Reglamento_de_la_Coordinación_y_Operación_del_Sistema_Eléctrico_Nacional

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
11	0	Artículo 35 bis.-	Se indica que el Coordinador puede aplicar condiciones especiales de operación previo al retiro de una central generadora "para propender al uso eficiente de los recursos primarios de generación", para resguardar la seguridad y operación económica del sistema eléctrico. No queda claro si esta facultad incluye la posibilidad de despachar estas unidades para el consumo de su combustible remanente para poder concretar su retiro. Adicionalmente, en tanto no se disponga de la norma técnica sería necesario utilizar el Procedimiento Interno del Coordinador.	Modificar el artículo de acuerdo a lo siguiente: Previo al retiro de una central generadora, el Coordinador podrá aplicar condiciones especiales de operación para propender al uso eficiente de los recursos primarios de generación, incluyendo la posibilidad de despachar centrales para el uso de un combustible que no tiene uso alternativo, conforme a lo que disponga la norma técnica respectiva o procedimiento interno del Coordinador, con el objetivo de resguardar la seguridad y/o la operación económica del sistema eléctrico. Esta condición especial de operación no deberá significar sobrecostos para el sistema.
1	AES Andes	Artículo 37.-	El articulo indica que el Coordinador debe realizar una diferenciación de aquellas instalaciones cuya capacidad de almacenamiento individual suponga un impacto de larga duración, según lo señala la NT. Sin embargo no queda claro en este articulado con qué objetivo será realizada tal diferenciación. En este sentido se sugiere señalar expresamente que tal diferenciación se realizará exclusivamente para efectos de la programación. Por otro lado, se señala que dicho impacto deberá ser cuantificado respecto la capacidad de almacenamiento individual. Al respecto es importante considerar el impacto conjunto que podría tener esta tecnología, o al menos contemplar lo establecido en la Norma Técnica de Coordinación y Operación- Capítulo de Programación de la Operación, en la cual establece que en la categorización de recursos gestionables, el Coordinador podrá considerar agrupaciones de instalaciones dependiendo de las características técnicas de las mismas, agrupaciones geográficas u otras que considere relevante.	En la programación de la operación, el Coordinador deberá calcular y utilizar el Costo de oportunidad Oportunidad de la energía gestionable, que minimice el costo presente y el costo futuro esperado de operación y falla del sistema eléctrico, de aquellas instalaciones que posean capacidad de almacenamiento. Para ello deberá categorizar aquellas instalaciones cuya capacidad de almacenamiento individual, o grupal implique un impacto de larga duración sobre la operación del sistema eléctrico. Tal categorización se utilizará exclusivamente para efectos de la programación. La categorización se realizará conforme lo señale la respectiva norma técnica., considerando al menos las siguientes características de las instalaciones: a. Capacidad de gestión de energía almacenada; b. Capacidad de almacenamiento de energía; c. Potencia nominal de las componentes de almacenamiento, y generación en los casos que corresponda; d. Estadísticas y pronósticos de energía afluente, en los casos que corresponda; e. Vida útil y ciclo de carga/descarga de la componente de almacenamiento; f. Impacto en la seguridad o eficiencia económica en el sistema eléctrico y g. Agrupaciones de instalaciones dependiendo de las características técnicas de las mismas, agrupaciones geográficas u otras que considere relevante
2	AES Andes	Artículo 40.-	El articulo plantea la posibilidad de la actualización del Costo de Oportunidad para instalaciones con capacidad de almacenamiento que no presentan un impacto de larga duración, sin embargo deja la decisión a discreción del Coordinador. La actualización permanente de los costos de oportunidad de las energías gestionables en los programas de operación redundará en un despacho más eficiente del sistema en su conjunto. Por el contrario, no realizarlo conllevará inevitablemente a una operación suboptima del sistema electrico, y al mismo tiempo expondrá a un elevado riesgo respecto a sus ingresos a los titulares de sistemas de almacenamiento. Se solicita establecer la obligación para que el CEN actualice el Costo de Oportunidad de las energías gestionables, para lo cual deberá desarrollar una Política de Despacho con el objetivo de resguardar el despacho eficiente de los Sistemas de Almacenamiento, y Centrales Renovables con capacidad de Almacenamiento, en base al Costo de Oportunidad, CMg real y otras variables relevantes en la operación del sistema según determine la norma técnica. Para una correcta gestión de la Politica de despacho, el Coordinador debe establecer metricas de desempeño como tambien las herramientas tecnológicas necesarias para su ejecución.	"El Coordinador deberá actualizar la programación de la operación, incorporando variables y antecedentes, en las etapas que corresponda, en atención a cambios relevantes en la operación. Adicionalmente, el Coordinador deberá recalcular los Costos de Oportunidad de las instalaciones con capacidad de almacenamiento con la periodicidad que establezca la normativa tecnica. Asimismo el Coordinador deberá desarrollar una Política de Despacho de Energías Gestionables con el objetivo de resguardar el despacho eficiente en tiempo real de los Sistemas de Almacenamiento y Centrales Renovables con capacidad de Almacenamiento, en base al Costo de Oportunidad, CMg real y otras variables relevantes en la operación del sistema según determine la norma técnica. Para una correcta gestión de la Politica, el Coordinador deberá establecer indicadores de desempeño y deberá disponer de herramientas y sistemas tecnológicos necesarios para su correcta ejecución. Los indicadores tendrán por objeto verificar la efectividad de la política operación, en base a la comparación con un caso ideal de gestión de recursos de almacenamiento."
3	AES Andes	Artículo 45 bis.	El articulo indica que ante la falta de capacidad de colocación a igualdad costo considerado en el listado de prioridad de colocación, los Sistemas de Almacenamiento deberán prorratear su participación según capacidad máxima de inyección. Tal situación podría conllevar a una discriminación arbitraria ante sistemas de almacenamientos que posean igual cantidad de energía almacenada y diferente capacidad de inyección máxima . En este sentido se sugiere establecer que en estos casos el Coordinador deberá establecer una regla de prorrateo que busque despachar la misma cantidad de energía de los sistemas de almacenamiento durante las horas que no exista suficiente capacidad de colocación.	Para instalaciones conectadas a la red de transmisión, dicho prorrateo deberá realizarse utilizando como criterio la disponibilidad de generación eléctrica pronosticada. En el caso de Sistemas de Almacenamiento de Energía la prorrata deberá realizarse utilizando como criterio el despachar la misma cantidad de energía de los sistemas de almacenamiento durante las horas que no exista suficiente capacidad de colocación.
4	AES Andes	Artículo 53.-	Tanto el articulo 53 como el articulo 103 establece la opción de Autodespacho de Sistemas de Almacenamiento <9MW. En relación a la habilitación de esta opción, se solicita revisar la compatibilidad de dicho modo operativo, con la metodología de reconocimiento de suficiencia a Sistemas de Almacenamiento establecida en el DS N°62 (art.37). En consideración que la metodología de reconocimiento de potencia inicial de sistemas de almacenamiento se sustenta en la potencial operación coordinada de los sistemas de almacenamiento y el modo autodespacho no cumpliría con esta premisa.	0
5	AES Andes	Artículo 96.-	El articulo plantea que el Coordinador podría instruir el inicio o suspensión del retiro/inyección de energía de un Sistema de Almacenamiento o un CAB en virtud de preservar la seguridad del servicio. No se indica el tratamiento para Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento y Regulación. Se sugiere señalar explícitamente cual sería el tratamiento de este tipo de centrales en relación a la operación de su componente de almacenamiento.	"El Coordinador podrá instruir el inicio o la suspensión del retiro o inyección de energía, según corresponda, de un Sistema de Almacenamiento de Energía, de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento o de una Central con Almacenamiento por Bombeo en virtud del cumplimiento de la obligación de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, en cuyo caso sus eventuales sobrecostos serán compensados según establece el articulo 166ger del presente reglamento"
6	AES Andes	Artículo 95.-	Entendemos que la modificación de este articulado pretendería acotar el tipo de Sistemas de Almacenamiento que no podría efectuar retiros del sistema para comercializar. Sin embargo para mayor claridad en la aplicación de este articulo se sugiere señalar explícitamente la habilitación de realizar retiros para comercializar, como también la opción de celebrar contratos de compraventa de energía entre titulares únicamente de Sistemas de Almacenamiento de Energía y otros suministradores. Este ultimo caso es de alto interés para el desarrollo proyectos con sinergias entre titulares de sistemas de almacenamientos y empresas con activos renovables.	"Los Coordinados titulares únicamente de Sistemas de Almacenamiento de Energía que formen parte de la infraestructura de transmisión no podrán efectuar retiros desde el sistema eléctrico para comercializar con Empresas Distribuidoras o Clientes Libres. Por otro lado, titulares únicamente de Sistemas de Almacenamiento de Energía que no formen parte de la infraestructura de transmisión podrán efectuar retiros desde el sistema eléctrico para comercializar con Empresas Distribuidoras o Clientes Libres, como también podrán celebrar contratos de compraventa con Empresas Generadoras los que serán considerados en los respectivos balances de transferencias realizados por el Coordinador."
7	AES Andes	Artículo 97.-	El articulo lista los cargos aplicables a clientes finales de los que se encuentran exentos los retiros de energía destinados para el proceso de almacenamiento de un Sistema de Almacenamiento, sin embargo al articulo le faltan cargos que de acuerdo a la normativa vigente si se les traspasan a los retiros. Se sugiere establecer un articulo de caracter general (tal como lo establece la ley) para abarcar la totalidad de casos.	"Los retiros de energía desde el sistema eléctrico destinados para el proceso de almacenamiento de un Sistema de Almacenamiento o Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento un no estarán sujetos a los cargos asociados a clientes finales ni a cargos aplicables a prorrata de retiros asociados a suministro a clientes finales."
8	AES Andes	Artículo 103.-	Tanto el articulo 53 como el articulo 103 establece la opción de Autodespacho de Sistemas de Almacenamiento <9MW. En relación a la habilitación de esta opción, se solicita revisar la compatibilidad de dicho modo operativo, con la metodología de reconocimiento de suficiencia a Sistemas de Almacenamiento establecida en el DS N°62 (art.37). En consideración que la metodología de reconocimiento de potencia inicial de sistemas de almacenamiento se sustenta en la potencial operación coordinada de los sistemas de almacenamiento y el modo autodespacho no cumpliría con esta premisa.	0

9	AES Andes	Artículo 105.-	El articulo incurre, pese a lo indicado en el Art. 61 en la definición en detalle del Costo Variable para Sistemas de Almacenamiento de Energía y Centrales con Almacenamiento por Bombeo. Notando que esa definición requiere de consideraciones particulares de cada tecnología, y en consistencia con la normativa técnica vigente, se solicita señalar que tal definición se realizará acorde a lo que se defina en la normativa técnica correspondiente. Asimismo la propuesta actual de definición desconoce el verdadero valor sistémico de los sistemas de almacenamiento, ya que solo considera los costo de carga + pérdidas + costo variable no combustible sin considerar el costo de oportunidad, a diferencia de la actual norma técnica vigente. Adicionalmente, el articulo propuesto no incorpora las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento o Regulación.	"El Costo variable de un Sistema de Almacenamiento de Energía, Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento, o Central con Almacenamiento por Bombeo, será determinado según las consideraciones que establezca respectiva norma técnica en conformidad con lo señalado en el articulo 61 del presente reglamento."
10	AES Andes	Artículo 108.-	El articulo 108bis señala que a aquellas instalaciones con capacidad de almacenamiento (no indica cuales) que no sean categorizadas como de impacto de larga duración se considerará una condición especial en la que su descarga puede realizarse forzosamente fuera de orden de mérito al prever que no serán utilizadas de acuerdo con el listado de prioridad de colocación. Esto puede generar graves perjuicios al no realizarse un despacho eficiente ni para el sistema ni para el propietario, el cual percibe todo el riesgo de la operación en tiempo real. En este sentido se solicita señalar que tal despacho deberá obedecer estrictamente a la Política de Despacho de Energías Gestionables, y en caso de presentar sobrecostos por su aplicación estos deberán ser remunerados al propietario.	Para las instalaciones con capacidad de almacenamiento que no sean categorizadas de larga duración, el Coordinador deberá considerar como una condición especial de operación cuando se prevea que estas no serán despachadas conforme al Orden Económico en el horario determinado en la programación de la operación o posterior a este. Con el objetivo de asegurar el uso óptimo de los recursos energéticos el Coordinador podrá despachar dichas unidades fueran de Orden Económico, resguardando un trato no discriminatorio entre dichas instalaciones, en conformidad con la Política de Despacho de Energías Gestionables señalada en el articulo 40 del presente reglamento. Asimismo, en caso con motivo de tal despacho se presenten sobrecostos, estos serán remunerados según establece el articulo 166ter del presente reglamento.
11	AES Andes	Artículo 112.-	El articulo Indica que el Coordinador deberá incorporar a Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento en la programación de la operación optando por 2 metodologías, de las cuales 1 no considera el cálculo de Costo de Oportunidad para el almacenamiento, sino solo el costo variable de la central renovable. El relación a la opción de no considerar el costo de oportunidad para efectos de la programación, dicha alternativa siempre será ineficiente para el sistema respecto a considerar un costo de oportunidad calculado y actualizado permanentemente según las condiciones operacionales del sistema. Considerar que siempre se deberían calcular los costos de oportunidad para SAE e Instalaciones con Capacidad de Almacenamiento, procurando incrementar la periodicidad de su actualización, a efectos de un mejor despacho y mejor formación de precios. Se solicita eliminar la opción a).	"El Coordinador deberá incorporar en la programación de la operación a las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento considerando el Costo de Oportunidad de la Energía Gestionable de la energía almacenada. Asimismo dicha programación deberá ser actualizada con motivo en conformidad con la Política de Despacho de Energías Gestionables señalada en el articulo 40 del presente reglamento."
12	AES Andes	Artículo 126.-	Similar que el articulo 45bis el articulo indica que ante la falta de capacidad de colocación a igualdad costo considerado en el listado de prioridad de colocación, los Sistemas de Almacenamiento deberán prorratear su participación según capacidad máxima de inyección. Tal situación podría conllevar a una discriminación arbitraria ante sistemas de almacenamientos que posean igual cantidad de energía almacenada y diferente capacidad de inyección máxima . En este sentido se sugiere establecer que en estos casos el Coordinador deberá establecer una regla de prorrateo que busque despachar la misma cantidad de energía de los sistemas de almacenamiento durante las horas que no exista suficiente capacidad de colocación.	"El referido ajuste deberá realizarse a prorrata de la generación disponible de las instalaciones. En el caso de Sistemas de Almacenamiento de Energía la prorrata deberá realizarse utilizando como criterio el despachar la misma cantidad de energía de los sistemas de almacenamiento durante las horas que no exista suficiente capacidad de colocación."
13	AES Andes	Artículo 166 bis.-	El articulo Indica que en la operación real se remunera a cada Sistema de Almacenamiento de Energía de acuerdo con el costo marginal del sistema, sin embargo bajo el escenario donde 2 o mas SAE con igual Costo de Oportunidad hayan inyectado bajo un Costo Marginal distinto, se realizará una reasignación de ingresos de forma que no se generen diferencias injustificadas en los ingresos percibidos por cada una. En relación con esta propuesta es preciso considerar que la normativa vigente contempla un proceso reglado en donde los Coordinados pueden presentar discrepancias en relación al actuar injustificado del Coordinador, siendo esta la instancia de Panel de Expertos. Asimismo, establecer un mecanismo permanente de reasignación de diferencias "injustificadas" no aporta a una adecuada asignación de riesgos entre los actores, desincentivando una correcta operación del Coordinador. Por ultimo es importante considerar que de acuerdo con el articulo 149 de la LGSE las transferencias de energía de los sistemas de almacenamiento deben ser valorizadas de acuerdo a los costos marginales instantáneos del sistema eléctrico, en este sentido se sugiere una revisión de la viabilidad de este tipo de revalorización propuesta. Por los motivos expuestos se sugiere eliminar la propuesta de articulado	0
14	AES Andes	Artículo 166 ter.-	El articulo , en complemento con el articulo 105 propuesto Indica que las inyecciones de Sistemas de Almacenamiento de Energía que hayan resultado fuera de Orden Económico verán compensado sólo su Costo Variable (costo de carga + pérdidas + costo variable no combustible). No se compensará el Costo de Oportunidad calculado en la programación de la operación (o el recálculo según corresponda), sin embargo el Orden Económico si queda definido a través de este Costo de Oportunidad. Esto supone desconocer el valor sistémico de BESS, o solo reconocerlo de forma parcial. Asimismo, tal disposición no se condice con la actual compensación de sobrecostos de otros tecnologías a las cuales se les cálculo Costo de Oportunidad (caso hidroeléctrico). En este sentido, se solicita corregir el articulo 105 de tal forma que el Costo Variable si considere el costos de oportunidad (tal como lo realiza el norma técnica vigente), alternativamente dejar esta definición a nivel de norma técnica. Asimismo establecer en este articulado que la operación de fuera de orden económico deberá se retribuida al menos en los costos de oportunidad según lo que disponga la norma técnica. Adicionalmente los retiros de energía que se realizan del sistema para el modo carga, también se ven expuestos a operar fuera de orden económico en caso que sen realizados a un costo marginal mayor al costo de oportunidad determinado en la programación, por lo cual se solicita extender este articulo para contemplar dicho caso. Por ultimo se debe incluir explícitamente a las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento o Regulación y Centrales con Almacenamiento por Bombeo en este articulo.	"Las inyecciones de los Sistemas de Almacenamiento de Energía, las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento o Regulación y Centrales con Almacenamiento por Bombeo que hayan resultado despachadas en la operación real fuera de Orden Económico, con un costo de oportunidad superior al costo marginal del sistema, deberán ser retribuidas económicamente en sus costos de oportunidad conforme a lo que disponga la norma técnica. Las retiros de los Sistemas de Almacenamiento de Energía, las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento o Regulación y Centrales con Almacenamiento por Bombeo efectuados en Modo retiro, que hayan resultado despachados en la operación real fuera de Orden Económico, con un de oportunidad inferior al costo marginal del sistema, deberán ser retribuidas económicamente en sus costos de oportunidad conforme a lo que disponga la norma técnica. "
15	AES Andes	Artículo 2.-	Un elemento central para habilitar el desarrollo de la industria del hidrógeno verde y otros procesos productivos es poder determinar la topología de los proyectos y determinar su impacto en el sistema, particularmente inyecciones y retiros. Que forma parte de un SGC, dependerá en parte de la frontera que se determine con el SEN, lo que a su vez es indispensable para determinar, entre otras cosas, qué se entiende por energía autoabastecida. Por lo anterior, es necesario que este proceso reglamentario aborde la definición del punto de conexión, sea incorporándolo en su definición, sea modificando el DS 37. Cabe hacer notar que la propuesta sometida a consulta pública considera la modificación de otros dos reglamentos por lo que no existen razones para no considerar este contenido. En este sentido la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio define explícitamente Punto de Conexión, según el tipo de Coordinado, sea Generador o Cliente. En este sentido se sugiere incluir una definición explicita para cada tipo de Coordinado. Esto es especialmente relevante en el Coordinado Sistema de Generación-Consumo (SGC) para el cual se debe establecer claramente el criterio de designación de Punto de Conexión. En coherencia con el punto anterior, se propone definir como Punto de conexión al Sistema de Transmisión de un SGC el lado de alta tensión de su transformador de poder, de forma homologa a como se define para una central generadora en el Art. 1-7°, numeral 78 de la NTSyCS. De esta forma, se permite asegurar que las instalaciones internas no forman parte del Sistema de Transmisión. Alternativamente se sugiere complementar la definición con "según establezca la normativa técnica correspondiente".	"Punto de Conexión: Barra, o punto de arranque en una línea de transmisión, en el cual se interconectan instalaciones explotadas por distintos Coordinados o instalaciones que, pudiendo ser explotadas por el mismo Coordinado, correspondan a diferentes categorías señaladas en el artículo 10. El Punto de Conexión de una central generadora, Sistema de Almacenamiento y SGC al ST corresponde a la barra de alta tensión de sus transformadores de poder. El Punto de Conexión de los Coordinados Clientes al ST se produce en las respectivas Barras de Consumo.

16	AES Andes	Artículo 13.-	Dado que el diseño de los Sistemas de Generación Consumo se configuran principalmente para abastecer la infraestructura productiva interna, se sugiera aclarar en este articulado que los SGC deberán demostrar condiciones de aportar excedentes solo en los casos que corresponda, de tal forma de establecer que esta es una opcionalidad y no una obligación. Ello, en consistencia con la definición de SGC contenida en el artículo 225 literal af) que habilita pero no obliga a los SGC a realizar retiros o inyecciones. Por lo anterior, el artículo está imponiendo una exigencia no prevista en la ley. Asimismo se sugiere indicar explícitamente que los SGC pueden incorporar algún tipo de sistema de almacenamiento destinada exclusivamente para la gestión de autoabastecimiento interno.	"Los Auto productores deberán acreditar al Coordinador que estarán en condiciones de aportar excedentes al Sistema Eléctrico Nacional, a partir de su capacidad instalada de generación en relación a la demanda eléctrica máxima que utiliza para el desarrollo de sus procesos productivos y consumos eléctricos en general. En el caso de los SGC, estos deberá informar al Coordinador si estarán en la situación anterior. El Coordinador deberá considerar adecuadamente para los diferentes procesos que lleve a cabo, cuando este corresponda de conformidad a la normativa vigente, tanto el excedente de potencia señalado, como la demanda respectiva. Asimismo los SGC podrán incorporar algún tipo de sistema de almacenamiento destinado exclusivamente para la gestión de autoabastecimiento interna"
17	AES Andes	Artículo 116 quinquies.-	El articulo señala que para todos los efectos del reglamento el suministrador de SGC actuará como titular. Esta definición normativa y conceptualmente compleja y pareciera ser resultado de interpretar que los SGC no pueden participar del MCP (artículo 149 de la LGSE). La solución regulatoria que considera el reglamento es inconsistente con otras propuestas que incorporan a los SGC como Coordinados como por ejemplo el artículo 10 y les permite participar en transferencias de potencia como establece el artículo 30. Además introduce una inconsistencia muy compleja de administrar con la definición que contempla el DS 125 en relación a la figura del reemplazo, que habilita a un no propietario, esto es un "titular", a ocupar el lugar de coordinado para todos los efectos de la coordinación. En ese contexto, no es posible "reemplazar" o ser "titular" de una instalación para un efecto y no para otro, como sería para el balance vs la operación. Si será necesario siempre tener suministrador dado que se está exigiendo tener capacidad de realizar retiros, los SGC serían siempre reemplazados por empresas generadoras y no serían entonces Coordinados por si mismos. Además, es importante considerar que los SGC, según su condición de diseño podría requerir i) realizar retiros netos de energía/potencia al SEN ir) realizar inyecciones netas de energía/potencia al SEN iii) ningún caso. En este escenario, es preciso reevaluar la interpretación del artículo 149, que no habla de empresas generadoras sino de empresas propietarias de medios de generación y permitir la participación de los SGC en el balance o, si ello no es posible, exigir el reemplazo por un suministrador sólo a aquellos SGC que tienen retiros netos de energía y potencia del SEN.	0
18	AES Andes	Artículo 116 bis.-	El inciso primero y segundo de este artículo establecen la necesidad de formular un "requerimiento" al Coordinador, sin que se precise qué es lo que se le requiere, esto es, que pronunciamiento deberá emitir el Coordinador. En el caso del inciso primero, además., no queda clara su interacción con el proceso de declaración en construcción, y los plazos en que debería realizarse el análisis y obtenerse un pronunciamiento del CEN. Cabe la duda de si es un pronunciamiento que será requisito para la declaración en construcción -lo que introduciría un riesgo al cumplimiento de los plazos para obtener la declaración- o sólo requiere ser solicitada en paralelo pero debe ser tramitada antes del inicio de la conexión del Proyecto. Por lo anterior, es recomendable que esta exigencia se reformule como una entrega de información previa obligatoria luego de la declaración en construcción y antes del inicio del proceso de conexión. Es recomendable que se establezcan plazos para la verificación del Coordinador Además, dado que el diseño de los Sistemas de Generación Consumo se configuran principalmente para abastecer la infraestructura productiva interna, se sugiera aclarar en este articulado que los SGC deberán demostrar condiciones de aportar excedentes solo en los casos que corresponda, de tal forma de establecer que esta es una opcionalidad y no una obligación. Ello, en consistencia con la definición de SGC contenida en el artículo 225 literal a) que habilita pero no obliga a los SGC a realizar retiros o inyecciones. Por lo anterior, el artículo está imponiendo una exigencia no prevista en la ley. Además, se precisa que el cambio se produce sin modificación del punto de conexión.	"Las nuevas instalaciones declaradas en construcción como SGC, antes del inicio del proceso de conexión deberán informar al Coordinador, acompañando los antecedente que den cuenta de las características del proyecto, a fin que este verifique si dichas instalaciones estarán en condiciones de aportar excedentes al SEN y, en tal caso, determine el régimen o metodología de operación aplicable al mismo, de conformidad a lo dispuesto en el artículo siguiente". "Los Coordinados que deseen que sus instalaciones de generación ya interconectadas al Sistema Eléctrico Nacional formen parte de un SGC, sin que ello implique un cambio en el punto de conexión al sistema, deberán presentar informar al Coordinador, acompañando los antecedentes que den cuenta de las características del proyecto, de forma de permitir a este verificar si dichas instalaciones estarán en condiciones de aportar Excedentes al Sistema Eléctrico Nacional, en los casos que corresponda, y en caso de verificarse, determine el régimen o metodología de operación aplicable al mismo, de conformidad a lo dispuesto en el artículo siguiente."
19	AES Andes	Artículo 116 ter.-	Dado que el diseño de los Sistemas de Generación Consumo se configuran principalmente para auto abastecer la infraestructura productiva interna, se sugiere indicar explícitamente que estos pueden incorporar algún tipo de sistema de almacenamiento para la gestión de autoabastecimiento.	"El Coordinador podrá sujetar a un SGC a la metodología señalada en el literal b) precedente, a solicitud del respectivo Coordinado, y tras verificar que, de acuerdo con los criterios dispuestos en la norma técnica, el perfil de Excedentes se ajusta al de instalaciones diseñadas a abastecer principalmente la infraestructura productiva de aquellas instalaciones. Asimismo los SGC podrán incorporar algún tipo de sistema de almacenamiento destinado para la gestión de autoabastecimiento interna el cual también estará sujeto a la metodología señalada en el literal b) precedente."
20	AES Andes	Artículo 116 septales.	Dado que el diseño de los Sistemas de Generación Consumo se configuran principalmente para auto abastecer la infraestructura productiva interna, es imprescindible que se establezca expresamente que no serán instruidos para la prestación de servicios complementarios ni le serán exigibles todos los estándares de las unidades generadoras, salvo que se realicen inyecciones.	"A falta de disposiciones técnicas específicamente establecidas para SGC, y existiendo antinomia entre las normas aplicables a las centrales generadoras y a los clientes finales no sometidos a regulación de precios, a estas instalaciones les serán exigibles las disposiciones establecidas para las instalaciones de generación. Sin perjuicio de lo anterior, en los casos que el perfil de Excedentes de un SGC se ajusta al de instalaciones diseñadas a abastecer principalmente la infraestructura productiva de aquellas instalaciones, los SGC no serán instruidos para la prestación de servicios complementarios "
21	AES Andes	Artículo 116 sexies.	Se señalan 2 posibles modos de operación para los SGC. Sin embargo, de acuerdo su condición de diseño es posible que en algunos periodos el SGC no inyecte ni retire energía del SEN. Se requiere ampliar los casos de manera de hacer el tratamiento reglamentario consistente con la definición legal que habilita, mas no obliga a tener retiros o inyecciones.	"Artículo 116 sexies.- En los SGC se distinguen tres modos de operación, denominados Modo Retiro y Modo Generación Directa, y Modo Neutro los que deberán efectuarse a través del mismo punto de conexión al sistema eléctrico, de forma tal que ambos no puedan ocurrir en forma simultánea. El Modo Retiro corresponde a aquel en el que se retira energía eléctrica desde el sistema eléctrico. Por su parte, el Modo Generación Directa es aquel en que se inyecta energía al sistema eléctrico desde su componente de generación. En tanto el Modo Neutro es aquel en donde no se inyecta ni retira energía del SEN"
22	AES Andes	Artículo 143 bis.-	La modificación este nuevo articulo no soluciones diversas situaciones como el tratamiento del no pago por parte de clientes de sus respectivos contratos de suministros o impidiendo la terminación anticipada de contratos incumplidos y otorgando ventajas indebidas al permitir el suministro sin pago durante litigios. Además, es cuestionable que el CEN asuma funciones interpretativas sin criterios claros. Se propone alinear el articulo con el oficio SEC N° 230570, permitiendo corte o suspensión al constatarse el no pago, con criterios definidos y sanciones por omisión. De esta forma las partes conservarían su derecho a resolver controversias contractuales, sin obligar al suministrador a mantener el servicio durante el eventual juicio.	0
1	ACERA	Artículo 2 (a).-	- El DS 244/2005 se encuentra derogado y reemplazado por el DS88/2019. Se debiese actualizar la referencia.	"a. Autodespacho: Régimen de operación de una instalación de generación, SGC o Sistemas de Almacenamiento de Energía interconectado al sistema eléctrico que no se encuentra sujeto al resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por el Coordinador en los términos establecidos en el Decreto Supremo Nº 88, de 2019, del Ministerio de Energía, que Aprueba Reglamento para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación Establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos y en el presente Reglamento, o aquellos que los reemplacen, y que puede ser aplicado en tanto se dé cumplimiento al principio de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico y a lo regulado en el presente reglamento."

2	ACERA	Artículo 2.-	En la definición de Autoproductor se considera a los SAE, por lo tanto, es necesario resolver cómo se distinguirán si los retiros realizados de la red fueron destinados para el proceso de carga de los SAE, y por tanto están exentos de los cargos a clientes finales, o si dichos retiros están destinados a la comercialización, caso en que no correspondería la exención de cargos señalada. En la medida de que no sea factible comprobar que los retiros fueron destinados para el proceso de carga de un SAE, se sugiere establecer la presunción de que los retiros de los SAE autoproductores están destinados a la comercialización.		0
3	ACERA	Artículo 2.-	En la definición de "Empresa generadora", se debe considerar que con la habilitación efectuada para que titulares únicamente de SAE no asociados a transmisión realicen retiros del sistema destinados al suministro de clientes finales, la definición de Empresa Generadora debiese ser revisada de manera de adecuar los cargos que la ley define con implicancias a estos actores, por ejemplo, el Art 72-7 de la Ley: "La remuneración por la prestación de los recursos técnicos requeridos en la operación del sistema eléctrico, será de cargo de las empresas generadoras que efectúen retiros destinados a usuarios finales desde el sistema eléctrico o el subsistema..." ¿Bajo la definición vigente un SAE con un contrato con clientes finales no pagaría SSCC? A nivel legal no existe la definición de "empresa generadora", por lo que creemos que es posible evaluar este aspecto a nivel reglamentario.		0
4	ACERA	Artículo 2.-	En la definición de "Costo de Producción", se excluye a las Centrales con Almacenamiento por Bombeo. Se solicita indicar el motivo de esto e incluirles en la definición en caso de que se trate de una omisión.		0
5	ACERA	Artículo 2.-	En la definición de "Costo de Producción" se solicita clarificar si corresponde a la suma del Costo de Oportunidad y Costo Variable, o bien es uno u otro.		0
6	ACERA	Artículo 2.-	En la definición de "Excendentes", se debe aclarar que los excedentes son tanto para los SGC como para los Autoproductores. Adicionalmente, se solicita evaluar la compatibilidad/implicancias de esta definición con los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), ya que de conformidad a el artículo 149 de la LGSE se menciona " Los concesionarios de servicio público de distribución de electricidad, así como aquellas empresas que posean líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público, deberán permitir la conexión a sus instalaciones de distribución correspondientes de los medios de generación o sistemas de almacenamiento cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no superen los 9.000 kilowatts, sin perjuicio del cumplimiento de las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes." Se solicita diferenciar, según corresponda.	"z. Excedentes: Diferencia entre la demanda eléctrica máxima de un SGC o Autoproductor que se utiliza para el desarrollo de sus procesos productivos y la potencia producida por un medio de generación, descontado su consumo propio, determinados con el fin de ser inyectados a un sistema interconectado o a las instalaciones de una Empresa Distribuidora, en su Punto de Conexión.	
7	ACERA	Artículo 10.-	Cuándo se listan las instalaciones que tienen la calidad de Coordinados, se omiten los Pequeños Medios de Generación (PMG).	Artículo 10.- Son Coordinados todos los propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quienes operen o exploten, a cualquier título, las siguientes instalaciones que se interconecten al sistema eléctrico: a. Centrales o unidades generadoras, incluidas aquellas de Autoproductores; b. Sistemas de transmisión; c. Instalaciones destinadas a la prestación de servicios complementarios; d. Sistemas de Almacenamiento de Energía; e. Instalaciones de distribución; f. Instalaciones de Clientes Libres; g. Pequeños Medios de Generación; h. Pequeños Medios de Generación Distribuida.; y i. Sistema Generación-Consumo.	
8	ACERA	Artículo 12 inc. 2°.-	El texto distingue entre las instalaciones indicadas en el artículo 10 que conectan a transmisión y las que conectan a distribución. De esta forma se deja afuera de la regulación a los PMG que no se encuentran nombrados en el artículo 10 ni tampoco se conectan a la red de distribución. Por lo tanto, no serían objeto de las disposiciones indicadas en este artículo.	No se requiere de una adecuación en la redacción de este artículo si se acepta la propuesta emitida para el artículo 10.	
9	ACERA	Artículo 13.-	La definición de "Excedente" establecida en el artículo 2 considera el término "potencia generada", mientras que el artículo 12 menciona "capacidad instalada". Se solicita corregir dónde corresponda, de manera de que ambos artículos sean armónicos entre sí.		0
10	ACERA	Artículo 17.-	Es recomendable definir el término "instalación/es de generación". En general se entiende que se refiere todos los generadores, salvo el equipamiento de generación distribuida para autoconsumo.	Artículo 17.- Toda nueva instalación de generación, Sistemas de Almacenamiento de Energía, SGC y de transmisión que se interconecte al sistema eléctrico deberá previamente haber sido declarada en construcción por la Comisión. Lo anterior no aplicará para el segmento de Generación Distribuida para el Autoconsumo, regulada en el Decreto Supremo N° 57 del 2019, del Ministerio de Energía.	
11	ACERA	Artículo 19.-	Se solicita especificar si existe algún mecanismo de actuación para el solicitante, en caso de desacuerdo con la CNE por el motivo de rechazo de una solicitud de Declaración en Construcción.		
12	ACERA	Artículo 19.-	En el literal d. cuando se habla de solicitud de autorización de conexión ninguno de los elementos expuestos corresponde a la autorización de conexión de un PMGD. El hito que corresponde es la obtención del Informe de criterios de conexión (ICC) expreso en el DS88.	"d. Autorización de conexión a los sistemas de transmisión de servicio público otorgada por el Coordinador, Informe de criterios de conexión para los PMGDs o autorización de uso de la capacidad técnica disponible en los sistemas de transmisión dedicada [...]"	
13	ACERA	Artículo 19.-	Falta establecer un plazo, contado desde la fecha de ingreso de la solicitud, para que la Comisión pueda emitir observaciones, de manera de dar certeza a la extensión temporal del proceso.	"...Dentro de un plazo de 5 días contados desde la fecha de presentación de la solicitud, la Comisión podrá formular observaciones a la solicitud de declaración en construcción presentada, las cuales deberán ser subsanadas por el titular dentro de un plazo máximo de quince días contados desde la notificación de las observaciones respectiva por medio de la plataforma electrónica dispuesta al efecto..."	
14	ACERA	Artículo 19.-	Respecto a lo estipulado en el literal c., es complejo establecer plazos rígidos a un año o dos, para el inicio de la construcción de los proyectos, ya que en muchos casos no es posible iniciar construcción -a pesar de tener sus permisos- por causas ajenas al desarrollador/constructor. A modo de ejemplo, podemos indicar las siguientes situaciones que se han evidenciado en la práctica: (i) Falta de las obras adicionales o de refuerzo por parte de la Distribuidora. (ii) Imposibilidad de acceder o tomar control sobre el terreno por haber sido ocupados ilegalmente. (iii) Recursos judiciales presentados por miembros de la comunidad en contra del Proyecto o sus permisos. En este sentido, el reglamento debiese contemplar un mecanismo mediante el cual el solicitante de la DeC pueda pedir a la CNE el congelamiento del plazo para inicio de construcción, por motivos fundados y no imputables a él.		0
15	ACERA	Artículo 19.-	En el literal d. se agrega referencia a sistemas de transmisión de servicio público. De conformidad al artículo 7 de la LGSE entendemos que se refiere a Transmisión Nacional, Zonal y para Polos de desarrollo de generación. Se solicita explicitar o agregar la referencia al artículo de la LGSE antes mencionado.		0
16	ACERA	Artículo 19.-	Respecto a lo planteado en el literal f, para el caso de los PMGD, no es viable obtener el IFC durante el periodo de ICC vigente (18 meses), dado que una RCA se demora casi ese tiempo. Se propone plantear algún criterio de flexibilidad que de solución a esta tipología. Se espera inclusión en la modificación del DS88, pero sin ninguna claridad a la fecha.		0
17	ACERA	Artículo 19.-	Respecto a lo estipulado en el literal "g", la obtención de la Declaración en Construcción es un hito esencial para poder construir un proyecto. Pretender que las empresas comprometan la compra de equipos sin tener la certeza de que podrán conectar sus proyectos, y por tanto construirlos, es poco practible. La forma de mitigar este riesgo será a través de la contratación de seguros, lo que podría redundar en un encarecimiento de los proyectos. Además, se solicita aclarar en qué casos se deberá entregar como antecedente en las "Ordenes de Compra" además el contrato de EPC, puesto que en el texto se indica y/o.		0
18	ACERA	Artículo 19.-	Se sugiere explicitar el mecanismo para mantener actualizados los antecedentes o si será la misma plataforma que disponga la CNE, de acuerdo con lo indicado en el inciso 2 del artículo.		0
19	ACERA	Artículo 20.-	Cuando se hace mención a la omisión del deber de informar modificaciones no queda claro cuáles son las modificaciones que deben informarse para no omitir información, y además tampoco queda claro la manera y oportunidad en que deben comunicarse. Se solicita aclarar si el alcance de esto corresponde a los antecedentes requeridos para el Ingreso de la Solicitud de Declaración en Construcción u otros.		0

20	ACERA	Artículo 22.-	Se sugiere incluir además a las instalaciones adjudicadas por el Coordinador Eléctrico Nacional según lo señalado en el artículo 72°-7 de la Ley y las obras del inciso tercero del artículo 102 de la Ley.	Artículo 22.- Se considerarán también como instalaciones en construcción aquellos proyectos de transmisión nacional, zonal y para polos de desarrollo que formen parte de los planes de expansión respectivos, conforme a las características técnicas y plazos con los cuales los proyectos señalados figuren en dichos planes,. y del mismo modo, aquellas instalaciones necesarias y urgentes cuya ejecución ha sido autorizada de acuerdo cona lo establecido en el artículo 91° bis y en el inciso segundo del artículo 102° de la Ley, conforme a las características técnicas y plazos establecidos en la resolución correspondiente. Adicionalmente, se considerará como instalación en construcción aquella nueva infraestructura para la provisión de Servicios Complementarios, adjudicada por el Coordinador según lo establecido en el artículo 72°-7 de la Ley y las obras que sean propuestas y financiadas por las empresas de generación, de conformidad al artículo 102 de la Ley. La Comisión deberá incluir en la resolución mensual de declaración en construcción las instalaciones señaladas en el presente artículo, y no deberán presentar la documentación establecida en el artículo 19 del presente reglamento.
21	ACERA	Artículo 23.-	Cuando un proyecto inicia su construcción pueden surgir circunstancias externas que afectan a la continuidad de la construcción. Como puede ser los permisos sectoriales y contratiempos con otras autoridades. Es por esto que es importante que se pueda justificar la detención de obras por causas externas y no controlables por el Titular. Además, no queda clara la manera en comunicarse y justificarse ante la CNE. Por su parte, la definición propuesta para el inicio de construcción ("ejecución de obras de modo sistemático, ininterrumpido y permanente") parece establecer un estándar demasiado alto para el comienzo de los trabajos, dado que si son "obras sistemáticas", ya no sería el inicio de construcción. El inicio real puede implicar obras preparatorias o una movilización inicial. Se sugiere ajustar la definición para reflejar el comienzo efectivo de actividades constructivas.	Modificar a:"En relación con los hitos del cronograma, se entenderá que un proyecto ha iniciado su construcción cuando se realice la ejecución de obras de modo sistemático, ininterrumpido y permanente destinado al desarrollo de la etapa de construcción del proyecto, con excepción de imponderables ajenas al titular y debidamente justificadas ante la CNE"
22	ACERA	Artículo 23.-	Se solicitar disminuir el plazo de 60 días para que la Comisión resuelva la modificación del cronograma de la declaración en construcción. En el artículo 19 establecen 10 días a la Comisión para aprobar la declaración en construcción, por lo tanto, no se entiende la justificación para que el plazo de modificación dure 6 veces más. (Todos los plazos del proceso están entre 5 y 15 días). Además, en la propuesta se debería indicar que el plazo para el pronunciamiento de la Comisión es máximo.	"Artículo 23.- El titular de un proyecto declarado en construcción, deberá informar a la Comisión el cumplimento del avance de la obra de acuerdo con el cronograma presentado, acreditando al efecto el avance constructivo de las obras del proyecto. En relación con los hitos del cronograma, se entenderá que un proyecto ha iniciado su construcción cuando se realice la ejecución de obras de modo sistemático, ininterrumpido y permanente destinado al desarrollo de la etapa de construcción del proyecto. En este sentido, el titular deberá especificar detalladamente aquellas obras cuya ejecución acredite el cumplimiento de cada uno de los hitos indicados en el literal c) del artículo 19 del presente reglamento. Los titulares por causas justificadas y no imputables a estos podrán solicitar la modificación del cronograma establecido en la resolución que declara en construcción el respectivo proyecto, antes del vencimiento del hito respecto del cual se solicita la modificación, debiendo acompañar los antecedentes pertinentes y actualizados que acrediten los hechos que motivan la respectiva solicitud. Por su parte, la CNE tendrá un plazo de quince días para pronunciarse respecto a los antecedentes. En caso de tener un pronunciamiento desfavorable, el titular podrá rectificar estos antecedentes dentro de un plazo de quince días. Con esta rectificación, la aprobación estará sujeta a la revisión de antecedentes por parte de la Comisión, la cual podrá rechazar las modificaciones de cronograma en la medida que estas no se encuentren debidamente fundadas, pronunciándose al efecto en un plazo de quince días."….
23	ACERA	Artículo 23.-	Se sugiere explicitar el medio en que la CNE hará la solicitud de antecedentes de estado de avance. ¿Será la misma plataforma que disponga la CNE indicada en el inciso 2 del artículo 19?. Si es así se sugiere explicitarlo.	0
24	ACERA	Artículo 24.-	Se solicita informar con al menos 3 meses de antelación la interconexión del proyecto, pero no queda claro de que manera.	0
25	ACERA	Artículo 29 bis.-	No queda claro cuáles son los "cambios significativos del proyecto" que podrían implicar una revocación de la Declaración en Construcción. Se solicita especificar a qué hace referencia el concepto "nuevo equipo" ya que puede resultar confuso y deja demasiada amplia su aplicación. Por otro lado, considerar el trazado original de la línea de transmisión es un criterio demasiado estricto, pues en la construcción de los proyectos generalmente se dan modificaciones en este punto. Finalmente, se establece una cláusula de cierre con un "entre otros". Se solicita un criterio objetivo o directriz que permita determinar este término y no dejar un alcance tan ambiguo y discrecional.	0
26	ACERA	Artículo 30.-	Se sugiere definir "instalación de generación". Ver comentario artículo 17°.	0
27	ACERA	Artículo 33.-	Se debe dejar claro que el programa de retiro (operación esperada) es sólo informativo (no vinculante) y que en la operación real el CEN podría no cumplir esta operación esperada, lo cual no puede implicar alguna restricción al funcionamiento normal del sistema. Lo anterior, para evitar las situaciones en los últimos retiros de centrales a carbón.	…Adicionalmente, el Coordinado respectivo deberá enviar al Coordinador, con copia a la Comisión, una propuesta de programa de retiro consistente con la fecha de retiro informada a la Comisión, debiendo acompañar los antecedentes fundantes que correspondan. El programa de retiro deberá considerar la operación esperada, que permita el cumplimiento de todos los requerimientos normativos y operacionales aplicables a dicha instalación. Cabe señalar que, dicho programa no es vinculante para la operación del sistema eléctrico, y en caso de que no sea cumplido, su autorización no implicará limitaciones o restricciones adicionales al funcionamiento normal de las instalaciones del sistema eléctrico…
28	ACERA	Artículo 34.-	Dada la relevancia del estudio, se sugiere dar un espacio acotado de observaciones de los Coordinados al estudio de seguridad del CEN.	0
29	ACERA	Artículo 34.-	Se indica "en caso de que la salida de la respectiva instalación", lo que agrega un término nuevo.	Ajustar redacción a "en caso de que el retiro de la respectiva instalación"
30	ACERA	Artículo 35 bis.-	Al final del artículo se señala que "Esta condición especial de operación no debería significar sobrecostos para el sistema". Lo anterior, podría evitar la salida de centrales, por ejemplo, una central carbonera debe retirarse del sistema y no tiene colocación por operación económica y enfrenta la restricción ambiental de no dejar carbón en cancha. Necesariamente su operación forzada implicará sobrecostos especialmente en el horario solar, por tanto, el ámbito de aplicación debiera ser que los sobrecostos que se generen no sea traspasado a los demás participantes del mercado eléctrico, y que en caso de que se generen perjuicios sobre el resto de los actores, que éstos sean compensados. Necesariamente la operación forzada fuera del orden económico por una salida de este tipo genera sobrecostos al sistema y tal como está redactado podría implicar que nunca se pueda aplicar. Por este motivo se propone un ajuste en la redacción en el sentido que los sobrecostos generados no deberán ser asumidos por resto de los participantes del mercado, y que en caso de que se generen perjuicios sobre ellos, les sean compensados.	0
31	ACERA	Artículo 37.-	El artículo indica que el Coordinador debe realizar una diferenciación de aquellas instalaciones cuya capacidad de almacenamiento individual suponga un impacto de larga duración, según lo señala la NT. Sin embargo, no queda claro en este articulado con qué objetivo será realizada tal diferenciación. En este sentido se sugiere señalar expresamente que tal diferenciación se realizará exclusivamente para efectos de la programación (que es lo que se infiere del texto propuesto). Por otro lado, se señala que dicho impacto deberá ser cuantificado respecto la capacidad de almacenamiento individual. Al respecto es importante considerar el impacto conjunto que podría tener esta tecnología, o al menos contemplar lo establecido en la Norma Técnica de Coordinación y Operación- Capítulo de Programación de la Operación, en la cual establece que en la categorización de recursos gestionables, el Coordinador podrá considerar agrupaciones de instalaciones dependiendo de las características técnicas de las mismas, agrupaciones geográficas u otras que considere relevante.	En la programación de la operación, el Coordinador deberá calcular y utilizar el Costo de oportunidad Oportunidad de la energía gestionable, que minimice el costo presente y el costo futuro esperado de operación y falla del sistema eléctrico, de aquellas instalaciones que posean capacidad de almacenamiento. Para ello deberá categorizar aquellas instalaciones cuya capacidad de almacenamiento individual o grupal implique un impacto de larga duración sobre la operación del sistema eléctrico. Tal categorización se utilizará exclusivamente para efectos de la programación diaria de la operación, programación intradiaria y la operación en tiempo real. La categorización se realizará conforme lo señale la respectiva norma técnica, considerando al menos las siguientes características de las instalaciones: a. Capacidad de gestión de energía almacenada; b. Capacidad de almacenamiento de energía; c. Potencia nominal de las componentes de almacenamiento, y generación en los casos que corresponda; d. Estadísticas y pronósticos de energía afluente, en los casos que corresponda; e. Vida útil y ciclo de carga/descarga de la componente de almacenamiento; f. Impacto en la seguridad o eficiencia económica en el sistema eléctrico y g.Agrupaciones de instalaciones dependiendo de las características técnicas de las mismas, agrupaciones geográficas u otras que considere relevantes fundadamente.
32	ACERA	Artículo 37.-	Se solicita revisar el inciso final ya que no se ajusta a la definición de Costo de Producción del art. 2 letra x) que indica que el costo de producción considera el costo de oportunidad y los costos variables. En particular, de la definición de "Costos de Producción" del artículo 2, no es claro si esto corresponde al costo de oportunidad, al costo variable, o a la suma de ambos costos indicados anteriormente.	0

33	ACERA	Artículo 37.-	En la propuesta reglamentaria se delega a la norma técnica el establecimiento de las disposiciones para que el Coordinador realice la categorización de las instalaciones con capacidad de almacenamiento con impacto de larga duración sobre la operación del sistema eléctrico. Mientras estas definiciones no se encuentren establecidas no es posible aplicar el artículo 37 propuesto. Por otra parte, es necesario determinar si el nuevo concepto reemplaza al de impacto relevante y en este último caso reemplazar cuando corresponda el concepto de impacto relevante por el de impacto de larga duración, en el resto del reglamento.	0
34	ACERA	Artículo 38.-	La propuesta de articulado considera la aplicación de criterios diferenciados por parte del Coordinador para la determinación del Costo de Oportunidad, pero no se indican cuáles son los señalados criterios o los principios que debiesen seguir, lo que hace inaplicable la norma puesto que no corresponde al Coordinador determinar dichos criterios. Por lo anterior, se solicita señalar qué tipo de criterios se está haciendo referencia o delegar tal definición a la norma técnica. En caso de que se delege a la norma técnica debe considerarse un artículo transitorio que establezca que este artículo será aplicable una vez se publique en el Diario Oficial la norma técnica a la que se hace referencia.	Agregar "el Coordinador podrá, de acuerdo a lo que señale la norma técnica, utilizar criterios diferenciados para la determinación del Costo de Oportunidad de las energías gestionables cuya capacidad de almacenamiento implique un impacto de larga duración".
35	ACERA	Artículo 40.-	La consideración de los costos de oportunidad de las energías gestionables en los programas de operación debiese redundar en una utilización más eficiente de estos recursos. Sin embargo, si no se establece una obligación para que el CEN actualice el Costo de Oportunidad de las energías gestionables en un plazo cercano a la Operación en Tiempo Real (OTR) se podría dar un uso subóptimo de la energía gestionable, pues su despacho se definiría en función de la operación programada del sistema, el día previo a su operación. Este riesgo de despacho sub-óptimo ha sido reconocido en la slide 13 de la presentación de propuestas conceptuales del MEN y se mitigaría con lo indicado en el Art. 40 del reglamento, respecto a que el CEN podrá establecer un procedimiento simplificado para el recálculo de los costos de oportunidad de las instalaciones cuya capacidad de almacenamiento no impliquen impactos de larga duración. En la actualidad, en Chile existen 951 MW de sistemas de almacenamiento en operación, 517 MW en pruebas y 3.600 MW declarados en construcción. Considerando el nivel de avance que presenta este segmento, es necesario analizar la implementación de un mecanismo que permita realizar la optimización de estas instalaciones en la operación en tiempo real. Por otra parte, si el costo de oportunidad no es actualizado periódicamente en el tiempo existe el riesgo de que no se produzca el despacho de estas instalaciones, lo que de acuerdo con lo estipulado en el artículo 108 bis del reglamento propuesto, podría gatillar una operación fuera de orden económico para asegurar el uso óptimo de los recursos energéticos, lo que implicará la generación de sobrecostos (la propuesta del reglamento no señala quién se hará cargo de asumir estos sobrecostos). En la medida de que se realice una actualización periódica en el tiempo del costo de oportunidad, estos sobrecostos debiesen tender a minimizarse. La actualización permanente de los costos de oportunidad de las energías gestionables en los programas de operación redundará en un despacho más eficiente del sistema en su conjunto. Por el contrario, no realizarlo conllevará inevitablemente a una operación subóptima del sistema eléctrico, expondrá a un elevado riesgo respecto sus ingresos a los titulares de sistemas de almacenamiento y generará un mayor nivel de sobrecostos para el sistema. Se solicita establecer la obligación de que el CEN actualice el Costo de Oportunidad de las energías gestionables (y no sólo su revisión como se contempla en el artículo del reglamento propuesto), para lo cual deberá desarrollar una Política de Despacho con el objetivo de resguardar el despacho eficiente de los Sistemas de Almacenamiento, y Centrales Renovables con capacidad de Almacenamiento, en base al Costo de Oportunidad, Costo Marginal real y otras variables relevantes en la operación del sistema según determine la norma técnica. Para una correcta gestión de la política de despacho, el Coordinador debe establecer métricas de desempeño como también las herramientas tecnológicas necesarias para su ejecución.	El Coordinador deberá actualizar la programación de la operación, incorporando variables y antecedentes, en las etapas que corresponda, en atención a cambios relevantes en la operación. Adicionalmente, el Coordinador deberá recalcular los Costos de Oportunidad de las instalaciones con capacidad de almacenamiento que no presentan un impacto de larga duración para el sistema, debiendo desarrollar una Política de Despacho de Energías Gestionables con el objetivo de resguardar el despacho eficiente en tiempo real de los Sistemas de Almacenamiento, y Centrales Renovables con capacidad de Almacenamiento, en base al Costo de Oportunidad, Costo Marginal real y otras variables relevantes en la operación del sistema, según determine la norma técnica. Para una correcta gestión de la Política, el Coordinador deberá establecer indicadores de desempeño y adquirir o desarrollar las herramientas tecnológicas necesarias para su correcta ejecución. Los indicadores tendrán por objeto verificar la efectividad de la política operación, en base a la comparación con un caso ideal de gestión de recursos de almacenamiento.
36	ACERA	Artículo 45 bis.-	La redacción del inciso 2°, relativo a la aplicación de recortes a las generadoras, deja afuera a los PMG que se conectan en transmisión y son "autodespachados" a la vez. Por un lado, si bien son instalaciones que inyectan en transmisión, no se les aplican los recortes por estar eximidos del despacho económico al ser "autodespachados". Por el otro lado, no se les aplica la segunda parte del inciso, por cuanto no cumplen con la condición de ser "centrales que operen con Autodespacho y se encuentren conectadas a la red de distribución".	0
37	ACERA	Artículo 45 bis.	El artículo indica que ante la falta de capacidad de colocación a igualdad costo considerado en el listado de prioridad de colocación, los Sistemas de Almacenamiento deberán prorratear su participación según capacidad máxima de inyección. Tal situación podría conllevar a una discriminación arbitraria ante sistemas de almacenamientos que posean igual cantidad de energía almacenada y diferente capacidad de inyección máxima. En este sentido se sugiere establecer que en estos casos el Coordinador deberá establecer una regla de prorrateo que busque despachar la misma cantidad de energía de los sistemas de almacenamiento durante las horas que no exista suficiente capacidad de colocación.	Para instalaciones conectadas a la red de transmisión, dicho prorrateo deberá realizarse utilizando como criterio la disponibilidad de generación eléctrica pronosticada. En el caso de Sistemas de Almacenamiento de Energía la prorrata deberá realizarse utilizando como criterio el despachar la misma cantidad de energía de los sistemas de almacenamiento durante las horas que no exista suficiente capacidad de colocación.
38	ACERA	Artículo 53.-	Se repite observación indicada sobre el artículo 45 bis, donde falta considerar a los PMG.	0
39	ACERA	Artículo 53.-	Tanto el artículo 53 como el artículo 103 establecen la opción de Autodespacho de Sistemas de Almacenamiento <9MW. Con relación a la habilitación de esta opción, se solicita revisar la compatibilidad de dicho modo operativo, con la metodología de reconocimiento de suficiencia a Sistemas de Almacenamiento establecida en el DS N°62 (artículo.37). En consideración que la metodología de reconocimiento de potencia inicial de sistemas de almacenamiento se sustenta en la potencial operación coordinada de los sistemas de almacenamiento y el modo autodespacho no cumpliría con esta premisa.	0
40	ACERA	Artículo 57.-	Se señala que "En caso de que debido a restricciones o limitaciones de cualquier tipo, sea necesaria la programación y despacho de instalaciones para el cumplimiento de lo indicado en el Artículo 72°-1 de la Ley, que no responda al orden creciente de colocación señalado en el inciso anterior, se entenderá que la central o unidad, SGC o Sistema de Almacenamiento de Energía fueron despachados fuera de Orden Económico, y deberá ser retribuida en sus Costos Variables de acuerdo con lo señalado en el Título IV del presente reglamento". Al respecto, estimamos que no corresponde que no se reconozca el costo de producción de un SAE ante una operación fuera de orden económico, particularmente si se está determinando un costo oportunidad ¿Esta misma aplicación se está considerando para la prestación de Servicios Complementarios? En caso de operación fuera de orden económico se debe compensar costo de oportunidad, no costo variable. Cabe señalar que, el costo real de 1MWh de un sistema de almacenamiento es justamente el costo que le permite al sistema "ahorrarse" por haber dejado de generar ese MWh con una tecnología más cara. Por tanto, si se utiliza este sistema de almacenamiento para otro motivo, que puede ser completamente razonable y justificable, se debe compensar a ese SAE con el costo de oportunidad determinado. De lo contrario, existirían 2 distorsiones económicas: 1) Se diluyen incentivos para la participación de los BESS en el mercado de SSCC. En el corto plazo se reducirían pagos laterales por no compensar costo de oportunidad BESS pero en el mediano plazo se encarecerían pagos laterales por SSCC porque estas tecnologías no tendrían incentivos para participar en este mercado; 2) No existen incentivos para el CEN para operar adecuadamente estas instalaciones, producto de que tendría a disposición un recurso flexible a costo muy bajo (pues solo es el costo de carga), pero que no corresponde a su valor económico para el sistema en ese momento.	0
41	ACERA	Artículo 57.-	Se solicita especificar que la lista de prioridad debiera ser considerada sólo en caso de que falle el despacho económico automático.	0
42	ACERA	Artículo 63.-	Precisar que los retiros físicos de energía corresponden únicamente a los destinados al suministro de clientes finales, en particular para SAE.	Los costos de partida y detención no deberán ser considerados en la determinación del costo marginal del sistema. Sin perjuicio de lo anterior, aquellas unidades generadoras que realicen el proceso de partida o detención para inyectar su energía al sistema y cuya remuneración a costo marginal no permita cubrir dichos costos, deberán ser remuneradas por los costos de operación incurridos en el señalado proceso. Estos costos deberán ser pagados por las Empresas Generadoras o titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía que realicen retiros para dar suministro a clientes finales, a prorrata de sus retiros físicos de energía destinados al suministro de clientes finales.

43	ACERA	Artículo 95.-	Los sistemas de almacenamiento que se desarrollen asociados al segmento de transmisión pueden ser sobredimensionados para la prestación de otros servicios tal como se regula en el artículo 102° del DS 37/2019, por lo que es necesario acotar la prohibición establecida.	Artículo 95.- Los Coordinados titulares únicamente de Sistemas de Almacenamiento de Energía que formen parte de la infraestructura de transmisión no podrán efectuar retiros desde el sistema eléctrico para comercializar con Empresas Distribuidoras o Clientes Libres, con excepción de aquellos cuyas instalaciones hayan sido sobredimensionadas conforme se estipula en el artículo 102° del DS 37/2019, del Ministerio de Energía, que aprueba el reglamento de transmisión y de la planificación de la transmisión. Por otro lado, titulares únicamente de Sistemas de Almacenamiento de Energía que no formen parte de la infraestructura de transmisión podrán efectuar retiros desde el sistema eléctrico para comercializar con Empresas Distribuidoras o Clientes Libres.
44	ACERA	Artículo 96.-	Se sugiere usar los términos de Modo Retiro y Modo Inyección definidos en el reglamento.	El Coordinador podrá instruir el inicio o la suspensión de los Modos Retiro y Modo Inyección, según corresponda, de un Sistema de Almacenamiento de Energía o de una Central con Almacenamiento por Bombeo en virtud del cumplimiento de la obligación de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico.
45	ACERA	Artículo 96.-	El artículo plantea que el Coordinador podría instruir el inicio o suspensión del retiro/inyección de energía de un Sistema de Almacenamiento o una Central de Almacenamiento por Bombeo en virtud de preservar la seguridad del servicio. No se indica el tratamiento para Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento y Regulación. Se sugiere señalar explícitamente cual sería el tratamiento de este tipo de centrales en relación a la operación de su componente de almacenamiento. Además, se solicita establecer referencia respecto al artículo 166 ter en donde se establece el mecanismo de compensación de sus eventuales sobrecostos.	0
46	ACERA	Artículo 97.-	El artículo lista los cargos aplicables a clientes finales de los que se encuentran exentos los retiros de energía destinados para el proceso de almacenamiento de un Sistema de Almacenamiento, sin embargo, al artículo le faltan cargos que de acuerdo a la normativa vigente si se les traspasan a los retiros. Se sugiere establecer un artículo de carácter general (tal como lo establece la ley) para abarcar la totalidad de casos.	"Los retiros de energía desde el sistema eléctrico destinados para el proceso de almacenamiento de un Sistema de Almacenamiento o Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento no estarán sujetos a los cargos asociados a clientes finales ni a cargos aplicables a prorrata de retiros físicos de energía asociados a suministro a clientes finales."
47	ACERA	Artículo 98.-	Se derogan artículos 98 y 99 con lo que se elimina el proceso en que los Coordinados informaban la carga de los BESS. Sin bien en la presentación de la propuesta conceptual del MEN se señaló que la carga pasa a ser centralizada, no se especifica en el reglamento cómo se llevará a cabo dicho proceso. Se solicita explicitar quién sera el encargado de definir los retiros y cómo se llevará a cabo dicho proceso.	0
48	ACERA	Artículo 99.-	Se derogan artículos 98 y 99 con lo que se elimina el proceso en que los Coordinados informaban la carga de los BESS. Sin bien en la presentación de la propuesta conceptual del MEN se señaló que la carga pasa a ser centralizada, no se especifica en el reglamento cómo se llevará a cabo dicho proceso. Se solicita explicitar quién sera el encargado de definir los retiros y cómo se llevará a cabo dicho proceso.	0
49	ACERA	Artículo 100.-	En este artículo se señala "Los saldos que se originen a partir de las inyecciones y retiros valorizados del Sistema de Almacenamiento de Energía o Central con Almacenamiento por Bombeo, serán de cargo del Coordinado respectivo y deberán ser considerados en los balances de transferencias de energía correspondientes". Considerando que se plantea realizar una operación 100% centralizada de los SAE por parte del CEN, debe primar el principio de que aquellos SAE que no tengan retiros destinados a clientes finales, no deben asumir cargos negativos como resultado del balance de energía y potencia. Se sugiere explicitar.	0
50	ACERA	Artículo 103.-	Se establece que "El Coordinador deberá incorporar en la programación de la operación a los Sistemas de Almacenamiento de Energía destinados al arbitraje de precios de energía y a las Centrales con Almacenamiento por Bombeo. Para tales efectos, el Coordinador deberá determinar la colocación de la energía almacenada en el Sistema de Almacenamiento de Energía o en la Central con Almacenamiento por Bombeo en un determinado horizonte de tiempo, minimizando el costo total de operación y falla, y preservando la seguridad del sistema. En este caso, para efectos de la programación de la operación, el Coordinador deberá determinar un Costo de Oportunidad para la energía almacenada". Al respecto, la implementación del Costo de Oportunidad para sistemas de almacenamiento presenta desafíos de implementación, en donde se requiere de una actualización constante del Costo de Oportunidad en la operación en tiempo real (dado que el Costo de Oportunidad de los sistemás de almacenamiento es dinámico), considerando además que el tiempo de una Programación Intra Diaria es cercano a 2 horas, así mismo, está el riesgo de que el sistema de almacenamiento no sea despachado (salvo un despacho forzoso que no significa una operación eficiente). En dicho sentido, la propuesta no presenta respaldo respecto a su aplicación práctica. Se solicita acompañar antecedentes que acrediten factibilidad de aplicación en la práctica por el Coordinador, y que el cálculo podrá ser reproducible por la industria, para efectos de trasparencia y trazabilidad.	0
51	ACERA	Artículo 103.-	El artículo establece que SAE y Centrales de almacenamiento por bombeo con capacidad de inyección menor a 9 MW, podrán optar a autodespacho. ¿Qué riesgos se vislumbran a partir de esta opción? ¿Existe incertidumbre respecto al efecto acumulado de SAE que operen con autodespacho y su efecto en Costos Marginales, impactando la programación de operación de SAE sujeto a operación centralizada?	0
52	ACERA	Artículo 103.-	Tanto el artículo 53 como el articulo 103 establecen la opción de Autodespacho de Sistemas de Almacenamiento <9MW. En relación con la habilitación de esta opción, se solicita revisar la compatibilidad de dicho modo operativo, con la metodología de reconocimiento de suficiencia a Sistemas de Almacenamiento establecida en el DS N°62 (art.37). En consideración que la metodología de reconocimiento de potencia inicial de sistemas de almacenamiento se sustenta en la potencial operación coordinada de los sistemas de almacenamiento y el modo autodespacho no cumpliría con esta premisa.	0
53	ACERA	Artículo 105.-	Se solicita revisar observación emitida al artículo 166 ter, en donde como alternativa, se propone modificar el artículo 105.	0
54	ACERA	Artículo 108 bis.-	El artículo 108bis señala que a aquellas instalaciones con capacidad de almacenamiento (no indica cuáles) que no sean categorizadas como de impacto de larga duración se considerará una condición especial en la que su descarga puede realizarse forzosamente fuera de orden de mérito al prever que no serán utilizadas de acuerdo con el listado de prioridad de colocación. Si bien el artículo parece razonable, con el objetivo de mitigar el riesgo de una subutilización del almacenamiento, es importante considerar que, de conformidad al reglamento propuesto, los sistemas de almacenamiento tendrán una operación 100% centralizada (salvo SAE y centrales de bombeo con capacidad inferior a 9 MW que opten por autodespacho), por lo tanto, los propietarios de estas instalaciones no tendrán ninguna responsabilidad en el eventual uso subóptimo de la energía gestionable, que generará operaciones fuera de orden económico y sobrecostos. De conformidad a la observación indicada en el artículo 40° el recálculo periódico en el tiempo del costo de oportunidad permitirá minimizar este tipo de eventos. El mecanismo planteado en este artículo puede generar graves perjuicios al no realizarse un despacho eficiente ni para el sistema ni para el propietario, el cual percibe todo el riesgo de la operación en tiempo real. En este sentido se solicita señalar que tal despacho deberá obedecer estrictamente a la Política de Despacho de Energías Gestionables, y en caso de presentar sobrecostos por su aplicación estos deberán ser remunerados al propietario. Finalmente, no queda claro por qué esto no aplica para las instalaciones con capacidad de almacenamiento categorizadas como de impacto de larga duración.	Para las instalaciones con capacidad de almacenamiento que no sean categorizadas de larga duración, el Coordinador deberá considerar como una condición especial de operación cuando se prevea que estas no serán despachadas conforme al Orden Económico en el horario determinado en la programación de la operación o posterior a este. Con el objetivo de asegurar el uso óptimo de los recursos energéticos el Coordinador podrá despachar dichas unidades fuera de Orden Económico, resguardando un trato no discriminatorio entre dichas instalaciones, en conformidad con la Política de Despacho de Energías Gestionables señalada en el artículo 40 del presente reglamento. Asimismo, en caso de que con motivo de tal despacho se presenten sobrecostos, estos serán remunerados según establece el artículo 166ter del presente reglamento.
55	ACERA	Artículo 108 bis.-	No queda claro si lo estipulado en este artículo es opcional o vinculante para el Coordinador. Por una parte se señala que "el Coordinador deberá considerar como una condición especial de operación cuando se prevea que estas no serán despachadas conforme al Orden Económico en el horario determinado en la programación de la operación o posterior a este", y por otra parte se señala "el Coordinador podrá despachar dichas unidades fuera de Orden Económico, resguardando un trato no discriminatorio entre dichas instalaciones". Se solicita aclarar.	0

56	ACERA	Artículo 108 bis.-	Tal como se observó respecto del artículo 37 el impacto de larga duración debe ser definido en la norma técnica y mientras esa definición no se encuentre vigente, es decir, se encuentre publicada en el diario oficial, lo establecido en el presente artículo no puede ser aplicable. Por lo anterior se requiere de un artículo transitorio que señale una vigencia diferida para el presente artículo.	Establecer un artículo transitorio indicando la vigencia diferida del artículo 108 bis hasta la publicación de la norma técnica que regula el impacto de larga duración en el diario oficial.
57	ACERA	Artículo 112.-	Respecto a lo indicado en el literal b. "Determinar la colocación óptima de la energía almacenada en la central en un determinado horizonte de tiempo, minimizando el costo total de abastecimiento, y preservando la seguridad del sistema, mediante un programa de generación eficiente. Para estos efectos, el Coordinador deberá determinar el valor de la energía almacenada en la central, el que no podrá ser inferior al Costo Variable declarado y será considerado como Costo de Producción". Se solicita aclarar si cuando se indica "El Coordinador deberá determinar el valor de la energía almacenada de la central" esto corresponde al Costo de Oportunidad, y en caso de no serlo, en qué se diferencia.	0
58	ACERA	Artículo 112.-	Indica que el Coordinador deberá incorporar a Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento en la programación de la operación optando por 2 metodologías, de las cuales 1 no considera el cálculo de Costo de Oportunidad para el almacenamiento, sino solo el costo variable de la central renovable. En relación con la opción de no considerar el costo de oportunidad para efectos de la programación, dicha alternativa siempre será ineficiente para el sistema respecto a considerar un costo de oportunidad calculado actualizado permanentemente según las condiciones operacionales del sistema. En consideración a que siempre se deberían calcular los costos de oportunidad para SAE e Instalaciones con Capacidad de Almacenamiento, procurando incrementar la periodicidad de su actualización, a efectos de un mejor despacho y mejor formación de precios, se solicita eliminar la opción a). En caso de que el MEN considere necesario mantener la opción a), se solicita indicar los casos que jutificarían esta opción.	El Coordinador deberá incorporar en la programación de la operación a las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento considerando el Costo de Oportunidad de la Energía Gestionable de la energía almacenada. Asimismo, dicha programación deberá ser actualizada en conformidad con la Política de Despacho de Energías Gestionables señalada en el artículo 40 del presente reglamento.
59	ACERA	Artículo 116 bis.-	Para regular adecuadamente los SGC, además de los cambios planteados en este reglamento, se requieren modificaciones en transmisión, SSCC y potencia de suficiencia. Al respecto, se sugiere lo siguiente: 1) Potencia: Incluir un tratamiento (general) para la potencia de estos sistemas, a través de una modificación al DS62 mediante este mismo decreto. Este tratamiento debiera ser similar a los actuales autoproductores. 2) Incluir en este reglamento un artículo general, similar al actual artículo 90 (para almacenamiento), donde se indique que los SGC podrán participar en SSCC a través de su generación o consumo. Con esto queda cubierto, al menos, el mercado de corto plazo, y quedaría pendiente solo los temas de transmisión (para lo cual ya hay modificaciones planificadas).	0
60	ACERA	Artículo 116 bis.-	Se solicita aclarar si los sistemas de almacenamiento que formen parte de un SGC estarán sujetos o no a la operación centralizada del Coordinador.	0
61	ACERA	Artículo 116 bis.-	El inciso primero y segundo de este artículo establecen la necesidad de formular un "requerimiento" al Coordinador, sin que se precise qué es lo que se le requiere, esto es, qué pronunciamiento deberá emitir el Coordinador. En el caso del inciso primero, además, no queda clara su interacción con el proceso de declaración en construcción, y los plazos en que debería realizarse el análisis y obtenerse un pronunciamiento del CEN. Cabe la duda de si es un pronunciamiento que será requisito para la declaración en construcción -lo que introduciría un riesgo al cumplimiento de los plazos para obtener la declaración- o sólo requiere ser solicitada en paralelo, pero debe ser tramitada antes del inicio de la conexión del Proyecto. Por lo anterior, es recomendable que esta exigencia se reformule como una entrega de información previa obligatoria luego de la declaración en construcción y antes del inicio del proceso de conexión. Es recomendable que se establezcan plazos para la verificación del Coordinador.	0
62	ACERA	Artículo 116 ter.-	Respecto del Art 116 ter letra a) "Considerar la capacidad de generación propia del SGC con un Costo de Producción igual a su Costo Variable declarado", es necesario aclarar si el Coordinador necesariamente deberá despachar al SGC al menos en lo que respecta a sus consumos propios referidos a su infraestructura productiva. La definición de SGC establecida en la LGSE señala que estos sistemas se caracterizan por la capacidad de contar con generación propia, por lo tanto, no queda claro el alcance de esta disposición, para efectos de la programación de la operación.	0
63	ACERA	Artículo 116 quater.-	Se sugiere definir el concepto de energía autoabastecida en el artículo 2.	0
64	ACERA	Artículo 116 quinquies.-	El articulo señala que para todos los efectos del reglamento el suministrador de SGC actuará como titular. Se solicita aclarar la razón de esta disposición. Esta definición pareciera ser resultado de interpretar que los SGC no pueden participar del Mercado de Corto Plazo (artículo 149 de la LGSE). La solución regulatoria que considera el reglamento es inconsistente con otras propuestas que incorporan a los SGC como Coordinados (artículo 10) y les permite participar en transferencias de potencia (artículo 30). Además, introduce una inconsistencia muy compleja de administrar con la definición que contempla el DS 125 en relación a la figura del reemplazo, que habilita a un no propietario, esto es un "titular", a ocupar el lugar de coordinado para todos los efectos de la coordinación. En ese contexto, no es posible "reemplazar" o ser "titular" de una instalación para un efecto y no para otro, como sería para el balance vs la operación. Por ejemplo, ¿El suministrador sería el encargado de informar al Coordinador el programa de excedentes indicado en el artículo 116 ter?	0
65	ACERA	Artículo 116 sexies.	Se señalan 2 posibles modos de operación para los SGC. Sin embargo, de acuerdo su condición de diseño es posible que en algunos periodos el SGC no inyecte ni retire energía del SEN. Se requiere ampliar los casos de manera de hacer el tratamiento reglamentario consistente con la definición legal que habilita, mas no obliga a tener retiros o inyecciones en todo momento.	"Artículo 116 sexies.- En los SGC se distinguen tres modos de operación, denominados Modo Retiro y Modo Generación Directa, y Modo Neutro los que deberán efectuarse a través del mismo punto de conexión al sistema eléctrico, de forma tal que ambos no puedan ocurrir en forma simultánea. El Modo Retiro corresponde a aquel en el que el SGC retira energía eléctrica desde el sistema eléctrico. Por su parte, el Modo Generación Directa es aquel en que el SGC inyecta energía al sistema eléctrico desde su componente de generación. En tanto el Modo Neutro es aquel en donde el SGC no se inyecta ni retira energía del sistema eléctrico"
66	ACERA	Artículo 116 septies.-	El mandato legal es que el reglamento debe definir las disposiciones que se deben aplicar a los SGC, pero el reglamento las delega en una norma técnica. La delegación de la delegación no está permitida.	El reglamento debe definir las disposiciones que se deben aplicar a los SGC.
67	ACERA	Artículo 116 septies.	Dado que el diseño de los Sistemas de Generación Consumo se configura principalmente para auto abastecer la infraestructura productiva interna, es imprescindible que se establezca expresamente que no serán instruidos para la prestación de servicios complementarios ni le serán exigibles todos los estándares de las unidades generadoras, salvo que se realicen inyecciones.	"A falta de disposiciones técnicas específicamente establecidas para SGC, y existiendo antinomia entre las normas aplicables a las centrales generadoras y a los clientes finales no sometidos a regulación de precios, a estas instalaciones les serán exigibles las disposiciones establecidas para las instalaciones de generación. Sin perjuicio de lo anterior, en los casos que el perfil de Excedentes de un SGC se ajusta al de instalaciones diseñadas a abastecer principalmente la infraestructura productiva de aquellas instalaciones, los SGC no serán instruidos para la prestación de servicios complementarios "
68	ACERA	Artículo 117.-	Se sugiere establecer una forma de llevar a la práctica la obligación del literal j. En particular, se propone que el reglamento establezca que el CEN realice una propuesta anual de automatismos factibles de implementar en el CEN.	j. Implementar esquemas automáticos de control, comunicación y monitoreo necesarios para la coordinación del sistema eléctrico que optimicen la operación del sistema eléctrico. Para efectos de lo anterior, el Coordinador realizará anualmente un estudio donde se realice una propuesta de automatismos factibles de implementar en el SEN.
69	ACERA	Artículo 117 bis.-	Se establece una herramienta automática de despacho económico, la que deberá optimizar los niveles de generación de las instalaciones considerando los resultados obtenidos a partir de la programación de la operación, así como las condiciones operacionales del sistema en tiempo real. Sin embargo, no se especifican los requerimientos mínimos de la herramienta, quedando una redacción muy general e interpretable de a qué corresponde dicha herramienta. Al respecto, se solicita definir requerimientos mínimos de la herramienta, así como hacer una bajada a Norma Técnica de las exigencias más específicas.	0
70	ACERA	Artículo 117 bis.-	Se debe mantener un caso de operación manual para cuando el sistema de despacho automático deje de funcionar correctamente.	Agregar al final del primer inciso: "El Coordinador podrá hacer uso de otras herramientas de despacho económico si los sistemas automáticos presentan fallas o no se encuentran disponibles".

71	ACERA	Artículo 126.-	Dado que se indica que la prorrata de generación se realizará con la herramienta automática, ¿cómo se llevarán a cabo estas adecuaciones en el sistema? ¿Habrá alguna implementación especial para el Segmento PMGD, cuyos ajustes serán determinados por la Distribuidora? ¿Existe un análisis relativo a los costos de implementación asociados para los Coordinados?	0
72	ACERA	Artículo 126.-	Se le está entregando una potestad demasiado amplia a las distribuidoras para la limitación de centrales conectadas a redes de distribución. El artículo referencia al DS 88 respecto de los criterios que deben ser contemplados por las distribuidoras para aplicar los recortes de generación, sin especificar los artículos correspondientes. Se solicita especificar los artículos correspondientes del DS 88 o en su defecto incluir dichos criterios en el presente artículo.	0
73	ACERA	Artículo 126.-	Similar al articulo 45bis, el artículo indica que ante la falta de capacidad de colocación a igualdad costo considerado en el listado de prioridad de colocación, los Sistemas de Almacenamiento deberán prorratear su participación según capacidad máxima de inyección. Tal situación podría conllevar a una discriminación arbitraria ante sistemas de almacenamiento que posean igual cantidad de energía almacenada y diferente capacidad de inyección máxima. En este sentido se sugiere establecer que en estos casos el Coordinador deberá establecer una regla de prorrateo que busque despachar la misma cantidad de energía de los sistemas de almacenamiento durante las horas que no exista suficiente capacidad de colocación.	"El referido ajuste deberá realizarse a prorrata de la generación disponible de las instalaciones. En el caso de Sistemas de Almacenamiento de Energía la prorrata deberá realizarse utilizando como criterio el despachar la misma cantidad de energía de los sistemas de almacenamiento durante las horas que no exista suficiente capacidad de colocación."
74	ACERA	Artículo 140.-	Se incorpora el inciso final "Sin perjuicio de lo establecido en el inciso anterior, el Coordinador podrá habilitar a un tercero para intermediar las operaciones financieras resultantes del balance de transferencia económicas realizadas por este, con el objetivo de garantizar la eficiencia económica y operatividad de la cadena de pagos. La habilitación de este mecanismo no podrá generar mayores costos para los Coordinados y/o clientes finales." Al respecto, falta definición de que es "un tercero", ¿será una entidad financiera? ¿Cuáles son las características y exigencias mínimas? Por otra parte, no queda claro el ejercicio de un tercero, se podría señalar explícitamente que recibirá los pagos de los deficitarios y luego pagará a los excedentarios, teniendo facultades para ejecutar las boletas de garantías.	0
75	ACERA	Artículo 143 bis.-	La modificación de este artículo replica procedimientos de la SEC que no han probado ser eficaces y distorsiona el mercado de clientes libres, impidiendo la terminación anticipada de contratos incumplidos y otorgando ventajas indebidas al permitir el suministro sin pago durante litigios. Además, es cuestionable que el CEN asuma funciones interpretativas sin criterios claros. Se propone alinear el artículo con el oficio N° 230570, permitiendo corte o suspensión al constatarse el no pago, con criterios definidos y sanciones por omisión. Las partes conservarían su derecho a resolver controversias contractuales, sin obligar al suministrador a mantener el servicio durante el juicio. El procedimiento que propone la modificación al DS 125 es engorroso, refleja básicamente lo establecido por la SEC en el oficio ordinario electrónico N° 140382 que debió modificar por su falta de efectividad inicial por el oficio ordinario electrónico N° 170537 y tiene efectos perniciosos en el mercado de los contratos de suministro con clientes libres. El procedimiento que se propone incluir al mencionado decreto supremo impide la terminación anticipada de contratos incumplidos por parte de los clientes libres, dándoles mayores derechos que incluso los clientes regulados. El texto debiera permitir el corte y/o suspensión por no pago de una o más facturas, el procedimiento propuesto permite a los clientes incumplidores enervar el corte y/o suspensión del suministro con solo controvertir judicialmente la solicitud de corte del suministrador forzando un suministro sin pago, mientras se substancia un procedimiento judicial. El CEN actúa según el procedimiento propuesto como un juez en la resolución de una controversia dado que impedir el corte o suspensión del suministro viene a interpretar un contrato suscrito entre las partes. Asimismo, no es claro cuál será el criterio que utilizará el CEN para determinar cuándo un contrato está "indubitadamente" terminado. El procedimiento que se incluya en el DS 125 debe permitir el corte o suspensión, si el suministrador informa el no pago, total o parcial, de parte del cliente, en línea con el oficio ordinario electrónico N° 230570, que establece la obligación de cortar a los clientes libres en zona de distribución. A ello se le puede agregar una regulación de cuando aplica en cada caso (corte o suspensión), podrían considerarse criterios de reiteración y duración del retardo en el pago como elementos que determinen cual sería procedente. Lo anterior no obsta a que, si el cliente quiere demandar al suministrador o viceversa, las partes están en su derecho y pueden hacerlo bajo el mecanismo de resolución de conflictos de su contrato. Debiera bastar la sola notificación del suministrador para que proceda el corte y/o suspensión, y el uso irregular o indebido de la facultad de corte debiera además generar efectos o sanciones a los suministradores que no lo hagan frente a una real falta de pago. La sentencia del juez o arbitro (según corresponda por contrato) deberá determinar si hubo incumplimiento del suministrador o del cliente y ordenar las reliquidaciones que correspondan, de proceder. Mientras dure el juicio el suministrador no debe quedar obligado a suministrar a un cliente incumplidor y el cliente puede pasar a ser suministrado por un tercero.	Nuevo inciso final articulo 143: "En caso que la Empresa Generadora o titular de Sistemas de Almacenamiento de Energía informen el término anticipado del contrato por incumplimiento de cláusulas pactadas bilateralmente entre las partes, estos podrán exigir la desconexión de los respectivos clientes libres"
76	ACERA	Artículo 143 bis.-	En el inciso final del nuevo artículo 143 bis se da un plazo para que el Coordinador informe a un cliente libre el término de un contrato de suministro. Por un lado, no se ve la razón para que el Coordinador haga una nueva comunicación, ya que perfectamente se puede disponer que la primera notificación deba señalar que "en ausencia de respuesta en el plazo de 15 días, el Coordinador entenderá que el contrato de suministro se ha terminado anticipadamente y que el cliente ha dejado de poseer un suministrador." Por otro lado, según el reglamento propuesto (artículo 144) corresponde que sea un Coordinado generador el que informe al Coordinador la suscripción de un contrato de suministro y no conviene introducir excepciones a la regla general.	Eliminar inciso cuarto y al final del inciso tercero agregar: "La comunicación del Coordinador deberá señalar que si el cliente no informa que ha impugnado el término anticipado dentro del plazo de 15 días señalado, el Coordinador entenderá que el cliente libre ha dejado de tener suministrador, por lo que no se podrán efectuar retiros de energía para su suministro eléctrico y se deberá informar un nuevo suministrador según las disposiciones del presente reglamento."
77	ACERA	Artículo 147.-	Relación con el Artículo 147. Agregar una frase del estilo "En caso de habilitar un tercero que intermedie las operaciones financieras, según lo estipulado en el Artículo 140, las Empresas Deficitarias deberá pagar a este intermediario, quién a su vez será el responsable de pagar a las Empresas Excedentarias".	0
78	ACERA	Artículo 149.-	El Artículo 149 (y la NTCyO 3-32) señala que el Coordinador "podrá efectuar simplificaciones en pos de disminuir las transacciones". Como ha intentado hacerlo, cambia el riesgo de contraparte. Se podría agregar una frase del tipo "dicha simplificación podrá ser a través de un tercero que actué como recaudador de todas las Empresas Deficitarias y pagador de todas las Empresas Excedentarias. Lo anterior, en línea con lo propuesto para el artículo 140.	0
79	ACERA	Artículo 156.-	Se sugiere no eliminar los seguros como medios para garantizar la continuidad de la cadena de pagos entre los Coordinados, toda vez que los seguros corresponden a instrumentos de garantía ejecutables a primer requerimiento. Actualmente, los seguros de garantías son una parte integral de la estructura de financiamiento de las compañías. Limitar las opciones de financiamiento reduce las alternativas disponibles para que las empresas obtengan las condiciones necesarias para asegurar el funcionamiento de la cadena de pagos, aumentando también sus costos.	0
80	ACERA	Artículo 157.-	El cálculo realizado para determinar el valor de la garantía para el mercado de corto plazo, no refleja de forma correcta la solvencia económica del Coordinado, ni su capacidad para enfrentar los costos provenientes del mercado de corto plazo, ya que, sólo observa una dimensión del negocio eléctrico (Mercado Spot), lo que repercute en un sobre dimensionamiento innecesario de la boleta de garantía, por lo cual solicitamos incorporar en el cálculo de garantía, los ingresos de energía y potencia provenientes de los contratos de suministro que originan los retiros del sistema de cada Coordinado, en la medida que cada Coordinado esté dispuesto a proporcionar dicha información sobre sus ingresos de energía y potencia contractual.	0
81	ACERA	Artículo 158.-	Se sugiere no eliminar los seguros como medios para garantizar la continuidad de la cadena de pagos entre los Coordinados, toda vez que los seguros corresponden a instrumentos de garantía ejecutables a primer requerimiento. Actualmente, los seguros de garantías son una parte integral de la estructura de financiamiento de las compañías. Limitar las opciones de financiamiento reduce las alternativas disponibles para que las empresas obtengan las condiciones necesarias para asegurar el funcionamiento de la cadena de pagos, aumentando también sus costos.	0
82	ACERA	Artículo 161.-	Con la finalidad de no generar incentivos a un suministrador a quedar suspendido del Mercado de Corto Plazo en periodos de costos marginales altos para luego regresar cuando el sistema se normalice, se sugiere incorporar exigencias para reincorporarse al Mercado de Corto Plazo, tales como, cubrir los costos de las empresas perjudicadas durante el tiempo que estuvo suspendido, así compensar a las empresas que fueron perjudicadas al tomar el precio spot por el volumen del contrato suspendido.	0
83	ACERA	Artículo 166.-	Se propone una nueva redacción al texto propuesto	Se define Orden Económico como aquel resultante del despacho de unidades de generación, Sistemas de Almacenamiento de Energía o SGC, según corresponda, en orden creciente de menor a mayor Costo de Producción de energía eléctrica para el suministro de energía, determinado con la herramienta automática a la que se refiere el artículo 117 bis del presente reglamento o el listado de prioridad de colocación efectuado por el Coordinador.

84	ACERA	Artículo 166 bis.-	El artículo indica que en la operación real se remunera a cada Sistema de Almacenamiento de Energía de acuerdo con el costo marginal del sistema, sin embargo, bajo el escenario donde 2 o más SAE con igual Costo de Oportunidad hayan inyectado bajo un Costo Marginal distinto, se realizará una reasignación de ingresos de forma que no se generen diferencias injustificadas en los ingresos percibidos por cada una. En relación con esta propuesta es preciso considerar que la normativa vigente contempla un proceso reglado en donde los Coordinados pueden presentar discrepancias en relación al actuar injustificado del Coordinador, siendo esta la instancia de Panel de Expertos. Asimismo, establecer un mecanismo permanente de reasignación de diferencias "injustificadas" no aporta a una adecuada asignación de riesgos entre los actores, desincentivando una correcta operación del Coordinador. Por último, es importante considerar que de acuerdo con el artículo 149 de la LGSE las transferencias de energía de los sistemas de almacenamiento deben ser valorizadas de acuerdo a los costos marginales instantáneos del sistema eléctrico, en este sentido se sugiere una revisión de la viabilidad de este tipo de re-valorización propuesta.		0
85	ACERA	Artículo 166 bis.-	El mecanismo propuesto busca corregir diferencias en ingresos en SAE's que fueron despachados con idénticos costos de producción a diferentes costos marginales, de forma de no generar discriminaciones arbitrarias. Sin embargo, es necesario introducir mayor detalle en el articulado respecto al procedimiento de reasignación, para determinar sus alcances: 1) En el articulado se señala que: "dichos ingresos deberán ser reasignados entre aquellos Coordinados conforme a las siguientes reglas: ". Sin embargo, no se indican las reglas. Se solicita incorporar dichas reglas. 2) ¿La reasignación se realizaría para instalaciones que se encuentran en una misma zona/subestación? ¿También se aplicaría ante desacoples de costos marginales, donde dos SAE podrían tener iguales costos de producción, pero distintos costos marginales? Incluso sin desacoples de precios los costos marginales varían por los factores de penalización. 3) ¿Se reasignarán solo los ingresos de las inyecciones o el margen neto del periodo de carga/descarga? Como se está proponiendo un despacho 100% centralizado, la misma situación que el reglamento está intentado mitigar para el despacho de los SAE podría ocurrir para los retiros de los SAE. 4) ¿Que sucede en aquellos casos en que los Costos de Producción entre las instalaciones poseen leves diferencias?		0
86	ACERA	Artículo 166 ter.-	El artículo, en complemento con el articulo 105 propuesto, indica que las inyecciones de Sistemas de Almacenamiento de Energía que hayan resultado fuera de Orden Económico verán compensado sólo su Costo Variable (costo de carga + pérdidas + costo variable no combustible). Por lo tanto, en estos casos, no se les compensará el Costo de Producción calculado en la programación de la operación o el recálculo según corresponda (en los terminos propuestos por el art. 37 reglamento, el Costo de Producción de los SAE corresponde al Costo de Oportunidad). Sin embargo, el listado de prioridad de colocación si queda definido a través del Costo de producción (art.57). Esta disposición implica desconocer el valor sistémico del SAE, o sólo reconocerlo de forma parcial. Asimismo, tal disposición no se condice con la actual compensación de sobrecostos de otras tecnologías a las cuales se les calcula Costo de Oportunidad (caso hidroeléctrico). Por lo indicado anteriormente, se solicita corregir el artículo 166 ter de tal forma que las compensaciones por fuera de orden económico sean retribuidas económicamente en sus costos de producción. Alternativamente, se solicita corregir el artículo 105 de tal forma que el Costo Variable si considere el costo de oportunidad (tal como lo realiza la norma técnica vigente), bajo la premisa de que la compensación por operar fuera de orden económico cubra los costos de producción, que es la variable que determina el despacho de las instalaciones. Adicionalmente, los retiros de energía del sistema que se realizan para el modo carga, también se ven expuestos a operar fuera de orden económico en caso de que sean realizados a un costo marginal mayor al costo de oportunidad. Por último, se debe incluir explícitamente a las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento o Regulación y Centrales con Almacenamiento por Bombeo en este artículo.	"Las inyecciones de los Sistemas de Almacenamiento de Energía, las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento o Regulación y Centrales con Almacenamiento por Bombeo que hayan resultado despachadas en la operación real fuera de Orden Económico, con un costo de producción superior al costo marginal del sistema, deberán ser retribuidas económicamente en sus costos de producción conforme a lo que disponga la norma técnica. Los retiros de los Sistemas de Almacenamiento de Energía, las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento o Regulación y Centrales con Almacenamiento por Bombeo efectuados en Modo retiro, que hayan resultado despachados en la operación real fuera de Orden Económico, con un costo de producción inferior al costo marginal del sistema, deberán ser retribuidas económicamente en su costo de producción conforme a lo que disponga la norma técnica. "
87	ACERA	Artículo 166 ter.-	Se observa un trato diferenciado en la Operación Fuera de Orden Económico de los SAE frente a otras tecnologías: 1) En el caso de las unidades térmicas se retribuyen sus Costos Variables que equivalen a sus Costos de Producción. Para los SAE se retribuyen sus Costos Variables los cuales suelen ser inferiores a sus Costos de Producción y que no reflejan el uso óptimo del SAE. En función de lo anterior, para SAE el reglamento propone considerar el costo de oportunidad para definir el despacho, sin embargo, no utiliza la misma variable para compensar su operación fuera de orden económico. La disposición propuesta buscaría compensar los costos incurridos en el proceso de carga del SAE, sin embargo, no se está considerando el lucro cesante que se genera sobre la instalación y sobre el cual el titular del SAE no tiene ninguna responsabilidad, por tratarse de un despacho 100% centralizado. 2) En el caso de los SAE la compensación será evaluada en el periodo de carga/descarga. En el caso de centrales a mínimo técnico la evaluación se realiza de manera horaria. 3) Para SAE se retribuye la totalidad del Costo Variables. Para centrales a mínimo técnico se retribuyen Costos Variables no cubiertos por Costo marginal. 4) No se señala quién asumirá los pagos por la operación fuera de mérito económico de los SAE (a diferencia de lo que ocurre para centrales a mínimo técnico en el artículo 167°). Es necesario que el reglamento otorgue un trato no discriminatorio para las operaciones fuera de mérito económico y que establezca cómo se financiarán los sobrecostos que se generen por operación fuera de orden económico de SAE.		0
88	ACERA	Artículo 167.-	Precisar que los retiros físicos de energía corresponden únicamente a los destinados al suministro de clientes finales, en particular para SAE.	La energía generada por aquellas unidades de generación que se encuentren operando en niveles de mínimo técnico, deberá ser valorizada a costo marginal. En caso que éstas operen fuera de Orden Económico, con un Costo Variable superior al costo marginal, deberán ser retribuidas económicamente en sus Costo Variable no cubiertos, por las Empresas Generadoras o titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía que realicen retiros para dar suministro a clientes finales, sean éstos libres o regulados, a prorrata de sus retiros físicos de energía destinados al suministro de clientes finales.	
89	ACERA	Artículo 168.-	Precisar que los retiros físicos de energía corresponden únicamente a los destinados al suministro de clientes finales, en particular para SAE.	Las inyecciones de unidades de generación que operen en niveles mínimos de despacho debido a restricciones de origen distinto al de la normativa eléctrica, tales como restricciones ambientales u otras, que hayan sido despachadas fuera de Orden Económico por el Coordinador, deberán ser valorizadas a costo marginal, en cuyo caso deberán ser retribuidas económicamente en sus Costos Variables no cubiertos por la valorización a costo marginal, por las Empresas Generadoras o titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía que realicen retiros para dar suministro a clientes finales, sean éstos libres o regulados, a prorrata de sus retiros físicos de energía destinados al suministro de clientes finales.	
90	ACERA	Artículo 183.-	Se requiere explicitar que el CEN debe publicar los niveles de vertimiento programados e instruidos en tiempo real, para las distintas tecnologías, y clasificados por el motivo de la instrucción (por capacidad de transmisión o prorrata generalizada -CMg=0-)	b. Operación esperada del sistema. Antecedentes de la operación esperada del sistema, tales como costos marginales del sistema, proyección de demanda, cotas y niveles de embalses, programas de operación y mantenimiento, disponibilidad de combustibles e insumos para generación, proyección de generación por tipo de tecnología, pronóstico centralizado de generación renovable con recursos primarios variables, variables meteorológicas, niveles de recortes esperados por tecnología clasificados por el motivo del recorte, y antecedentes relacionados que incidan en la operación del sistema, así como también los modelos matemáticos utilizados para estos fines, entre otros. d. Operación real del sistema. Antecedentes de la operación real del sistema, tales como demanda, generación, informes de falla, costos marginales, niveles de recortes reales por tecnología clasificados por el motivo del recorte, y potencia transitada, entre otros, incluyendo las desviaciones respecto de la operación programada, la que deberá estar disponible en tiempo real.	

91	ACERA	Artículo primero transitorio.-	Se exige al Coordinador implementar el control automático en 36 meses, pero a las empresas en 18. Se considera que una diferencia de 18 meses es excesiva. Además, se debe contar con una definición clara por parte del Coordinador del sistema de despacho a implementar, y recién ahí las empresas podrían implementar sus respectivos equipos. En el artículo 117 bis se señala que los Coordinados, deberán implementar en sus instalaciones los esquemas automáticos, en los términos que disponga la norma técnica, por lo tanto, el plazo debe contarse una vez que dicha normativa esté vigente y no a partir de la publicación de la modificación del reglamento. Se debe corregir la referencia al Capítulo 8 del Título III del Decreto Supremo N°125, de 2017, del Ministerio de Energía ya que éste corresponde al nuevo capítulo 8 (ex capítulo 7 que con la modificación pasa a ser 8).	Cambiar el inciso primero del artículo primero transitorio por: "El Coordinador deberá implementar y operar las herramientas automáticas de despacho a las que se refiere el artículo 117 bis señalado en el Artículo Primero del presente decreto dentro del plazo de 36 meses contado desde la publicación del presente decreto en el Diario Oficial. En tanto dichas herramientas no sean implementadas, el Coordinador deberá considerar las reglas contenidas en el Capítulo 8 del Título III del Decreto Supremo N°125, de 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba el reglamento de la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional, referido a la Operación en Tiempo Real del Sistema Eléctrico Nacional, modificado por el presente decreto. El inciso segundo cambiarlo por: "Por su parte, los Coordinados deberán implementar los esquemas de control automático a los que se refiere el artículo 117 bis señalado en el Artículo Primero del presente decreto dentro de un plazo de 18 meses contado desde la publicación en el Diario Oficial de la normativa técnica que detalle y regule tales esquemas. "	
92	ACERA	Artículo primero transitorio.-	Las modificaciones referidas a la Coordinación de la Operación del Sistema Eléctrica y a los Sistemas de Almacenamiento introducidas por el presente decreto empezarán a regir una vez que entren en vigencia las normas técnicas que se requieren dictar para su correcta aplicación.	Las modificaciones referidas a la Coordinación de la Operación del Sistema Eléctrica y a los Sistemas de Almacenamiento introducidas por el presente decreto empezarán a regir una vez que entren en vigencia las normas técnicas que se requieren dictar para su correcta aplicación.	
1	Cristián Araya M	Artículo 2.-	En letra z) se sugiere definir la expresión "demanda eléctrica máxima" o hacer referencia a otra norma reglamentaria donde se contenga a fin de no generar dudas sobre su entendimiento		0
2	Cristián Araya M	Artículo 2.-	En letra x) no queda claro si "costo de producción" incluye el "costo variable" de centrales con sistemas de almacenamiento, ya que este último se refiere a todo generador		0
3	Cristián Araya M	Artículo 10.-	En la letra h) se sugiere evaluar detenidamente la conveniencia de establecer un tratamiento rígido respecto de estos "sistemas de generación consumo" atendidas la diversidad de características, usos y tipologías que pueden darse, donde someterlos a la categoría de coordinados del sistema eléctrico no necesariamente responde al fin y funcionamiento de tales instalaciones. Hay que considerar que en su gran mayoría buscan tener respaldo de suministro eléctrico, buscan hacer retiros más que inyectar. Desde luego la misma definición (y art 116 quinquies) dispone que actuarán"a través de un suministrador".		0
4	Cristián Araya M	Artículo 19.-	En la letra e) hay que tener cuidado ya que por esta vía se estaría obligando a los titulares de proyectos a buscar siempre una resuloción de pertinencia ambiental para acreditar que no deben someterse a evaluación, aún cuando no proceda desde el punto de vista normativo, ni conforme al plan de desarrollo del proyecto... No existe bajo la actual normativa un "certificado de no sometimiento al SEIA".		0
5	Cristián Araya M	Artículo 36.-	En el nuevo párrafo, se sugiere hablar de "optimizar la programación de las instalaciones"		0
6	Cristián Araya M	Artículo 64.-	No queda claro si a SGC les sería eventualmente aplicable este capítulo. Debería señalarse expresamente que no.		0
7	Cristián Araya M	Artículo 84.-	Este capítulo es un ejemplo de lo señalado arriba respecto de los SGC (art 10) donde se pueden generar distorciones importantes ya que las necesidades de mantenimiento de estas instalaciones pueden diferir sustancialmente en cuanto a extensión y complejidad de los demás coordinados.		0
8	Cristián Araya M	Artículo 116 ter.-	SGC deberían ser quienes opten por la metodología que se aplique a sus instalaciones conforme a sus propias características y uso.		0
9	Cristián Araya M	Artículo 116 septies.	Como hemos indicado antes, debe evaluarse más en detalle si un tratamiento equivalente a una central de generación es el adecuado para ciertos SGC.		0
1	GPM	Otros	Para efectos de evaluar el impacto de las modificaciones propuestas por el Ministerio al DS 125/2017, en cuanto a la afectación de las mismas a los PMGD, se requiere tener claridad de la política pública que el Ejecutivo desea impulsar y clarificar las distintas medidas que se proponen en regulaciones diversas. Al día de hoy, se encuentran en discusión, sea en el Congreso, en otras modificaciones reglamentarias, en propuestas de normas técnicas, en mesas de trabajo y en los medios de comunicación distintas medidas y aspectos regulatorios que afectan a los PMGD y que requieren abordarse de forma conjunta. Lo primero es definir qué es lo que se quiere y luego definir los instrumentos que deben ajustarse para implementar lo definido. La discusión anterior es de la mayor relevancia para la industria y para el desarrollo de nuevos proyectos. Es clave para avanzar en esta modificación tener claridad respecto a los siguientes aspectos: (i) Cargo FET y Bolsa Pyme propuesta en el proyecto de fortalecimiento del subsidio eléctrico; (ii) Precio estabilizado y almacenamiento a abordar en el DS 88/2019 y normas que complementan algunos aspectos regulados en la modificación del DS 125/2017(por ejemplo, el art. 126 deriva a los criterios del DS 88/2019); (iii) Modificaciones reglamentarias para implementar la ley de transición energética (ley 21.721) en particular lo referido al derecho que se otorga a las empresas de generación para promover y financiar obras de ampliación a su cuenta y riesgo y la modificación al art. 115 b) referido al cargo por uso de transmisión zonal en cuanto al costo de las expansiones de la transmisión zonal para suministrar clientes conectados a los respectivos sistemas de transmisión, y que además permitan el servicio y la operación de medios de generación y sistemas de almacenamiento conectados en redes de distribución, los que serán de cargo de los propietarios de dichos medios y sistemas y de los clientes, en la proporción que determine el reglamentol (iv)Modificaciones a la norma técnica de conexión y operación PMGD (sistemas de monitoreo y control entre otros); (v) Recomendaciones del Coordinador en los informes semestrales de monitoreo de la competencia y en cartas enviadas al Ministerio de Energía; (vi) Proyecto de ley que impulsa las ERNC, que entre otras materias impulsa medidas para fomentar la generación distribuida, regula el tema de las obras adicionales, adecuaciones y ajustes dejándolas de cargo de los propietarios, pero se establece un procedimiento a efectos que la Comisión mediante Resolución Exenta determine los costos de conexión y se incorpora la posibilidad de que sea el propio cliente el que desarrolle el proyecto previamente aprobado por la distribuidora; (vii) Incorporación en el Plan de Descarbonización.	Se solicita tener una propuesta normativa completa y no parcial de todas las materias que deben abordarse en la regulación de los PMGD a efectos de tener claridad de la política pública que se desea implementar, de modo de dar seguridad jurídica al desarrollo de este tipo de proyectos y a los inversionistas, de manera de permitir la proyección y evaluación de impactos de las medidas a introducir. Se solicita establecer una mesa de trabajo para abordar de manera integral todos los aspectos regulatorios que afectan a los PMGD.	
2	GPM	Otros	Mediante carta GPM de fecha 24 de abril de 2025, se solicitó el informe de impacto regulatorio de la modificación reglamentaria en cumplimiento del instructivo presidencial que dispone cumplir con esta exigencia. A la fecha de presentación de estas observaciones no se ha respondido la carta, así como tampoco se ha publicado el informe en la pag web del Ministerio	Se solicita tener una propuesta normativa completa y no parcial de todas las materias que deben abordarse en la regulación de los PMGD a efectos de tener claridad de la política pública que se desea implementar, de modo de dar seguridad jurídica al desarrollo de este tipo de proyectos y a los inversionistas, de manera de permitir la proyección y evaluación de impactos de las medidas a introducir. Se solicita conocer los estudios o análisis de impacto realizados por el Ministerio sobre los que se sustentan las propuestas regulatorias que se proponen Se solicita establecer una mesa de trabajo para abordar de manera integral todos los aspectos regulatorios que afectan a los PMGD.	
3	GPM	Otros	Las modificaciones propuestas en el DS 125/2017, que afectan directamente a los PMGD, principalmente lo referido a la consideración de las unidades autodespachadas en la programación de la operación, se encuentran incompletas, pues éstas deben complementarse o regularse en el DS 88/2019 tal como la propuesta ministerial indica, por lo que no es posible implementar modificaciones tan relevantes mientras no se conozca la totalidad de la nueva normativa. Todas las materias que requieren la aplicación del art. 45 bis y 126 propuestos en esta modificación (en caso de que se subsanen las ilegalidades que se indican en las observaciones) requieren de criterios reglamentarios adicionales (sea en este reglamento o en el DS 88/2019) y normas técnicas, por lo que los señalados cambios solo pueden regir a partir de la publicación en el Diario Oficial de la última normativa requerida para su implementación.	Se solicita tener una propuesta normativa completa y no parcial de todas las materias que deben abordarse en la regulación de los PMGD a efectos de tener claridad de la política pública que se desea implementar, de modo de dar seguridad jurídica al desarrollo de este tipo de proyectos y a los inversionistas, de manera de permitir la proyección y evaluación de impactos de las medidas a introducir. Se solicita establecer una mesa de trabajo para abordar de manera integral todos los aspectos regulatorios que afectan a los PMGD.	
4	GPM	Otros	En términos generales, en la propuesta de modificación no se identifican beneficios sistémicos. De igual manera en los considerandos del decreto propuesto no se justifica ni fundamenta adecuadamente los cambios propuestos. No queda claro el fundamento técnico para recortar a los PMGD, puesto que si el fin último es disminuir las inyecciones de los mismos para que disminuyan las compensaciones de los generadores que realizan retiros entre el CMg y el precio estabilizado, claramente esta no es la instancia para resolver esa problemática, la que debe abordarse en la discusión del mecanismo de precio estabilizado.	Se solicita tener una propuesta normativa completa y no parcial de todas las materias que deben abordarse en la regulación de los PMGD a efectos de tener claridad de la política pública que se desea implementar, de modo de dar seguridad jurídica al desarrollo de este tipo de proyectos y a los inversionistas, de manera de permitir la proyección y evaluación de impactos de las medidas a introducir. Se solicita establecer una mesa de trabajo para abordar de manera integral todos los aspectos regulatorios que afectan a los PMGD.	

5	GPM	Otros	Si bien el régimen de autodespacho aplicable a los PMGDs se encuentra establecido a nivel reglamentario y no legal, ha operado en la práctica como un elemento esencial del marco regulatorio que ha permitido viabilizar el desarrollo de este tipo de proyectos. Su eventual modificación sustancial podría comprometer la estabilidad regulatoria del sector y amerita un análisis desde la óptica del principio constitucional de confianza legítima, así como del respeto a derechos adquiridos, toda vez que numerosos proyectos han sido financiados y estructurados bajo dicho supuesto operativo. En consecuencia, cualquier ajuste normativo en esta materia debiese ser evaluado con particular cautela, y fundarse en criterios de proporcionalidad,irretroactividad y razonabilidad.	0
6	GPM	Artículo 2.-	En la letra a), en la definición de autodespacho se sugiere eliminar la referencia al DS 244/2005 del Ministerio de Economía que ya se encuentra derogado. Asimismo la referencia al presente reglamento es a efectos de la regulación especial para los SAE y las Centrales por Bombeo. Tener presente que en el DS 88/2019 también se define autodespacho, definición que no debiese ser distinta a la que se proponga en este reglamento	Se sugiere ajustar la definición en los siguientes términos: Autodespacho: Régimen de operación de una instalación de generación, SGC o Sistema de Almacenamiento de Energía interconectado al sistema eléctrico que no se encuentra sujeto al resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por el Coordinador en los términos establecidos en el Decreto Supremo N° 88, de 2019, del Ministerio de Energía, que Aprueba Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala Decreto Supremo Nº 244, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que Aprueba Reglamento para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación Establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos, o aquel que lo reemplace, y en el presente reglamento, que puede ser aplicado en tanto se dé cumplimiento al principio de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico y a lo regulado en el presente reglamento.
7	GPM	Artículo 12	La modificación propuesta no se ajusta a ley toda vez que la LGSE no faculta al CEN para delegar sus funciones propias en las distribuidoras como es la determinación de los recortes que debe aplicarse a las inyecciones de los PMGD en consistencia con las observaciones realizadas respecto de los artículos 45 bis y 126	Eliminar modificación por estimarse que las propuestas del art 45 bis y 126 no se ajustan a la LGSE
8	GPM	Artículo 18.-	Se agrega una referencia a “dichos proyectos”, lo que es incorrecto, ya que el artículo se refiere a los PMGD en general, tanto en su etapa de proyecto como de operación.	Cambiar “dichos proyectos” por “dichos Pequeños Medios de Generación Distribuida”.
9	GPM	Artículo 19.-	En letra e. se agrega “En caso de que el proyecto no sea susceptible de causar impacto ambiental”, lo que normativamente no parece correcto. Se debería hacer referencia a que el proyecto no debe someterse al proceso de evaluación ambiental dispuesto en la normativa vigente.	Reemplazar “En caso de que el proyecto no sea susceptible de causar impacto ambiental” por “En caso de que el proyecto no deba someterse al proceso de evaluación de impacto ambiental conforme a la normativa vigente”.
10	GPM	Artículo 21.-	Resulta innecesario agregar que la resolución es mensual si ésta deberá dictarse en los últimos 5 días hábiles de cada mes.	Eliminar en el inciso primero el vocablo "mensual"
11	GPM	Artículo 37.-	Se dispone que el Costo de Oportunidad de las energías gestionables será utilizado como el Costo de Producción, pero la central puede tener también Costos Variables. Como se plantea, la redacción es algo contradictoria con la definición del artículo 2.	Ajustar redacción a: “El Costo de Oportunidad de las energías gestionables será sumado al Costo Variable para determinar el Costo de Producción asignado a las Centrales Renovables con Capacidad de Regulación o Almacenamiento y Sistemas de Almacenamiento de Energía”
12	GPM	Artículo 37.-	Se solicita aclarar si el concepto de impacto de larga duración es en reemplazo del concepto de impacto relevante o es un nuevo concepto que se suma al anterior. En caso de ser un reemplazo de concepto es necesario modificar el art. 51	Modificar el artículo 51 si corresponde
13	GPM	Artículo 38.-	Se agrega que el el Coordinador “deberá” considerar criterios diferenciados, lo que podría generar restricciones innecesarias en algunos casos. Se sugiere cambiar el “deberá” por un “podrá”. Es necesario precisar en el reglamento el concepto de "criterios diferenciados" y establecer un marco para los mismos. En caso que se estime necesario podría incluso delegarse el detalle de estos criterios a la Norma Técnica, pero no se ajusta a la legalidad vigente entregar esta competencia "ilimitada" al Coordinador. El Coordinador no es competente para establecer la normativa vigente sino que debe aplicarla y estos criterios son parte de la normativa vigente.	Cambiar texto agregado por: “El Coordinador podrá deberá considerar criterios diferenciados para la determinación del Costo de Oportunidad de las energías gestionables cuya capacidad de almacenamiento implique un impacto de larga duración en el sistema, de acuerdo a lo que defina la norma técnica.”
14	GPM	Artículo 40.-	El texto añadido no se ajusta a la normativa vigente, pues no se pueden delegar materias regulatorias al Coordinador. De acuerdo a la LGSE, los procedimientos del CEN, según lo establecido en el art. 72°-4, son con el objetivo de determinar las normas internas que rijan su actuar, las comunicaciones con las autoridades competentes, los coordinados y con el público en general, y/o las metodologías de trabajo y requerimientos de detalle que sean necesarios para el adecuado cumplimiento y ejecución de sus funciones y obligaciones. En la propuesta de articulado se está delegando al CEN una materia que debiese ser objeto de norma técnica de acuerdo al art. 72°-19 de la LGSE. Tal colmo se indica en la propuesta de art. 37 el impacto de larga duración debe determinarse en la norma técnica. Tanto la definición de impacto de larga duración como el establecimiento de un procedimiento simplificado de recálculo son materias de norma técnica. Mientras no se definan estos conceptos debe indicarse en un artículo transitorio como debería procederse de manera de evitar incertidumbre regulatoria.	Se solicita eliminar el inciso final agregado en el artículo 40 o ajustar su redacción a la legalidad vigente Adicionalmente, el Coordinador deberá revisar los Costos de Oportunidad de las instalaciones con capacidad de almacenamiento que no presentan un impacto de larga duración para el sistema, de acuerdo a lo que establezca la norma técnicapudiendo establecer un procedimiento simplificado para su recálculo.
15	GPM	Artículo 45 bis.	La propuesta realizada atenta contra el principio de operación eficiente sobre el que se funda la operación del sistema eléctrico nacional, debido a lo siguiente: 1)Al prorratear la generación de centrales con igual costo, se disminuye la generación de centrales que ahorran pérdidas por localizarse más cerca de los consumos. La regla definida, es marcadamente ineficiente cuando los costos sean iguales, pero distintos de 0, situación que podría darse en un escenario con mayor presencia de sistemas de almacenamiento. 2)Aun cuando la regla propuesta se aplica en casos con costo variable igual a cero, el uso de los sistemas de transmisión aumentará necesariamente para suministrar la demanda en distribución que se dejó de suministrar por la generación distribuida. El mayor uso de los sistemas de transmisión atenta contra la eficiencia global del sistema eléctrico, pues en el largo plazo se requrirá más infraestructura y por lo tanto mayores inversiones consideradas en la planificación. A su vez, se aumentan los riesgos de seguridad al llevar estas instalaciones a su límite de operación, lo que puede llevar a fallas y disminuir la vida útil de las instalaciones de transmisión. 3)La regla propuesta no está pensada desde el punto de vista de la eficiencia del sistema, tanto es así, que no se ha considerado dentro de la propuesta global que ni el CEN ni la distribuidora conocen los costos variables de las centrales autodespachadas. Es más, el artículo 62 del reglamento señala expresamente que las centrales NO autodespachadas deberán declarar sus costos variables. ¿Cuál es el mecanismo de reducción para centrales autodespachadas en distribución con costos variables mayores a cero, como podría ser el caso de un sistema de almacenamiento? 4)La regla considerada, delega en la distribuidora (cuestión que como se indicó en la observación referida al art. 126 es ilegal) sin siquiera establecer un principio de eficiencia con el que deba actuar la distribuidora. 5)En la eventualidad que efectivamente se materialice la nueva función que se otorga a la distribuidora (cuestión que debiese ser materia de ley), ésta deberá ser financiada por todos los clientes finales cuando se incluya en los procesos VAD, lo que incorpora un nuevo costos a financiar para los clientes finales. La justificación del cambio, de acuerdo a la presentación realizada por el Ministerio de Energía, es que la inclusión de las centrales con autodespacho en las prorratas de generación se requiere para efectos de una “Armonización metodológica en el despacho de instalaciones de instalaciones de generación”. El señalado argumento no tiene justificación económica, pues en ningún caso la propuesta mejora la eficiencia del sistema en términos globales, sino que puede incluso producir el efecto contrario, aumentando los costos para todos los clientes. Por otra parte, no se observa ningún beneficio para los clientes regulados con el cambio propuesto. Por otra parte, no existe obligatoriedad ni necesidad para realizar la señalada armonización metodológica, porque precisamente las centrales con autodespacho están acotadas a los PMGD y PMG y es la propia ley la que establece en el art. 72°-2 que el "El reglamento podrá establecer exigencias distintas para los coordinados de acuerdo a su capacidad, tecnología, disponibilidad o impacto sistémico, entre otros criterios técnicos.". Si el tema de fondo a abordar en esta propuesta dice relación con que en virtud de ella, en la práctica, se reducen las compensaciones que deben pagar los generadores que realizan retiros por las diferencias que se generan entre el precio estabilizado y el CMg, creemos que ese objetivo debiese abordarse mediante la revisión del mecanismos de precio estabilizado en el DS 88/2019 y no mediante la introducción de reglas que generan más problemas de los que resuelve y que además no se ajusta a la legalidad vigente y al principio de eficiencia económica.	Se solicita eliminar del art. 45 bis el ajuste para las centrales que operen con Autodespacho y se encuentren conectadas a la red de distribución o en su defecto hacerse cargo de los problemas metodológicos que atentan contra la eficiencia y de legalidad en cuanto por la vía reglamentaria no es posible delegar en las distribuidoras una función que la LGSE otorga al CEN

16	GPM	Artículo 45 bis.	La regla propuesta por el Ministerio, de limitar a los PMGD por congestiones de transmisión, ya se encuentra operando de acuerdo a lo establecido en el art. 88 del DS 88/2019, el que indica que en caso de que los estudios de conexión advirtieran de una posible congestión en las instalaciones de transmisión conectadas aguas arriba de la subestación primaria de distribución asociada al Punto de Conexión del PMGD, la capacidad de inyección del PMGD en estudio deberá ser limitada para no provocar dicha congestión de forma de permitir su conexión y operación en la red de distribución. Dicha restricción deberá quedar consignada en el ICC y será condición obligatoria de operación para permitir la conexión del PMGD a la red de distribucióneN. Es decir, con la regla propuesta por el Ministerio se estaría limitando nuevamente a los PMGD por la misma razón (congestiones en transmisión). Lo anterior constituye una discriminación arbitraria pues se estaría perjudicando a los PMGD más que a otros coordinados al limitar o restringir sus inyecciones dos veces por la misma razón. De querer insistir en esta línea es necesario modificar o eliminar el art. 88 del DS 88 en cuanto las inyecciones de los PMGD pueden limitarse por restricciones de transmisión ya que esta consideración se tendrá presente en laoptimización de la operación y en el programa de colación.	Se solicita eliminar del art. 45 bis el ajuste para las centrales que operen con Autodespacho y se encuentren conectadas a la red de distribución o en su defecto hacerse cargo del problema legal descrito y eliminar del DS 88/2019 la limitación de los ICC por restricciones en transmisión
17	GPM	Artículo 45 bis.	La propuesta del Ministerio no considera ni tiene presente la regulación aplicable a los PMGD en cuanto a su conexión a la red de distribución y la conexión de los generadores en transmisión. En primer lugar los PMGD deben pagar las adecuaciones, modificaciones y refuerzos de la red para su conexión y dichos costos no se traspasan a los clientes a diferencia de los principios de acceso abierto, en especial a instalaciones de servicio público. Asimismo, la transmisión y la ampliación de la misma es de cargo de los clientes finales	Se solicita eliminar la propuesta o en su defecto hacerse cargo de los efectos discriminatorios que se pudiesen generar de seguir adelante con lo propuesto. Asimismo, en caso de seguir avanzando con esta propuesta regulatoria debe considerarse una excepción para la limitación de aquellos PMGD que son beneficiosos en distribución.
18	GPM	Artículo 45 bis.	La propuesta del Ministerio no considera en el art. 45 bis a los SGC y no se entiende la razón para su exclusión. Asimismo, la propuesta es absolutamente indeterminada pues no queda claro cuál es el conjunto de instalaciones que operen dentro de una misma red de distribución o parte de ella. Se requiere precisar el sentido y alcance o delegar tal precisión a la norma técnica, pero no puede quedar al arbitrio del CEN	En caso de corregirse las ilegalidades señaladas y plantearse una nueva propuesta deben considerarse también la inyección de los excedentes de los SGC
19	GPM	Artículo 45 bis.	El inciso final "Sin perjuicio de lo anterior, excepcionalmente, el Coordinador podrá considerar condiciones especiales de operación para una utilización óptima de los recursos." resulta inaplicable si no se encuentran previamente definidas las condiciones especiales de operación. Estas condiciones o las establece el reglamento o se delegan a la norma técnica, pero no pueden quedar indeterminadas para que las defina el CEN. Como se ha señalado eso es contrario a la LGSE	Sin perjuicio de lo anterior, excepcionalmente, el Coordinador podrá considerar condiciones especiales de operación para una utilización óptima de los recursos, de acuerdo a lo que defina la norma técnica.
20	GPM	Artículo 45 bis.	En el inciso primero del art 45 bis se debe aclarar de que costo se trata: costo variable, costo de producción, costo de oportunidad.	En caso de que exista más de una instalación de generación con igual costo Costo de Producción considerado en el listado de prioridad de colocación, y no hubiese capacidad de colocación suficiente para todas ellas, la generación de estas éstas deberá ser prorrateada por el Coordinador hasta alcanzar la capacidad de colocación máxima considerando las características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas, de acuerdo con lo establecido en el artículo anterior.
21	GPM	Artículo 45 bis.	En el texto agregado, la oración que dice "Por su parte, para las centrales que operen con Autodespacho y se encuentren conectadas a la red de distribución" no cubre todas las posibilidades, ya que puede haber instalaciones que no operen en régimen de Autodespacho. Además, no se consideran los sistemas de almacenamiento de energía.	Ajustar redacción por: "Por su parte, para las centrales y sistemas de almacenamiento de energía que operen con Autodespacho y se encuentren conectados conectadas a la red de distribución"
22	GPM	Artículo 45 bis.	En texto agregado "según su disponibilidad de generación eléctrica pronosticada o, en su defecto, de acuerdo con su potencia nominal." no se entiende cuándo se debe aplicar "en su defecto".	Ajustar redacción, aclarando alcance de "en su defecto".
23	GPM	Artículo 57	Faltó incluir en el inciso primero a los SGC	Artículo 57.- A partir de los resultados de la programación de la operación, el Coordinador deberá establecer el listado de prioridad de colocación, en el que deberá definir, para un determinado horizonte y resolución temporal, el orden creciente de colocación de las centrales o unidades de generación, SGC y de Sistemas de Almacenamiento de Energía, según corresponda, de menor a mayor costo Costo de Producción de energía eléctrica, considerando los Costos Variables y los Costos de Oportunidad en los términos señalados en el presente Título y en la respectiva norma técnica.
24	GPM	Artículo 61	Incorporar a la componente de generación de los SGC	Artículo 61.- Los Costos Variables corresponderán a aquellos costos en los que incurre cada Empresa Generadora, por unidad de generación, para producir energía eléctrica, o cada propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere a cualquier título Sistemas de Almacenamiento de Energía que corresponda o los titulares de la componente de generación de los SGC, para la inyección de energía, y que dependen del nivel de generación o inyección en una determinada condición de operación.
25	GPM	Artículo 63	Falta incorporar los SGC	Los costos de partida y detención no deberán ser considerados en la determinación del costo marginal del sistema. Sin perjuicio de lo anterior, aquellas unidades generadoras que realicen el proceso de partida o detención para inyectar su energía al sistema y cuya remuneración a costo marginal no permita cubrir dichos costos, deberán ser remuneradas por los costos de operación incurridos en el señalado proceso. Estos costos deberán ser pagados por las Empresas Generadoras o titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía o SGC que realicen retiros para dar suministro a clientes finales, a prorrata de sus retiros físicos de energía.
26	GPM	Artículo 67	Falta agregar a los titulares de los SGC en su componente de generación en el inciso primero	Artículo 67.- Para efectos de dar cumplimiento a lo indicado en el presente Capítulo, los Coordinados de unidades de generación o componente de generación de un SGC renovable con recursos primarios variables deberán, en conformidad a lo dispuesto en la norma técnica: ....
27	GPM	Artículo 80.-	Se sugiere eliminar de este artículo la referencia a los Excedentes pues estos responden a la componente de generación en relación a las inyecciones y no a la demanda libre o regulada a la que hace referencia este capítulo. En tal sentido ver la sugerencia realizada en el art. 67	Artículo 80.- Las Empresas Distribuidoras, SGC y los Clientes Libres conectados directamente a instalaciones de transmisión deberán enviar sus proyecciones de demanda o Excedentes al Coordinador, según corresponda, en la forma y oportunidad que este determine
28	GPM	Artículo 103	En el inciso segundo se sugiere mejorar redacción para que los SAE y Centrales con Almacenamiento de 9 MW estén incluidas en la opción de autodespacho, siendo ello consistente con el límite de los PMGD y PMG	Reemplazar"menor a 9MW" por "hasta 9 MW"
29	GPM	Artículo 108 bis	En el nuevo artículo 108 bis se solicita aclarar la frase "que no sean categorizadas de larga duración". ¿Se refiere a la introducción del concepto de impacto de larga duración? La redacción es confusa porque sugiere la existencia de un procedimiento de categorización que no existe en el reglamento. En caso que se esté haciendo referencia al concepto de recurso gestionable de larga duración incorporado en la norma técnica se sugiere incorporarlo y regularlo en el reglamento por consistencia regulatoria	0
30	GPM	Artículo 108 bis	La única razón permitida por la Ley General de Servicios Eléctricos para no aplicar el principio de eficiencia económica y por lo tanto establecer un despacho fuera del orden económico son las razones de seguridad	Artículo 108 bis: Para las instalaciones con capacidad de almacenamiento que no sean categorizadas de larga duración, el Coordinador deberá considerar como una condición especial de operación cuando se prevea que éstas no serán despachadas conforme al Orden Económico en el horario determinado en la programación de la operación o posterior a este. Con el objetivo de asegurar el uso óptimo de los recursos energéticos el Coordinador podrá despachar dichas unidades fueran de Orden Económico, resguardando un trato no discriminatorio entre dichas instalaciones, siempre que esto sea requerido por razopnes de seguridad del sistema eléctrico.
31	GPM	Artículo 109.-	Falta agregar a los titulares de los SGC en el inciso segundo	Los Coordinados titulares de dichos Sistemas de Almacenamiento de Energía, no participarán en los balances de transferencias por las inyecciones y retiros asociadas a la operación señalada en el inciso anterior. Los saldos que se produzcan a partir de dicha operación deberán ser asignados a las Empresas Generadoras, SGC o titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía que realicen retiros para dar suministro a clientes finales, sean éstos libres o regulados, a prorrata de sus retiros físicos de energía. Las Empresas Generadoras, SGC o titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía deberán traspasar los montos a los titulares de los Sistemas de Almacenamiento de Energía o de las obras de expansión de la transmisión, según corresponda, y deberán ser considerados en la determinación del cálculo del siguiente cargo único a que se refiere el artículo 115º de la Ley.
32	GPM	Artículo 117	Se agrega la letra p. en la que se señala que el CEN debera instruir la operación conjunta de las instalaciones que operen con Autodespacho conectadas a redes de distribución. Sin embargo, no se señala los criterios sobre los cuales se deben agrupar las mencionadas instalaciones. No se debe delegar dicha facultad al CEN, pues corresponde a criterios regulatorios que deben establecerse en el reglamento o en la norma técnica.	Identificar los criterios para agrupar instalaciones conectadas en distribución.
33	GPM	Artículo 126	El inciso tercero señala: "El referido ajuste deberá realizarse a prorrata de la generación disponible de las instalaciones, o la capacidad máxima de inyección en el caso de Sistemas de Almacenamiento de Energía. El Coordinador podrá definir criterios adicionales para asegurar el cumplimiento del artículo 72-1 de la Ley." Al respecto cabe indicar que el Coordinador no tiene competencia legal para definir criterios adicionales. Los señalados criterios los debe definir el propio reglamento o la norma técnica.	Eliminar del inciso tercero la referencia a que "El Coordinador podrá definir criterios adicionales para asegurar el cumplimiento del artículo 72-1 de la Ley".

34	GPM	Artículo 126	El inciso cuarto que señala "En el caso de las instalaciones que operen con Autodespacho conectadas a la red de distribución, el Coordinador determinará el ajuste para el conjunto de instalaciones que operen dentro de una misma red de distribución, o parte de ella, según su disponibilidad de generación eléctrica, o en su defecto, de la generación disponible pronosticada a la que se refiere el inciso segundo del artículo 45 bis del presente reglamento, y de los criterios referidos en el inciso anterior, según corresponda. Será la empresa distribuidora correspondiente la encargada de determinar y comunicar a las instalaciones conectadas a su red, el ajuste que deberá realizar cada una de ellas para dar cumplimiento a la instrucción del Coordinador, de acuerdo con los criterios establecidos en el Decreto Supremo Nº 88, de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala, o aquel que lo reemplace.", no se ajusta a la LGSE por cuanto el CEN no puede delegar una función propia como la "determinación del ajuste" que deberán realizar las instalaciones conectadas en distribución. La Coordinación de la operación que incluye la programación y despacho de las instalaciones es una función que por ley se le asignó al CEN (art. 72°-1 LGSE "la coordinación deberá efectuarse a través del Coordinador") el que cuenta con un presupuesto para la realización de la señalada tarea. Esta función no puede delegarse en las distribuidoras, entre otras razones, porque la ley no faculta a las distribuidoras para "determinar los ajustes" y despachar coordinados. Además, es necesario tener presente el costo que puede implicar para las distribuidoras el desarrollar esta nueva función que se le asigna por la vía reglamentaria y que de acuerdo a la LGSE no está considerada en el VAD. La LGSE es clara en determinar el financiamiento de las obligaciones que debe cumplir el CEN, el que es por la vía del cargo por servicio púbuico y no por la vía del VAD. Sólo la ley puede establecer nuevas funciones para las distribuidoras, más aún si estás tienen un costo a ser financiado por los clientes. Por otra parte se generaría un perjuicio a los clientes regulados quienes deberían soportar un costo que en estricto rigor también corresponde a los clientes libres. El cargo por servicio público corresponde a la totalidad de usuarios finales, no así el VAD, el que debe ser soportado por los clientes regulados. Un problema adicional al expuesto es lo referido a la responsabilidad del Coordinador. La LGSE en el art. 212°-9 así lo establece. Delegar funciones de carácter público como son las del Coordinador en un ente privado es improcedente. La delegación de funciones debe estar expresamente habilitada o permitida en la ley. Por otra parte no es posible aplicar el señalado inciso mientras no se establezcan los criterios de cumplimiento por parte de las distribuidoras delegados al DS 88/2019 En cuanto al inciso final, cabe señalar que es el reglamento o la norma técnica la que debe definir las condiciones especiales de operación y no dejarlo al arbitrio del Coordinador.	Eliminar el inciso cuarto y quinto
35	GPM	Artículo 143.-	Falta agregar a los titulares de los SGC	0
36	GPM	Artículo 144.-	Agregar titular de SGC	0
37	GPM	Artículo 147.-	Agregar titular de SGC	0
38	GPM	Artículo 151.-	Agregar titular de SGC	0
39	GPM	Artículo 152.-	Agregar titular de SGC	0
40	GPM	Artículo 158.-	en la letra c) Agregar titular de SGC	0
41	GPM	Artículo 159.-	Agregar titular de SGC	0
42	GPM	Artículo 160.-	Agregar titular de SGC	0
43	GPM	Artículo 161.-	Agregar titular de SGC	0
44	GPM	Artículo 166 bis.-	Se está introduciendo una disposición contraria al artículo 149° de la Ley, según el cual todas las inyecciones deben ser valorizadas a costo marginal. Por regla general, salvo la unidad generadora marginal, todas las centrales reciben un ingreso a costo marginal, con independencia de sus costos de producción. Por otro lado, no se entiende y no se justifica socializar ingresos entre sistemas de Almacenamiento de Energía que inyectan a diferentes costos marginales, ya que estos podrían no sólo ser distintos por ser despachados en distinto horario en una misma barra, sino que podrían incluso tratarse de barras distintas, perdiendo por completo el propósito de las señales de localización entregadas por los costos marginales en un sistema operado según la teoría marginalista.	Artículo 116 bis debe quedar: Artículo 166 bis.- La valorización de las inyecciones de los Sistemas de Almacenamiento de Energía que hayan resultado despachadas en la operación real deberá ser valorizada a costo marginal.
45	GPM	Artículo 166 ter.-	Ver nuestra observación al artículo 108 bis.	Debe quedar claro que el despacho fuera de orden económico es sólo por razones de seguridad, no por razones de mala estrategia de carga definida por los sistemas de almacenamiento.
46	GPM	Artículo 167	agregar titulares de SGC	0
47	GPM	Artículo 168.-	agregar titulares de SGC	0
48	GPM	Artículo 183.-	agregar titulares de SGC	0
49	GPM	Artículo primero transitorio.-	El artículo presenta una serie de dificultades ya que no es posible que el plazo de 18 meses establecidos para los coordinados se cuente a partir de la publicación en el Diario Oficial de la modificación de reglamento ya que el plazo solo podría iniciar su cómputo una vez que esté completa la regulación, es decir, a partir de la publicación en el diario oficial de la norma técnica que se requiere para que detalle las exigencias técnicas necesarias	Por su parte, los Coordinados contarán con 18 meses contados desde la publicación en el Diario Oficial de la norma técnica referida en el artículo 117 bis del DS 125/2017 del Ministerio de Energía para implementar los esquemas de control automático.
50	GPM	Artículo tercero transitorio.-	La regla propuesta, en caso de implementarse, debe considerar un transitorio de aplicación gradual para proyectos existentes, pues puede cambiar considerablemente las condiciones de inyección que se visualizaron al realizar la inversión. Se requiere estabilidad regulatoria para mantener las inversiones.	Establecer un transitorio acoplado al transitorio establecido para el mecanismo de estabilización del DS244.
51	GPM	Artículo tercero transitorio.-	Se señala que para las instalaciones que operen con autodespacho conectadas a la red de distribución serán consideradas para efectos de disminuir su generación, siempre que las empresas distribuidoras cuenten con los sistemas de monitoreo y comunicación necesarios para su aplicación, o transcurridos 24 meses contados desde la publicación del reglamento. En relación a esta disposición y considerando el impacto de la medida, se debe aclarar que se entiende por "sistema de monitoreo y comunicación necesario para su aplicación". Adicionalmente, se debe aclarar cómo se pretende aplicar la regla luego de 24 meses, si es que la distribuidora no ha implementado los sistemas necesarios.	Aclarar el alcance del concepto "necesario"

52	GPM	Artículo tercero transitorio.-	En caso de mantenerse el art. 126 corrigiendo las ilegalidades señaladas, esta norma debe tener una vigencia diferida a partir de la total tramitación de los actos administrativos que contengan los criterios y las normas técnicas aplicables para su implementación.	En caso de mantenerse la regla propuesta por el Ministerio, se debe condicionar su aplicación a la implementación de las herramientas necesarias para aplicarla correctamente y también a la determinación de los criterios específicos, que se están delegando al DS88 en el artículo 126 de la propuesta. "Artículo tercero transitorio.- Las instalaciones que operen con Autodespacho conectadas a la red de distribución serán consideradas en el ajuste al que refiere el inciso tercero del artículo 126 de la modificación al DS 125/2017 del Ministerio de Energía señalado en el presente decreto del presente reglamento, siempre que las empresas distribuidoras cuenten con los sistemas de monitoreo y comunicación necesarios para su aplicación de acuerdo a lo que defina la norma técnica. o transcurridos 24 meses contados desde la publicación del presente decreto en el Diario Oficial. Lo dispuesto en el artículo 126 del presente reglamento será aplicable a las instalaciones que operen con Autodespacho conectadas a la red de distribución independientemente de la implementación de la herramienta automática a la que se refiere el artículo 117 bis del presente reglamento, en los términos establecidos en el inciso tercero del artículo 126 del presente reglamento."	
53	GPM	Otros	Es necesario agregar un artículo transitorio que se haga cargo de la implementación de lo dispuesto en el artículo 37 en cuanto a que para que el CEN pueda categorizar las instalaciones con capacidad de almacenamiento de impacto de largo duración se requiere previamente que la Norma Técnica regule la señalada materia. Por lo anterior, mientras la NT no regule lo indicado no es posible aplicar los arts. 37, 38, 40 y 108 bis	"Las disposiciones contenidas en los artículos 37, 38, 40, 45 bis, 103, 108 y 126 del DS 125/2017 del Ministerio de Energía modificadas por el presente decreto empezarán a regir una vez que se publique en el Diario Oficial la norma técnica a la que hacen referencia y que viabiliza su aplicación. La entrada en vigencia de lo dispuesto en el artículo 126, además requiere de la publicación en el Diario Oficial de las modificaciones que deben realizarse al DS 88/2019 en los términos que se indica en dicho artículo."	
54	GPM	Otros	Mientras la norma técnica no defina las condiciones especiales de operación del art. 45 bis no es posible aplicar esta disposición. Por lo anterior, debe establecerse un artículo transitorio que indique que se aplicará a partir de la entrada en vigencia de la norma técnica que regule la materia	"Las disposiciones contenidas en los artículos 37, 38, 40, 45 bis, 103, 108 y 126 del DS 125/2017 del Ministerio de Energía modificadas por el presente decreto empezarán a regir una vez que se publique en el Diario Oficial la norma técnica a la que hacen referencia y que viabiliza su aplicación. La entrada en vigencia de lo dispuesto en el artículo 126, además requiere de la publicación en el Diario Oficial de las modificaciones que deben realizarse al DS 88/2019 en los términos que se indica en dicho artículo."	
55	GPM	Otros	En caso de no eliminarse el artículo 126 para su aplicación se requiere de la modificación del DS 88/2019 (creiterios para las distribuidoras para determinar los ajustes), la dictación de la norma técnica que determine toda la normativa que detalle los aspectos técnicos, metodología y criterios necesarios. Debe establecerse un artículo transitorio que indique la vigencia diferida del artículo 126.	"Las disposiciones contenidas en los artículos 37, 38, 40, 45 bis, 103, 108 y 126 del DS 125/2017 del Ministerio de Energía modificadas por el presente decreto empezarán a regir una vez que se publique en el Diario Oficial la norma técnica a la que hacen referencia y que viabiliza su aplicación. La entrada en vigencia de lo dispuesto en el artículo 126, además requiere de la publicación en el Diario Oficial de las modificaciones que deben realizarse al DS 88/2019 en los términos que se indica en dicho artículo."	
56	GPM	Artículo 19.-	Es complejo poner plazos rígidos a un año o dos, para la interconexión o entrada en operación, ya que en muchos casos los proyectos no pueden iniciar construcción -a pesar de tener sus permisos- por causas ajenas al desarrollador/constructor. A modo de ejemplo, podemos indicar las siguientes situaciones que hemos evidenciado en la práctica: (i) Falta de las obras adicionales o de rezuerzo por parte de la Distribuidora. Para efecto de evitar problemas en los plazos de tramitación de los proyectos, el ICC debiera mantenerse vigente durante todo el periodo que duren o se extiendan las obras de refuerzo, estaleciendo un plazo para efecto de solicitar la DeC, contabilizado desde la fecha en que exipra el ICC. (ii) Imposibilidad de acceder o tomar control sobre el terreno por haber sido ocupados ilegalmente. Al respecto, se podría establecer que la "ocupación ilegal" de los predios suspenda el plazo para "iniciar la construcción" desde la fecha de presentación de las acciones legales tendientes a expulsar a los ocupantes y hasta la fecha en que el predio se encuentre sin ocupantes efectivamente. (iii) Recursos judiciales presentados por miembros de la comunidad en contra del Proyecto o sus permisos (Recursos de Protección, Reclamación Ambiental, entre otros). Debiera establecerse la posibilidad de suspender el plazo de vigencia de la DeC desde la fecha de presentación de tales recursos hasta la fecha en que sean resueltos mediante una sentencia ejecutoriada.		0
57	GPM	Artículo 19.-	La forma de acreditar que un proyecto no debe ingresar al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) es a través de una Pertinencia Ambiental aprobada por el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA).		0
58	GPM	Artículo 19.-	Si se exige ambos RCA e IFC, entonces el plazo para obtener el IFC debe empezar a correr desde la fecha de obtención de la RCA. Ello porque habitualmente ocurre la tramitación ambiental "se come" casi todo el plazo para la obtención del IFC.		0
59	GPM	Artículo 19.-	La DeC es un Hito esencial para poder construir un proyecto. Pretender que las empresas comprometan la compra de equipos sin tener la certeza de que podrán conectar sus proyectos y, por tanto construirlos, es un absurdo .La forma de controlar ese riesgo será a través de la contratación de seguros, lo que encarecerá los proyectos sustantivamente.		0
60	GPM	Artículo 36.-	Restringir la facultad de “autodespacho” que tienen algunos coordinados que se conectan a nivel de distribución (entre ellos los PMGD) para efecto de optimizar su operación conforme a un orden de prioridad de despacho por costo marginal, restinge la facultad de "autodespacho" en forma casi absoluta, ya que impide que dichos geneadores puedan despachar energía con preferencia de otros generadores de igual costo marginal no autodespachados, que representan una potencia instalada mayor.		0
61	GPM	Artículo 44.-	Únicamente debiera considerarse el pronóstico de generación electrica de los generadores que operan con "autodespacho", ya que considerar la potencia "nominal" supone que las generadoras pueden ser despachadas, lo que va en contra de la facultad de "autodespacho" en cuanto al facultad que les habilita a no inyectar (lo que sumado a la limitación a inyectar energía a voluntad, terminaría de anular completamente la facultad de "autodespacho").		0
62	GPM	Artículo 45.-	Sugerimos que las limitaciones a la "operación" derivadas de "la aplicación de normativa relacionada con otros sectores", no puedan tener un origen contractual entre privados, sino que respondan a restricciones establecidas por resolución. Esto pretende evitar la elusión de la norma, como puede ser el caso de un convenio de riego, donde el titular de la instalación de generación es el mismo que los regantes. Adicionalmente, sugerimos especificar que las restricciones de operación no deben tener como causa la falta de la infraestructura necesaria para la adecuada coordinación de la generadora.		0
63	GPM	Artículo 45 bis.	La redacción del inciso 2°, relativo a la aplicación de recortes a las generadoras, deja afuera a los PMG que se conectan en transmisión y son "autodespachado" a la vez. Por un lado, si bien son instalaciones que inyectan en transmisión no se les aplican los recortes por estar eximidos del despacho económico al ser "autodespachados". Por el otro lado, no se les aplica la segunda parte del inciso, por cuanto no cumplen con la condición de ser "centrales que operen con Autodespacho y se encuentren conectadas a la red de distribución".		0
64	GPM	Artículo 57.-	Se debiera incorporar entre los factores de programación de la operación, aquellos proyectos que tienen mayores costos de transporte de la energía, en la medida que son solventados por los consumidores finales, para efecto promover innecesariamente la expansión de la infraestructura de transmisión (que en el largo plazo significa un aumento en el cargo de transmisión de los consumidores).		0
65	GPM	Artículo 62.-	Idem supra.		0
66	GPM	Otros	En la actualidad la mayoría de los PMGD no cuenta con infraestructura de comunicaciones adecuada para reportar en tiempo real, ni cuentan con modelos de pronósticos de generación. La incorporación de los sistemas de comunicaciones y control requiere de modificaciones en el DS 88 y particularmente en la NTCO PMGD cuya adaptación a las definiciones de este reglamento resulta incierta tanto en plazos como en contenido. La falta de estas condiciones hace imposible asegurar una aplicación no discriminatoria de los recortes, existiendo el riesgo que estos sean aplicados a aquellos PMGD que cuenten con esta infraestructura. Sin una modificación integral no existirán incentivos para cumplir las restricciones y/o mejorar la capacidad de pronóstico y control. Todo ello da cuenta de una aplicación incierta del nuevo régimen que no asegura su implementación neutral.		0
67	GPM	Otros	El diseño no considera los aportes de los PMGD al sistema, en particular la disminución de pérdidas de energía por concepto de transporte. Desde esta perspectiva, sólo aquellos PMGD en alimentadores exportadores al SEN debieran ser objeto de la medida. De lo contrario, la medida no va en la dirección de garantizar la operación más económica del sistema. En caso de insistir con la medida, el diseño de prorratas debe considerar sólo la energía de los PMGD que se inyecta al sistema de transmisión que sería la que aporta a la congestión y a la sobreoferta. La energía inyectada por PMGD que se mantiene en distribución no debe estar sujeta a recortes adicionales a los ya existentes en la regulación.		0
68	GPM	Otros	El diseño no considera las diferencias existentes entre PMGD que establecen limitaciones en su ICC de aquellos que no lo hacen. Esto hace posible una potencial duplicidad de restricciones. Además, el diseño no considera un mecanismo de priorización de restricciones que asegure la aplicación primero de aquellas por razones de seguridad de aquellas que resultan de la falta de capacidad de colocación en el sistema de transmisión.		0

69	GPM	Otros	Los problemas de diseño de la propuesta implicarán, con alta probabilidad una aplicación discriminatoria o no neutral de las limitaciones, lo que constituye una afectación al derecho a la igualdad de cargas públicas establecido en la Constitución, además de representar un cambio significativo a las reglas del juego existentes sin que exista una debida justificación, infringiendo el principio de confianza legítima, y una afectación significativa el derecho de propiedad de los titulares de proyectos afectados por el cambio normativo en su conceptualización y con gran probabilidad en su implementación de mantenerse el diseño inalterado. En particular, respecto del artículo 45 bis junto con establecer la posibilidad de recortes por falta de capacidad de colocación, establece el parámetro para su aplicación que será la disponibilidad de energía pronosticada y a falta de ésta la potencia nominal. Este último criterio no recoge, como ya se señaló, las diferencias entre los PMGD autorizados bajo la vigencia del DS 244 (sin limitaciones en ICC) y aquellos aprobados con limitaciones, lo que puede redundar en la aplicación redundante de limitaciones.		0
70	GPM	Artículo 40.-	La sugerencia es que el CEN no sólo revisé sino que actualice el Costo de Oportunidad de las energías gestionables, elaborando una Política de Despacho que permita resguardar el despacho eficiente de los Sistemas de Almacenamiento, y Centrales Renovables con capacidad de Almacenamiento, en base al Costo de Oportunidad, CMg real y otras variables relevantes en la operación del sistema según determine la norma técnica. La operación y remuneracion eficiente de BESS requiere herramienas de programación y despacho adecuadas de tal forma de capturar elementos intertemporales de corto plaza relevantes. Se deben calcular simpre costos de oportunidad para SAE e instalaciones con capacidad de almacenamiento, procurando incrementar la periodicidad de su actualización, a efectos de un mejor despacho y mejor formación de precios		0
71	GPM	Artículo 57.-	Se señala que en caso de restricciones o limitaciones de cualquier tipo, sea necesaria la programación y despacho de instalaciones que no responda al orden creciente de colocación se entenderá despachado fuera de Orden Económico, y deberá ser retribuida en sus Costos Variables. En caso de operación fuera de orden económico se debe compensar costo de oportunidad, no costo variable.		0
1	ASOCIACIÓN DE CONCENTRACIÓN SOLAR DE POTENCIA - ACSP A.G CHILE	Artículo 2.-	Autodespacho Un Sistema Almacenamiento de Energía no puede considerarse como autodespacho por la potencialidad que tiene de inyectar o retirar energía de la red: En ese momento, esa inyección debiera estar sujeta al despacho por su potencial efecto en la seguridad del Sistema. De lo contrario, no sería posible aplicárseles las exigencias establecidas en los incisos segundo y tercero de la definición contenida en el artículo 225º letra af) de la LGSE. Adicionalmente, una SAE no enfrentaría los pagos laterales en su rol de generador si no se distingue dicha etapa, ni tampoco los cargos asociados a retiros, impidiéndose dar cumplimiento a las exigencias de la LGSE.		0
2	ASOCIACIÓN DE CONCENTRACIÓN SOLAR DE POTENCIA - ACSP A.G CHILE	Artículo 2.-	Autorpoductor La definición debe distinguir que el Autproductor no es un Sistema de Generación Consumo, de modo de hacer la diferencia en cuanto a la propiedad de las instalaciones y el tipo de generación utilizada que sí están contenidas en un SGC. Si se considera que no es necesario, se solicita explicar la necesidad de distinguir ambos agentes en la propuesta.		0
3	ASOCIACIÓN DE CONCENTRACIÓN SOLAR DE POTENCIA - ACSP A.G CHILE	Artículo 2.-	Costo de Oportunidad La optimización del sistema debe incluir un horizonte en el cual se debe optimizar. Es diferente optimizar a una semana que a un año. Por tanto, el costo que se debe minimizar es aque costo total dentro del horizonte de planificación. Separar entre costo presente y costo futuro lleva a una indefinición de la frontera entre ambos y que pueden ser optimizaciones diferentes y por lo tanto arribar a un sub optimo. Esto, impide que el CEN cumpla en forma caval el mandato del artículo 72º-1 de la LGSE y la interpretación que ha establecido el Panel de Expertos. Se debe optimizar el costo total de abastecimiento entendido como el costo de operación y falla dentro del horizonte de operación.	Costo de Oportunidad: Costo de la energía gestionable, que es calculado y utilizado por el Coordinador para minimizar el costo total de operación y falla del sistema eléctrico nacional, en el horizonte de planificación que defina la respectiva Norma Técnica.	
4	ASOCIACIÓN DE CONCENTRACIÓN SOLAR DE POTENCIA - ACSP A.G CHILE	Artículo 2.-	Costo de Oportunidad: Se solicita definir "instalaciones con capacidad de almacenamiento" como todas aquellas centrales con capacidad de gestionar su energía almacenada, a saber, Centrales Renovables con Capacidad de Regulación de Frecuencia, Centrales con Almacenamiento por Bombeo, Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento y Sistemas de Almacenamiento de Energía.		0
5	ASOCIACIÓN DE CONCENTRACIÓN SOLAR DE POTENCIA - ACSP A.G CHILE	Artículo 2.-	Costo Variable Una definición enfocada en propietarios o empresa que sea dueña o la opere no se condice con cómo se gestionan en la práctica items como costos combustibles, mantenimientos, eficiencia de la máquina, entre otros. Es decir, por ejemplo, que si producir una unidad más de energía implica incurrir en un costo variable respecto esa energía producida, es independiente de quien sea el dueño, dado que depende de la tecnología y tipo de proceso, entre diversos otras componentes técnicas. Dichas compomenentes no son dependientes de un grupo empresarial o el arrendatario de turno. Por ejemplo, un sistema de almacenamiento que tenga prosibilidad de gestionar aquella energía tendrá un costo dependiente más del sistema que cualquier arreglo comercial sobre la operación o propiedad del sistema. Por otra parte, asociar a que el costo variable dependa de quien sea el que opere o dueño, puede conducir a comportamientos oportunistas para generar cambios en los costos variables en atención a decisiones administrativas, temporales, circunstanciales o juegos estratégicos y no a las características técnicas de la unidad.	Costo Variable: Costo en el que efectivamente se incurre, en cada unidad de generación, para producir una unidad adicional de energía eléctrica, incluyendo instalaciones que posean capacidad de almacenamiento para la generación o inyección de energía que corresponda, y que dependen del nivel de generación o inyección en una determinada condición de operación, determinado en conformidad al presente reglamento.	
6	ASOCIACIÓN DE CONCENTRACIÓN SOLAR DE POTENCIA - ACSP A.G CHILE	Artículo 2.-	Excedentes La defincición considera los medios de generación. Sin embargo, las definiciones previas no consideran generación los excedentes de un SGC o un autoproductor. Se sugiere incorporarlos expresamente en la definición.		0
7	ASOCIACIÓN DE CONCENTRACIÓN SOLAR DE POTENCIA - ACSP A.G CHILE	Artículo 2.-	0	Instalaciones con Capacidad de Almacenamiento Se utiliza a lo largo de la propuesta de reglamento esta expresión, sin que se entienda en forma completa su alcance. Se sugiere incorporar una definición clara y expresiva de estas instalaciones	

8	ASOCIACIÓN DE CONCENTRACIÓN SOLAR DE POTENCIA - ACSP A.G CHILE	Artículo 2.-	0	Energías Gestionables Esta expresión se utiliza a lo largo de la propuesta de reglamento, sin que se entienda en forma completa su alcance y generando la confusión de cuándo aplica exclusivamente a almacenamiento, centrales con almacenamiento, centrales con capacidad de regulación de frecuencia, autoproductores o SGC, etc.Se sugiere incorporar una definición clara y expresiva de estas instalaciones
9	ASOCIACIÓN DE CONCENTRACIÓN SOLAR DE POTENCIA - ACSP A.G CHILE	Artículo 12.-	El mandato del CEN es de preservar la seguridad, garantizar la operación económica y garantizar el acceso abierto. Dicho organismo no puede garantizar la operación económica sólo con la función de monitoreo y verificación que la propuesta le otorga sobre los sistemas de distribución. Por lo tanto, el mandato del inciso segundo debe ser proactivo y específico y no circunscrito sólo a lo seálado en los artículos 45 bis y 126 del reglamento.	Reemplazar el inciso segundo por el siguiente: En el caso de las instalaciones que se encuentren interconectadas en el sistema de distribución, deberá efectuar la coordinación a efectos de dar cumplimiento a los Principios de la Coordinación señalados en el artículo 5º precedente, debiendo para ello instruir a las Empresas Distribuidoras las medidas pertinentes para el adecuado cumplimiento de las exigencias que dichos principios irrogan, así como las de calidad y seguridad de servicio en el Sistema Eléctrico Nacional.
10	ASOCIACIÓN DE CONCENTRACIÓN SOLAR DE POTENCIA - ACSP A.G CHILE	Artículo 13.-	Se utiliza el concepto de excedentes respecto de su capacidad instalada, en tanto la definición de excedentes referida al Autoproductor en el artículo 2º se refiere a excedentes de generación. Por otro lado, los excedentes aparecerán en función de diversas variables, pocas de las cuales están bajo el control del operador de la instalación de generación, autoproducción o SGC. Más bien estarán determinados por el nivel de demanda, las condiciones de los sistemas de transmisión aledaños, tensión, frecuencia. En consecuencia, su aparición tiene una frecuencia horaria, quinceminutal o la que establezca en el futuro la Norma Técnica. Para ser consistentes, cualquier porción de energía inyectada debiera considerarse como excedente objeto de esta regulación. Así se propone uniformar la definición bajo este entendimiento.	Artículo 13.- Los Autoproductores y SGC deberán demostrar al Coordinador que están en condiciones de aportar Eexcedentes de energía al Sistema Eléctrico Nacional, al menos en forma horaria o con la frecuencia que establezca la respectiva Norma Técnica, a partir de su capacidad instalada de generación en relación a la demanda eléctrica máxima que utiliza para el desarrollo de sus procesos productivos y consumos eléctricos en general.
11	ASOCIACIÓN DE CONCENTRACIÓN SOLAR DE POTENCIA - ACSP A.G CHILE	Artículo 19.-	Los Sistemas de Transmisión de Servicio Público no existen como tal ni están contenidos en las definiciones.	Se sugiere incorporar su definición o reemplazar dicha expresión por "Sistemas de Transmisión Nacional, Zonal y Dedicado en la proporción que suministran a usuarios no sometidos a regulación de precios"
12	ASOCIACIÓN DE CONCENTRACIÓN SOLAR DE POTENCIA - ACSP A.G CHILE	Artículo 23.-	El establecer 60 días hábiles para el pronunciamiento de la CNE resulta desproporcionado en atención al flagrante retraso que enfrentan los proyectos por los procesos "de tramitología" en general. Razonable resultarían 10 días hábiles.	Su aprobación estará sujeta a la revisión de antecedentes por parte de la Comisión, la cual podrá rechazar las modificaciones de cronograma en la medida que estas no se encuentren debidamente fundadas, pronunciándose al efecto en un plazo de 10 días.
13	ASOCIACIÓN DE CONCENTRACIÓN SOLAR DE POTENCIA - ACSP A.G CHILE	Artículo 36.-	Incluir en las definiciones "Energía Gestionable". Si bien en la Norma Técnica de Coordinación de la Operación existe una definición, corresponde a un instrumento normativo de orden inferior al Reglamentos. Adicionalmente, dicha defindión no permite conocer en forma definitiva qué tipos de tecnologías deben entenderse dentro del concepto Energías Gestionables.	0
14	ASOCIACIÓN DE CONCENTRACIÓN SOLAR DE POTENCIA - ACSP A.G CHILE	Artículo 37.-	0	El Costo de Oportunidad de las instalaciones se utilizará como Costo de Producción para las centrales señaladas en los literales c, d, e y r del Artículo 2º. Se sugiere una redacción que pareciera más clara para el inciso final
15	ASOCIACIÓN DE CONCENTRACIÓN SOLAR DE POTENCIA - ACSP A.G CHILE	Artículo 38.-	Instalaciones con Capacidad de Almacenamiento Se utiliza a lo largo de la propuesta de reglamento esta expresión, sin que se entienda en forma completa su alcance.	Se sugiere incorporar una definición
16	ASOCIACIÓN DE CONCENTRACIÓN SOLAR DE POTENCIA - ACSP A.G CHILE	Artículo 38.-	Se utiliza el término Centrales con Capacidad de Almacenmaiento, descartándose las Centrales con Capacidad de Regulación. Estas últimas, son las que permiten la regulación de larga duración a que hace referencia el artículo.	El Coordinador deberá considerar criterios diferenciados para la determinación del Costo de Oportunidad de las centrales a que hacen referencia los literales c, d, e, y r del Artículo 2º, cuya capacidad de almacenamiento o regulación de frecuencia, implique un impacto de larga duración en el sistema.

17	ASOCIACIÓN DE CONCENTRACIÓN SOLAR DE POTENCIA - ACSP A.G CHILE	Artículo 40.-	La facultad que se otorga al CEN de realizar un procedimiento simplificado para la determinación de los costos de oportunidad de las instalaciones con capacidad de almacenamiento impide que dicho Organismo cumpla con el mandato de GARANTIZAR la operación más económica, por lo que debe ser eliminada.	Eliminar inciso final
18	ASOCIACIÓN DE CONCENTRACIÓN SOLAR DE POTENCIA - ACSP A.G CHILE	Artículo 40.-	Instalaciones con Capacidad de Almacenamiento Se utiliza a lo largo de la propuesta de reglamento esta expresión, sin que se entienda en forma completa su alcance.	Se sugiere incorporar una definición
19	ASOCIACIÓN DE CONCENTRACIÓN SOLAR DE POTENCIA - ACSP A.G CHILE	Artículo 45 bis.	El texto impide que distintos coordinados, previa autorización por parte del CEN, puedan acordar asignar el vertimientos a uno de ellos o una porción, esto sin variar el costo de operación del sistema, los costos marginales o los requerimientos de Servicios Complementarios. Se sugiere incorporarlos.	En todo caso, previa revisión y autorización por parte del Coordinador, las restricciones podrán ser asignadas a ciertos Coordinados en favor de otros, siempre y cuando exista acuerdo previo y por escrito entre éstos y ello no implique un incremento de del Costo de Operación del Sistema, la utilización de Servicios Complementarios adicionales o una alteración de los costos marginales donde se realice la asignación. El cambio de asignación de la restricción sólo podrá darse en la misma subzona o en el mismo nodo en el cual se encuentran los Coordinados.
20	ASOCIACIÓN DE CONCENTRACIÓN SOLAR DE POTENCIA - ACSP A.G CHILE	Artículo 52.-	Instalaciones con Capacidad de Almacenamiento Se utiliza a lo largo de la propuesta de reglamento esta expresión, sin que se entienda en forma completa su alcance.	Se sugiere incorporar una definición
21	ASOCIACIÓN DE CONCENTRACIÓN SOLAR DE POTENCIA - ACSP A.G CHILE	Artículo 57.-	La inyección fuera de orden de mérito de SGC y sistemas de almacenamiento debieran ser reconocida a Costo de Oportunidad y no a Costo Variable.	En caso de que debido a restricciones o limitaciones de cualquier tipo, sea necesaria la programación y despacho de instalaciones para el cumplimiento de lo indicado en el Artículo 72°-1 de la Ley, que no responda al orden creciente de colocación señalado en el inciso anterior, se entenderá que la central o unidad, SGC o Sistema de Almacenamiento de Energía fueron despachados fuera de Orden Económico, y deberá ser retribuida en sus Costos de Oportunidad de acuerdo con lo señalado en el Título IV del presente reglamento".
22	ASOCIACIÓN DE CONCENTRACIÓN SOLAR DE POTENCIA - ACSP A.G CHILE	Artículo 80.-	Las proyecciones de demanda señaladas son insumos relevantes para las previsiones de la CNE. Se propone incorporar un "con copia".	...enviar sus proyecciones de demanda o Excedentes al Coordinador, con copia a la Comisión, según corresponda, en la forma y oportunidad que estos determinen.
23	ASOCIACIÓN DE CONCENTRACIÓN SOLAR DE POTENCIA - ACSP A.G CHILE	Artículo 108.-	(108 bis: El menú de la planilla de observaciones no permite seleccionar el artículo 108 bis) No está definido en el reglamento qué se entiende por Instalaciones con Capacidad de Almacenamiento	0
24	ASOCIACIÓN DE CONCENTRACIÓN SOLAR DE POTENCIA - ACSP A.G CHILE	Artículo 112.-	La forma en que el CEN considere a la central con Almacenamiento debe obedecer estrictamente al cumplimiento de los principios de la coordinación (de rango legal). En consecuencia, su modificación puede sujetarse no sólo a la existencia de "cambios relevantes" en las condiciones de operación o de la instalación.	Modificar la frase final del inciso segundo por la siguiente "Esta metodología podrá ser modificada por el CEN, con posterioridad a la entrada en operación, en tanto permita el cumplimiento de los principios de la coordinación a que hace referencia el artículo 5 del presente Reglamento.
25	ASOCIACIÓN DE CONCENTRACIÓN SOLAR DE POTENCIA - ACSP A.G CHILE	Artículo 116 bis.-	Se sugiere regular el régimen de inyección de modo de saber previamente si será en forma horaria, en períodos mayores o menores, estacional, etc.	Artículo 116 bis.- Las nuevas instalaciones que deseen operar como SGC, al momento de efectuar su respectiva solicitud de declaración en construcción de conformidad con el artículo 19 del presente reglamento, deberán presentar un requerimiento al Coordinador, acompañando los antecedentes que den cuenta de las características del proyecto, de forma de permitir a este verificar que dichas instalaciones estarán en condiciones de aportar Excedentes al Sistema Eléctrico Nacional al menos de manera horaria o en un períodos inferiores de tiempo conforme la Norma Técnica lo defina, y en caso de verificarse, determine el régimen o metodología de operación aplicable al mismo, de conformidad a lo dispuesto en el artículo siguiente.

26	ASOCIACIÓN DE CONCENTRACIÓN SOLAR DE POTENCIA - ACSP A.G CHILE	Artículo 116 ter.-	Se solicita no incorporar más inyección con autodespacho al sistema.	Eliminar último inciso.
27	ASOCIACIÓN DE CONCENTRACIÓN SOLAR DE POTENCIA - ACSP A.G CHILE	Artículo 116 sexies.	Falta la figura en que el SGC retira para cargar un Sistema de Almacenamiento. Para este caso, se solicita incorporar la regulación asociada a cómo dicho sistema participa del mercado de energía, potencia, SSCC, pago de costos sistémicos, colocación en la lista de mérito, pago de cargos de retiro, etc	0
28	ASOCIACIÓN DE CONCENTRACIÓN SOLAR DE POTENCIA - ACSP A.G CHILE	Artículo 117.-	En consistencia con el dictamen 26-2023, se solicita incorporar una letra q del siguiente tenor: "Evaluar y aplicar en forma oportuna las medidas operacionales disponibles que, en el marco de su competencia, sean procedentes y pertinentes para lograr una operación segura y más económica".	q. Evaluar y aplicar en forma oportuna las medidas operacionales disponibles que, en el marco de su competencia, sean procedentes y pertinentes para lograr una operación segura y más económica
29	ASOCIACIÓN DE CONCENTRACIÓN SOLAR DE POTENCIA - ACSP A.G CHILE	Artículo 126.-	El CEN debe preservar la seguridad y garantizar la operación más económica. En este contexto, facultar el CEN a considerar condiciones especiales de operación para un uso óptimo de los recursos resulta confuso. Se sugiere explicitarlo en términos de los principios de la coordinación	Sin perjuicio de lo anterior, oportuna y excepcionalmente, el Coordinador podrá considerar condiciones especiales de operación para una utilización óptima de los recursos entanto resulte en una preservación de la seguridad y garantizar la operación más económica.
30	ASOCIACIÓN DE CONCENTRACIÓN SOLAR DE POTENCIA - ACSP A.G CHILE	Artículo 140.-	La Ley le otorga la responsabilidad al Coordinador, el cual está sujeto a diversos controles y obligaciones. Tercerizar las obligaciones propias del Coordinador va en contra de lo establecido en el arreglo institucional. Si se observa que sería más eficiente tercerizar, entonces ese tercero debe tener y cumplir con las mismas características y obligaciones que el Coordinador o lo que es similar, se debiera licitar el servicio y remunerar el cargo de servicio público a la entidad ganadora.	Eliminar el inciso incorporado
31	ASOCIACIÓN DE CONCENTRACIÓN SOLAR DE POTENCIA - ACSP A.G CHILE	Artículo 143 bis.-	En el inciso final del nuevo artículo 143 bis se da un plazo para que el Coordinador informe a un cliente libre el término de un contrato de suministro. Por un lado, no se ve la razón para que el Coordinador haga una nueva comunicación, ya que perfectamente se puede disponer que la primera notificación deba señalar que “en ausencia de respuesta en el plazo de 15 días, el Coordinador entenderá que el contrato de suministro se ha terminado anticipadamente y que el cliente ha dejado de poseer un suministrador.” Por otro lado, según la normativa (artículo 144) corresponde que sea un Coordinado generador el que informe al Coordinador la suscripción de un contrato de suministro y no conviene introducir excepciones a la regla general.	Eliminar inciso cuarto y al final del inciso tercero agregar: “La comunicación del Coordinador deberá señalar que si el cliente no informa que ha impugnado el término anticipado dentro del plazo de 15 días señalado, el Coordinador entenderá que el cliente libre ha dejado de tener suministrador, por lo que no se podrán efectuar retiros de energía para su suministro eléctrico y se deberá informar un nuevo suministrador según las disposiciones del presente reglamento.”
32	ASOCIACIÓN DE CONCENTRACIÓN SOLAR DE POTENCIA - ACSP A.G CHILE	Artículo 165.-	El Costo Marginal no es el mayor Costo de Producción de energía en cada barra sino lo que señala la letra f) del artículo 225 de la LGSE. Se solicita eliminar o corregir en dicho sentido.	Eliminar último inciso o reemplazar por el siguiente: El costo marginal en cada barra corresponderá al costo en que se incurre para suministrar una unidad adicional de producto para un nivel dado de producción o, alternativamente, dado un nivel de producción, el costo que se evita al dejar de producir la última unidad.

1	Arauco Bioenergía SpA	General	El literal af) del artículo 225 de la Ley General de Servicios Eléctricos dispone, en su párrafo final, y haciendo referencia a los Sistemas Generación-Consumo, que "les serán aplicables todas las disposiciones correspondientes a las centrales generadoras y clientes finales no sometidos a regulación de precios" (el destacado es nuestro). Por otra parte, el literal k. de la propuesta de modificación al DS 125/2017, definiría Empresa Generadora en los siguientes términos: "k. Empresa Generadora: Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere o explote, a cualquier título, centrales o unidades generadoras interconectadas al sistema eléctrico, de acuerdo a lo establecido en el artículo 72º-17 de la Ley General de Servicios Eléctricos, con excepción de aquellas unidades generadoras que formen parte de un Sistema Generación-Consumo." (el destacado en negrita es nuestro. En rojo la modificación propuesta por el Ministerio). De esta manera, se logra advertir una antinomia entre las disposiciones citadas. Por una parte, la LGSE establece que a los SGC le son aplicables las normas relativas a centrales generadoras. Por otra, el DS 125/2017 (propuesta) excluye de la definición de Empresa Generadora, la cual se funda en la titularidad de centrales generadoras, a los SGC. Cabe señalar que en distintos artículos del DS N°125/2017 se utiliza sólo el concepto de Empresa Generadora para definir a quién aplica determinada disposición. Lo anterior implica que se debería incluir a los SGC expresamente en distintas normas que les serían aplicables (por ejemplo, artículo 143 que establece el derecho a vender energía en el MCP a costo marginal), pero en cuya redacción se utiliza el concepto de Empresa Generadora, el cual excluye a los SGC, no siéndoles directamente aplicables. Esto se constata materialmente a lo largo de la propuesta de modificación, en distintas disposiciones. En virtud de lo anterior, se solicita mantener definición actual de Empresa Generadora, sin incorporar la exclusión expresa a los SGC. En su defecto, se solicita realizar una revisión acabada y de detalle del texto de la propuesta, incluyendo expresamente a los SGC en las disposiciones que les serían aplicables en cuanto a titulares de unidades de generación que inyectan Excedentes al sistema eléctrico.	Se solicita mantener definición actual de Empresa Generadora: "k. Empresa Generadora: Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere o explote, a cualquier título, centrales o unidades generadoras interconectadas al sistema eléctrico, de acuerdo a lo establecido en el artículo 72º-17 de la Ley General de Servicios Eléctricos". En subsidio, se solicita revisar propuesta de modificación normativa, e incluir expresamente a los SGC en las disposiciones que les serían aplicables en cuanto a titulares de unidades de generación que inyectan Excedentes al sistema eléctrico.
2	Arauco Bioenergía SpA	Artículo 2.-	Sin perjuicio de las observaciones sobre puntos específicos que se indican más abajo, se solicita al Ministerio revisar que todas las normas reglamentarias aborden las particularidades de los Sistemas Generación-Consumo. Lo anterior, considerando que: 1. El párrafo final del literal af) del artículo 225 de la LGSE establece: "A estos sistemas [en referencia a los Sistemas Generación-Consumo] les serán aplicables todas las disposiciones correspondientes a las centrales generadoras y clientes finales no sometidos a regulación de precios, de acuerdo a lo que disponga el reglamento, el que establecerá las disposiciones y requisitos necesarios para la debida aplicación del presente literal" (el destacado es nuestro). 2. El regulador debe dictar normas reglamentarias con las "disposiciones y requisitos" necesarios para la debida aplicación del literal antes indicado. En tal sentido, dada la naturaleza "híbrida" de los SGC, los cuales están constituidos por una componente de "generación" y una de "consumo", existen ciertas reglas generales aplicables a "generación" y "consumo" (clientes libres) que no serían del todo adecuadas para el funcionamiento de estos sistemas. Lo anterior exige una revisión completa y sistemática de la normativa reglamentaria. En este sentido, sin perjuicio de las propuestas específicas que se indican más adelante, se sugiere al regulador realizar una revisión completa de las normas reglamentarias, con el fin de identificar áreas que exijan "disposiciones y requisitos" especiales para SGC.	Se solicita realizar una revisión sistemática y acabada de las disposiciones (vigentes y propuestas) en el DS 125/2017, que permita una integración regulatoria armónica de los SGC, considerando sus particularidades (con la componente de generación y la de consumo/cliente libre) y lo dispuesto en el inciso final del literal af) del artículo 225 de la LGSE, el cual realiza un mandato expreso al regulador a establecer las disposiciones y requisitos necesarios para la debida aplicación de las normas correspondientes a centrales generadoras y clientes libres a los SGC. Lo anterior es fundamental para resguardar la certeza y seguridad jurídicas, y evitar antinomias, vacíos normativos y/o discusiones interpretativas.
3	Arauco Bioenergía SpA	Artículo 2.-	Literal b. Definición de Autoproductor. Entendemos que la propuesta de modificación limitaría la definición de Autoproductor, aplicando esta calidad sólo a aquellos titulares que producen energía como resultado de procesos productivos propios, excluyendo a quienes generan con el objetivo de abastecer los consumos asociados a procesos productivos propios. No se advierten razones técnicas o regulatorias para limitar la referida definición. A mayor abundamiento, modificar la definición actual limitando los requisitos para que un titular pueda ser considerado como Autoproductor puede generar conflictos con otras normas que contienen la definición en los términos actuales (por ejemplo, la NTCyO). Finalmente, establecer esta limitación mediante la modificación propuesta podría generar que ciertos titulares actualmente autoproductores pierdan dicha calidad, quedando sin una regulación especial aplicable a sus instalaciones (con todo lo que ello implica). Adicionalmente, considerando que la calificación de SGC está sujeta a mayores limitaciones, se dificultaría la posibilidad de optar por esa calificación (por ejemplo, si la generación no proviene de fuentes renovables). Se solicita mantener definición actual, sin perjuicio de lo que se indica en los comentarios siguientes respecto de mejoras a la definición normativa actual. En subsidio, se solicita aclarar sentido y alcance de la modificación propuesta por el Ministerio de Energía.	Se solicita mantener definición actual: "b. Autoproductor: Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien explote a cualquier título centrales generadoras o sistemas de almacenamiento de energía, cuya generación o almacenamiento de energía eléctrica ocurra como resultado o con el objetivo de abastecer los consumos asociados a procesos productivos propios, en el mismo punto de conexión a la red, y que puedan presentar excedentes de energía a ser inyectados al sistema eléctrico."
4	Arauco Bioenergía SpA	Artículo 2.-	Literal b. Definición de Autoproductor. Se solicita modificar definición de Autoproductor para efectos de eliminar limitación establecida respecto de a la titularidad de los procesos productivos, los cuales deben necesariamente ser propios para efectos de poder calificar como Autoproductor. En este sentido, se propone establecer que los procesos productivos asociados a los consumos puedan ser propios o de terceros. Lo anterior, además, para uniformar con la definición de Autoproductor establecida en el DS N°88/2019 (norma que es posterior al DS 125/2017), el cual dispone expresamente en el literal d) del artículo 7: "d) Autoproductor: Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien explote a cualquier título centrales generadoras, cuya generación de energía eléctrica ocurra como resultado o con el objetivo de abastecer los consumos asociados a procesos productivos propios o de terceros, en el mismo punto de conexión a la red, y que puedan presentar excedentes de energía a ser inyectados al sistema eléctrico." La modificación anterior, adicionalmente, iría en línea con la regulación de este tipo de instalaciones en el derecho comparado. Cambios marcados en negrita y subrayado.	Se solicita modificar definición actual en el siguiente sentido: "b. Autoproductor: Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien explote a cualquier título centrales generadoras o sistemas de almacenamiento de energía, cuya generación o almacenamiento de energía eléctrica ocurra como resultado o con el objetivo de abastecer los consumos asociados a procesos productivos propios o de terceros, en el mismo punto de conexión a la red, y que puedan presentar excedentes de energía a ser inyectados al sistema eléctrico."

5	Arauco Bioenergía SpA	Artículo 2.-	Literal bb. Definición de Sistema Generación-Consumo. Se advierte que "Sistema Generación-Consumo" es un concepto que se encuentra definido en base al fin al cual se destina la infraestructura productiva que lo constituye. No obstante, la definición no entrega elementos o criterios que permitan discernir cuál es ese fin al que se deben destinar los SGC, sino sólo ejemplos de actividades que lo cumplirían. En este sentido, se solicita modificar la definición propuesta para efectos de otorgar claridad respecto al tipo de proyectos que podrían calificar como SGC, sea (i) estableciendo algún criterio material o formal, (ii) indicando otros ejemplos de actividades productivas, o (iii) haciendo referencia a la finalidad perseguida por la infraestructura productiva. Al respecto, proponemos que se establezcan criterios amplios que permitan abarcar procesos productivos de gran escala, ya que contar con autoconsumo en base a ERNC, que además aporten excedentes al Sistema Eléctrico Nacional trae consigo beneficios y no genera perjuicios para el SEN ni para los principios de la operación. Lo anterior es necesario para entregar mayor certeza jurídica a quienes aplican la norma: sean los interesados en desarrollar SGC o la propia autoridad o instituciones como el Coordinador que deben relacionarse con éstos. Si bien la definición propuesta es la establecida en la Ley General de Servicios Eléctricos, en la medida en que se mantenga el espíritu de dicha definición, sin modificar sus elementos esenciales, no habría una extralimitación de la potestad reglamentaria.	Se solicita complementar definición de Sistema Generación-Consumo incorporando un criterio que permita determinar qué tipos de actividades productivas habilitan la configuración de un SGC, los que estimamos deberían ser de carácter amplio. En su defecto, se pueden identificar otros ejemplos de actividades productivas (adicionales a la producción de hidrógeno y desalinización) a las que se puede destinar la infraestructura asociada a un SGC, como plantas de celulosa, refinerías o actividades mineras.
6	Arauco Bioenergía SpA	Artículo 2.-	Literal y. Definición de Costos Variables. Se solicita incorporar una mención expresa a los SGC en la definición de Costos Variables, considerando que los titulares de estas instalaciones se encuentran expresamente excluidos en la definición de Empresa Generadora, pero de todas formas declararían Costos Variables, conforme al resto de la normativa. Cambios propuestos marcados en negrita y subrayado.	Se solicita modificar definición en el siguiente sentido: "y. Costo Variable: Costo en el que efectivamente incurre, por unidad de generación, cada Empresa Generadora o titular de un SGC para producir energía eléctrica, o cada propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere a cualquier título instalaciones que posean capacidad de almacenamiento para la generación o inyección de energía que corresponda, y que dependen del nivel de generación o inyección en una determinada condición de operación, determinado en conformidad al presente reglamento."
7	Arauco Bioenergía SpA	Artículo 23.-	Inciso primero. Considerando que una vez que un proyecto comienza el proceso de interconexión frente al Coordinador y la posterior puesta en servicio éste debe ser excluido del listado de instalaciones declaradas en construcción, es necesario aclarar que la obligación del titular de un proyecto de informar a la CNE el cumplimiento o modificación de los hitos del cronograma informado para su declaración en construcción sólo es exigible hasta que el proyecto sea excluido del referido listado, de acuerdo a lo informado por el Coordinador. Esto en consistencia con lo indicado con el artículo 21. Cambios propuestos marcados en negrita y subrayado para el primer inciso del artículo observado.	Se solicita modificar inciso primero del artículo 23 en el siguiente sentido: "Artículo 23, "Mientras un proyecto forme parte de la resolución a la que se refiere el artículo 21, el titular del proyecto declarado en construcción deberá informar el cumplimiento del avance de la obra de acuerdo con el cronograma presentado, acreditando al efecto el avance constructivo de las obras del proyecto. (...)".
8	Arauco Bioenergía SpA	Artículo 45 bis.	Inciso segundo. Se solicita incorporar mención respecto a que los Autoproductores y SGC, en caso de que sea necesario, serán prorrateados respecto de los Excedentes totales disponibles a inyectar al Sistema Eléctrico Nacional según el programa diario del Coordinador Eléctrico Nacional. Estos Excedentes pueden estar compuestos por energía pronosticada y energía despachada según operación económica realizada por el CEN e incluida en los programas diarios de operación. Cambios marcados en negrita y subrayado.	Se solicita modificar el inciso primero del artículo 45 bis en el siguiente sentido: "Para las instalaciones conectadas a la red de transmisión, dicho prorrateo deberá realizarse utilizando como criterio la disponibilidad de generación eléctrica pronosticada, los Excedentes programados a inyectar o la capacidad máxima de inyección en el caso de Sistemas de Almacenamiento de Energía. Por su parte, para las centrales que operen con Autodespacho y se encuentren conectadas a la red de distribución, el ajuste será determinado por el Coordinador para el conjunto de instalaciones que operen dentro de una misma red de distribución, o parte de ella, según su disponibilidad de generación eléctrica pronosticada o, en su defecto, de acuerdo con su potencia nominal."
9	Arauco Bioenergía SpA	Artículo 61.-	En relación a la regulación sobre Costos Variables, se solicita incorporar en el inciso primero a los titulares de SGC, considerando que éstos se encuentran expresamente excluidos en la definición de Empresa Generadora, pero de todas formas deben declarar Costos Variables. Por otra parte, es necesario hacer presente que los Costos Variables de SGC (al igual que los Autoproductores) se deben considerar sólo respecto de los excedentes que puedan inyectar al sistema eléctrico. Se propone modificación menor el inciso tercero para efectos de que la respectiva Norma Técnica regule el detalle. Cambios propuestos marcados en negrita y subrayado. En rojo los cambios propuestos por el Ministerio de Energía en esta consulta pública.	Se solicita modificar artículo en el siguiente sentido: "Artículo 61.- Los Costos Variables costos variables corresponderán a aquellos costos en los que incurre cada Empresa Generadora o titular de un SGC, por unidad de generación, para producir energía eléctrica, o cada propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere a cualquier título Sistemas de Almacenamiento de Energía que corresponda, para la inyección de energía, y que dependen del nivel de generación o inyección en una determinada condición de operación. El Costo Variable costo variable de las unidades generadoras o configuración de unidades, se determinará como la multiplicación entre el consumo específico y el costo de combustible, más el Costo Variable costo variable no combustible. La norma técnica definirá metodologías para el reconocimiento de los Costos Variables costos variables de las distintas tecnologías, considerando las características particulares de las instalaciones y de su régimen de operación, del mercado del insumo o combustible respectivo y la disponibilidad del mismo".
10	Arauco Bioenergía SpA	Artículo 80.-	El presente artículo se encuentra dentro del Capítulo que trata la proyección centralizada de demanda. Asimismo, este establece la obligación de diversos coordinados de enviar sus proyecciones de demanda. La propuesta de modificación incorporó a los SGC (correctamente), no obstante, se hace referencia a las proyecciones de Excedentes. Consideramos que lo anterior no debería ser regulado en el presente artículo, considerando el contenido de la disposición y el capítulo en el que se enmarca, además de estar esto regulado en el artículo 116 ter. En virtud de lo anterior, se solicita eliminar mención a los "Excedentes" en el presente artículo. Cambios propuestos marcados en negrita y subrayado. En rojo los cambios propuestos por el Ministerio de Energía en esta consulta pública.	Se solicita modificar artículo 80 en el siguiente sentido: "Artículo 80.- Las Empresas Distribuidoras, SGC y los Clientes Libres conectados directamente a instalaciones de transmisión deberán enviar sus proyecciones de demanda o Excedentes al Coordinador, según corresponda, en la forma y oportunidad que este determine. Las Empresas Distribuidoras y los Clientes Libres conectados directamente a instalaciones de transmisión deberán enviar sus proyecciones de demanda al Coordinador, en la forma y oportunidad que éste determine."
11	Arauco Bioenergía SpA	Artículo 117.-	El Capítulo 7 del Título III del DS N°125/2017, que se busca incorporar con la propuesta de modificación, se denomina "DE INSTALACIONES CON ESQUEMAS DE AUTOCONSUMO", regulándose sólo a los Sistemas Generación-Consumo. Los Autoproductores son instalaciones con esquemas de autoconsumo, no obstante, no se encuentran regulados en este Capítulo de la norma. Considerando lo anterior, se solicita modificar el nombre del Capítulo a "DE LOS SISTEMAS GENERACIÓN-CONSUMO". En su defecto, se debe incorporar en este capítulo la regulación de los Autoproductores. Cambios marcados en negrita y subrayado. En rojo los cambios propuestos por el Ministerio de Energía en esta consulta pública.	Se solicita modificar denominación del Capítulo 7 de la propuesta en el siguiente sentido: "DE LOS SISTEMAS GENERACIÓN-CONSUMO INSTALACIONES CON ESQUEMAS DE AUTOCONSUMO ".

12	Arauco Bioenergía SpA	Artículo 116 ter.-	El artículo 116 ter de la propuesta dispone lo siguiente en el inciso primero: "Artículo 116 ter.- El Coordinador deberá incorporar en la programación de la operación a los SGC, optando por alguna de las siguientes metodologías: a) Considerar la capacidad de generación propia del SGC con un Costo de Producción igual a su Costo Variable declarado; o b) Considerar el programa de Excedentes informado por el Coordinado del SGC, con la periodicidad que determine la norma técnica, y un Costo de Producción igual a su Costo Variable declarado." (el destacado es nuestro). Lo establecido en el literal a) del artículo 116 ter pareciera indicar que una de las metodologías de programación implica considerar toda la capacidad de la componente de generación del SGC, lo cual es erróneo. Por su definición misma (y la lógica operacional subyacente), los SGC sólo inyectan sus Excedentes al sistema eléctrico, entendidos como la diferencia entre su demanda máxima y la potencia de generación (descontando consumos propios). De esta manera, simplemente, no podría considerarse su capacidad de generación total para efectos de la programación de la operación: (i) ya que nunca estará efectivamente disponible; y (ii) debido a que se atentaría contra la definición y lógica operacional misma de los SGC. En este sentido, se solicita modificar literal a), indicando que la metodología hace referencia a los Excedentes (de potencia) como valor fijo, distinto al programa de Excedentes (basado en proyecciones para un lapso determinado). Adicionalmente, solicitamos aclarar la oportunidad para realizar la solicitud del titular para optar por la metodología tipo b) así como explicitar que es posible volver después a la metodología del literal a). Cambios marcados en negrita y subrayado.	Se solicita modificar el artículo 116 ter en el siguiente sentido: "Artículo 116 ter.- El Coordinador deberá incorporar en la programación de la operación a los SGC, optando por alguna de las siguientes metodologías: a) Considerar la capacidad de generación de Excedentes propia del SGC con un Costo de Producción igual a su Costo Variable declarado; o b) Considerar el programa de Excedentes informado por el Coordinado del SGC, con la periodicidad que determine la norma técnica, y un Costo de Producción igual a su Costo Variable declarado. El Coordinador podrá sujetar a un SGC a la metodología señalada en el literal b) precedente, a solicitud del respectivo Coordinado, y tras verificar que, de acuerdo con los criterios dispuestos en la norma técnica, el perfil de Excedentes se ajusta al de instalaciones diseñadas a abastecer principalmente la infraestructura productiva de aquellas instalaciones. La solicitud del Coordinado indicada en el inciso anterior puede realizarse en cualquier oportunidad, debiendo mantenerse su aplicación por al menos 12 meses para poder dejarla sin efecto. Los SGC cuyos Excedentes suministrables al sistema eléctrico no superen los 9 megawatts, podrán optar por un régimen de Autodespacho, el cual deberá ser autorizado por el Coordinador de acuerdo con los criterios definidos en la norma técnica."
13	Arauco Bioenergía SpA	Artículo 116 quáter.-	Considerando que, conforme a la definición de SGC contenida en la LGSE, éstos sólo pueden realizar retiros de energía desde el sistema eléctrico a través de un suministrador, se solicita incorporar dicha mención en el presente artículo. Lo anterior, para efectos de otorgar certeza jurídica y evitar diferencias interpretativas a futuro. Cambios marcados en negrita y subrayado.	Se solicita modificar artículo 116 quáter en el siguiente sentido: "Artículo 116 quáter.- Todos los retiros del sistema que realice el SGC a través de su punto de conexión, estarán sujetos a los cargos asociados a clientes finales y serán efectuados a través de un suministrador. Para lo dispuesto en el presente artículo, no se considerarán retiros del sistema, aquellos consumos autoabastecidos por energía que provengan de su componente de generación."
14	Arauco Bioenergía SpA	Artículo 116 quinquies.-	El artículo 116 quinquies de la propuesta de modificación dispone que "Para todos los efectos de este Reglamento, el suministrador del SGC actuará como titular de la instalación frente al Coordinador" (el destacado es nuestro). Se debe considerar que los propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quienes operen o exploten a cualquier título SGC son los coordinados de estas instalaciones, conforme al artículo 10 del DS 125/2017 de la propuesta de este Ministerio. En materia eléctrica, los coordinados son quienes actúan como "titulares de las instalaciones frente Coordinador", con todos los derechos, deberes y obligaciones que ello implica. De esta manera, lo dispuesto en el artículo 116 quinquies propuesto no sólo contraviene lo establecido en el artículo 10, sino que atenta contra la regla general en materia regulatoria-eléctrica, pudiéndose generar antinomias y errores interpretativos, además de imponer al suministrador derechos y obligaciones que no le corresponde asumir. Considerando todo lo expuesto, se solicita aclarar redacción, indicando expresamente el contenido, alcance y objeto del artículo, así como los efectos para los cuales se tendría que considerar al suministrador como "titular" del SGC.	Se solicita aclarar redacción, contenido y alcance del artículo 116 quinquies.
15	Arauco Bioenergía SpA	Artículo 116 quinquies.-	En caso de no acogerse la observación anterior, se solicita incorporar mención a que el suministrador del SGC es titular frente al Coordinador, para efectos de lo dispuesto en el reglamento, respecto de todas las obligaciones comerciales relacionadas al Mercado de Corto Plazo, siendo el suministrador, por tanto, el titular en lo que respecta a los cuadros de pago asociados a los balances mensuales de transferencias económicas (y sus reliquidaciones), y que incluye los pagos por concepto de Ingresos Tarifarios, Servicios Complementarios, energía y potencia, etc. Cambios marcados en negrita y subrayado.	Se solicita modificar artículo 116 quinquies en el siguiente sentido: "Artículo 116 quinquies.- Para todos los efectos de este reglamento, el suministrador del SGC actuará como titular de la instalación frente al Coordinador, respecto de los aspectos comerciales relativos al Mercado de Corto Plazo, incluyendo los balances de transferencias económicas y los distintos cuadros de pago asociados a éstos.
16	Arauco Bioenergía SpA	Artículo 116 septies.	El literal af) del artículo 225 de la Ley General de Servicios Eléctricos dispone, en su párrafo final, y haciendo referencia a los Sistemas Generación-Consumo, que "les serán aplicables todas las disposiciones correspondientes a las centrales generadoras y clientes finales no sometidos a regulación de precios, de acuerdo a lo que disponga el reglamento, el que establecerá las disposiciones y requisitos necesarios para la debida aplicación del presente literal." (el destacado es nuestro). La disposición legal no establece una limitación de los tipos de normas que aplican a los SGC o su rango normativo, por lo que no debería restringirse a sólo las normas técnicas, conforme lo estaría haciendo el artículo 116 septies propuesto. Adicionalmente, ello puede ayudar a evitar vacíos normativos e implementar una adecuada integración normativa de las reglas sobre SGC. De esta manera, se solicita modificar el artículo eliminando la referencia al carácter técnico de las disposiciones correspondientes a centrales generadoras y clientes libres que serían aplicables a los SGC. Cambios marcados en negrita y subrayado.	Se solicita modificar artículo 116 septies en el siguiente sentido: "Artículo 116 septies.- A los SGC les serán aplicables todas las disposiciones técnicas correspondientes a las centrales generadoras y clientes finales no sometidos a regulación de precios, en relación con la respectiva componente según corresponda, de acuerdo con lo que dispongan las respectivas normas técnicas, a menos que éstas establezcan disposiciones específicas para SGC, ya que en dicho caso deberán ajustarse a estas últimas. A falta de disposiciones técnicas específicamente establecidas para SGC, y existiendo antinomia entre las normas aplicables a las centrales generadoras y a los clientes finales no sometidos a regulación de precios, a estas instalaciones les serán exigibles las disposiciones establecidas para las instalaciones de generación."
17	Arauco Bioenergía SpA	Artículo 142.-	Se solicita incluir a los SGC como instalaciones que otorgan a sus titulares derecho a participar en el Mercado de Corto Plazo, respecto a los excedentes inyectados al sistema, así como para la realización de retiros en virtud de contratos de suministro de venta de dichos excedentes. Lo anterior, para efectos de otorgar una mayor claridad y certeza jurídica, sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 116 septies. Cambios marcados en negrita y subrayado.	Se solicita modificar literal a. del artículo 142 en el siguiente sentido: "Artículo 142.- Para participar en el Mercado de Corto Plazo, los Coordinados deberán: a. Ser titulares de una instalación de generación, SGC, Sistema de Almacenamiento de Energía o instalación para la prestación de Servicios Complementarios, energizada e interconectada al sistema eléctrico; b. Contar con el equipamiento de medida que permita registrar sus inyecciones y retiros de acuerdo a los requerimientos técnicos y protocolos que establezca la norma técnica y el Coordinador, según corresponda; c. Cumplir con los pagos de las transferencias económicas que determine el Coordinador en los plazos y formas que establezca la norma técnica; y d. En caso de efectuar retiros de energía con el objeto de abastecer suministro a Usuarios Finales, deberán contar con un contrato de suministro destinado a esos efectos y cumplir con las medidas que determine el Coordinador para garantizar la continuidad de la cadena de pagos, de acuerdo a lo establecido en el Capítulo 3 del presente Título."

18	Arauco Bioenergía SpA	Artículo 143.-	Inciso primero. Se solicita incluir expresamente a los titulares de SGC como coordinados con derecho a vender la energía inyectada al sistema a costo marginal, considerando que éstos se encuentran expresamente excluidos de la definición de Empresa Generadora. Cambios marcados en negrita y subrayado. En rojo los cambios propuestos por el Ministerio de Energía en esta consulta pública.	Se solicita modificar el inciso primero del artículo 143 en el siguiente sentido: "Artículo 143.- Las Empresas Generadoras, titulares de SGC y o titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía Empresas Generadoras tendrán derecho a vender la energía que inyecten al sistema eléctrico al costo marginal determinado por el Coordinador."
19	Arauco Bioenergía SpA	Artículo 144.-	Inciso primero. Se solicita incluir expresamente a los titulares de SGC, considerando que éstos se encuentran expresamente excluidos de la definición de Empresa Generadora. Cambios marcados en negrita y subrayado. En rojo los cambios propuestos por el Ministerio de Energía en esta consulta pública.	Se solicita modificar el inciso primero del artículo 144 en el siguiente sentido: "Artículo 144.- Cada Empresa Generadora, titulares de SGC y o titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía Empresa Generadora será responsable de informar, con una antelación de al menos 30 días respecto del inicio del suministro, los contratos de suministro a ser considerados por el Coordinador en el Mercado de Corto Plazo, indicando, al menos, la identificación del Cliente Libre o Empresa Distribuidora, el período de suministro explicitando su inicio y término, las cantidades de energía y potencia asociadas a dicho contrato y toda aquella información que requiera el Coordinador. Asimismo, y con la misma antelación, deberá informar toda modificación de los contratos que implique cambios en el período de suministro o en las cantidades señaladas. En caso que el tiempo que medie entre la suscripción del contrato o modificación y el inicio del suministro sea inferior a 30 días, deberá informarlo al tercer día hábil siguiente a la suscripción."
20	Arauco Bioenergía SpA	Artículo 151.-	Inciso primero. Se solicita incluir expresamente a los titulares de SGC, considerando que éstos se encuentran expresamente excluidos de la definición de Empresa Generadora. Cambios marcados en negrita y subrayado. En rojo los cambios propuestos por el Ministerio de Energía en esta consulta pública.	Se solicita modificar el inciso primero del artículo 151 en el siguiente sentido: "Artículo 151.- Las Empresas Generadoras, titulares de SGC y o titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía Empresas Generadoras deberán contar con el equipamiento de medida necesario que permita el registro continuo de la energía a facturar y su comunicación al Coordinador, por las inyecciones y retiros de sus centrales o unidades generadoras o Sistemas de Almacenamiento de Energía, de acuerdo a con las especificaciones señaladas en la norma técnica."
21	Arauco Bioenergía SpA	Artículo 152.-	Inciso primero. Se solicita incluir expresamente a los titulares de SGC, considerando que éstos se podrían participar en las licitaciones de suministro a clientes regulados y, eventualmente, adjudicarse el suministro. Cambios marcados en negrita y subrayado. En rojo los cambios propuestos por el Ministerio de Energía en esta consulta pública.	Se solicita modificar el artículo 152 en el siguiente sentido: "Artículo 152.- Las empresas eléctricas que posean contratos de suministro para abastecer a Clientes Regulados, y que al inicio del período de suministro no cuenten con una instalación de generación, SGC o Sistema de Almacenamiento de Energía instalación de generación que haya iniciado su etapa de puesta en servicio, serán consideradas Empresas Generadoras o Coordinados, según corresponda, para efectos del cumplimiento de su contrato de acuerdo a las disposiciones establecidas en el presente Título, y deberán sujetarse a la coordinación de acuerdo a lo establecido en el artículo 135º ter de la Ley, bastando para esto el envío de una comunicación por escrito al Coordinador y a la Comisión, con copia a las respectivas distribuidoras. Asimismo, deberán efectuar los retiros necesarios con el objeto exclusivo de abastecer dichos contratos de suministro, no pudiendo efectuar retiros para suministrar a otros clientes finales, en tanto su instalación de generación, SGC o Sistema de Almacenamiento de Energía instalación de generación no inicie su etapa de puesta en servicio."
22	Arauco Bioenergía SpA	Artículo 160.-	Inciso primero. Se solicita incluir expresamente a los titulares de SGC, considerando que éstos se encuentran expresamente excluidos de la definición de Empresa Generadora. Cambios marcados en negrita y subrayado. En rojo los cambios propuestos por el Ministerio de Energía en esta consulta pública.	Se solicita modificar el inciso primero artículo 160 en el siguiente sentido: "Artículo 160.- Las Generadoras, titulares de SGC y o titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía de acuerdo con Empresas Excedentarias y Deficitarias de acuerdo a los balances de transferencias del Mercado de Corto Plazo, deberán dar aviso individualmente al Coordinador en caso que se produzca un incumplimiento de pago no acordado."
1	AngloAmerica n Sur	Artículo 2.-	La definición de costo de oportunidad tendría que ser coherente con el artículo 36 sobre la programación de la operación, i.e., que se calcule para optimizar la energía gestionable.	Costo de la energía gestionable, que es calculado y utilizado por el Coordinador para minimizar el costo presente y el costo futuro esperado de operación y falla del sistema eléctrico, de aquellas instalaciones que posean energía embalsada o almacenada.
2	AngloAmerica n Sur	Artículo 2.-	La definición de Excedentes se basa sólo en la diferencia entre la demanda máxima y la potencia de la generación; sin embargo, es posible que se produzcan excedentes de energía aprovechables por el sistema eléctrico sin necesidad que la capacidad instalada de generación supere a la demanda máxima.	Diferencia entre la demanda eléctrica que se utiliza para el desarrollo de procesos productivos y la potencia producida por un medio de generación, descontado su consumo propio, determinados con el fin de ser inyectados a un sistema interconectado o a las instalaciones de una Empresa Distribuidora, a través de su punto de conexión.
3	AngloAmerica n Sur	Artículo 2.-	La definición de punto de conexión se encuentra actualmente en la NTSyCS, y es distinta para clientes y para generadores.	0
4	AngloAmerica n Sur	Artículo 2.-	Debido a que el SGC corresponde a consumos tales como plantas desaladoras y de hidrógeno verde que tienen generación propia, es posible que una interpretción restrictiva no incluya a faenas mineras. Por otro lado, en la definición de autoproductor se borra que la generación sea con el objeto de abastecer consumos propios. Dado lo anterior, para evitar confusiones, se solicita incluir una nueva definición de manera de recoger los casos que podrían no estar incluidos en SGC y Autoproductor. Por lo anterior, se solicita incluir una nueva categoría dada por el Autogenerador según la propuesta de texto	Autogenerador: Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien explote a cualquier título centrales generadoras o sistemas de almacenamiento de energía, cuya generación o almacenamiento de energía eléctrica ocurra con el objetivo de abastecer los consumos asociados a procesos productivos propios, en el mismo punto de conexión a la red, y que puedan presentar Excedentes de energía a ser inyectados al sistema eléctrico.
5	AngloAmerica n Sur	Artículo 19.-	El plazo de un año resulta del todo insuficiente considerando los tiempos actuales de tramitación, en que el proceso de la CNE para la revisión completa (incluidas las iteraciones entre la empresa con la CNE de aclaraciones) puede tomar en ciertos casos varios meses.	Se solicita que el plazo de un año se considere desde la emisión de la resolución exenta que declara en construcción la obra.
6	AngloAmerica n Sur	Artículo 116 quinquies.-	Ser titular implica no sólo participar o no del balance de transferencias, sino que también mantener todas las interacciones con el Coordinador en todos los procesos que este lleva a cabo. Más aún, el artículo 11 señala que "Para cada instalación, deberá existir un único titular que se entenderá como el Coordinado para efectos de todas las disposiciones y exigencias establecidas en el presente reglamento.", lo que en el caso de clientes libres conectados en transmisión implicaría dejar su condición de Coordinado titular en caso de disponer de un SGC.	Eliminar Artículo 116 quinquies.
7	AngloAmerica n Sur	Artículo 116 sexies.	En el caso de SGC que incorporen además sistemas de almacenamiento para la gestión eficiente de la energía de un cliente la restricción de inyectar la energía almacenada al sistema va en contra del principio de minimizar el costo total de operación del sistema, ya que puede ser eficiente utilizar esa energía a través de su inyección. Asimismo, esa energía podría ser necesaria en caso de seguridad del sistema. Sin perjuicio de lo anterior, y en caso de mantener la disposición, se solicita aclarar que i. en caso que un SGC disponga de almacenamiento el Coordinador no programará el almacenamiento y ii. que la prohibición de "arbitrar" se referiría a que no inyecte al sistema. En tal caso, se sugiere explicitar estas disposiciones.	Se solicita eliminar segundo inciso.
8	AngloAmerica n Sur	Artículo 140.-	Esta función está explícitamente mandatada al Coordinador en la LGSE. Por otra parte, en cualquier caso significará costos para los usuarios a través de su financiamiento.	Se solicita eliminar habilitación, o limitarla a la implementación de plataforma o tecnología que mejore las prestaciones actuales.
9	AngloAmerica n Sur	Artículo 156.-	La eliminación de los seguros como forma de garantía para el resguardo de la cadena de pagos en el mercado de corto plazo implicaría que los suministradores tendrían menos alternativas y, por ende, el precio de abastecimiento podría aumentar.	Se solicita reponer a los seguros como posibles garantías. En caso de ser necesario, se podrían incorporar disposiciones explícitas respecto al alcance y requisitos de los seguros.
10	AngloAmerica n Sur	Artículo 162.-	El hecho de desconectar al consumo a partir del momento en que se extinga el total de la garantía incorpora una incertidumbre que el cliente no puede gestionar directamente. Al respecto, y considerando que la garantía es calculada por el Coordinador previendo tres meses con mayor posible déficit del suministrador, se solicita que el cliente deba permanecer conectado por al menos los tres meses asociados a la garantía, y en caso que esta resulte insuficiente sea saldada ya sea por el propio cliente, o bien por su nuevo suministrador. Cabe señalar que esto no implicaría que el cliente sea parte del mercado de corto plazo suministrándose a costo marginal, pues el monto a cubrir es únicamente respecto a lo no cubierto por la garantía original.	Modificar el literal a en el siguiente sentido: "a. En el caso de los Clientes Libres, dar aviso al respectivo cliente y proceder a su desconexión a partir del primer mes no cubierto por la garantía, en caso de que este no disponga de un suministrador. En caso de que la garantía original de tres meses se haya extinguido, el cliente podrá seguir conectado sólo en caso de remunerar el saldo no cubierto por ésta; y"

11	AngloAmerica n Sur	Artículo primero transitorio.-	El reglamento entrega 36 meses para la implementación, lo que podría resultar excesivo, considerando que resulta urgente y necesario poner los mayores esfuerzos en la optimización del despacho económico. Se sugieren máximo 18 meses. Cabe señalar que el Coordinador lleva años trabajando en el proyecto "RETO".	El Coordinador contará con 36 meses contados desde la publicación del presente decreto en el Diario Oficial para implementar y operar las herramientas automáticas de despacho a las que se refiere el artículo 117 bis del presente reglamento. En tanto dichas herramientas no sean implementadas, el Coordinador deberá considerar las reglas contenidas en el Capítulo 8 del Título III del Decreto Supremo N°125, de 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba el reglamento de la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional. Por su parte, los Coordinados contarán con 12 meses contados desde la publicación del presente decreto en el Diario Oficial para implementar los esquemas de control automático a los que se refiere el artículo 117 bis del presente reglamento.
12	AngloAmerica n Sur	Otros	El reglamento no modifica el DS62/2006 en lo referente a SGC, dejando indefinido el tratamiento tanto de retiros como de inyecciones al respecto. Se solicita incorporar la forma en que esto sería considerado.	0
1	Sistemas Eléctricos Ingeniería y Servicios	Artículo 117 (nuevo)	ver pdf adjunto al correo	El Coordinador podrá instruir o incorporar tecnologías de monitoreo en tiempo real, como sistemas de medición de capacidad dinámica tales como Dynamic Line Rating – DLR, cuando su utilización permita aumentar la seguridad del sistema, mejorar la eficiencia operativa o facilitar la integración de energías renovables, conforme a los procedimientos que defina el Coordinador.
1	Asociación Chilena de Hidrógeno AG.- H2Chile	Artículo 2.-	En la letra y) definición de Costo Variable se excluye a los SGC ya que en la definición de Empresa Generadora (artículo 2 k) se excluyó a las unidades generadoras que formen parte de un SGC por lo anterior debe agregarse la componente de generación del SGC a la definición de costo variable.	"y) Costo Variable: Costo en el que efectivamente incurre, por unidad de generación, cada Empresa Generadora para producir energía eléctrica, o cada propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere a cualquier título instalaciones que posean capacidad de almacenamiento o la componente de generación de Sistemas de Generación Consumo para la generación o inyección de energía que corresponda, y que dependen del nivel de generación o inyección en una determinada condición de operación, determinado en conformidad al presente reglamento."
2	Asociación Chilena de Hidrógeno AG.- H2Chile	Artículo 2.-	En letra z) se debe aclarar que los excedentes son tanto para los SGC como para los Autoproductores.	z) Excedentes: Diferencia entre la demanda eléctrica máxima de un SGC o Autoproductor que se utiliza para el desarrollo de sus procesos productivos y la potencia producida por un medio de generación, descontado su consumo propio, determinados con el fin de ser inyectados a un sistema interconectado o a las instalaciones de una Empresa Distribuidora, en a través de su Punto de Conexión.
3	Asociación Chilena de Hidrógeno AG.- H2Chile	Artículo 2.-	Es necesario que este proceso reglamentario aborde la definición del punto de conexión, de la misma forma que en la modificación de el DS 37. En este sentido la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio define explícitamente Punto de Conexión, según el tipo de Coordinado, sea Generador o Cliente. Se sugiere incluir una definición explicita para el Coordinado Sistema de Generación-Consumo (SGC) para el cual se debe establecer claramente el criterio de designación de Punto Único de Conexión. En coherencia con el punto anterior, se propone definir como Punto de conexión al Sistema de Transmisión de un SGC el lado de alta tensión de su transformador de poder de la subestación de la central generadora o de la subestación de enlace que conecta generación y consumo, según corresponda. De esta forma, se permite asegurar que las instalaciones internas no forman parte del Sistema de Transmisión. Alternativamente se sugiere complementar la definición con "según establezca la normativa técnica correspondiente".	"aa) Punto de Conexión: Barra, o punto de arranque en una línea de transmisión, en el cual se interconectan instalaciones explotadas por distintos Coordinados o instalaciones que, pudiendo ser explotadas por el mismo Coordinado, correspondan a diferentes categorías señaladas en el artículo 10. El Punto de Conexión al ST de un SGC se produce en el lado de alta tensión de su transformador de poder de la subestación de la central generadora o de la subestación de enlace que conecta generación y consumo, según corresponda."
4	Asociación Chilena de Hidrógeno AG.- H2Chile	Artículo 2.-	Finalmente, en la letra bb. que define a los SGC se transcribe lo señalado por la ley con la unica diferencia que agrega el concepto de "toda" infraestructura productiva. Tal agregado podría entenderse como una forma de indicar que se trata de todo tipo de infraestructura con la única excepción, tal como se indicó por el Ministerio, que no se considera los fines de generación eléctrica. Para otorgar mayor claridad regulatoria se solicita clarificar la definición, se propone incorporar en la definición de SGC que la única exclusión expresa sea para procesos de generación eléctrica, con el objetivo de evitar interpretaciones restrictivas que limiten el alcance de esta figura a usos como hidrógeno o desalinización exclusivamente.	bb) Sistema Generación-Consumo o SGC: Sistema formado por toda infraestructura productiva destinada a fines tales como la producción de hidrógeno (y/o sus derivados) o la desalinización del agua, con capacidad de generación propia, mediante medios de generación renovables, que se conecta al sistema eléctrico a través de un único punto de conexión y que puede retirar energía del sistema eléctrico a través de un suministrador o inyectarle sus Excedentes. Para los efectos de la presente definición la única infraestructura productiva que no podrá considerarse es aquella destinada a fines de generación eléctrica.
5	Asociación Chilena de Hidrógeno AG.- H2Chile	Artículo 13.-	La definición de Excedente utiliza el término de potencia generada, mientras que el artículo 12 menciona capacidad instalada. Se solicita homogenizar términos utilizados en la definición de Excedentes y los utilizados en el artículo 13.. La redacción actual genera ambigüedad sobre la obligación de los SGC de inyectar excedentes. Esta no debiera imponerse de forma generalizada, pues los SGC están diseñados para abastecer la infraestructura productiva interna principalmente y difieren en su operación respecto de los auto productores. Además, debe aclararse que los SGC solo deben acreditar su capacidad de inyección cuando corresponda. Se recomienda también reconocer expresamente la posibilidad de incorporar sistemas de almacenamiento internos para autogestión. Esto otorga consistencia con la definición de SGC contenida en el artículo 225 literal af) de la Ley, que habilita, pero no obliga a los SGC a realizar retiros o inyecciones. Por lo anterior, el artículo está imponiendo una exigencia no prevista en la ley. Por último, con el fin de dar certeza regulatoria se solicita aclarar que no existirá límite de Excedentes para los Autoproductores y SGC o en caso contrario especificarlo en el reglamento. Materias como esas no debieran quedar en instrumentos regulatorios de rango jerárquico inferior.	"Los autoproductores y SGC, en caso de que corresponda, deberán demostrar al Coordinador que están en condiciones de aportar excedentes al Sistema Eléctrico Nacional, a partir de su capacidad instalada de generación en relación a la demanda eléctrica máxima que utiliza para el desarrollo de sus procesos productivos y consumos eléctricos en general. El Coordinador deberá considerar adecuadamente para los diferentes procesos que lleve a cabo, cuando este corresponda de conformidad a la normativa vigente, tanto el excedente de potencia señalado, como la demanda respectiva. Asimismo, los SGC podrán incorporar algún tipo de sistema de almacenamiento destinado exclusivamente para la gestión de autoabastecimiento interno."
6	Asociación Chilena de Hidrógeno AG.- H2Chile	Artículo 17.-	La declaración en construcción de los SGC debiese acotarse solo a la componente de generación de los señalados sistemas ya que el artículo 72°-17 de la LGSE no los considera expresamente	Artículo 17.- Toda nueva instalación de generación o componente de generación de un SGC, Sistemas de Almacenamiento de Energía, SGC y e instalaciones de transmisión que se interconecten al sistema eléctrico deberán previamente haber sido declaradas en construcción por la Comisión.
7	Asociación Chilena de Hidrógeno AG.- H2Chile	Artículo 116 bis.-	Se establece la necesidad de formular un "requerimiento" al Coordinador, sin que se precise qué es lo que se le requiere. En el caso del inciso primero, además, no queda clara su interacción con el proceso de declaración en construcción, y los plazos en que debería realizarse el análisis y obtenerse un pronunciamiento del CEN. Cabe la duda de si es un pronunciamiento que será requisito para la declaración en construcción -lo que introduciría un riesgo al cumplimiento de los plazos para obtener la declaración- o sólo requiere ser solicitada en paralelo, pero debe ser tramitada antes del inicio de la conexión del Proyecto. Por lo anterior, es recomendable que esta exigencia se reformule como una entrega de información previa obligatoria luego de la declaración en construcción y antes del inicio del proceso de conexión. Es recomendable que se establezcan plazos para la verificación del Coordinador. Finalmente, se propone agregar que, en caso de verificación favorable, el Coordinador reconozca formalmente al proyecto como SGC, otorgándole una condición reglamentaria estable que refuerce su definición operativa y jurídica en el tiempo.	"Artículo 116 bis.- Las nuevas instalaciones que deseen operar como SGC, en conjunto con la presentación de la SAC o de la SUCTD del SGC, según corresponda, al momento de efectuar su respectiva solicitud de declaración en construcción de conformidad con el artículo 19 del presente reglamento, deberán presentar un requerimiento al Coordinador, acompañando los antecedentes que den cuenta de las características del proyecto, de forma de permitir a este verificar que dichas instalaciones estarán en condiciones de aportar Excedentes al Sistema Eléctrico Nacional, y en caso de verificarse, determine el régimen o metodología de operación aplicable al mismo, de conformidad a lo dispuesto en el artículo siguiente. El Coordinador, en caso de verificar favorablemente los antecedentes mencionados, reconocerá las instalaciones como un SGC."
8	Asociación Chilena de Hidrógeno AG.- H2Chile	Artículo 116 bis.-	Además, dado que el diseño de los Sistemas de Generación Consumo se configura principalmente para abastecer la infraestructura productiva interna, se sugiera aclarar en este articulado que los SGC deberán demostrar condiciones de aportar excedentes solo en los casos que corresponda, de tal forma de establecer que esta es una opcionalidad y no una obligación. Ello, en consistencia con la definición de SGC contenida en el artículo 225 literal af) que habilita, pero no obliga a los SGC a realizar retiros o inyecciones. Por lo anterior, el artículo está imponiendo una exigencia no prevista en la ley. Además, se precisa que el cambio se produce sin modificación del punto de conexión.	"Los Coordinados que deseen que sus instalaciones de generación ya interconectadas al Sistema Eléctrico Nacional formen parte de un SGC, sin que ello implique un cambio en el punto de conexión al sistema, deberán presentar un requerimiento informar al Coordinador, acompañando los antecedentes que den cuenta de las características del proyecto, de forma de permitir a este verificar si dichas instalaciones estarán en condiciones de aportar Excedentes al Sistema Eléctrico Nacional, en los casos que corresponda, y en caso de verificarse, determine el régimen o metodología de operación aplicable al mismo, de conformidad a lo dispuesto en el artículo siguiente."

9	Asociación Chilena de Hidrógeno AG.- H2Chile	Artículo 116 ter.-	El artículo no reconoce explícitamente que los SGC pueden incorporar sistemas de almacenamiento para fines de autogestión energética. Se propone la inclusión explícita de estos sistemas, considerando que estos permiten equilibrar internamente generación y consumo sin intervención del Coordinador. También se sugiere ajustar la redacción del "costo de producción", reemplazando la mención directa al "costo variable declarado" por una expresión más general, que permita aplicar también el "costo de oportunidad" en los casos en que opere almacenamiento. Respecto a los regímenes de operación propuestos (a y b), se comenta que la opción b) —basada en la entrega de programas de excedentes por parte del coordinado— refleja con mayor fidelidad la naturaleza de los SGC. Se considera que la opción a) es confusa y poco aplicable, ya que contempla el despacho total por parte del Coordinador, lo que contradice el carácter auto consuntivo de estas instalaciones. De todas maneras se reconoce que esta opción no afecta negativamente y puede entregar flexibilidad. Se propone además que sea el coordinado quien proponga la metodología operativa (a o b), y que el Coordinador valide esta elección conforme a los criterios definidos en la norma técnica, en lugar de que el Coordinador la determine directamente. En este sentido se solicita modificar la frase "el Coordinador podrá sujetar" por "el Coordinador deberá sujetar, a solicitud del respectivo coordinado", con el fin de reforzar que la decisión parte del coordinado y no del Coordinador Eléctrico Nacional. Finalmente, se comenta que el artículo podría beneficiarse de una reorganización de su redacción, ya que el orden actual genera confusión sobre el proceso de incorporación de los SGC a la programación de la operación.	"El Coordinador deberá podrá sujetar a un SGC, a la metodología señalada en el literal b) precedente, a solicitud del respectivo Coordinado, y tras verificar que, de acuerdo con los criterios dispuestos en la norma técnica, el perfil de Excedentes se ajusta al de instalaciones diseñadas a abastecer principalmente la infraestructura productiva de aquellas instalaciones. Asimismo los SGC podrán incorporar algún tipo de sistema de almacenamiento destinado para la gestión de autoabastecimiento interno el cual también estará sujeto a la metodología señalada en el literal b) precedente."
10	Asociación Chilena de Hidrógeno AG.- H2Chile	Artículo 116 quáter.-	Se sugiere definir el concepto de energía autoabastecida pues en función de éste finalmente se podría determinar la composición y extención del sistema y si este puede considerar líneas	0
11	Asociación Chilena de Hidrógeno AG.- H2Chile	Artículo 116 quinquies.-	La redacción actual establece que el suministrador del SGC actuará como titular para "todos los efectos", sin diferenciar entre retiros e inyecciones. Se recomienda limitar la titularidad del suministrador solo a los retiros de energía, permitiendo que la representación de las inyecciones sea determinada por el titular de la componente de generación, quien podría designar un representante distinto si lo estima conveniente. El hecho de que el suministrador sea el representante del SGC para todas las disposiciones del reglamento podría generar complejidades, ya que representaría al SGC no solo en el mercado de corto plazo, sino que en otras instancias que son propias del coordinado SGC. Se plantea además que, en proyectos con múltiples suministradores, debe reconocerse la pluralidad de actores en la relación con el Coordinador, lo cual podría no estar contemplado en la redacción actual. Adicionalmente, se abordó la interpretación del artículo 149 de la Ley General de Servicios Eléctricos, que habilita la participación en el balance de energía a empresas eléctricas con medios de generación. Se señala que los SGC, en tanto empresas con medios de generación, deberían estar facultados para participar directamente en el balance de inyecciones, sin necesidad de representación adicional. Se recomienda perfeccionar la redacción para no limitar injustificadamente un derecho que no está excluido por ley.	"Para efectos de los retiros de energía desde el sistema eléctrico, el suministrador del SGC actuará como titular de la instalación frente al Coordinador. La representación de las inyecciones será de responsabilidad del titular de la componente de generación del SGC, quien podrá designar un representante distinto si así lo estima conveniente."
12	Asociación Chilena de Hidrógeno AG.- H2Chile	Artículo 116 sexies.	La redacción actual del artículo omite considerar los casos en que el SGC no realiza ni retiros ni inyecciones desde o hacia el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), situación técnicamente posible según el diseño de estos sistemas. Se propone modificar el texto incluyendo una cláusula como: "cuando el SGC interactúe con el SEN", lo cual permitiría abordar solo los modos aplicables en momentos de conexión activa sin necesidad de crear una nueva categoría normativa. Por otro lado, se sugiere no usar el concepto definido como "Modo Retiro", pues es un término utilizado para los Sistemas de Almacenamiento, lo que podría generar confusión, se recomienda cambiar el nombre, manteniendo su definición. Para el modo generación, se recomienda incorporar la palabra excedentes. . Adicionalmente, se propone nuevamente incorporar explícitamente en el reglamento la posibilidad de que los SGC cuenten con infraestructura de almacenamiento interna destinada exclusivamente al autoabastecimiento. Aunque la redacción actual prohíbe el arbitraje de precios, lo cual sugiere implícitamente la existencia de sistemas de almacenamiento, es deseable explicitar esta facultad. Se sugiere agregar que la energía proveniente de infraestructura interna de almacenamiento, si existiere, solo podrá destinarse al consumo interno del SGC y no podrá ser inyectada al sistema eléctrico, alineándose con el objetivo del Ministerio de evitar el arbitraje y reforzando el carácter auto consuntivo de estos sistemas.	Artículo 116 sexies.- En los SGC se distinguen dos modos de operación cuando el SGC interactúa con el SEN, denominados Modo Retiro y Modo Generación Directa, los que deberán efectuarse a través del mismo punto de conexión al sistema eléctrico, de forma tal que ambos no puedan ocurrir en forma simultánea. El Modo Retiro corresponde a aquel en el que se retira energía eléctrica desde el sistema eléctrico. Por su parte, el Modo Generación Directa es aquel en que el SGC inyecta excedentes de energía al sistema eléctrico desde su componente de generación. Los retiros de energía desde el sistema eléctrico efectuados durante el Modo Retiro estarán destinados exclusivamente para su consumo, y no podrán ser destinados al arbitraje de precios de energía o a la comercialización con Empresas Distribuidoras o Clientes Libres. La energía proveniente de infraestructura interna de almacenamiento, si existiere, solo podrá destinarse al consumo interno del SGC y no podrá ser inyectada al sistema eléctrico.
13	Asociación Chilena de Hidrógeno AG.- H2Chile	Artículo 116 septies.	El artículo establece que, en ausencia de normativa específica, a los SGC se les aplicarán las disposiciones de instalaciones de generación convencional. Esta solución ignora la finalidad de los SGC como sistemas de autoabastecimiento, no comparables con una central generadora. Aplicar por defecto obligaciones como la prestación de servicios complementarios puede desincentivar su desarrollo, a pesar de su contribución a la descarbonización industrial y la eficiencia energética. Se recomienda ajustar este criterio con un enfoque proporcional y diferenciado. Se propone incorporar una excepción explícita cuando los excedentes provengan de instalaciones diseñadas principalmente para consumo interno, eximiéndolos de requisitos técnicos que no se ajusten a su operación. Además, se plantea la necesidad de actualizar la norma técnica de potencia para incluir adecuadamente el tratamiento de los SGC. Aunque actualmente se reconoce a los autoproductores en dicha norma, no está claro si este reconocimiento se extiende formalmente a los SGC. Se levanta como observación que la normativa vigente debería explicitar esta equivalencia o ajustar la terminología para asegurar coherencia entre ambas figuras, particularmente en el contexto del balance de potencia.	[…] En ausencia de disposiciones técnicas específicas para SGC, y cuando exista conflicto entre las normas aplicables a centrales generadoras y a clientes finales no regulados, se aplicarán a los SGC las disposiciones técnicas correspondientes a las instalaciones de generación. No obstante, cuando los Excedentes del SGC correspondan a instalaciones cuyo diseño está orientado principalmente al abastecimiento de su infraestructura productiva, no se les requerirá el cumplimiento de condiciones técnicas asociadas a la prestación de servicios complementarios, dada la naturaleza de su operación y el impacto acotado que presentan sobre el sistema eléctrico.
1	wpd Chile	Artículo 57.-	El uso de listados de prioridad de colocación para determinar la operación en tiempo real del SEN está provocando una operación sub óptima del parque generador, por lo cual de hace urgente mejorar los estándares de operación en tiempo real del SEN.	Para la ejecución de la operación en tiempo real del SEN, el Coordinador a lo menos para cada hora, deberá calcular el programa de operación de corto plazo, buscando una operación óptima del parque generador
2	wpd Chile	Artículo 103.-	El resultado de la colocación para los Sistemas de Almacenamiento de Energía destinados al arbitraje de precios deberá ser resultado del proceso de optimización de la operación	La operación en tiempo real de los sistema de Almacenamiento de energía destinados para el arbitraje de precios, deberá ser realizado de acuerdo a lo calculado en el programa de operación
3	wpd Chile	Artículo 108.-	La operación de instalaciones con capacidad de almacenamiento se deben utilizar de acuerdo con el óptimo determinado en el programa de operación	La operación en tiempo real de las instalaciones con capacidad de almacenamiento, deberá ser realizado de acuerdo a lo calculado en el programa de operación
4	wpd Chile	Artículo 165.-	El costo marginal se debe determinar de acuerdo con la herramienta utilzada para la programación de la operación y se debe dejar en el transitorio del Reglamento el uso de listas de prioridad hasta que la herramienta esté implementada	Se deben eliminar los dos últimos párrafos del artículo 165
1	EMOAC SPA	Artículo 2.-	Dentro de la definición de Costo de Oportunidad se menciona que es solamente un costo asignado a la energía gestionable, lo cual no es representativo ya que el Costo de Oportunidad va cambiando en el tiempo.	w. Costo de Oportunidad: Son los costos de la energía gestionable, que son calculados y utilizados por el Coordinador para minimizar el costo presente y el costo futuro esperado de operación y falla del sistema eléctrico, de aquellas instalaciones que posean capacidad de almacenamiento.
2	EMOAC SPA	Artículo 2.-	Se desprende de la observación anterior que se tendría que ajustar tambien la definición del Costo de Producción. Tambien se necesita que se refleje todos los costos asosiados a la operación del SAE, como lo son costo de carga a costo marginal, costo de oportunidad, costo variable y costos variable no combustibles	x. Costo de Producción: Costos de la energía eléctrica que consideran a los Costos de Oportunidad de Sistemas de Almacenamiento de Energía, Centrales Renovables con Capacidad de Regulación o Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento si corresponde, costos de carga a costo marginal, el Costo Variable y Costo Variable No Combustible de otras unidades de generación en los términos señalados en el presente reglamento.

3	EMOAC SPA	Artículo 37.-	No se especifica si el costo de oportunidad de la energía gestionable sera calculado y utilizado para todas las unidades. Tampoco se menciona que es una instalación cuya capacidad de almacenamiento individual implique un impacto a larga duración. Estos vacios pueden llevar a mal interpretaciones y/o ventajas competetitivas de ciertos agentes.	No aplica.
4	EMOAC SPA	Artículo 38.-	Especificar que es un impacto de larga duración en el sistema.	No aplica.
5	EMOAC SPA	Artículo 40.-	Especificar que es un cambio relevante en la operación esperada del sistema, contingencias o desviaciones respecto de lo programado ademas del no impacto de larga duración en el sistema.	No aplica.
6	EMOAC SPA	Artículo 45 bis.	Se menciona que para el caso en que ocurra igualdad de costos para mas de una instalación de generación y que no exista capacidad de colocación para todas en el sistema, en especifico para los Sistemas de Almacenamiento de Energía, se hará una prorrata por capacidad maxima de inyección. Al solo considerar la componente de potencia y no de energía se podrian ver beneficiados Sistemas de Almacenamiento de Energía de corta duración con altas potencias sin una razón técnica de fondo.	Artículo 45 bis.- ...Para instalaciones conectadas a la red de transmisión, dicho prorrateo deberá realizarse utilizando como criterio la disponibilidad de generación eléctrica pronosticada, o la capacidad máxima de carga energética alcanzada en el caso de Sistemas de Almacenamiento de Energía...
7	EMOAC SPA	Artículo 103.-	El articulo hace alusión a que la descarga de los Sistemas de Almacenamiento minimice el costo total de operación y falla, preservando la seguridad del sistema, pero no menciona tambien la carga, la cual tambien deberia estar regida por los mismos principios. Se necesita además una definicion de por cuanto tiempo se debe o puede permanecer en el regimen de autodespacho. Por último, bajo la redacción se entiende que el Costo de Oportunidad seria solo el Costo de Producción para Sistemas de Almacenamiento de Energía o Centrales con Almacenamiento por Bombeo, lo cual no cumple con la definición del artículo 2 ya que no se incluye el Costo Variable.	Artículo 103.- El Coordinador deberá incorporar en la programación de la operación a los Sistemas de Almacenamiento de Energía destinados al arbitraje de precios de energía y a las Centrales con Almacenamiento por Bombeo. Para tales efectos, el Coordinador deberá determinar el perido de carga y descarga del Sistema de Almacenamiento de Energía o en la Central con Almacenamiento por Bombeo en un determinado horizonte de tiempo, minimizando el costo total de operación y falla, y preservando la seguridad del sistema. En este caso, para efectos de la programación de la operación, el Coordinador deberá determinar un Costo de Oportunidad para la energía almacenada. Este valor no podrá ser inferior al Costo Variable calculado según lo dispuesto en el artículo 105 del presente reglamento, y deberá ser considerado para el Costo de Producción para la instalación.
8	EMOAC SPA	Artículo 110.-	Se necesita aclarar si el modo de carga puede considerar energías provenientes tanto de la unidad generadora y del sistema simultaneamente.	Artículo 110.- En las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento se distinguen tres modos de operación. El Modo Carga es aquel en el cual se transforma parte de la energía eléctrica producida en su componente de generación y/o retirada desde el sistema eléctrico en otro tipo de energía para su almacenamiento...
9	EMOAC SPA	Artículo 117 bis.-	No se indica la ventana de tiempo minima a utilizar por el coordinador para efectos de optimizar la operación en tiempo real del despacho automatico. Incorporar.	No aplica.
10	EMOAC SPA	Artículo 166 bis.-	El articulo señala que en el caso que se despachen distintos Sistemas de Almacenamiento con identicos costo de producción a diferentes costos marginales, sus ingresos seran reasignados de forma que no se generen diferencias injustifcadas en los ingresos. No se señala en ninguna parte del documento que es una diferencia injustificada. Adicional a esto la operación en base al artículo 45 bis puede derivar en una inyección a distinto costo variable por diferencias en la duración/energía almacenada entre los activos. Por último, si existe una consideración para las inyecciones de energía, ¿que sucede con la carga ante estos escenarios?	No aplica.
11	EMOAC SPA	Artículo 157.-	En el presente artículo se establece que, para la metodología de cálculo de la garantía, se considerarán, además del proceso actual de retiros de energía, los tres peores meses en términos de potencia. Esto resulta llamativo, ya que la metodología actualmente utilizada por el Coordinador para asignar los empalmes por potencia a los suministradores no siempre es precisa. En caso de errores, estos pueden mantenerse incluso hasta la publicación del balance anual, lo que podría derivar en un valor de garantía superior al real. ¿Cómo se tiene previsto realizar este cálculo?	No aplica.
1	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	Otros	La Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), en su artículo 72°-1, mandata que las instalaciones eléctricas que operan interconectadas deban ser coordinadas, a través del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional (el Coordinador), con el fin de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico y garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión. Como se verá a continuación, y quedó evidenciado en el evento del 25 de febrero recién pasado, el régimen de autodespacho, no regulado en la LGSE, hoy sobrepasa el 30% del aporte de potencia despechada en horario diurno y entra en conflicto con los principios de preservación de la seguridad y operación eficiente del conjunto de las instalaciones del sistema. En efecto, el autodespacho solo puede concebirse una vez que la seguridad del sistema está garantizada. La operación en régimen de autodespacho no se encuentra regulada en la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), sin perjuicio de la habilitación para establecer, mediante reglamentos, distintas exigencias para los coordinados de acuerdo con su capacidad, tecnología, disponibilidad o impacto sistémico, entre otros criterios técnicos. Particularmente, el artículo 149° de la LGSE dispone que el reglamento establecerá los mecanismos de estabilización de precios aplicables a la energía inyectada por medios de generación o sistemas de almacenamiento cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no superen los 9 MW -lo que incluye a los Pequeños Medios de Generación de Pequeña Escala (PMGD)- y la forma en la que se realizará el despacho y la coordinación de estas centrales. Así, el régimen de autodespacho fue establecido principalmente en el Reglamento de Medios de Generación de Pequeña Escala (Decreto N° 88-2019 del Ministerio de Energía), de acuerdo al cual el propietario u operador del PMGD es el responsable de determinar la potencia y energía a inyectar en la red de distribución en la cual está conectado. Preservación de la seguridad Las unidades que operan en régimen de autodespacho (PMGD) no están sujetas a las señales operativas del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional (el Coordinador) ni participan en la optimización de la operación, lo que, unido a la falta de visualización en tiempo real de su generación, representa un riesgo muy relevante para la seguridad del sistema, especialmente si se considera la significativa capacidad agregada de generación que actualmente opera en ese régimen (entre 20% y 30% de la demanda en horario diurno). Lo anterior quedó en evidencia en el apagón del pasado 25 de febrero, en cuyo contexto, el 27 de marzo de 2025, el Coordinador presentó una recomendación de modificación normativa al Ministerio de Energía que contempla, entre otras: • "Establecer la exigencia, mediante la NTCO-PMGD y DS Nº125/2019, la incorporación de los PMGD en los recortes por sobreoferta de generación, los que serán gestionados por las Empresas Distribuidoras, conforme a las instrucciones operativas que imparta el Coordinador. Para ello, se deberá eliminar el régimen de autodespacho de los PMGD, disponiendo que sus inyecciones sean coordinadas a través de la Empresa Distribuidora, en conformidad con la programación de la operación elaborada por el Coordinador." Como se aprecia, el propio Coordinador señala como condición habilitante para la inclusión de los PMGD en la determinación de los factores de ajuste de generación, cosa que se habilita en la modificación normativa de la que trata esta consulta pública, la eliminación del régimen de autodespacho de los PMGD. Eficiencia de la operación El artículo 149° de la LGSE dispone, como se mencionó, que el reglamento establecerá los mecanismos de estabilización de precios aplicables a la energía inyectada por los PMGD. Así, el Reglamento de Medios de Generación de Pequeña Escala estableció la metodología para la determinación de los precios estabilizados a los cuales se valorizan las inyecciones de los PMGD. Al respecto, dicho cuerpo reglamentario determina que la diferencia entre la valorización de las inyecciones del PMGD a precio estabilizado y al costo marginal correspondiente, debe ser asignada por el Coordinador a prorrata de los retiros de energía del sistema eléctrico, entre quienes efectúen retiros, en conformidad con la normativa vigente. Sobre esta materia, el 12 de julio de 2023, el Coordinador recomendó al Ministerio de Energía una modificación normativa, con el fin de "promover el funcionamiento eficiente y competitivo de los mercados analizados", de modo de implementar la modificación del mecanismo de estabilización de precios para los PMGD, sobre la base de los siguientes argumentos, entre otros: •El mecanismo de estabilización de precios no garantiza su neutralidad en ningún período de evaluación, sino que se asemeja más a un subsidio que deben asumir los agentes que poseen contratos de suministro, discriminando, en particular, a favor de los PMGD con tecnología solar.	Se debe eliminar el régimen de autodespacho, al se hace referencia al menos en los artículos 2°, 36°, 44°, 45° bis, 50°, 53°, 55°, 57°, 62°, 63°, 103°, 116° bis, 117°, 126° y 3° transitorio.
2	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	Artículo 2.-	El literal a) del artículo 2: La definición de autodespacho contenida en la letra a) del reglamento parte del supuesto de que su aplicación es admisible siempre que se cumpla el principio de preservar la seguridad del servicio en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Sin embargo, el reglamento no establece con claridad qué ocurre cuando dicha condición no se cumple, ni qué procedimiento o consecuencias se aplican en ese escenario. Este vacío normativo es especialmente relevante, considerando que el Coordinador Eléctrico Nacional ha declarado públicamente —y en pronunciamientos formales— que en determinadas circunstancias, como la operación masiva de PMGD en autodespacho, se ha comprometido la seguridad operacional del sistema. Esta situación genera incertidumbre para los actores del mercado respecto a la continuidad, suspensión o restricción del régimen de autodespacho frente a riesgos sistémicos identificados.	Incorporar el siguiente inciso al final del literal a): "a) Autodespacho: Régimen de operación de una instalación de generación, SGC o Sistemas de Almacenamiento de Energía interconectadoa al sistema eléctrico que no se encuentra sujeto al resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por el Coordinador en los términos establecidos en el Decreto Supremo Nº 244, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que Aprueba Reglamento para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación Establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos, o aquel que lo reemplaceque y puede ser aplicado en tanto se dé cumplimiento al principio de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico y a lo regulado en el presente reglamento. En el caso que el Coordinador determine que no se da cumplimiento al principio de preservar la seguridad de servicio en el sistema electrico determinará para el despacho económico para el conjunto de instalaciones Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación , conforme se determine en este reglamento . "

3	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	Artículo 2.-	El inciso w. Del artículo dispone: "w. Costo de Oportunidad: Costo de la energía gestionable, que es calculado y utilizado por el Coordinador para minimizar el costo presente y el costo futuro esperado de operación y falla del sistema eléctrico, de aquellas instalaciones que posean capacidad de almacenamiento." Esta definición sólo debe aplicarse para Sistemas de Almacenamiento o Centrales Renovables con Capacidad de Regulación.	En base a lo anterior, se debe considerar lo siguiente: "Costo de Oportunidad: Costo de la energía gestionable, que es calculado y utilizado por el Coordinador para minimizar el costo presente y el costo futuro esperado de operación y falla del sistema eléctrico, de aquellas instalaciones que posean capacidad de almacenamiento: Sistemas de Almacenamiento de Energía, Centrales Renovables con Capacidad de Regulación y centrales con capacidad de bombeo."
4	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	Artículo 2.-	El inciso aa. Del artículo dispone: "Punto de Conexión: Barra, o punto de arranque en una línea de transmisión, en el cual se interconectan instalaciones explotadas por distintos Coordinados o instalaciones que, pudiendo ser explotadas por el mismo Coordinado, correspondan a diferentes categorías de instalaciones según lo dispuesto en el artículo 10 del presente reglamento." Esta definición de punto de conexión es incompleta al no considerar barras de media tensión de generación, que pueden ser puntos óptimos de conexión para métodos de almacenamiento. En el texto propuesto se extiende la definición contemplando esta posibilidad.	Se debe considerar lo siguiente: "aa. Punto de Conexión: Barra, o punto de arranque en una línea de transmisión, en el cual se interconectan instalaciones explotadas por distintos Coordinados o instalaciones que, pudiendo ser explotadas por el mismo Coordinado, correspondan a diferentes categorías de instalaciones según lo dispuesto en el artículo 10 del presente reglamento. El punto de conexión puede ubicarse en una barra alta tensión, como en una de media tensión, o de generación, lo que permite optimizar la eficiencia de la conexión."
5	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	Artículo 2.-	El marco legal vigente (LGSE, art. 225 letra af)) permite una interpretación amplia de "infraestructura productiva". Limitar su aplicación a actividades como la producción de hidrógeno o desalación, cuando se utilizan expresiones como "tales como", contradice el sentido extensivo de la norma y genera incertidumbre regulatoria. Una definición amplia, basada en criterios funcionales (uso continuo de energía para fines productivos y conexión única al sistema) da certeza a desarrolladores y facilita el diseño de proyectos. En la práctica, ya existen esquemas equivalentes a SGC en operaciones mineras o industriales que integran generación renovable con consumo dedicado, aunque no estén formalmente calificados como tales. Esta propuesta da cobertura regulatoria clara a esas configuraciones. Asimismo, debiera complementarse la condición de "con capacidad propia" a "contratada a cualquier título", estos son conceptos que están en toda la legislación eléctrica.	Se debe considerar lo siguiente: "bb) "Sistema Generación-Consumo o SGC: Sistema formado por toda infraestructura productiva entendida como aquella que desarrolla actividades industriales, comerciales o de servicios, con capacidad de generación propia o contratada a cualquier título, mediante medios de generación renovables, que se conecta al sistema eléctrico a través de un único punto de conexión y que puede retirar energía del sistema eléctrico a través de un suministrador o inyectarle sus Excedentes."
6	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	Artículo 2.-	De la redacción del DS125, no está claramente definido lo que es una central renovable. En particular, el texto del DS125 cuando alude en forma más precisa a las centrales renovables, solo espcifica centrales eólicas y solares, sin mencionar a las centrales hidroelectricas de pasada, geotérmicas, de concentración solar u otras, para lo cual se propone agregar un nuevo punto en la sección de definiciones como "central renovable"	Se debe considerar el siguiente inciso nuevo: "cc. Central renovable: Instalación de generación eléctrica que utiliza fuentes de energía renovables cuya disponibilidad depende de condiciones naturales variables y no gestionables, tales como la radiación solar, el viento o el caudal de cursos de agua sin regulación significativa."
7	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	Artículo 12.-	La norma del artículo 12 reconoce la existencia de mecanismos que permiten aplicar despacho económico a unidades que, por su naturaleza, operan en régimen de autodespacho —como los PMGD u otras instalaciones no sujetas al despacho centralizado, pero el artículo debiera explicitar con mayor claridad que el CEN puede activar tales mecanismos en situaciones donde se vea comprometida la seguridad del sistema, incluso respecto de unidades que normalmente operan fuera del despacho económico	Se debe considerar lo siguiente: "Artículo 12.- Todos los Coordinados estarán obligados a sujetarse a la coordinación del Sistema Eléctrico Nacional que efectúe el Coordinador de acuerdo a la normativa vigente. El Coordinador deberá coordinar la operación de las instalaciones señaladas en el artículo 10 del presente reglamento que se encuentren interconectadas directamente a los sistemas de transmisión. En el caso de las instalaciones que se encuentren interconectadas en el sistema de distribución, deberá efectuar la coordinación sólo a efectos de monitorear y verificar el cumplimiento de los principios de la coordinación a que se refiere el artículo 5 del presente reglamento, debiendo instruir a las Empresas Distribuidoras las medidas pertinentes para el adecuado cumplimiento de las exigencias de despacho económico, cuando no se den las condiciones de seguridad de servicio en el sistema, conforme a la deficnion del articulo 2 literal a) y con ocasión de los artículos 45 bis y 126 del presente reglamento, así como las de calidad y seguridad de servicio en el Sistema Eléctrico Nacional. "
8	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	Artículo 19.-	El litaral c) Del artículo dispone: "c. Cronograma acorde a la tecnología, características y la capacidad del proyecto, en el que se especifique, al menos, la fecha de inicio de construcción del proyecto en terreno, la fecha en que se alcanzará el 50% y 75% de avance de la obra y la fecha estimada de interconexión y entrada en operación. La fecha de inicio de construcción no podrá exceder el plazo de un año desde la presentación de la solicitud a la que se refiere el presente artículo. En casos calificados, en atención a la tecnología y capacidad del respectivo proyecto u otros criterios que fundadamente determine la Comisión, a través de la resolución a la que se refiere el penúltimo inciso del presente artículo, podrá autorizar un mayor plazo para dicho hito, que en ningún caso podrá superar los dos años; " Los atrasos de proyectos pueden obedecer a causas externas que no son controlables por el titular y muchas veces depende de autoridades sectoriales. Se propone agregar una excepción al final de este literal, de manera de dar mayor certeza a los desarrolladores.	Se debe considerar lo siguiente: "c. Cronograma acorde a la tecnología, características y la capacidad del proyecto, en el que se especifique, al menos, la fecha de inicio de construcción del proyecto en terreno, la fecha en que se alcanzará el 50% y 75% de avance de la obra y la fecha estimada de interconexión y entrada en operación. La fecha de inicio de construcción no podrá exceder el plazo de un año desde la presentación de la solicitud a la que se refiere el presente artículo. En casos calificados, en atención a la tecnología y capacidad del respectivo proyecto u otros criterios que fundadamente determine la Comisión, a través de la resolución a la que se refiere el penúltimo inciso del presente artículo, podrá autorizar un mayor plazo para dicho hito, que en ningún caso podrá superar los dos años., salvo que dicho atraso de deba a impedimentos ajenos al control del titular, tales como permisos sectoriales, situación que deberá ser debidamente respaldada por el titular de la nueva instalación y debidamente informada a la Comisión; "
9	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	Artículo 36.-	El coodinador realiza diversos estudios con consideraciones que, a veces, que no son armónicas. En particular, los estudios de Seguridad de Abastecimiento que ha venido realizando el Coordinador contemplan restricciones sistémicas al diesel (en donde se reconoce un restriccion sistemica de 3500 m3/dia de este combustible), disponibilidad de gas, fallas y otras operaciones que en la programación normal del sistema no son considerados ni se les asigna ninguna probabilidad de ocurrencia bajo ninguna escenario de optimización, situación que termina desoptimizando los recursos disponibles y generando posteriormente requerimientos y sobrecostos en reservas adicionales en escenarios de sequía, que son pagados por los clientes finales. Se solicita por tanto agregar la obligación del CEN en cuanto a armonizar los criterios de sus distitnos informes.	Se debe considera lo siguiente en el parrafo tercero del articulo: "Este proceso deberá considerar los insumos necesarios para cumplir los objetivos señalados en el inciso anterior, tales como características técnicas de las instalaciones, la programación y coordinación de los mantenimientos, las solicitudes de trabajos en las instalaciones, costos variables declarados por los Coordinados, información proporcionada por los Coordinados, y ser coherente con los estudios desarrollados o mandatados por el Coordinador, información de pronósticos, entre otros, de acuerdo a lo indicado en el presente Título."
10	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	Artículo 38.-	Se solicita agregar las consideraciones de otros estudios que realiza el CEN, en particular las restricciones relevantes que identifican los estudios de Seguridad de Abastecimiento que realiza mensualmente el CEN.	Se debe considerar lo siguiente: "Artículo 38.- Para la determinación del Costo de Oportunidad señalado en el artículo anterior, el Coordinador deberá considerar las restricciones de operación de embalses, restricciones ambientales, convenios de riego, caudales ecológicos, la representación de los sistemas de transmisión y demanda y restricciones relevantes identificadas en los estudios de seguridad de Abastecimiento, entre otros. El Coordinador deberá considerar criterios diferenciados para la determinación del Costo de Oportunidad de las energías gestionables cuya capacidad de almacenamiento implique un impacto de larga duración en el sistema. "
11	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	Artículo 44.-	Se solicita agregar las consideraciones de otros estudios que realiza el CEN, en particular las restricciones relevantes que identifican los estudios de Seguridad de Abastecimiento que realiza mensualmente el CEN.	Se debe complementar letra s. como: "s. Condiciones y/o restricciones de suministro de insumos de centrales de generación en el horizonte que el Coordinador establezca, en particular aquellas restricciones identificadas en los Estudios de Seguridad de Abastecimiento; "

12	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	Artículo 45 bis.	Este artículo dispone: “En caso de que exista más de una instalación de generación con igual costo considerado en el listado de prioridad de colocación, y no hubiese capacidad de colocación suficiente para todas ellas, la generación de estas deberá ser prorrateada por el Coordinador hasta alcanzar la capacidad de colocación máxima considerando las características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas, de acuerdo con lo establecido en el artículo anterior. Para instalaciones conectadas a la red de transmisión, dicho prorrateo deberá realizarse utilizando como criterio la disponibilidad de generación eléctrica pronosticada, o la capacidad máxima de inyección. Por su parte, las centrales que operen con Autodespacho y se encuentren conectadas a la red de distribución, el ajuste será determinado por el Coordinador para el conjunto de instalaciones que operen dentro de una misma red de distribución, o parte de ella, según su disponibilidad de generación eléctrica pronosticada o, en su defecto, de acuerdo con su potencia nominal. Sin perjuicio de lo anterior, excepcionalmente, el Coordinador podrá considerar condiciones especiales de operación para una utilización óptima de los recursos.” Entendemos que es la generación de las centrales la que debe ajustarse según una determinada prorrata. Además, la nueva redacción establece que, para calcular los factores de ajuste de generación (vertimientos), debe considerarse el conjunto las unidades con régimen de autodespacho conectadas a una misma red de distribución o parte de ella. Sin embargo, no se define claramente qué se entiende por una “misma red de distribución”. Si se interpreta como todas las instalaciones de distribución que se encuentran eléctricamente interconectadas, podría ocurrir que se apliquen ajustes a centrales emplazadas en zonas sin congestiones en el sistema de transmisión, lo que eventualmente derivaría en limitaciones innecesarias a inyecciones o en vertimientos injustificados. Además, en caso de considerarse las unidades conectadas a una “parte de la red” de distribución para la determinación de los factores de ajuste, no se establecen principios o criterios objetivos para la delimitación de ésta, lo que impide o genera el riesgo de impedir su correcta aplicación. En general, los problemas de colocación de generación se producen en barras de transmisión que no necesariamente se encuentran relacionadas con una misma red de distribución (entendida ésta de la manera descrita precedentemente). Así, para la determinación de los factores de ajustes de generación, se debe considerar todas aquellas unidades conectadas a la red de distribución que operan en régimen de autodespacho y que, al ajustarse su inyección, se reduciría el exceso de oferta que se refleja en la imposibilidad de la colocación de generación a nivel sistémico.	Se debe considerar lo siguiente: “En caso de que exista más de una instalación de generación con igual costo considerado en el listado de prioridad de colocación, y no hubiese capacidad de colocación suficiente para todas ellas, la generación de estas deberá ser prorrateada ajustada a prorrata por el Coordinador hasta alcanzar la capacidad de colocación máxima considerando las características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas, de acuerdo con lo establecido en el artículo anterior. Para instalaciones conectadas a la red de transmisión, dicho prorrateo deberá realizarse utilizando como criterio la disponibilidad de generación eléctrica pronosticada, o la capacidad máxima de inyección. Por su parte, para las centrales que operen con Autodespacho y se encuentren conectadas a la red de distribución, el ajuste será determinado por el Coordinador para el conjunto de instalaciones que operen dentro de una misma red de distribución, o parte de ella de aquellas cuyo ajuste contribuya a reducir el exceso de oferta que imposibilita la colocación de generación del sistema, según su disponibilidad de generación eléctrica pronosticada o, en su defecto, de acuerdo con su potencia nominal. Sin perjuicio de lo anterior, excepcionalmente, el Coordinador podrá considerar, de manera fundada, condiciones especiales de operación para una utilización óptima de los recursos.”
13	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	Artículo 46.-	El artículo 46 establece que los criterios asociados a los requerimientos de información del Coordinador deben ser públicos. Sin embargo, no se establece expresamente la obligación de publicar estos antecedentes en el sistema de información pública que el propio Coordinador administra. La modificación busca reforzar la transparencia y trazabilidad, asegurando que la publicidad se materialice mediante una vía formal, accesible y permanente.	En el artículo 46, reemplácese el punto final del inciso segundo por una coma y agréguese la siguiente frase: y dichos antecedentes, sin perjuicio de su carácter público, deberán ser publicados a través del sistema de información pública que el Coordinador disponga.
13	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	Artículo 51.-	Se solicita agregar las consideraciones de otros estudios que realiza el CEN, en particular las restricciones relevantes que identifican los estudios de Seguridad de Abastecimiento que realiza mensualmente el CEN.	El segundo inciso del articulo debe considerar lo siguiente: "En particular, el Coordinador deberá realizar estudios de proyección de precios y disponibilidad de combustibles en los horizontes que requiera la programación de la operación, a fin de contar con una proyección propia fundada respecto de la evolución de estos precios y la disponibilidad esperada del combustible, así como también estudios para la correcta modelación de las restricciones de suministro de insumos de centrales termoeléctricas cuya operación genere un impacto relevante en la operación del Sistema Eléctrico Nacional. Las restricciones y condiciones indentificadas en estos estudios deberán ser coherente con la programación de la operación que efectuará el CEN."
14	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	Artículo 59.-	Se solicita que el CEN además publique información que permita replicar sus cálculos.	Se debe considerar lo siguiente: "Artículo 59.- El Coordinador deberá velar por la transparencia del proceso de programación de la operación. Para ello, deberá mantener actualizada y a disposición pública, en forma gratuita, en su sitio web toda la información y estudios que se utilicen como antecedentes, las metodologías de cálculo, bases de datos, procedimientos utilizados y los resultados que se obtengan, los que deben ser replicables por el resto de los coordinandos. En particular, el CEN publicará los resultados de la optimización de la operaciín sin susbastas de Servicios Complementarios."
15	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	Artículo 92.-	Este artículo dispone: "En los Sistemas de Almacenamiento de Energía y en las Centrales con Almacenamiento por Bombeo, se distinguirán dos modos de operación, denominados Modo Retiro y Modo Inyección, los que deberán efectuarse a través del mismo punto de conexión al sistema eléctrico, de forma tal que ambos no puedan ocurrir en forma simultánea. El Modo Retiro corresponde a aquel en el que se transforma la energía eléctrica retirada desde el sistema eléctrico, en otro tipo de energía para su almacenamiento. Por su parte, el Modo Inyección corresponde a aquel en el que se transforma la energía previamente almacenada, proveniente de retiros de energía para almacenamiento, en energía eléctrica para su inyección al sistema eléctrico." Es necesario incluir un tercer modo de operación, el cual, durante una orden de vertimiento, permite a una central transferir la energía a verter, a un sistema de almacenamiento o bombeo, siempre y cuando estos compartan el mismo punto de conexión.	Se debe considerar lo siguiente: "En los Sistemas de Almacenamiento de Energía y en las Centrales con Almacenamiento por Bombeo, se distinguirán dos tres modos de operación, denominados Modo Retiro y, Modo Inyección y Modo Retiro en Vertimiento, los que deberán efectuarse a través del mismo punto de conexión al sistema eléctrico, de forma tal que ambos no puedan ocurrir en forma simultánea. El Modo Retiro corresponde a aquel en el que se transforma la energía eléctrica retirada desde el sistema eléctrico, en otro tipo de energía para su almacenamiento. Por su parte, el Modo Inyección corresponde a aquel en el que se transforma la energía previamente almacenada, proveniente de retiros de energía para almacenamiento, en energía eléctrica para su inyección al sistema eléctrico. El Modo Retiro en Vertimiento corresponde a aquel en que, frente a una orden de vertimiento de energía por parte del CEN, una central podrá transferir el total de la energía eléctrica a verter a un Sistemas de Almacenamiento de Energía y/o Centrales con Almacenamiento por Bombeo, para ser transformada en otro tipo de energía para su almacenamiento, siempre y cuando los sitemas de almacenamiento compartan el mismo punto de conexión con la central generadora."
16	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	Artículo 96.-	Este articulo dispone: "El Coordinador podrá instruir el inicio o la suspensión del retiro o inyección de energía, según corresponda, de un Sistema de Almacenamiento de Energía o de una Central con Almacenamiento por Bombeo en virtud del cumplimiento de la obligación de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico. ". El artículo debiese tambien considerar la instrucción a Centrales Renovables con capacidad de almacenamiento.	Se debe considera lo siguiente: "El Coordinador podrá instruir el inicio o la suspensión del retiro o inyección de energía, según corresponda, de un Sistema de Almacenamiento de Energía, de una Central con Almacenamiento por Bombeo o Central Renovable con capacidad de Almacenamiento en virtud del cumplimiento de la obligación de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico. ".
17	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	Artículo 103.-	Este artículo dispone: "El Coordinador deberá incorporar en la programación de la operación a los Sistemas de Almacenamiento de Energía destinados al arbitraje de precios de energía y a las Centrales con Almacenamiento por Bombeo. Para tales efectos, el Coordinador deberá determinar la colocación de la energía almacenada en el Sistema de Almacenamiento de Energía o en la Central con Almacenamiento por Bombeo en un determinado horizonte de tiempo, minimizando el costo total de operación y falla, y preservando la seguridad del sistema. En este caso, para efectos de la programación de la operación, el Coordinador deberá determinar un Costo de Oportunidad para la energía almacenada. Este valor no podrá ser inferior al Costo Variable calculado según lo dispuesto en el artículo 105 del presente reglamento, y deberá ser considerado como el Costo de Producción para la instalación. Los Sistemas de Almacenamiento de Energía y las Centrales con Almacenamiento por Bombeo, con capacidad de inyección menor a 9 megawatts, podrán optar por un régimen de Autodespacho el cual deberá ser autorizado por el Coordinador de acuerdo con los criterios definidos en la norma técnica, la cual deberá considerar al menos el impacto individual o agrupado de dichas instalaciones. Aquellas instalaciones que operen bajo este régimen deberán informar diariamente un programa de retiros e inyecciones destinadas al arbitraje de energía, con el fin de ser consideradas por el Coordinador en la programación de la operación." En el texto no se especifica el régimen de operación de centrales renovables con capacidad almacenamiento, cuya capacidad de inyección sea menor a 9MW, por lo que el texto propuesto incluye esta situación.	Se debe considerar lo siguiente: "El Coordinador deberá incorporar en la programación de la operación a los Sistemas de Almacenamiento de Energía destinados al arbitraje de precios de energía, a las Centrales con Almacenamiento por Bombeo y centrales renovables con capacidad de almacenamiento. Para tales efectos, el Coordinador deberá determinar la colocación de la energía almacenada en el Sistema de Almacenamiento de Energía , en la componente de almacenamiento de la central renovable o en la Central con Almacenamiento por Bombeo en un determinado horizonte de tiempo, minimizando el costo total de operación y falla, y preservando la seguridad del sistema. En este caso, para efectos de la programación de la operación, el Coordinador deberá determinar un Costo de Oportunidad para la energía almacenada. Este valor no podrá ser inferior al Costo Variable calculado según lo dispuesto en el artículo 105 del presente reglamento, y deberá ser considerado como el Costo de Producción para la instalación. Los Sistemas de Almacenamiento de Energía y las, Centrales con Almacenamiento por Bombeo y Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, con capacidad de inyección global menor a 9 megawatts, podrán optar por un régimen de Autodespacho el cual deberá ser autorizado por el Coordinador de acuerdo con los criterios definidos en la norma técnica, la cual deberá considerar al menos el impacto individual o agrupado de dichas instalaciones. Aquellas instalaciones que operen bajo este régimen deberán informar diariamente un programa de retiros e inyecciones destinadas al arbitraje de energía, con el fin de ser consideradas por el Coordinador en la programación de la operación."

18	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	Artículo 105.-	El costo de carga de un sistema de almacenamiento no debiese fijar el costo variable. El valor de dicha energía debe ser calculado en base el Costo de Oportunidad que determine el CEN en base a las condiciones del sistema. De no hacerse de esta forma, podria darse el caso de que un Sistema de Almacenamiento haya sido cargado con un precio alto y luego quede imposibilitado, por precio, de ser despachado en otros horarios en el futuro. Se propone por lo tanto una nueva redacción.	Se debe considera lo siguiente: "Artículo 105.- El Costo variable Costo de Oportunidad de un Sistema de Almacenamiento de Energía dedicado al arbitraje de precios de energía o Central con Almacenamiento por Bombeo, será determinado por el Coordinador, considerando los distintos costos efectivamente incurridos para permitir el almacenamiento de energía, y su posterior uso para la inyección de electricidad, incluyendo las pérdidas asociadas a dicho proceso. Adicionalmente, para Centrales con Almacenamiento por Bombeo deberá considerar la proporción que la energía retirada para almacenamiento representa respecto del total de energía almacenada en la central. El Costo Variable de un Sistema de Almacenamiento de Energía será igual al cociente entre la valorización de energía retirada desde el sistema eléctrico, para el proceso de almacenamiento, al costo marginal de la barra de retiro respectiva, y la energía retirada para almacenamiento en igual período, ajustado por un factor que refleje la totalidad de las pérdidas de energía en que se incurre en los procesos de retiro, almacenamiento e inyección de energía eléctrica. Dicho factor deberá ser determinado por el Coordinador, según lo establecido en la norma técnica. El Costo Variable de una Central con Almacenamiento por Bombeo será igual al cociente entre la valorización de energía retirada desde el sistema eléctrico para el proceso de almacenamiento, al costo marginal de la barra de retiro de la Central con Almacenamiento por Bombeo, y la energía retirada para almacenamiento en igual período, multiplicado por el cociente entre la energía retirada para almacenamiento y el total de energía almacenada durante dicha ventanao perïiodo, y ajustado por un factor que refleje las pérdidas de energía en los mismos términos señalados en el inciso precedente. "
19	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	Artículo 110.-	Este artículo dispone: "En las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento se distinguen tres modos de operación. El Modo Carga es aquel en el cual se transforma parte de la energía eléctrica producida en su componente de generación o retirada desde el sistema eléctrico en otro tipo de energía para su almacenamiento; el Modo Descarga, mediante el cual se transforma la energía previamente almacenada en la componente de almacenamiento, en energía eléctrica para su inyección al sistema eléctrico; y el Modo Generación Directa, en el que se inyecta energía al sistema eléctrico desde su componente de generación, sin haber pasado previamente por un proceso de almacenamiento. Se entenderá que la energía almacenada en la componente de almacenamiento puede provenir de la energía producida por la componente de generación o de la energía retirada del sistema, debiéndose priorizar lo proveniente de la componente de generación. En el caso de que la energía provenga del sistema, la Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento deberá ser considerada como un Sistema de Almacenamiento de Energía para todos los efectos del presente reglamento , incluyendo lo indicado en el artículo 97° del presente reglamento.. Adicionalmente, y de manera excepcional el Coordinador podrá instruir retiros desde el sistema eléctrico en virtud de la obligación de preservar la seguridad y calidad de servicio, en caso de existir factibilidad técnica para ello." Es necesario incluir un cuarto modo de operación, el cual, durante una orden de vertimiento, permite a una central renovable con capacidad de almacenamiento, transferir la energía a verter, a su sistema de almacenamiento.	Se debe considerar lo siguiente: "En las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento se distinguen tres cuatro modos de operación. El Modo Carga es aquel en el cual se transforma parte de la energía eléctrica producida en su componente de generación o retirada desde el sistema eléctrico en otro tipo de energía para su almacenamiento; el Modo Descarga, mediante el cual se transforma la energía previamente almacenada en la componente de almacenamiento, en energía eléctrica para su inyección al sistema eléctrico; y el Modo Generación Directa, en el que se inyecta energía al sistema eléctrico desde su componente de generación, sin haber pasado previamente por un proceso de almacenamiento; y el Modo Carga por Vertimiento, en el cual, frente a una orden de vertimiento de energía, el total de la energía eléctrica a verter por su componente de generación, es transformada en otro tipo de energía para su almacenamiento. Se entenderá que la energía almacenada en la componente de almacenamiento puede provenir de la energía producida por la componente de generación o de la energía retirada del sistema, debiéndose priorizar lo proveniente de la componente de generación. En el caso de que la energía provenga del sistema, la Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento deberá ser considerada como un Sistema de Almacenamiento de Energía para todos los efectos del presente reglamento, incluyendo lo indicado en el artículo 97° del presente reglamento. Adicionalmente, y de manera excepcional el Coordinador podrá instruir retiros desde el sistema eléctrico en virtud de la obligación de preservar la seguridad y calidad de servicio, en caso de existir factibilidad técnica para ello."
20	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	Artículo 126.-	Este artículo dispone: “El Coordinador deberá registrar las desviaciones que se produzcan entre la operación en tiempo real y la programada, con justificación de aquellas más relevantes, debiendo adoptar las medidas correctivas que correspondan en la programación de la operación. En caso de que el Coordinador prevea que exista más de una instalación de generación con igual Costo de Producción, y no hubiese capacidad de colocación suficiente para todas ellas, este deberá ajustar los niveles de generación de las instalaciones pudiendo establecer límites operativos a dichas unidades en la herramienta referida en el artículo 117 bis del presente reglamento. El referido ajuste deberá realizarse a prorrata de la generación disponible de las instalaciones, o la capacidad máxima de inyección en el caso de Sistemas de Almacenamiento de Energía. El Coordinador podrá definir criterios adicionales para asegurar el cumplimiento del artículo 72-1 de la Ley. En el caso de las instalaciones que operen con Autodespacho conectadas a la red de distribución, el Coordinador determinará el ajuste para el conjunto de instalaciones que operen dentro de una misma red de distribución, o parte de ella, según su disponibilidad de generación eléctrica, o en su defecto, de la generación disponible pronosticada a la que se refiere el inciso segundo del artículo 45 bis del presente reglamento, y de los criterios referidos en el inciso anterior, según corresponda. Será la empresa distribuidora correspondiente la encargada de determinar y comunicar a las instalaciones conectadas a su red, el ajuste que deberá realizar cada una de ellas para dar cumplimiento a la instrucción del Coordinador, de acuerdo con los criterios establecidos en el Decreto Supremo Nº 88, de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala, o aquel que lo reemplace. Sin perjuicio de lo anterior, excepcionalmente, el Coordinador podrá considerar condiciones especiales de operación para una utilización óptima de los recursos.” Se establece que, para calcular los factores de ajuste de generación (vertimientos), debe considerarse el conjunto las unidades con régimen de autodespacho conectadas a una misma red de distribución o parte de ella. Sin embargo, no se define claramente qué se entiende por una “misma red de distribución”. Si se interpreta como todas las instalaciones de distribución que se encuentran eléctricamente interconectadas, podría ocurrir que se apliquen ajustes a centrales emplazadas en zonas sin congestiones en el sistema de transmisión, lo que derivaría eventualmente en limitaciones innecesarias a inyecciones o en vertimientos injustificados. Además, en caso de considerarse las unidades conectadas a una “parte de la red” de distribución para la determinación de los factores de ajuste, no se establecen principios o criterios objetivos para la delimitación de ésta, lo que . En general, los problemas de colocación de generación se producen en barras de transmisión que no necesariamente se encuentran relacionadas con una misma red de distribución (entendida ésta de la manera descrita precedentemente). Así, para la determinación de los factores de ajustes de generación, se debe considerar todas aquellas unidades conectadas a la red de distribución que operan en régimen de autodespacho y que, al ajustarse su inyección, se reduciría el exceso de oferta que se refleja en la imposibilidad de la colocación de generación a nivel sistémico. Por otra parte, para facilitar el flujo de información oportuna entre generadores y el CEN, las prorratas de vertimiento debiesen calcularse sobre la energía disponible programada. De lo contrario, será practicamente imposible determinar la energia disponible efectiva de cada una de las unidades para impartir oportunamente la instrucción de prorrata. Finalmente, dado que la instrucciones de ajustes y vertimiento puede que se desvíen de los instruido por el CEN, se agrega un mecanismo de reliquidación en los balaces de transferencias, evitando que agentes se beneficien injustificadamente de no acoger la instruccion del CEN.	Se debe considerar lo siguiente: “El Coordinador deberá registrar las desviaciones que se produzcan entre la operación en tiempo real y la programada, con justificación de aquellas más relevantes, debiendo adoptar las medidas correctivas que correspondan en la programación de la operación. En caso de que el Coordinador prevea que exista más de una instalación de generación con igual Costo de Producción, y no hubiese capacidad de colocación suficiente para todas ellas, este deberá ajustar los niveles de generación de las instalaciones pudiendo establecer límites operativos a dichas unidades en la herramienta referida en el artículo 117 bis del presente reglamento. El referido ajuste deberá realizarse a prorrata de la generación disponible programada de las instalaciones, o la capacidad máxima de inyección en el caso de Sistemas de Almacenamiento de Energía. El Coordinador podrá definir criterios adicionales para asegurar el cumplimiento del artículo 72-1 de la Ley. En el caso de las instalaciones que operen con Autodespacho conectadas a la red de distribución, el Coordinador determinará el ajuste para el conjunto de instalaciones cuyo ajuste contribuya a reducir el exceso de oferta que imposibilita la colocación de generación, según su disponibilidad de generación eléctrica programada, o en su defecto, de la generación disponible pronosticada a la que se refiere el inciso segundo del artículo 45 bis del presente reglamento, y de los criterios referidos en el inciso anterior, según corresponda. Será la empresa distribuidora correspondiente la encargada de determinar y comunicar a las instalaciones conectadas a su red, el ajuste que deberá realizar cada una de ellas para dar cumplimiento a la instrucción del Coordinador, de acuerdo con los criterios establecidos en el Decreto Supremo Nº 88, de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala, o aquel que lo reemplace. En caso que la instruccion de vertimiento no sea aplicada conforme lo instruido por el CEN, el CEN deberá reliquidar dicha desviación en los balances de transferencia mensuales como si dicha instrucción hubiese sido aplicada a cabalidad. Sin perjuicio de lo anterior, excepcionalmente, el Coordinador podrá considerar condiciones especiales de operación para una utilización óptima de los recursos.”

21	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	Artículo 143.-	El articulo nuevo 143 bis señala lo siguiente: "Artículo 143 bis.- El término anticipado de un contrato de suministro entre un suministrador y un Cliente Libre conectado a la red de transmisión podrá ser informado al Coordinador por el cliente o el suministrador, o ambos, a más tardar, al tercer día hábil siguiente al hecho o acto que puso término indubitado al contrato. Si dicho aviso está acompañado de un acuerdo entre las partes o de una resolución arbitral o judicial que dé cuenta fehaciente del término del contrato, el Coordinador deberá notificar de aquello al cliente para que este informe si cambiará de empresa suministradora y los antecedentes de esta nueva contratación. Si el aviso al que se refiere el inciso primero no está acompañado de un acuerdo entre las partes o de una resolución arbitral o judicial, el Coordinador deberá notificar a la contraparte de la solicitud realizada dentro de los 5 días siguientes a la recepción del referido aviso. Dentro de los 15 días siguientes a la notificación, la contraparte podrá manifestar que ha impugnado, de acuerdo con los términos establecidos en el contrato, el término anticipado de este, en cuyo caso el Coordinador no podrá prooeder con la suspensión del suministro del Cliente Libre. Si, dentro de los 15 días a los que se hace referencia en el inciso precedente, la contraparte no se pronunciase respecto al término anticipado del contrato, el Coordinador deberá informar, en un plazo de 5 días hábiles, el término del contrato al Cliente Libre, de manera que este informe si cambiará de empresa suministradora y los antecedentes de esta nueva contratación." El retraso o la imposibilidad de desconectar a un cliente libre por parte del generador puede poner en serio riesgo la viabilidad financiera del generador y la cadena de pagos del sistema indicada en el articulo 156 del presente reglamento. Se agrega una excepción para evitar lo anterior.	Se debe considerar lo siguiente: "Artículo 143 bis.- El término anticipado de un contrato de suministro entre un suministrador y un Cliente Libre conectado a la red de transmisión podrá ser informado al Coordinador por el cliente o el suministrador, o ambos, a más tardar, al tercer día hábil siguiente al hecho o acto que puso término indubitado al contrato. Si dicho aviso está acompañado de un acuerdo entre las partes o de una resolución arbitral o judicial que dé cuenta fehaciente del término del contrato, el Coordinador deberá notificar de aquello al cliente para que este informe si cambiará de empresa suministradora y los antecedentes de esta nueva contratación, lo que deberá se contestado por el Cliente Libre dentro las 24 horas siguientes. En el caso que no exista un nuevo suministrador o el Cliente Libre no responda dentro del plazo antes señalado, el Coordinador deberá proceder a la suspensión del suministro del Cliente Libre. Si el aviso al que se refiere el inciso primero no está acompañado de un acuerdo entre las partes o de una resolución arbitral o judicial, el Coordinador deberá notificar a la contraparte de la solicitud realizada dentro de los 5 días siguientes a la recepción del referido aviso. Dentro de los 15 días siguientes a la notificación, la contraparte podrá manifestar que ha impugnado, de acuerdo con los términos establecidos en el contrato, el término anticipado de este, en cuyo caso el Coordinador no podrá prooceder con la suspensión del suministro del Cliente Libre. Si, dentro de los 15 días a los que se hace referencia en el inciso precedente, la contraparte no se pronunciase respecto al término anticipado del contrato, el Coordinador deberá informar, en un plazo de 5 días hábiles, el término del contrato al Cliente Libre, de manera que este informe si cambiará de empresa suministradora y los antecedentes de esta nueva contratación."
22	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	Artículo 156.-	Este artículo dispone: "Artículo 156.- El Coordinador deberá garantizar la continuidad de la cadena de pagos entre los Coordinados que participan de las transferencias económicas del Mercado de Corto Plazo, de acuerdo con las disposiciones establecidas en el presente Capítulo y en la normativa vigente. Para ello podrá solicitar las siguientes garantías: certificados de depósito a la vista, boletas bancarias de garantía a la vista, certificados de depósitos de menos de trescientos sesenta días o una carta de crédito stand by emitida por un banco cuya clasificación de riesgo sea a lo menos A o su equivalente. Las empresas, para efectos de participar en el Mercado de Corto Plazo, deberán caucionar, al menos, tres meses de facturación de los balances de transferencias de energía y potencia para el año inmediatamente siguiente al que se adopten las medidas. " Conforme a esta redacción, en caso que una contratación suceda en los primeros dias del año, este suminstro quedará sin garantizar hasta el proximo año. Se propone por lo tanto un redacción de manera que el suministro quede garantizado desde su inicio.	Se debe considerar lo siguiente: "Artículo 156.- El Coordinador deberá garantizar la continuidad de la cadena de pagos entre los Coordinados que participan de las transferencias económicas del Mercado de Corto Plazo, de acuerdo con las disposiciones establecidas en el presente Capítulo y en la normativa vigente. Para ello podrá solicitar las siguientes garantías: certificados de depósito a la vista, boletas bancarias de garantía a la vista, certificados de depósitos de menos de trescientos sesenta días o una carta de crédito stand by emitida por un banco cuya clasificación de riesgo sea a lo menos A o su equivalente. Las empresas, para efectos de participar en el Mercado de Corto Plazo, deberán caucionar, al menos, tres meses de facturación de los balances de transferencias de energía y potencia para los siguientes 12 meses de vigencia del suministro el año inmediatamente siguiente al que se adopten las medidas. "
23	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	Artículo 157.-	En linea con el comentario anterior #18, se propone el siguiente cambio	Se debe considerar lo siguiente: "Artículo 157.- Para efectos de dar cumplimiento a lo señalado en el artículo anterior, el Coordinador deberá determinar anualmente mensualmente los montos correspondientes. Para ello, deberá efectuar una proyección de la operación del sistema eléctrico y determinar, para cada empresa y cada nuevo contrato, la diferencia entre inyecciones y retiros y potencia destinados a Usuarios Finales, considerando los contratos de compraventa entre Empresas Generadoras o titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía que den cuenta de inyecciones y retiros físicos, valorizados para cada período de facturación del año siguiente de los siguientes 12 meses. El monto se determinará como la suma de (i) los tres meses en que la empresa se encuentre con mayor déficit coincidente entre la valorización a costo marginal de su generación en la barra de inyección y los retiros esperados destinados a abastecer a sus contratos de suministro incluidos los contratos de compraventa antes señalados; y (ii) los tres meses en que la empresa se encuentre con mayor déficit coincidente entre la valorización a precio de nudo de corto plazo de la barra correspondiente de su potencia de suficiencia definitiva determinada de conformidad a lo establecido en el Decreto Supremo N°62 de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba Reglamento de Transferencias de Potencia establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos, o el que lo reemplace y los retiros de potencia esperados destinados a abastecer a sus contratos de suministro incluidos los contratos de compraventa antes señalados. "
24	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	Artículo 166 ter.-	Se propone reemplazar costo variable indicado en este artículo por "costo de producción"	Se debe considerar lo siguiente: "Artículo 166 ter.- Las inyecciones de los Sistemas de Almacenamiento de Energía que hayan resultado despachadas en la operación real fuera de Orden Económico, con un Costo Variable de Producción superior al costo marginal del sistema, deberán ser retribuidas económicamente en sus Costos Variable de Producción, determinado conforme al mecanismo regulado en el artículo 105 del presente reglamento. Esta evaluación deberá realizarse considerando un periodo asociado con los eventos de carga y descarga de dichas instalaciones, determinado conforme a lo que disponga la norma técnica. "
25	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	Artículo 183.-	Se propone complementar la obligación de publicidad de la información del CEN de manera que sea oportuna, veraz y actualizada	Se debe considerar lo siguiente: "Artículo 183.- El Coordinador deberá implementar y mantener permanentemente operativos sistemas de información pública que den cuenta de las principales características técnicas y económicas de las instalaciones sujetas a coordinación y del funcionamiento del sistema eléctrico, con acceso público, oportuno, veraz, actualizado y gratuito a través de su sitio web ..."
26	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	Artículo 183.-	Se solicita complementar el literal h) de manera de transparentar los supuesto y calculos que conidera el CEN en sus informes y estudios.	Se debe considerar lo siguiente: "h. Estudios e informes del Coordinador. Información respecto a estudios e informes que deba elaborar el Coordinador en cumplimiento de la normativa vigente, así como los resultados que de ellos emanen, sus supuestos, bases de cálculo y todos los respaldos que permitan reproducirlos. "
27	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	Artículo 185.-	Se propone ampliar el alcance de la letra m) respecto del monitoreo de la competencia señalado en este reglamento, en linea con lo mandatado por la LGSE.	Se debe considerar lo sigiuente: "m. Interacción entre agentes del sistema. El Coordinador deberá analizar las interacciones entre los distintos agentes del sector eléctrico, incluyendo actuaciones del mismo CEN, con el objeto de evaluar sus implicancias en las condiciones de competencia en el mercado eléctrico, tales como el análisis del comportamiento de los propietarios o Coordinados de instalaciones de transmisión sometidas al régimen de acceso abierto y de los terceros solicitantes de conexión."
28	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	Artículo tercero transitorio.-	Este artículo dispone: “Las instalaciones que operen con Autodespacho conectadas a la red de distribución serán consideradas en el ajuste al que refiere el inciso tercero del artículo 126 del presente reglamento, siempre que las empresas distribuidoras cuenten con los sistemas de monitoreo y comunicación necesarios para su aplicación, o transcurridos 24 meses contados desde la publicación del presente decreto en el Diario Oficial. Lo dispuesto en el artículo 126 del presente reglamento será aplicable a las instalaciones que operen con Autodespacho conectadas a la red de distribución independientemente de la implementación de la herramienta automática a la que se refiere el artículo 117 bis del presente reglamento, en los términos establecidos en el inciso tercero del artículo 126 del presente reglamento.” Para promover las adecuaciones necesarias dentro de la ventana del transitorio, mientras las empresas distribuidoras no hayan implementado los sistemas de monitoreo y comunicación, los ajustes deben ser aplicados a prorrata de las potencias nominales de las instalaciones conectadas a la red de distribución que operan con autodespacho. Se popone una redaccion alerativa al articulo	Se debe considerar lo siguiente: "Las empresas distribuidoras deberán implementar los sistemas de monitoreo y comunicación necesarios para la aplicación del ajuste de generación de las instalaciones conectadas a la red de distribución que operan con Autodespacho, al que se refiere el inciso tercero del artículo 126 del presente reglamento. Para estos efectos, en un plazo de 30 días contados desde la publicación del presente decreto en el Diario Oficial, las empresas distribuidoras deberán presentar a la Superintendencia un plan de implementación, que deberá considerar los siguientes plazos: •Al término de los 12 meses, contados desde la publicación del presente decreto en el Diario Oficial, deberá haberse implementado el sistema de monitoreo y comunicación para el 80% de las instalaciones que operen con Autodespacho •Al término de los 24 meses, contados desde la publicación del presente decreto en el Diario Oficial, deberá haberse implementado el sistema de monitoreo y comunicación para la totalidad de las instalaciones que operen con Autodespacho Mientras dichos sistemas no se hayan implementado, se deberá considerar la potencia nominal de dichas instalaciones para la determinación de los referidos ajustes. Lo dispuesto en el artículo 126 del presente reglamento será aplicable a las instalaciones que operen con Autodespacho conectadas a la red de distribución independientemente de la implementación de la herramienta automática a la que se refiere el artículo 117 bis del presente reglamento, en los términos establecidos en el inciso tercero del artículo 126 del presente reglamento.”

29	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	Otros	Muchos proyectos podrían quedar paralizados si se supedita su tramitación a la existencia previa de procedimientos internos específicos del CEN, que pueden demorar. La figura del SGC tiene reconocimiento legal expreso en la LGSE, por lo que su aplicación no debe quedar sujeta únicamente al desarrollo normativo del Coordinador. Para entregar certeza a los inversionistas se propone un nuevo articulo transitorio que define un plazo concreto para la dictación de los procedimientos, evitando incertidumbre y permitiendo la planificación de proyectos.	Incorporar el siguiente artículo nuevo transitorio: "Mientras no se encuentren dictados o actualizados los procedimientos internos del CEN, relativos a la operación, programación, coordinación o verificación de condiciones aplicables a los Sistemas de Generación-Consumo (SGC), los titulares de proyectos que se enmarquen dentro de esta figura podrán presentar sus requerimientos y solicitudes conforme a lo establecido en los artículos 13, 17, 19, 116 bis y siguientes del presente reglamento, acompañando todos los antecedentes requeridos que permitan al Coordinador verificar el cumplimiento de los requisitos técnicos y operacionales aplicables."
1	Tamakaya Energía SpA	Artículo 2.-	La eliminación de la frase "o con el objetivo" limita la autoproducción a tal punto que deja fuera de dicho concepto a centrales generadoras o sistemas de almacenamiento de energía que se construyeron bajo el entendimiento de que una central o sistema calificaba como autoproductor, afectando la certeza regulatoria. En efecto, la eliminación de esta regla afecta a contratos ya celebrados y a la forma en que el sector ha funcionado durante los últimos 20 años. Por otro lado, la forma en que están regulados los sistemas generación-consumo también determina que existan ciertos proyectos que queden fuera de la autoproducción y de los SGC, generando un vacío legal.	Reponer la frase eliminada "o con el objetivo".
2	Tamakaya Energía SpA	Artículo 2.-	EL concepto de energía gestionable debe considerar la energía embalsada, de manera de hacer coherente el Reglamento.	Costo de Oportunidad: Costo de la energía gestionable, que es calculado y utilizado por el Coordinador para minimizar el costo presente y el costo futuro esperado de operación y falla del sistema eléctrico, de aquellas instalaciones que posean energía embalsada o almacenada.
3	Tamakaya Energía SpA	Artículo 2.-	El concepto de Sistema Generación-Consumo o SGC debe precisar que no incluye instalaciones que no hayan demostrado disponer de Excedentes ante el Coordinador, de modo tal de que no se confunda a los SGC con las instalaciones de generación para autoconsumo, que tienen un régimen diferente. Además, debe especificar que el SGC se conecta a un sistema de distribución o de transmisión, cualquiera sea el nivel de tensión de estas últimas, para que no quepa duda de que instalaciones conectadas a las redes del servicio público de distribución también pueden acceder al régimen de los SGC (de lo contrario, se establecería una discriminación que no fue prevista en la Ley 21.505).	"bb. Sistema Generación-Consumo o SGC: Sistema formado por toda infraestructura productiva destinada a fines tales como la producción de hidrógeno o la desalinización del agua, con capacidad de generación propia mediante medios de generación renovables, que se conecta, a través de un único Punto de Conexión al sistema eléctrico, mediante instalaciones de transmisión o de una Empresa Distribuidora, y que puede retirar energía del sistema eléctrico a través de un suministrador o inyectarle sus Excedentes. No será considerada como SGC aquella infraestructura productiva que, aunque cuente con capacidad de generación propia, destine la totalidad de la energía generada al abastecimiento del proceso productivo propio, y no disponga de Excedentes debidamente demostrados al Coordinador conforme al artículo 116 bis del presente reglamento".
4	Tamakaya Energía SpA	Artículo 10.-	Dado que los SGC se están incorporando como Coordinados, es necesario que el reglamento explicite que sólo los excedentes formarán parte de la operación económica y del despacho, toda vez que la generación que se netea es una reducción del consumo y debe ser así ser considerada por el Coordinador.	Incorporar al artículo 116 ter un inciso final que explicite que sólo los Excedentes de un SGC formarán parte de la operación económica y del despacho, toda vez que la generación que se netea es una reducción del consumo y debe ser así ser considerada por el Coordinador.
5	Tamakaya Energía SpA	Artículo 13.-	No existe claridad en relación a la demostración que tienen que realizar los Autoproductores y SGC, en particular porque no existe claridad de que que empresas pueden ser consideradas como SGC.	Dada la definición entregada en el artículo 2 y el rol de coordinado que se está entregando al SGC, es necesario aclarar y definir claramente lo que la autoridad entiende por SGC, a efectos de regular la demostración y los efectos que esta pueda tener en el sistema. Más aún, el reglamento no modifica el DS 62/2006 para la incorporación de SGC, lo cual debe ser regulado.
6	Tamakaya Energía SpA	Artículo 19.-	Los plazos establecidos para la letra c. del artículo 19 no reflejan el tiempo que la Comisión tarda en declarar en construcción, por lo cual el cronograma debiese iniciarse desde la Declaración en Construcción.	"Cronograma […]no podrá exceder el plazo de un año desde la resolución de la Comisión Nacional de Energía que declara al proyecto en construcción […]"
7	Tamakaya Energía SpA	Artículo 19.-	Letra g. el no poder condicionar los instrumentos ahí señalados a la obtención de la declaración en construcción, va solamente a encarecer los proyectos e imponer barreras de entrada a los mismos.	Eliminar el agregado.
8	Tamakaya Energía SpA	Artículo 41.-	Debiese aprovecharse la oportunidad para incorporar un sistema de accountability real del Coordinador, de manera de poder tener información respecto del cumplimiento de sus funciones y por un tema de transparencia.	Se sugiere incorporar una serie de artículos por los cuales el Coordinador deba publicar y entregar un informe en el cual muestre todas las actividades realizadas, el cumplimiento de la normativa, presupuesto, etc.
9	Tamakaya Energía SpA	Artículo 116 bis.-	Dado que los SGC se están incorporando como Coordinados, es necesario que se aclare exactamente quienes caben o quienes serán considerados como SGC y los efectos que esto puede tener.	Dada la definición entregada en el artículo 2 y el rol de coordinado que se está entregando al SGC, es necesario aclarar y definir claramente lo que la autoridad entiende por SGC.
10	Tamakaya Energía SpA	Artículo 116 quáter.-	La regla aplicable a los retiros que realice el SGC no es compatible con la regla establecida para los retiros de energía destinados a almacenamiento (el artículo 97 del Decreto 125 establece que los retiros para el proceso de almacenamiento no están sujetos a los cargos asociados a clientes finales). Dado que, normativamente, los SGC también pueden tener una componente de almacenamiento, se requiere compatibilizar ambas disposiciones y aclarar la regla que debe aplicarse a los retiros de un SGC que incorpore una componente de almacenamiento, destinados al proceso de almacenamiento. Se incorpora propuesta para complementar el referido artículo.	"Los retiros del sistema que realice el SGC a través de su punto de conexión, estarán sujetos a los cargos asociados a clientes finales. Para lo dispuesto en el presente artículo, no se considerarán retiros del sistema, aquellos consumos autoabastecidos por energía que provengan de su componente de generación. Sin perjuicio de lo anterior, en el caso que el SGC incorpore una componente de almacenamiento, los retiros que realice el sistema de almacenamiento para el proceso de almacenamiento se sujetarán a lo establecido en el artículo 97 del presente reglamento".
11	Tamakaya Energía SpA	Artículo 116 quinquies.-	Existe una confusión en relación a la responsabilidades y roles de los titulares de instalaciones. No es posible que un cliente libre, sólo por tener un SGC, pierda la calidad de coordinado.	Eliminar el artículo.
12	Tamakaya Energía SpA	Artículo 116 sexies.-	La propuesta indica que en los SGC el Modo Retiro y Modo Generación Directa no podrán ocurrir en forma simultánea. Sin embargo, esta limitación no se encuentra contemplada en la Ley Nº21.505 ni se desprende de la intención del legislador evidenciada en la historia fidedigna de dicha ley. Dado que la potestad reglamentaria de ejecución del Presidente de la República debe, precisamente, regular los aspectos de detalle dentro del alcance de la ley que mandata dicha regulación y ajustándose a los objetivos tenidos al a vista por el legislador, el reglamento en cuestión no puede innovar y establecer limitaciones o requisitos que no fueron previstos en la ley y que contravienen la ratio leigs de la norma legal que regula. Dado que de la historia de la ley se evidencia que la intención del legislador fue habilitar de la forma más amplia posible la operación de sistemas de generación-consumo, el inciso primero del artículo 116 sexies debe ajustarse para ser congruente, tanto con la regulación de las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento como con la norma aplicable a las instalaciones de autoconsumo —categoría exclusiva de clientes sujetos a regulación de precios que sigue una lógica similar a los SGC— las que contemplan la posibilidad de que los distintos modos de operación funcionen en forma paralela o simultánea (artículo 111 del DS 125 y Pliego Técnico Normativo RIC Nº09 de la Superintencia de Electricidad y Combustibes, respectivamente). Adicionalmente, y dado que tampoco se limita en la ley 21.505 la posibilidad de que los SGC tengan también una componente de almacenamiento, se requiere eliminar el inciso segundo.	"En los SGC se distinguen dos modos de operación, denominados Modo Retiro y Modo Generación Directa, los que deberán efectuarse a través del mismo punto de conexión al sistema eléctrico, y que podrán ocurrir en forma simultánea cuando la tecnlogía que disponga el SGC y la capacidad de conexión al sistema eléctrico lo permitan. El Modo Retiro corresponde a aquel en el que se retira energía eléctrica desde el sistema eléctrico. Por su parte, el Modo Generación Directa es aquel en que se inyecta energía al sistema eléctrico desde su componente de generación. En el caso que el SGC incorpore una componente de almacenamiento, serán también aplicables, en lo pertinente, los modos de operación a los que se refiere el artículo 110 del presente reglamento".
13	Tamakaya Energía SpA	Artículo 116 sexies.-	Si bien se entiende que el artículo está intentando limitar la posibilidad de arbitraje, su forma de redacción no contempla que el SGC tenga un sistema de alamcenamiento, y por tanto la operación más eficiente del sistema.	Eliminar el segundo inciso.
14	Tamakaya Energía SpA	Artículo 117 bis.-	Es positivo que se implementen herramientas automáticas, sin embargo debiese incorporarse un plazo máximo de instalación para el Coordinador y de los Coordinados (en relación con el artículo primero transitorio).	Incorporar un plazo máximo para su instalación de 18 meses.
15	Tamakaya Energía SpA	Artículo 140.-	Esta función no es delegable por el Coordinador a un tercero, en cuanto es la LGSE quien le entrega dicha competencia.	Eliminar el inciso agregado.
16	Tamakaya Energía SpA	Artículo 156.-	No se ve la razón detrás de la eliminación de los seguros, siendo que la eliminación de instrumentos que permitan operar, implica menos competencia y por lo tanto un encarecimiento del sistema.	Reeincoporar los seguros.
1	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 6.-	En un contexto en que se ha detectado que existen espacios de potencial arbitrariedad en la operación económica y segura del sistema, y que aquello tiene impacto en los criterios y procedimientos que emplea al operar el sistema el Coordinador Eléctrico Nacional (en adelante, "Coordinador" o "CEN"). Por ello, se estima necesario reforzar el principio de fundamentación de las decisiones del Coordinador, a fin de que en el ejercicio de sus potestades emplee criterios con fundamento en la regulación vigente, que promuevan la libre competencia y, en particular, en consistencia con los principios de la coordinación establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos.	Se propone adicionar un inciso final al artículo 6 del siguiente modo: "Las decisiones del Coordinador deberán siempre estar fundadas en el marco normativo vigente y promover la competencia del mercado eléctrico".

2	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 9.-	En el marco del cumplimiento de estándares de transparencia y calidad de la información requerida para realizar análisis a partir de los documentos del Coordinador, se han identificado las siguientes oportunidades de mejora, entre ellos: i.En general, las plataformas utilizadas por el Coordinador no guardan consistencia entre ellas. Lo anterior se refleja, por ejemplo, en que las infraestructuras tienen nombres distintos, situación que dificulta la comprensión armónica de la información disponible y el funcionamiento eficiente del sistema eléctrico. ii.En algunos casos se ha detectado que no es posible encontrar en los informes diarios de la operación todas las restricciones operativas que se encuentran vigentes, pese a que la Ley General de Servicios Eléctricos exige al Coordinador verificar la completitud, calidad, exactitud y oportunidad de la información contenida en sus Sistemas de Información. iii.Existen herramientas de cálculo del Coordinador respecto de las cuales no es posible realizar un seguimiento de sus cálculos, a menos que se cuente con un conocimiento previo del funcionamiento de la planilla en particular. iv.Se requiere mayor claridad respecto de cómo se están aplicando y resolviendo las solicitudes de trabajo de curso normal y de curso forzoso. v.De momento, no hay una reportabilidad completa y exhaustiva asociada al mercado de corto plazo, de manera tal que los Coordinados puedan replicar las decisiones y criterios utilizados por el Coordinador. vi.En general, no es posible replicar los cálculos del Coordinador, ni tampoco entender cabalmente los criterios utilizados en la operación en tiempo real. Lo anterior es relevante dado que la disponibilidad y calidad de la información permite, en general, a todos los Coordinados y, en particular, a los titulares de unidades de generación y de los sistemas de almacenamiento, ejercer sus derechos respecto de: a) observar oportuna e informadamente la programación de la operación, junto con los documentos que se elaboran a partir de dicha información (por ejemplo, los balances de transferencias); y b) observar los actos de coordinación del Coordinador cuando ellos se aparten de la regulación aplicable. En este sentido, se propone realizar modificaciones que indiquen expresamente que en las distintas plataformas con las que debe contar el Coordinador, para efectos de publicar la información sean compatibles y consistentes entre ellas, dando cumplimiento al deber del Coordinador de velar por la completitud, calidad, exactitud, oportunidad y publicidad de la información. Atendidas las deficiencias que se han advertido en el último tiempo en esta materia, se considera necesario enfatizar que toda la información deberá ser pública, y que el Coordinador deberá desarrollar procedimientos explicativos respecto de los cálculos y herramientas que tiene para procesar los datos, de modo tal que cualquier agente, independiente de su experiencia particular en las herramientas del Coordinador, pueda reproducir íntegramente sus cálculos e identificar los criterios utilizados por el Coordinador para adoptar las decisiones inherentes a la operación del Sistema Eléctrico Nacional (en adelante, "SEN"), de modo que las exigencias de publicidad, reproducibilidad y trazabilidad de la información y los cálculos del Coordinador, así como de sus decisiones de operación, se cumplan.	Se propone incorporar el artículo 9 bis, en el siguiente sentido: "Para efectos de la Coordinación y Operación del Sistema, el Coordinador deberá mantener actualizada y a disposición pública, en forma gratuita, en su sitio web, todos los datos, información, metodologías, algoritmos y procedimientos, así como los resultados que emplee en el ejercicio de sus funciones y que sirva de fundamento a sus decisiones. El Coordinador deberá velar porque los datos e información de sus distintas plataformas sea consistente entre sí. En caso de inconsistencia entre los datos e información disponibles en las distintas plataformas, prevalecerá aquella reportada por los titulares de las instalaciones y aceptada por el Coordinador con fecha más reciente. Asimismo, en estos casos, el Coordinador deberá reportar, con periodicidad mensual, las inconsistencias en los datos e información, a la Superintendencia, la Comisión y el Ministerio, además de publicar dicho reporte en su sitio web, de modo que todos los interesados puedan conocer, oportunamente, los nuevos y subsanados datos e información. Asimismo, el Coordinador deberá desarrollar procedimientos explicativos respecto de los cálculos y herramientas que utiliza para procesar la información, de modo tal que cualquier agente pueda reproducir sus cálculos e identificar los criterios utilizados por el Coordinador para adoptar las decisiones inherentes a la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional".
3	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 13.-	Dado que no necesariamente existe una coincidencia entre la disponibilidad de autoproducción y demanda máxima que usa un Sistema de Generación-Consumo en sus procesos productivos, se propone complementar la capacidad instalada con la disponibilidad del recurso, y eliminar la expresión "máxima" a fin de permitir que se demuestren excedentes complementariamente, con base en la capacidad instalada y la disponibilidad del recurso.	Se propone modificar el artículo 13, del siguiente modo: "Los Autoproductores y SGC deberán demostrar al Coordinador que están en condiciones de aportar Excedentes al Sistema Eléctrico Nacional, a partir de su capacidad instalada de generación, considerando la disponibilidad de sus recursos, en relación a la demanda eléctrica máxima que utiliza para el desarrollo de sus procesos productivos y consumos eléctricos en general. El Coordinador deberá considerar adecuadamente para los diferentes procesos que lleve a cabo, cuando este corresponda de conformidad con la normativa vigente, tanto el excedente de potencia señalado, como la demanda respectiva".
4	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 22.-	En general, los proyectos de transmisión presentan grados de retraso relevante, sin embargo, los distintos decretos de expansión de la CNE consideran un plazo de entrada en operación de la obra nueva o de ampliación, el que luego es establecido en la resolución de declaración en construcción de conformidad con el artículo 22 del Reglamento. Lo anterior incide en la planificación de la transmisión, y puede tener un impacto relevante en la evaluación de nuevos proyectos e incluso ser determinante en su inclusión y/o exclusión. De acuerdo con la presentación del Ministerio, el diagnóstico bajo el cual se considera el proceso de modificación del Reglamento señala que el proceso de declaración en construcción no considera mejoras que se han identificado como necesarias, haciendo referencia a que se consideren las resoluciones exentas individuales y el uso de herramientas tecnológicas que optimicen el proceso. Dentro de este marco, el factor de atraso en los proyectos de transmisión ya decretados en los planes de expansión debe ser considerado a la hora de evaluación de obras de expansión nuevas o de ampliación, considerando el hito específico de solicitud de Puesta en Servicio presentada al Coordinador, a efectos de decidir de forma óptima su inclusión o exclusión con un mejor pronóstico de la fecha de Entrada en Operación. La propuesta consiste en que la declaración en construcción considere, además de las fechas de los decretos, que sirven para constatar atrasos en los mismos, la fecha más probable de conexión, a partir de la información de que disponga el Coordinador. De este modo, sería posible que, realizando los ajustes en los otros cuerpos reglamentarios (por ejemplo, en el Reglamento de Planificación), se pueda considerar los atrasos que corresponda y de esta manera poder evaluar adecuadamente la factibilidad económica de nuevas obras de transmisión, o la determinación de los precios de nudo de corto plazo.	Se propone adicionar un inciso final al artículo 22 del siguiente modo: "Sin perjuicio de lo anterior, a partir de la información indicada en el artículo siguiente, la Comisión deberá ir actualizando en su resolución mensual la fecha de la solicitud de Puesta en Servicio de la instalación, la que deberá ser utilizada en sus distintos instrumentos regulatorios, tales como la fijación de precios de nudo de corto plazo y los procesos de la planificación de la transmisión y la evaluación de inclusión de obras, entre otros."
5	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 29 bis.-	Del articulado del actual reglamento, se ha identificado un vacío relacionado con el acceso a la información actualizada sobre revocación de declaraciones en construcción de proyectos. Asimismo, esta situación se confirma de la práctica actual de obtención de información en sitio web institucional de la Comisión, la cual se encuentra desactualizada, o no figura de forma sistemática, lo que hace que sea de difícil acceso. De acuerdo con lo expuesto, es necesario incorporar un repositorio público sobre revocación de proyectos en construcción en el sitio web de la Comisión. Esta propuesta se fundamenta en los argumentos que se sintetizan a continuación: i.Desarrolla el principio de transparencia activa dispuesto en el literal g) del artículo 7° de la Ley N°20.285 sobre acceso a la información pública, al sistematizar el acceso a información relevante sobre los proyectos energéticos. ii.Reduce asimetrías de información y permite a interesados y organismos de control realizar un seguimiento objetivo de las decisiones administrativas, tal como ya ocurre con las publicaciones mensuales de la Comisión sobre declaraciones en construcción de proyectos. iii.La medida propuesta se articula técnicamente con la estructura normativa existente. Así, el actual artículo 19 del Reglamento ya exige comunicaciones electrónicas y plazos específicos para los titulares de proyectos, por lo que el repositorio público actuaría como contraparte institucional de estas obligaciones, creando un circuito integral de información.	Se propone adicionar los incisos tercero y cuarto al artículo 29 bis , del siguiente modo: "La Comisión mantendrá en su sitio web institucional un repositorio público y actualizado que contenga: a)Todas las resoluciones de revocación de declaraciones en construcción de proyectos; b) Las comunicaciones asociadas a incumplimientos de cronogramas o modificaciones sustanciales; c) Los documentos o antecedentes presentados por los titulares. d)las autorizaciones, permisos, títulos, y demás antecedentes señalados en el artículo 19 del presente reglamento, que sean revocados, caducados o dejen de tener vigencia. Este repositorio deberá permitir el acceso permanente a la información, con un buscador por nombre de proyecto, número o fecha de la resolución, garantizando la transparencia y seguimiento por parte de los interesados." Asimismo, la Comisión semestralmente deberá elaborar un informe que contenga el estado de avance de los distintos proyectos declarados en construcción.

6	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 33.-	Si bien el nuevo tenor del artículo 33 incorpora la obligación de presentar ante la Comisión una propuesta de programa de retiro por parte del Coordinado interesado, el cual deberá considerar la operación esperada, no existe una obligación para que la Comisión realice análisis adicionales. En ese sentido, resulta oportuno que la Comisión verifique la correcta y oportuna validación de los efectos de anticipar el cese de operaciones de una unidad generadora en el mercado de corto plazo, tales como aumentos en los costos sistémicos, efectos en la competencia de los agentes, entre otros, así como los impactos medioambientales y la consistencia con las políticas públicas y la Ley Marco de Cambio Climático. Un ejemplo de lo anterior es el caso ocurrido con la exención de plazo de la central térmica Norgener, cuyo retiro anticipado ha implicado la incorporación de restricciones operativas para su despacho fuera de orden económico. Se propone que se establezca reglamentariamente que tanto la Comisión como el Coordinador (observación al artículo 35) deben realizar análisis complementarios frente a la exención de plazos de centrales generadoras, con tal de resguardar los efectos que tiene dicha exención en los distintos agentes del mercado y el medioambiente. Finalmente, en los incisos segundo y tercero se debe reemplazar la expresión "coordinador" por "coordinado" a fin de mantener la coherencia lógica del cumplimiento de las obligaciones dispuestas.	Se propone adicionar los incisos sexto y séptimo al artículo 33, del siguiente modo: "La Comisión en su resolución deberá incorporar, al menos, un análisis del efecto que tendría la exención de cumplimiento del plazo desde el punto de vista de la operación económica, segura y de la competencia en el sector, según corresponda. La solicitud y posterior aprobación de la exención en ningún caso podrá tener justificar alguna limitación en la operación a la que hace referencia el artículo 45 del presente reglamento".
7	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 34.-	Experiencias recientes han evidenciado que la dictación y prolongación de la vigencia de decretos preventivos de racionamiento se pueden verificar con mayor frecuencia, atendido el cambio estructural del régimen de precipitaciones en vastas zonas de Chile y por ende del SEN, más allá de que estos instrumentos fueron diseñados originalmente para situaciones excepcionales y temporales. Esta recurrencia refleja las complejidades y desafíos estructurales que enfrenta el sistema eléctrico en su conjunto, lo que demanda una mayor capacidad de adaptación y respuesta. En este contexto, la flexibilidad operativa es un requisito fundamental para garantizar la seguridad y estabilidad del sistema eléctrico, especialmente cuando el retiro de centrales de generación podría agravar los déficits energéticos durante los periodos de mayor demanda de energía. Con fundamento en lo expuesto, resulta necesario flexibilizar excepcionalmente la antelación de la resolución que otorga el plazo de prórroga para el cese de operaciones de una central de generación, en reconocimiento a la importancia estratégica de ciertas centrales en escenarios de racionamiento. Esta modificación normativa no solo fortalecería la seguridad del sistema frente a contingencias operativas, sino que también contribuiría a mitigar los costos económicos asociados a la generación de respaldo forzada. Finalmente, se debe realizar una corrección gramatical reemplazando la expresión "anterior" por "anteriores" dado que se refiere a la expresión plural de artículos.	Se propone modificar el artículo 34, en el siguiente sentido: "Sin perjuicio de lo establecido en los artículos anteriores, en caso de que la salida de la respectiva instalación ponga en riesgo la seguridad del sistema, y previo informe de seguridad del Coordinador, la Comisión podrá prorrogar hasta por 12 meses el plazo de retiro informado o autorizado, según corresponda. Dicha prórroga deberá ser dispuesta mediante resolución de la Comisión, la cual deberá dictarse con una antelación de, al menos, 6 meses a la fecha de retiro, modificación, desconexión o cese de operaciones de la instalación. Excepcionalmente, y en caso de que exista un decreto de racionamiento, se podrá disponer de la prorroga en la respectiva resolución con un plazo menor a los 6 meses establecidos en el inciso anterior."
8	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 35.-	En consistencia con lo señalado en la observación al artículo 33, se propone que se establezca reglamentariamente que tanto el Coordinador, como la Comisión, deben realizar análisis complementarios frente a la exención de plazos para el retiro de centrales generadoras, con tal de resguardar los efectos que tiene dicha exención en los distintos agentes del mercado.	Se propone adicionar un inciso final al artículo 35, del siguiente modo: "Adicionalmente, el análisis que debe realizar el Coordinador con ocasión del artículo 33, deberá ser complementado con un análisis de afectación a la competencia, lo que deberá ser parte de los antecedentes que presente a la Comisión. "
9	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 35 bis.-	De acuerdo con el tenor del artículo 35 bis, la aplicación de condiciones especiales de operación, en el marco del retiro de centrales generadoras debe propender al uso eficiente de los recursos y resguardar la seguridad y operación económica del sistema, pero sin distorsionar el mercado. Sin embargo, no se establece un mecanismo claro para garantizar el cumplimiento de dicha condición. En este sentido se propone que la Unidad de Monitoreo de la Competencia del Coordinador evalúe y determine ex ante los mercados afectados y los efectos reales y potenciales en la competencia, asegurando que la aplicación de una condición especial de operación no se traduzca en conductas anticompetitivas, como lo sería el ejercicio abusivo de poder de mercado o una manipulación de precios que pueda perjudicar a los consumidores y a la eficiencia del sistema. Esta propuesta permite anticipar y mitigar posibles riesgos de conductas anticompetitivas derivadas del retiro de una central, especialmente en un mercado con alta concentración.	Se propone modificar el segundo inciso del artículo 35 bis , del siguiente modo: "Esta condición especial de operación no deberá significar sobrecostos para el sistema ni implicar afectaciones de libre competencia. A fin de garantizar estas condiciones, la aplicación de la condición especial de operación deberá estar precedida de un informe elaborado por la Unidad de Monitoreo de la Competencia que determine al menos los mercados en los que dicha condición incide y los efectos reales y potenciales de su aplicación en la libre competencia."
10	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 44.-	Los insumos mínimos considerados para realizar el proceso de programación de la operación se encuentran enfocados esencialmente en aquellos aspectos que se tenían a la vista al momento de desarrollar el Reglamento de Coordinación y Operación (2016-2017). Por este motivo, se requiere actualizar dichos insumos considerando, al menos, a los sistemas de almacenamiento. Respecto a lo expuesto, se propone incorporar la cantidad de ciclos diarios y la profundidad de descarga de los sistemas de almacenamiento para preservar la vida útil de las instalaciones.	Se propone adicionar el numeral xi, al artículo 44, del siguiente modo: "xi. Ciclos diarios permitidos y grados de carga y descarga máximos de los Sistemas de Almacenamiento y de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento."
11	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 45.-	En la práctica se ha detectado que existe un gran número de restricciones operativas, declaradas por los propietarios de las instalaciones sujetas a coordinación, no justificadas adecuadamente y/o de origen distinto al de la normativa eléctrica, tales como restricciones ambientales, compromisos con terceros, u otras. En este escenario, se ha detectado que dichos Coordinados no tienen incentivos y/o la obligación para implementar planes que permitan mitigar dichas restricciones o eliminarlas. Lo anterior tiene un efecto económico sobre todos los agentes del mercado y, que es particularmente perjudicial para algunos de estos agentes, que se ven impedidos de inyectar la producción de energía que les corresponde de acuerdo con la regla del artículo 149° de la Ley General de Servicios Eléctricos. La falta de justificación de las restricciones operacionales o planes que permitan mitigar dichas restricciones o eliminarlas, de parte de los Coordinados, se da en un contexto en que el Coordinador no ejerce su deber de verificar los fundamentos de la restricción mediante auditorías, ensayos u otros medios de prueba, según lo exige el artículo 45 del DS 125/2017. A su vez, la información sobre las limitaciones o restricciones operativas no es publicada íntegramente en el sitio web del Coordinador, lo que impide a los Coordinados reproducir los cálculos que sustentan las decisiones del Coordinador. Por su parte, los artículos 167 y 168 del DS 125/2017 establecen como regla que en caso de centrales que hayan informado restricciones operativas que impliquen operación a mínimo técnico o bien, aquellas que informen niveles de despacho mínimos por restricciones diferentes de la normativa eléctrica, y que sean convocadas a despacho por el Coordinador fuera de orden económico, deberán ser retribuidas económicamente en sus costos variables no cubiertos por la valorización a costo marginal, por las Empresas Generadoras que realicen retiros para dar suministro a clientes finales, sean éstos libres o regulados, a prorrata de sus retiros físicos de energía. De acuerdo con lo anterior, se propone que las instalaciones sujetas a coordinación, que han informado y presentado formalmente ante el Coordinador restricciones operativas de origen distinto al de la normativa eléctrica, tales como restricciones ambientales, técnicas, compromisos con terceros u otras, no podrán recibir las retribuciones a las que hace referencia el artículo 167 y 168 del DS 125/2017, en caso de que no justifiquen la restricción operativa en cuestión, eliminándose de este modo el incentivo a no acreditar las restricciones operativas.	Se propone adicionar los incisos tercero y cuarto al artículo 45 , del siguiente modo: "El Coordinador deberá publicar las restricciones operativas consideradas en la operación del mes, junto con los antecedentes que las acrediten debidamente, así como el listado y estado de las auditorías, ensayos u otros medios de prueba. En los casos referidos a restricciones o limitaciones de operación, declaradas para determinadas instalaciones, que no sean debidamente justificadas y que sean convocadas a despacho fuera del Orden Económico, ellas no podrán recibir las retribuciones a que hacen referencia los artículos 167 y 168 del presente reglamento."

12	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 45 bis.	Con el objeto de que el Coordinador incorpore en el proceso de prorrata de generación, eventuales acuerdos de vertimientos que se puedan producir entre las empresas coordinadas ya sea por condiciones operacionales limitantes de algunos generadores que les impida cumplir con la prorata de vertimiento y/o la búsqueda de la eficiencia económica de las instrucciones de vertido no consideradas en el modelo de despacho del Coordinador, se incorpora esta consideración en el primer inciso del articulo 45 bis.	Se propone modificar el primer parrafo del nuevo artículo 45 bis, del siguiente modo: "En caso de que exista más de una instalación de generación con igual costo considerado en el listado de prioridad de colocación, y no hubiese capacidad de colocación suficiente para todas ellas, la generación de estas deberá ser prorrateada por el Coordinador hasta alcanzar la capacidad de colocación máxima considerando las características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas, de acuerdo con lo establecido en el artículo anterior, así como los acuerdos de transferencia de vertimiento entre unidades de generación informados al Coordinador, en la medida en que éstos últimos no alteren el listado de prioridad de colocación en los teérminos que establezca la Norma Técnica respectiva."
13	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 60.-	Se considera necesario ampliar el periodo de proyección del Programa de operación del Coordinador a 48 meses. Así como precisar que dichas proyecciones tengan granularidad horaria. Esto permitirá que los distintos agentes participantes del mercado puedan tener más información respecto del funcionamiento esperado del sistema eléctrico en su conjunto.	Se propone adicionar los literales i. y j. al artículo 60, del siguiente modo: "i. Costos marginales en distintas barras del Sistema; j. Niveles de vertimiento esperados para las tecnologías eólicas, solar e hidroeléctrica. Los análisis contenidos en el presente artículo deberán tener una granularidad, al menos, horaria."
14	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 96.-	De acuerdo con la propuesta del Ministerio, se mantiene la posibilidad de que el Coordinador pueda instruir el inicio o suspensión de retiros o inyecciones de un Sistema de Almacenamiento o de una Central con Almacenamiento por Bombeo para preservar la seguridad del sistema. Dado el tenor del artículo propuesto en la Consulta, esta norma se aplicaría a cualquier tecnología, sin embargo, debiese ser excepcional, de tal modo que la regla debiese ser que, si la intervención del Coordinador es para preservar seguridad de servicio, entonces, esto debiese ser adecuadamente reconocido como una prestación de Servicio Complementario y, por lo tanto, ser remunerada bajo esa categoría.	Se propone modificar el artículo 96, en el siguiente sentido: "El Coordinador podrá instruir excepcionalmente el inicio o la suspensión del retiro o inyección de energía, según corresponda, de un Sistema de Almacenamiento de Energía o de una Central con Almacenamiento por Bombeo en virtud del cumplimiento de la obligación de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico. Cuando el Coordinador ejerza esta potestad, la prestación efectuada por la respectiva instalación deberá ser remunerada en calidad de servicio complementario, de acuerdo con las reglas de dicha categoría de servicio En caso de que la operación excepcional no pueda ser catalogada como servicio complementario, el propietario de la infraestructura deberá ser indemne económicamente".
15	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 110.-	De acuerdo con el actual Reglamento, no existe un estado para los Sistemas de Almacenamiento y Centrales Renovables con almacenamiento que sea "En espera", es decir, actualmente esta infraestructura debe encontrarse inyectando o retirando energía del sistema; por lo cual se propone incorporar el modo de operación pertinente.	Se propone modificar el inciso primero del artículo 110, del siguiente modo : "En las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento se distinguen tres modos de operación. El Modo Carga es aquel en el cual se transforma parte de la energía eléctrica producida en su componente de generación o retirada desde el sistema eléctrico en otro tipo de energía para su almacenamiento; el Modo Descarga, mediante el cual se transforma la energía previamente almacenada en la componente de almacenamiento, en energía eléctrica para su inyección al sistema eléctrico; el Modo Generación Directa, en el que se inyecta energía al sistema eléctrico desde su componente de generación, sin haber pasado previamente por un proceso de almacenamiento, y el Modo En Espera, en el que la infraestructura no se encuentra en el Modo Carga, Modo Descarga ni en Modo Generación Directa."
16	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 117 bis.-	De acuerdo con la propuesta del Ministerio [artículo primero transitorio], el plazo para que el Coordinador implemente las herramientas automáticas de despacho económico es de 36 meses, contados desde la publicación en el Diario Oficial del decreto que incorpore estos cambios al Reglamento, mientras que a los Coordinados les otorga un plazo de 18 meses desde dicha publicación para implementar los esquemas automáticos de control y despacho, estimándose ambos plazos excesivos. En consecuencia, se propone un plazo máximo de 6 meses desde la referida publicación en el Diario Oficial para que todos los Coordinados tengan implementados dichos esquemas y, a partir de ello, 2 meses adicionales para que el Coordinador tenga implementadas las herramientas automáticas de despacho. Asimismo, para dar aplicación a la hipótesis de prorrateo de la generación de los PMGD, la propuesta de Ministerio [artículo tercero transitorio] otorga un plazo de 24 meses para que la distribuidora cuente con los sistemas de control y monitoreo requeridos, el cual se estima excesivo. Al respecto, se propone que este plazo sea mínimo, considerando las disposiciones del DS 88/2020 y que, por razones de seguridad, como lo evidencia el reciente apagón del 25 de febrero de 2025, los PMGD deben contar con capacidad de respuesta en tiempo real o similar, no excediendo los doces meses.	Se propone sustituir el artículo primero y el artículo tercero, ambos transitorios, en el siguiente sentido: "Artículo primero transitorio.- En un plazo máximo de seis meses contados desde la publicación del presente decreto en el Diario Oficial, todos los Coordinados deben tener implementados los esquemas automáticos de control y despacho a que se refiere el artículo 117 bis del Reglamento. A partir de la expiración, el Coordinador dispondrá de dos meses adicionales para tener implementadas las herramientas automáticas de despacho". Artículo tercero transitorio.- Las instalaciones que operen con Autodespacho conectadas a la red de distribución serán consideradas en el ajuste al que refiere el inciso tercero del artículo 126 del presente reglamento, siempre que las empresas distribuidoras cuenten con los sistemas de monitoreo y comunicación necesarios para su aplicación, o transcurridos doce meses contados desde la publicación del presente decreto en el Diario Oficial. Lo dispuesto en el artículo 126 del presente reglamento será aplicable a las instalaciones que operen con Autodespacho conectadas a la red de distribución independientemente de la implementación de la herramienta automática a la que se refiere el artículo 117 bis del presente reglamento, en los términos establecidos en el inciso tercero del artículo 126 del presente reglamento".
17	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Otros	Es importante que se defina de modo explícito que el Coordinador tendrá la obligación de incrementar la flexibilidad operacional de las instalaciones sujetas a coordinación, disponiendo, por ejemplo, la implementación de automatismos de control de transferencias en los sistemas de servicio público de transmisión, que permitan aprovechar de manera más eficiente los recursos e infraestructura disponible. Lo anterior considerando, por ejemplo, que el Dictamen N°26 de 2023 (página 62) del Panel de Expertos interpretó que los automatismos de control de transferencia para optimizar los flujos de energía más económica, eran de iniciativa de los Coordinados. El Coordinador es quien puede y debe, a diferencia de cualquier Coordinado, desarrollar una mirada prospectiva que identifique soluciones de optimización en la operación del sistema eléctrico que permitan la promoción de la oferta y faciliten la competencia, al amparo de una definición amplia en la regulación del concepto de flexibilidad operacional y respetando los criterios de seguridad, sin degradar la confiabilidad de las instalaciones existentes. Precisamente, de acuerdo con el diagnóstico del Ministerio de Energía, el objetivo general de discutir la modificación al Reglamento es que la regulación de coordinación de la operación se adapte para incentivar el desarrollo de soluciones flexibles, que permitan la operación segura del sistema de forma eficiente, a través de nuevas soluciones tecnológicas y operacionales. Esta obligación debe ser cumplida por el Coordinador realizando los estudios para definir los proyectos anteriormente señalados y que se ajusten a la definición regulatoria amplia del concepto de flexibilidad operacional y bajo los cuales el mismo Coordinador deberá instruir la implementación de los proyectos que atiendan a dicha flexibilidad de las instalaciones a los Coordinados.	Se propone incorporar el artículo 117 ter, en el siguiente sentido: "El Coordinador, deberá incorporar en su solicitud presupuestaria los recursos necesarios para realizar anualmente estudios que permitan incrementar la flexibilidad operacional de las instalaciones sujetas a coordinación, tales como: IDefinición e implementación de automatismos de control de transferencias en el sistema de transmisión de servicio público que permitan aumentar la flexibilidad operacional, maximizando las transferencias de energía a través de la infraestructura existente. El Coordinador deberá definir la zona de influencia del automatismo, de acuerdo con las disposiciones establecidas en la respectiva norma técnica. IIDefinición e implementación de sistemas de medición dinámicos de la capacidad térmica de las instalaciones de transmisión nacional y zonal, para maximizar las transferencias de energía a través de la infraestructura de transmisión existente. IIIDefinición e implementación de inversiones que permitan un incremento de la flexibilidad operacional de las centrales termoeléctricas, con el objeto de reducir, al menos, los parámetros de mínimos técnicos, tiempos de partida y detención, incrementar la frecuencia de encendido y apagado, entre otros. IVCualesquiera otros desarrollos tecnológicos futuros que permitan incrementar la flexibilidad operacional de las instalaciones de generación y transmisión nacional o zonal. Los análisis que realice el Coordinador deberán ser consistentes con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que establece la Ley para el sistema eléctrico. Los interesados tendrán un plazo de 15 días para realizar observaciones a los estudios, y el Coordinador deberá aprobar un informe final que apruebe o rechace fundadamente dichas observaciones en los 15 días siguientes."

18	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Otros	Observando la exitosa experiencia del sistema automático de control de transferencias SICT-ZN, impulsado de oficio por el entonces CDEC-SIC y posteriormente por el Coordinador para la zona norte del Sistema Interconectado Central, entre 2015 y 2019, se dispone que el financiamiento de estos automatismos de optimización económica de transferencia de flujos sea de cargo de los Coordinados que resultan beneficiados por el incremento de las transferencias económicas de energía eficiente, la que, sin el automatismo, no podría ser despachada al Sistema Eléctrico Nacional. A nuestro juicio, se trata de un mecanismo ágil y eficiente, que contribuye efectivamente a materializar la anhelada flexibilidad operacional, junto con mitigar los crecientes vertimientos anuales de producción de energía renovable no convencional.	Se propone incorporar el artículo 117 quáter, en el siguiente sentido: "Los propietarios de los automatismos de control de transferencias identificados en el numeral I del inciso primero del Artículo 117 ter, que permitan aumentar la capacidad de transporte del sistema de transmisión de servicio público, serán las empresas generadoras beneficiadas de su implementación. Dicho beneficio será determinado por el Coordinador a partir del aumento esperado de las inyecciones físicas de las instalaciones de generación en el área de influencia del automatismo de control de transferencias. El Coordinador definirá en el respectivo informe, las instalaciones de generación y almacenamiento que deben participar del automatismo de control de transferencias y que deberán ejecutar la instalación, mantención y operación de las instalaciones, equipamientos y sistemas de comunicaciones que ellos requieren para el correcto funcionamiento del automatismo de control de transferencias. Asimismo, en el mencionado informe, el Coordinador definirá la empresa generadora que obtendrá el mayor beneficio con la instalación del automatismo, quien será el propietario y operador de las instalaciones comunes del automatismo de control de transferencias. El pago de la inversión, operación, administración y mantención de las instalaciones comunes del automatismo se determinará a prorrata de la potencia máxima de las instalaciones de generación de los Coordinados beneficiados, en la zona de influencia del automatismo. Las instalaciones que cada empresa generadora, que participe del automatismo de control de transferencias deba instalar y mantener, serán de cargo de cada una de ellas. El propietario y operador de las instalaciones comunes deberá proponer al Coordinador una calendarización de los trabajos para la instalación del automatismo. En caso de que el propietario comunique que no logra acuerdo con las partes para la calendarización de los trabajos, será el Coordinador el que defina el calendario de trabajos de acuerdo con lo que establezca la norma técnica. Sin perjuicio de lo antes señalado, y sobre la base de los análisis del Coordinador, en virtud de la implementación de los automatismos de control de transferencias, el Coordinador podrá realizar actualizaciones en los requerimientos de servicios complementarios para su correcta implementación"
19	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Otros	Se estima importante explicitar que los automatismos de control de trasferencias para optimizar económicamente las transferencias de energía pueden fallar y, en caso de que esa falla sea imputable a una infracción que cause indisponibilidad de suministro a usuarios finales, debe determinarse el pago de las compensaciones que correspondan, según lo dispuesto en el artículo 72°-20 de la Ley. Con todo, naturalmente la responsabilidad infraccional si la hubiere corresponderá a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, la que, tras la investigación de rigor, deberá determinar al o los Coordinados responsables de haber infringido una o más obligaciones cuyo resultado haya sido la falla antes mencionada.	Se propone incorporar el artículo 117 quinquies, en el siguiente sentido: "Sin perjuicio de las sanciones que corresponda aplicar, todo evento o falla, que ocurra en los automatismos de control de transferencias, que provoque indisponibilidad de suministro a usuarios finales, y que se encuentre fuera de los estándares establecidos en la respectiva norma técnica, dará lugar a las compensaciones que establece el artículo 72°-20 de la Ley. En caso de una falla en los automatismos de control de transferencia, que afecte la continuidad de suministro de clientes finales, las empresas beneficiadas con el automatismo de control de transferencias deberán dar inmediato aviso al Coordinador en los plazos y formatos que establezca la normativa. A continuación, dichas empresas deberán elaborar y enviar al Coordinador un informe de falla, según establezca la normativa vigente, el que contendrá al menos, el detalle de las instalaciones afectadas, fecha y hora de inicio y término de la falla, causa presunta de la falla, entre otros. Luego, el Coordinador en los plazos que establezca la normativa, y sobre la base del informe individualizado en el inciso anterior, como de cualquier otro antecedente que disponga, deberá elaborar un estudio para análisis de falla, el que deberá ser publicado en su página web y enviado a la Superintendencia. Dicho estudio contendrá, al menos, una descripción detallada de la falla y del equipo afectado, estimación de energía no suministrada, y las conclusiones del Coordinador resultantes de la investigación de los hechos que derivaron de la falla, entre otros. La normativa podrá definir que el contenido del estudio de análisis de falla realizado por el Coordinador presente análisis diferenciados dependiendo de la profundidad de la falla."
20	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Otros	Los sistemas de monitoreo en tiempo real de las variables meteorológicas y de factores como la temperatura del conductor de una línea de transmisión, para hacer un uso más eficiente de las capacidades de transferencia de las líneas de transmisión existen desde hace ya varios años en Chile (por ejemplo, sistema DLR o Dynamic Line Rating). En consecuencia, el nuevo artículo 117 sexies se hace cargo de dar reglas más específicas para la incorporación de sistemas que ya estaban presentes, como tecnología, en algunas instalaciones de los sistemas de transmisión, dándole un sentido de racionalidad económica a su incorporación en el marco de consolidar la flexibilidad operacional del sistema y la mitigación de los crecientes vertimientos de producción de energía renovable variable.	Se propone incorporar el artículo 117 sexies, en el siguiente sentido: "La definición e implementación de sistemas de medición dinámicos de la capacidad térmica de las instalaciones de transmisión nacional y zonal, individualizados en el numeral II del inciso primero del Artículo 117 ter, destinados a maximizar las transferencias de energía a través de la infraestructura de transmisión existentes, seguirán las mismas reglas generales establecidas en el artículo 117 quater. Lo indicado en el inciso precedente será sin perjuicio de la incorporación de esta categoría de sistemas como parte de las obras nuevas de expansión de la transmisión, por parte de la Comisión en el proceso de planificación de la transmisión a que hace referencia el artículo 87° de la LGSE. En dicho caso, esos sistemas serán adjudicados, operados y remunerados según las reglas que dispone la Ley para las obras nuevas de expansión del servicio público de transmisión."
21	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Otros	El nuevo artículo 117 septies persigue internalizar la experiencia, procedente de la operación del sistema eléctrico y las interacciones que en él se dan entre Coordinados con intereses contrapuestos, con el objeto de perfeccionar permanentemente los anexos técnicos de la NTSyCS o de otras normas técnicas en consistencia con objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que establece la Ley para el sistema eléctrico. Por ejemplo, el Anexo Técnico de Determinación de Mínimos Técnicos de Unidades Generadoras constituyó un avance regulatorio en la dictación de reglas que disminuyeran espacios de declaración de parámetros potencialmente sobre o subdimensionados que afectaran negativamente la operación económica del SEN.	Se propone incorporar el artículo 117 septies, en el siguiente sentido: "Los análisis que propendan a otorgar una mayor flexibilidad operacional de las plantas termoeléctricas, individualizadas en el numeral III del inciso primero del Artículo 117 ter, deberán ser un insumo que entregará el Coordinador a la Comisión, para efectos de los procesos de actualización normativa a los que hace referencia el artículo 72°-19 de la Ley."
22	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Otros	En consistencia con las propuestas anteriores, se debe regular el numeral IV del artículo 117 ter propuesto.	Se propone incorporar el artículo 117 octies, en el siguiente sentido: "Los otros desarrollos individualizados en el numeral IV del inciso primero del Artículo 117 ter, deberán ser canalizados por el Coordinador armónicamente, e informados a los agentes que corresponda, de acuerdo con las disposiciones establecidas en la Ley, reglamentos y demás normativa vigente."
23	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Otros	Se incorpora un transitorio para el primer análisis del CEN.	Se propone incorporar el siguiente artículo cuarto transitorio, en el siguiente sentido: "El Coordinador tendrá un plazo de 120 días corridos una vez publicado el presente decreto para efectos de desarrollar el primer reporte que contenga las disposiciones establecidas en el artículo 117 ter."
24	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 127.-	En consistencia con lo observado respecto de la propuesta de incorporación del artículo 9 bis, en el caso del análisis de las solicitudes de trabajo de curso normal y forzoso, se propone que el Coordinador deba emitir un reporte, con al menos, un análisis de los Coordinados que realizan solicitudes de intervención de curso normal que son aprobadas y las que son denegadas. Asimismo, también se debe emitir un reporte con las solicitudes de intervención de curso normal que son rechazadas, pero que de todas formas realizan la intervención a partir de una solicitud de curso forzoso.	Se propone adicionar un inciso final al artículo 127, del siguiente modo: "El Coordinador deberá emitir, con una periodicidad mensual, un reporte que incluya un registro de los Coordinados que realizan solicitudes de intervención de curso normal, indicando las que son aprobadas y las que son denegadas, y que incluya un registro de las solicitudes de intervención de curso normal que son rechazadas, pero que igualmente se realizan a partir de una solicitud de curso forzoso."
25	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 140.-	En el contexto del envío de información por parte del Coordinador a la Superintendencia relacionado con cualquier conducta que ponga en riesgo la continuidad de la cadena de pagos referente al Mercado de Corto Plazo, se ha detectado que el Coordinador ha enviado dicha información con retrasos relevantes. Es decir, el Coordinador ha informado a la Superintendencia respecto de eventuales situaciones de riesgo que ya han sido subsanadas por los agentes. En este sentido, se propone establecer una fecha de corte para que el Coordinador envíe la información relativa a la continuidad de la cadena de pagos.	Se propone incorporar el siguiente párrafo nuevo al final del actual inciso tercero del artículo 140, del siguiente modo: "La información enviada por el Coordinador a la Superintendencia, deberá corresponder, como máximo, al estado de la cadena de pagos de dos días antes a la fecha de envío."

26	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 157.-	La propuesta del Ministerio incorpora los retiros de potencia en el cálculo de la garantía que deben rendir los Coordinados para garantizar la continuidad de la cadena de pagos, lo que aumentaría la cuantía de las garantías que se calculen, lo que a la postre, aumentará los costos de los suministradores sin una causa real que lo justifique. A nuestro juicio, la determinación de las garantías de acuerdo con las reglas vigentes ya es bastante conservadora, por lo que no resulta comprensible la razón para proponer que las cuantías de las garantías aumenten más. En ese contexto, se requiere un análisis y propuesta para mitigar este efecto, como, por ejemplo, considerar, en la determinación de las garantías, escalas de tiempo menores a un año, como sería un período de seis meses.	Se propone modificar el nuevo artículo 157, de la siguiente forma: "Artículo 157.- Para efectos de dar cumplimiento a lo señalado en el artículo anterior, el Coordinador deberá determinar anualmente los montos correspondientes. Para ello, deberá efectuar una proyección de la operación del sistema eléctrico y determinar, para cada Empresa Generadora, la diferencia entre inyecciones y retiros destinados a Usuarios Finales, considerando los contratos de compraventa entre Empresas Generadoras o titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía que den cuenta de inyecciones y retiros físicos, valorizados para cada período de facturación de siguientes. El monto se determinará como los tres meses en que la empresa se encuentre con mayor déficit coincidente entre la valorización a costo marginal de su generación en la barra de inyección y los retiros esperados destinados a abastecer a sus contratos de suministro, incluidos los contratos de compraventa antes señalados. La norma técnica determinará las características de la proyección de la operación del sistema eléctrico señalada en el inciso primero, la cual deberá considerar, al menos, tres escenarios hidrológicos, húmedo, medio y seco, respectivamente. Los tres meses que se seleccionen deberán corresponder al del escenario con mayor déficit para la empresa en análisis."
27	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 165.-	A diferencia de las disposiciones vigentes, las herramientas automáticas de despacho podrían arribar a que, como solución óptima de la variable dual, debido a restricciones de las centrales generadoras, el costo marginal sea menor que cero, poniendo en jaque la transición energética, toda vez actualmente ya hay más de 3.000 horas de costo marginal cero, en que las renovables no pueden obtener ingresos, y además, de aplicarse las disposiciones propuestas por el Ministerio, los costos marginales menor a cero implicarían que deban pagar, perjudicándolas directamente. Por su parte, de aplicarse las disposiciones propuestas por el Ministerio, las compensaciones por operación fuera de Orden Económico serían mayores a las actuales, aumentando los costos hacia los clientes finales, y que desde el 2027, una parte será asumida por los clientes regulados, en la proporción que corresponda. En virtud de lo anterior, se debe enfatizar que el costo marginal en todo momento debe ser igual o mayor que cero.	Artículo 165.- El cálculo de los costos marginales de energía deberá considerar el Costo de Producción y el costo de falla en los términos que establece el presente reglamento y las normas técnicas respectivas. Para efectos de lo señalado en el inciso anterior, el Coordinador deberá calcular el costo marginal del sistema a partir de las herramientas automáticas de despacho a las que se refiere el artículo 117 bis del presente reglamento. En aquellos casos excepcionales en que no sea posible utilizar las herramientas automáticas de despacho a las que se refiere el inciso primero o en tanto estas no sean implementadas, el cálculo de los costos marginales de energía deberá considerar el listado de prioridad de colocación referido en el artículo 57 del presente reglamento. El costo marginal en cada barra corresponderá al mayor Costo de Producción de energía en cada barra de acuerdo con lo establecido en el presente artículo, según corresponda. Sin perjuicio de lo antes señalado, en todo momento el costo marginal en cada barra deberá ser mayor o igual que cero.
28	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 166 bis.-	La propuesta del Ministerio de Energía considera que el Coordinador podrá determinar una ventana de tiempo en que, la valorización de las inyecciones de los sistemas de almacenamiento deberá reasignarse entre ellos en una ventana de tiempo, sin embargo, no queda del todo clara la motivación para aquello, ni tampoco, se hace una diferenciación clara respecto de las condiciones en que debe realizarse, más allá de la temporal, tales como la capacidad de almacenamiento, la ubicación geográfica de los sistemas de almacenamiento, prestaciones de servicios complementarios, entre otros.	Se solicita otorgar los detalles que llevan a diseñar esta regla de mercado. Por su parte, en caso de que se persista en esta definición, se solicita que todos los criterios para esta definición sean determinados en la norma técnica que corresponda.
29	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 167.-	A nuestro juicio, es muy positivo que la compensación por operación Fuera de Orden Económico sea solo respecto de la componente de costos variables, y no considere los costos de oportunidad. Esto es muy relevante dado que actualmente los sobrecostos presentan una magnitud importante en el sistema, y además, deberán ser asumidos por los clientes regulados desde el 2027 en la proporción que corresponda. Por lo tanto, la redacción propuesta permite disminuir la compensación por operación fuera de orden económico	0
30	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 168.-	A nuestro juicio, es muy positivo que la compensación por operación Fuera de Orden Económico sea solo respecto de la componente de costos variables, y no considere los costos de oportunidad. Esto es muy relevante dado que actualmente los sobrecostos presentan una magnitud importante en el sistema, y además, deberán ser asumidos por los clientes regulados desde el 2027 en la proporción que corresponda. Por lo tanto, la redacción propuesta permite disminuir la compensación por operación fuera de orden económico	0
31	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 170.-	Considerando que el Reglamento contempla distintos casos en que una unidad generadora podría operar y recibir una remuneración mayor al costo marginal y que, en el contexto actual del mercado, estas retribuciones o pagos laterales han ido en aumento por distintas razones (necesidad de unidades operando a MT, proveer de inercia al sistema, aumento del costo de los insumos primarios o combustibles utilizados por estas unidades generadoras, etc.) es necesario perfeccionar las reglas aplicables a ellas. Así, se propone, por un lado, evitar la distorsión de las señales de inversión del mercado, en el marco de políticas públicas que buscan la transición energética, y, por otro lado, evitar que determinadas unidades generadoras obtengan sobre rentas que tienen como causa situaciones coyunturales y una regulación que, actualmente, no vela por la operación más económica del sistema. Se considera, además, que los propietarios de las unidades generadoras que están recibiendo sus costos de operación no tienen incentivos a reducir sus mínimos técnicos y sus eventuales restricciones operacionales. Lo anterior tiene como consecuencia que los sobrecostos por operaciones fuera de orden económico son una componente relevante de los pagos laterales, los que se han visto incrementados incontroladamente en escenarios de altos precios de combustibles.	Se propone adicionar los incisos segundo y tercero al artículo 170, del siguiente modo: "Con todo, para efectos de recibir las remuneraciones por sobre los costos marginales de energía, se deberá cumplir la condición de que, diariamente, la suma de los costos variables de la unidad generadora no cubiertos sea inferior a sus ingresos por energía, en el mismo horizonte de tiempo. En ese caso, se retribuirá la diferencia diaria entre la suma de los costos variables no cubiertos y los ingresos por energía."
32	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Otros	En el marco de la Ley General de Servicios Eléctricos ("LGSE"), el Decreto Supremo N°52 de 2017 ("DS 52/2017") y el Decreto 125 de 2017, el Coordinador desarrolla la programación de la operación y ejecuta la operación técnico-económica del Sistema Eléctrico Nacional ("SEN"), desempeñando funciones de alta complejidad y relevancia para garantizar principios como la seguridad y eficiencia económica del sistema. En ese contexto de funciones críticas, se hace imperativo que la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, con una periodicidad al menos anual, instruya la realización de auditorías técnicas, las que podrán ser externas, para constatar que todos los actos críticos del Coordinador cumplen con la normativa vigente. Esta auditoría deberá ser incorporada en el cargo por servicio público.	Se propone incorporar el artículo 174 bis, en el siguiente sentido: "La Superintendencia deberá realizar una auditoría anual al Coordinador, con el objeto de verificar el cumplimiento de sus funciones, la correcta administración de sus recursos, la adecuación de sus actuaciones a la normativa eléctrica vigente, y el cumplimiento de las obligaciones establecidas en la Ley. Esta auditoría será financiada con cargo al presupuesto del Coordinador, conforme a lo dispuesto en el artículo 178 del presente Reglamento. La Superintendencia notificará al Coordinador el inicio de la auditoría, señalando su objetivo y fecha de inicio, con una anticipación no inferior a quince días hábiles. El Coordinador deberá facilitar toda la información, antecedentes y documentación que la Superintendencia requiera para el adecuado desarrollo de la auditoría. El informe resultante de esta auditoría será remitido al Coordinador, a la Comisión Nacional de Energía y al Ministerio de Energía, y deberá estar disponible en el sistema de información pública del Coordinador a que se refiere el artículo 72º-8 de la Ley dentro de los 5 días siguiente al término de la misma."
33	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 179.-	En consistencia con lo observado respecto de la propuesta de incorporación de los artículos 9 bis, y 180 bis; y de las modificaciones a los artículos 127 y 184, respecto de la transparencia y calidad de la información requerida para que los Coordinados puedan realizar análisis a partir de los documentos del Coordinador, se propone modificar el artículo 179, en el sentido que en el marco de la realización de las auditorías técnicas, cuando se presente información amparada por causales de secreto o reserva, el Coordinador deba elaborar una versión pública de los antecedentes que determine que no pueden ser publicados en el sistema de información pública, para que dicha versión pública sea publicada en el sistema de información pública del Coordinador, y sea conocida por los Coordinados interesados.	Se propone modificar el artículo 179, del siguiente modo: "Los antecedentes, notificaciones, comunicaciones, observaciones e informes que se generen a partir de la realización de una auditoría deberán estar disponibles en el sistema de información pública del Coordinador a que se refiere el artículo 72º-8 de la Ley dentro de los 15 días siguiente al término de la misma, salvo que concurra alguna de las causales de secreto o reserva que establece la ley y la Constitución, o que su publicidad, comunicación o conocimiento afecte el debido cumplimiento de las funciones del Coordinador o derechos de las personas, especialmente en el ámbito de su vida privada o derechos de carácter comercial o económico, lo que deberá ser debidamente fundado por el Coordinador. En estos casos, el Coordinador deberá elaborar una versión pública de los antecedentes que determine que no pueden ser publicados en el sistema de información pública, para que dicha versión pública sea publicada el sistema de información pública del Coordinador, dentro de los 15 días siguientes al término de la auditoría."
34	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Otros	En consistencia con lo observado respecto de la propuesta de incorporación del artículo 9 bis; y de las modificaciones a los artículos 127, 179 y 184, respecto de la transparencia y calidad de la información requerida para que los coordinados puedan realizar análisis a partir de los documentos del Coordinador, se propone incorporar el nuevo artículo 180 bis, mediante el cual, el Coordinador deberá informar en su sitio web, con una periodicidad, al menos, mensual, el estado de las auditorias en curso y el estado de avance de sus cronogramas, indicando justificadamente cualquier atraso que pudiese existir.	Se propone incorporar el artículo 180 bis, en el siguiente sentido: "Artículo 180 bis.- El Coordinador deberá informar en su sitio web, con una periodicidad, al menos, mensual, el estado de las auditorías en curso y el estado de avance de sus cronogramas, indicando justificadamente cualquier atraso que pudiese existir."

35	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 183.-	El Coordinador, conforme a sus atribuciones legales y estatutarias, elabora procedimientos internos destinados a determinar las normas internas que rijan su actuar, las comunicaciones con las autoridades, los coordinados y el público en general, y/o las metodologías de trabajo y requerimientos de detalle que sean necesarios para el adecuado cumplimiento y ejecución de sus funciones y obligaciones. Estos procedimientos, los cuales son aprobados por el Consejo Directivo del Coordinador, deben ajustarse a las disposiciones de la LGSE, reglamentos, normas técnicas y demás normativa eléctrica vigente, según lo señala artículo 30 del Decreto Supremo N°52 de 2017 y el literal m) del artículo 3 de los estatutos internos del Coordinador. Cada uno de estos actos críticos de las funciones del Coordinador debe ser objeto de la auditoría técnica de cumplimiento normativo que instruya la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. Lo anterior es sin perjuicio del derecho de todo Coordinado a solicitar a la Superintendencia el escrutinio específico de una o más materias a la luz de la función de fiscalización que el artículo 72°-16 de la Ley establece a la Superintendencia respecto del cumplimiento de las funciones y obligaciones que la Ley asigna al Coordinador y a sus consejeros.	Se propone modificar el literal i. del artículo 183, en el siguiente sentido: "i.Auditorías. Los informes de las auditorías desarrolladas o solicitadas por el Coordinador en conformidad con la ley y lo establecido en el presente reglamento, incluyendo el informe de auditoría anual que realice la Superintendencia al Coordinador conforme a lo dispuesto en el artículo 174 bis."
36	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 184.-	En consistencia con lo observado respecto de la propuesta de incorporación de los artículos 9 bis, y 180 bis; y de las modificaciones a los artículos 127 y 179, respecto de la transparencia y calidad de la información requerida para que los coordinados puedan realizar análisis a partir de los documentos del Coordinador, se propone que el Coordinador publique con una periodicidad mensual un reporte sobre el estado de sus sistemas de información pública, indicando el grado de completitud, calidad y exactitud de la misma, indicando la información que no conste en ellos y todas las gestiones realizadas para completar y actualizar dichos sistemas. Por otra parte, se requiere incorporar mayor reportabilidad respecto del mercado de corto plazo, de modo tal que los agentes y el regulador puedan contar con mayor grado de información y se puedan replicar los cálculos y conocer los criterios utilizados en la toma de decisiones.	Se propone adicionar un inciso final al artículo 184, del siguiente modo: "El Coordinador deberá emitir y publicar, al menos con una periodicidad mensual, un reporte sobre el estado de sus sistemas de información pública, indicando el grado de completitud, calidad y exactitud de la misma, indicando la información que no conste en ellos y todas las gestiones realizadas para completar y actualizar dichos sistemas."
37	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 189.-	La función de monitoreo de la competencia en el mercado eléctrico chileno, asignada al Coordinador, según consta en el artículo 72°-10 de la LGSE establece que el Coordinador debe monitorear permanentemente las condiciones de competencia y denunciar ante la Fiscalía Nacional Económica ("FNE") cualquier indicio de atentado en contra de la libre competencia. Sin embargo, el artículo 189 del Reglamento introdujo una especificación sobre el ejercicio de la obligación de monitoreo de la competencia señalando que toda decisión respecto a la denuncia de indicios del Consejo Directivo debía quedar consignada en las actas de la sesión ordinaria respectiva o en la extraordinaria convocada al efecto. Esta exigencia, la cual en la práctica implica que la decisión de reportar a la FNE es del Consejo Directivo, podría generar riesgos de interferencia o dilación en la comunicación oportuna de hechos anticompetitivos a la FNE, afectando la eficacia del sistema de defensa de la libre competencia. Asimismo, de acuerdo con las disposiciones vigentes, la UMC no estaría habilitada para analizar las propias actuaciones del Coordinador que podrían atentar a la competencia del sector eléctrico en su conjunto. En este sentido, se propone modificar el artículo 189 del DS 125, a fin de dotar de mayor independencia a la UMC respecto del Consejo Directivo, en cumplimiento estricto de la obligación que le impuso la LGSE en su artículo 72°-10 de reportar los indicios de conductas que pudieran atentar contra la libre competencia directamente a la FNE.	Se propone modificar el inciso primero y adicionar un inciso final al artículo 189, del siguiente modo: "Si con motivo de la función de monitoreo, la Unidad de Monitoreo de la Competencia del Coordinador detectara indicios de actuaciones que pudieran constituir infracciones a la libre competencia, conforme a lo descrito en las normas del Decreto con Fuerza de Ley Nº 1, del año 2004, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que Fija el Texto Refundido, Coordinado y Sistematizado del Decreto Ley Nº 211, de 1973, deberá ponerlos en conocimiento de la Fiscalía Nacional Económica o de las autoridades que correspondan, acompañando toda la información y análisis que estime necesarios para una mejor comprensión de la conducta que representa un posible atentado contra la libre competencia. El Coordinador deberá poner a disposición del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, la Fiscalía Nacional Económica, la Superintendencia o de la autoridad correspondiente, toda la información que, en el ámbito de su competencia, dichas autoridades le requieran para el desarrollo de sus funciones. La Unidad de Monitoreo de la Competencia podrá formular la denuncia directamente ante la Fiscalía Nacional Económica, sin requerir para ello de la aprobación del Consejo Directivo del Coordinador".
1	Cristina Lux Acuña	Artículo 17.-	Este artículo exige que todas las nuevas instalaciones de generación, incluidos los sistemas de almacenamiento de energía y los sistemas de generación-consumo, sean declaradas en construcción ante la Comisión antes de su interconexión al sistema eléctrico. Sin embargo, esta disposición no toma en cuenta las características particulares de tecnologías como los sistemas fotovoltaicos pequeños o las baterías de pequeña escala, que pueden instalarse sin necesidad de obras complejas. Aunque estas tecnologías pueden escalarse a grandes dimensiones, tienen la ventaja de ser flexibles y fácilmente implementables a pequeña escala, muchas veces en infraestructuras ya existentes, sin mayor impacto al sistema como techos de edificios existentes. Ejemplos como la instalación de plantas solares de más de 9 MW en el techo de la Central de Abastos en la Ciudad de México, sin requerir nuevas edificaciones, construcción o intervenciones significativas, demuestran que muchos proyectos de energía renovable y almacenamiento de energía no requieren procesos constructivos complejos, sino simplemente instalaciones de equipos como paneles solares o baterías. La propuesta de reforma regulatoria impone las mismas cargas regulatorias a tecnologías limpias como techos solares o pequeñas baterías de almacenamiento, y a las plantas tradicionales de gran escala (carbón, gas, nuclear), que sí requieren proyectos constructivos complejos, configurándose una barrera regulatoria para las primeras. Este enfoque no refleja la realidad de las instalaciones de pequeña escala, que no requieren cronogramas de obras, sino simplemente procesos de ensamblaje.	Proponemos que se habilite una "declaración responsable" para proyectos de pequeña escala, por debajo de los siguientes umbrales: •Generación de consumo: hasta 5 MW de capacidad instalada (por hacer una referencia a la regulación de capacidad de la generación distribuida en Brasil). •Sistemas de almacenamiento: hasta 5 MW de capacidad de inyección activa durante una hora. Este enfoque facilitaría la adopción de tecnologías limpias, promoviendo un proceso más ágil, que refleje mejor las características y necesidades de las instalaciones de pequeña escala sin comprometer el cumplimiento de los estándares técnicos, de seguridad y ambientales. En derecho comparado, una declaración responsable es un documento suscrito por una persona interesada mediante el cual manifiesta, bajo su responsabilidad, que cumple con los requisitos exigidos por la normativa vigente para acceder a un derecho o iniciar una actividad. Sugerimos el siguiente texto en rojo: "Artículo 17.- Toda nueva instalación de generación, Sistemas de Almacenamiento de Energía, SGC y de transmisión que se interconecte al sistema eléctrico deberá previamente haber sido declarada en construcción por la Comisión. En los casos de Sistemas de Almacenamiento de Energía y SGC que no superen los 5MW, los propietarios u operadores solo deberán presentar una Delcaración Responsable, conforme al modelo y los lineamientos que apruebe la Comisión."
2	Cristina Lux Acuña	Artículo 19.-	Este artículo dispone los requisitos que deben cumplir los propietarios u operadores para presentar una Solicitud de Declaración en Construcción para instalaciones nuevas de generación, almacenamiento y transmisión. De la revisión de estos requisitos observamos que la propuesta de reforma regulatoria hace énfasis en dar seguimiento al cumplimiento de hitos de avance de obras a manera de asegurar la oportuna puesta en marcha de las instalaciones nuevas; sin embargo, no se repara en que la conflictividad social es una situación que debe anticiparse también a efectos de asegurar dicha puesta en marcha y evitar futuras controversias con los propietarios u operadores del proyecto. Cabe recordar el reciente caso en CIADI, donde el estado Chileno tuvo que restituir a ISA multas impuestas por retrasos ya que estos obedecieron a la conflictividad social del área del proyecto de transmisión (ver: https://www.larepublica.co/globoeconomia/ciadi-registra-arbitraje-de-isa-contra-el-estado-por-retraso-en-megalinea-cardones-polpaico-3175339#:~:text=ISA%20Interchile%20vs.%20Chile.%20El%20conflicto%20se,por%20los%20opositores%20a%20la%20iniciativa%20en). Por lo expuesto, para asegurar la oportuna puesta en marcha de instalaciones nuevas no solo debe de requerirse la Resolución de Calificación Ambiental favorable vigente, sino también la documentación que sustente la participación ciudadana con opinión favorable para el desarrollo del proyecto y las observaciones formuladas que deben ser atendidas eventualmente por el propietario u operador.	Sugerimos el siguiente texto en rojo: "Artículo 19.- Para los efectos de lo dispuesto en el artículo 17 del presente reglamento, los propietarios u operadores de las instalaciones señaladas, deberán presentar a la Comisión una solicitud de declaración en construcción de la instalación respectiva. Para efectos de lo anterior, los titulares de las señaladas nuevas instalaciones deberán ingresar su solicitud por medio de la plataforma electrónica que la Comisión disponga para tales efectos, en el formato que esta determine, acompañando acompañar lo siguiente, según corresponda: (...) e. Resolución de Calificación Ambiental favorable vigente, emitida por la autoridad ambiental competente, tratándose de proyectos susceptibles de causar impacto ambiental y que deban someterse al sistema de evaluación de impacto ambiental, conforme a lo dispuesto en el artículo 10 de la Ley Nº 19.300, sobre Bases Generales del Medio Ambiente y en el artículo 3 del Decreto Supremo Nº 40, de 2012, del Ministerio del Medio Ambiente, que aprueba el reglamento del sistema de evaluación de impacto ambiental, o el que lo reemplace. La documentación relativa a la participación ciudadana que sustenta la opinión favorable de la ciudadanía y sus observaciones debe ser adjuntada. En caso de que el proyecto no sea susceptible de causar impacto ambiental, los titulares deberán adjuntar los antecedentes que fundamenten su exclusión del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental; (...)".

3	Cristina Lux Acuña	Artículo 24.-	El contenido del artículo 24 ha sido traslado en la propuesta de reforma regulatoria al artículo 29-bis que establece aquellos supuestos en los cuales la Comisión puede revocar la declaración en construcción de una instalación. Sobre el particular y en línea con el comentario anterior, la conflictividad social asociada al desarrollo de una nueva instalación no es un evento menor que afecta su oportuna puesta en marcha. Por tanto, la Comisión debe tener la posibilidad de considerar que cuando dicha conflictividad social afecta el cumplimiento de los hitos de avance de obra de un proyecto pueda ser considerada causal de revocación de la declaración de construcción, en consideración de los intereses de la ciudadania y también del propio estado Chileno para evitar futuras controversias con propietarios u operadores.	Sugerimos el siguiente texto en rojo: "Artículo 29 bis.- La Comisión podrá revocar la declaración en construcción de una instalación si concurre alguna de las siguientes circunstancias: 1. Incumplimiento sin causa justificada del hito de 'inicio de construcción' dentro de los plazos máximos establecidos en el literal c) del artículo 19 del presente reglamento; 2. Incumplimiento de los hitos o avances del cronograma de obras sin causa justificada; y 3. Cambios significativos al proyecto que impliquen una nueva declaración en construcción; La conflictividad social asociada al incumplimiento del hito de inicio de contrucción y al resto de hitos o avances del cronograma de obras no es una causa justificada. Se entenderá por cambio significativo todas aquellas modificaciones relevantes en las características técnicas de un proyecto, tales como el aumento o disminución de la potencia instalada del proyecto, el cambio de tecnología de alguno de los equipos que serán parte de la instalación, la incorporación de un nuevo equipo o la eliminación de alguno respecto de lo declarado inicialmente, la modificación del trazado original de la línea de transmisión, entre otros. (...)".
4	Cristina Lux Acuña	Artículo 31.-	Este artículo establece los plazos de presentación y entidades que deben ser notificadas al presentar una comunicación de retiro, modificación, desconexión o cese de operaciones de unidades de generación y transmisión. La propuesta de reforma regulatoria incluye a los sistemas de almacenamiento; sin embargo, no aborda que la comunicación de retiro, desconexión o cese de operaciones de estas instalaciones también debe ser presentada a la Superintendencia del Medio Ambiente por ser el ente competente del monitoreo ambiental de las actividades que comprenden el cierre de estas instalaciones. Vale la pena precisar que con la presentación de esta comunicación debería adjuntarse el Plan de Abandono aprobado por la autoridad competente, que de cuenta de las actividades a llevarse a cabo y la disposición final de activos y el stock de materia prima remanente. Estos ajustes son claves si se tiene en cuenta el recurso de protección presentado en contra del Coordinador por haber autorizado, sin ninguna justificación legal ni ambiental, la quema de las mencionadas 94 mil toneladas de carbón de las unidades de Norgener propiedad de AES bajo la excusa del retiro de dichas unidades del sistema eléctrico nacional.	Sugerimos el siguiente texto en rojo: "Artículo 31.- El retiro, modificación relevante, desconexión, o cese de operaciones sin que éste obedezca a fallas o mantenimientos programados, de unidades del parque generador, Sistemas de Almacenamiento de Eenergía y de las instalaciones del sistema de transmisión, deberán comunicarse por escrito al Coordinador, la Comisión, a la Superintendencia de Electricidad y Combustible, y a la Superintendencia del Medio Ambiente, con una antelación no inferior a 24 meses en el caso de unidades generadoras y Sistemas de Almacenamiento de Energía, y 36 meses respecto de instalaciones de transmisión. Esta comunicación deberá contener el Plan de Abandono aprobado por la autoridad competente. (...)".
6	Cristina Lux Acuña	Artículo 36.-	Este artículo refleja los criterios que debe seguir el Coordinador para efectuar la programación de la operación del sistema eléctrico nacional. No obstante, la propuesta de reforma regulatoria desaprovecha la posibilidad de aclarar que el criterio de "seguridad" del servicio en el sistema eléctrico, también involucra velar por la sustentabilidad en la programación del Coordinador. En el actual contexto de crisis ambiental, la seguridad del sistema energético está intrínsecamente ligada a consideraciones ambientales. En ese sentido, Rodríguez en una publicación del CEPAL afirma que la seguridad energética no es un concepto unívoco sino multidimensional, que debe ser abordada no solo desde una perspectiva tradicionalmente geopolítica, sino que es necesario tomar en cuenta las fallas de los sistemas técnicos, los límites globales, y el papel de los mercados y las inversiones. Así, bajo la perspectiva de los límites globales, la seguridad energética implica velar por un suministro eléctrico sustentable en atención a los límites naturales de nuestro planeta, siendo que el cambio climático y el calentamiento global deben ser analizados como asuntos de seguridad energética, por los impactos negativos que tendrían -entre otros- en los sistemas eléctricos. En vista de ello, la "sustentabilidad" es un criterio de programación implícitamente contenido cuando se alude a la seguridad del servicio. (Ver: https://repositorio.cepal.org/server/api/core/bitstreams/7b0b428a-070e-49cb-815d-baf161c92a0f/conten t) Otros países de la región ya lo han entendido así y han introducido precisiones en su regulación, tal es el caso del operador eléctrico en México, estableciéndose en el artículo 109 de la Ley de la Industria Eléctrica (recientemente modificada): "El CENACE desarrollará prioritariamente sus actividades para garantizar la operación del Sistema Eléctrico Nacional en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad.(...)".	Sugerimos el siguiente texto en rojo: "Artículo 36.- El Coordinador deberá efectuar la programación de la operación de las instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional, proceso mediante el cual se optimiza y programa el uso de las instalaciones del sistema eléctrico sujetas a su coordinación. La programación de la operación deberá garantizar la operación más económica para el conjunto de instalaciones, minimizando el costo total actualizado de abastecimiento, esto es, la suma de los costos totales esperados de operación, reservas y falla, para un determinado horizonte de tiempo, preservando la seguridad, la sustentabilidad y calidad del servicio en el sistema eléctrico. La programación de la operación determinará el valor de los recursos de la energía embalsada o almacenada, en adelante, energía gestionable, el nivel de colocación de las energías y reservas, y el uso óptimo de las instalaciones, según corresponda, conforme al presente reglamento y a la norma técnica respectiva.(...)".
7	Cristina Lux Acuña	Artículo 37.-	La propuesta de reforma regulatoria de asignar un “Costo de Oportunidad” regulado y calculado unilateralmente por el Coordinador a las instalaciones con capacidad de almacenamiento y plantas de generación de energía renovable con almacenamiento asociado, en lugar de permitirles ofrecer libremente un costo de producción o de despacho, podría tener efectos contraproducentes sobre la penetración efectiva del almacenamiento en el sistema eléctrico. Esta medida limita la capacidad de estas tecnologías de participar competitivamente en el mercado eléctrico y de revelar su verdadero valor como recurso competitivo, y en el caso del almacenamiento, como recursos complementario de las energías renovables variables. La aplicación de este método de valuación de ofertas como regla general en el contexto chileno plantea preocupaciones relevantes desde una perspectiva ambiental y alineada con los principios de una transición energética justa. Según las definiciones del proyecto, el “costo de oportunidad” se refiere al ingreso que se deja de percibir por no utilizar la energía en su punto más rentable, mientras que el “costo de producción” es el valor necesario para reponer dicha energía, típicamente mediante nueva generación renovable. Si estas métricas se imponen como regla general, se corre el riesgo de distorsionar la señal económica que las instalaciones limpias y flexibles (como baterías o plantas hibridas) pueden ofrecer al sistema. Estas tecnologías no solo almacenan excedentes renovables, sino que permiten prestar servicios de flexibilidad, aumentar la resiliencia territorial y facilitar una transición energética justa. Como ejemplo, una batería que almacena energía solar durante el día para inyectarla en la noche maximiza su rentabilidad mediante el arbitraje de precios. Si se le impone un costo de oportunidad exógeno y no se le permite declarar su propio costo, puede quedar fuera del despacho económico, a pesar de ser competitiva, barata y limpia. Esto desincentiva su uso, afecta la certeza y predictibilidad regulatoria y limita su contribución al sistema eléctrico.	Las instalaciones con capacidad de almacenamiento, incluyendo las centrales híbridas, deben ser tratadas, por defecto, bajo el régimen general aplicable a todas las demás plantas, esto es, basado en la declaración de costos variables por parte de las instalaciones de almacenamiento y plantas renovables con capacidad de almacenamiento, como ocurre con cualquier otra unidad generadora. Sugerimos no aprobar las modificaciones propuestas a los Artículos 37 y 38.

8	Cristina Lux Acuña	Artículo 45.-	La propuesta de reforma regulatoria desaprovecha la oportunidad para ajustar el último párrafo de este artículo que puede originar que el Coordinador institucionalice de manera cuestionable excepciones al orden económico del despacho eléctrico en base a limitaciones de normativa ambiental, tal como sucede con su recientemente aprobado "Procedimiento Interno Programa de Retiro de las Unidades Generadoras Térmicas Convencionales del Sistema Eléctrico Nacional". En mercados eléctricos donde las fuentes de energía renovables aún están en proceso de expansión, tal es el caso de Chile, el despacho económico facilita la entrada y recompensa la competitividad de la energía renovable. Aun cuando sí existen referencias de excepciones al despacho económico en el derecho comparado, o supuestos de despacho fuera de orden de mérito (también conocido como "out of merit order"), estas excepciones siempre tienen como fundamento razones de confiabilidad o seguridad de todo el sistema. Así, se ha establecido en el apartado 6.2.2 de las Bases del Mercado Eléctrico en México , y en la Resolución 63 de 2000 emitida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia. A pesar de expuesto, en la sección 6 del mencionado Procedimiento Interno, que toma como referencia el artículo 45, parece aprovecharse de una limitación de normativa ambiental (los límites de las resoluciones de calificación ambiental) para hacer programaciones extraordinarias en el sistema eléctrico que no obsedece a criterios económicos o de seguridad como dicta este mismo Reglamento y la Ley General de Servicios Eléctricos. Por lo anterior, las restricciones que deriven de la aplicación de normativas de otros sectores deben ser consideradas en la programación, solo sí afecta la confiabilidad o seguridad del sistema eléctrico nacional, y si dichas restricciones son justificadas como ya establece el presente Reglamento.	Sugerimos el siguiente texto en rojo: "Artículo 45.- Para la programación de la operación, el Coordinador deberá considerar las características técnicas y restricciones o limitaciones de las instalaciones sujetas a coordinación, tales como tiempos de partida y detención de unidades generadoras, consumo específico de unidades generadoras, tiempos mínimos de operación de unidades generadoras, mínimos técnicos de operación, capacidad de instalaciones de transmisión, topología del sistema de transmisión, entre otras. (...) Dentro de las limitaciones a la operación de las distintas instalaciones sujetas a coordinación, el Coordinador deberá considerar aquellas que resulten de la aplicación de normativa relacionada con otros sectores, tales como el sector ambiental, siempre que, afecten la confibilidad o seguridad del sistema. Los Coordinados serán responsables de informar y probar estas limitaciones, las que serán consideradas por el Coordinador sólo en caso que se encuentren debidamente justificadas, mediante auditorías o ensayos u otros medios de prueba. En cualquier caso, el Coordinador podrá efectuar auditorías para verificar los parámetros informados, en los términos establecidos en el Título V del presente reglamento. Con todo, los puntos de operación factibles de las instalaciones a considerar en la programación de la operación, serán aquellos que permitan cumplir con todas las obligaciones normativas, independientemente de su origen".
1	EEAG	Artículo 29 bis.-	Incluir otro ejemplo de cambio significativo para la causal de revocación de la DeC por modificación de las características técnicas de un proyecto PMGD, especificamente a cambios en la "Red Particular de interconexión", nueva definición incluida en NTCO PMGD 2024, correspondiente a la línea de evacuación que interconecta la planta PMGD con el punto de conexión a la red de distribución. (Art 29 bis)	Incluir la expresión " y/o Red Particular de interconexión" hacia el final del segundo inciso del art. 29 bis, de acuerdo a lo siguiente: "Se entenderá por cambio significativo todas aquellas modificaciones relevantes en las características técnicas de un proyecto, tales como el aumento o disminución de la potencia instalada del proyecto, el cambio de tecnología de alguno de los equipos que serán parte de la instalación, la incorporación de un nuevo equipo o la eliminación de alguno respecto de lo declarado inicialmente, la modificación del trazado original de la línea de transmisión y/o Red Particular de interconexión, entre otros."
2	EEAG	Artículo 44.-	Corregir númeración del último aspecto señalado en el articulo 44.	"y. Pronóstico de temperaturas en las distintas zonas del país, en caso de requerirse para la determinación de la capacidad térmica de las instalaciones de transmisión."
3	EEAG	Artículo 143.-	Se solicita incorporar a la empresa distribuidora en las comunicación asociadas a clientes libres que se conectan a sus redes de distribucion.	Artículo 143.- Las Empresas Generadoras o titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía tendrán derecho a vender la energía que inyecten al sistema eléctrico al costo marginal determinado por el Coordinador. Para los efectos del balance señalado en el artículo 147 del presente reglamento, las Empresas Generadoras o titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía que suscriban contratos de suministro de energía eléctrica destinados a abastecer a Clientes Libres o Regulados y realicen retiros desde el sistema eléctrico deberán reconocer los respectivos retiros al costo marginal de la correspondiente barra de retiro, con independencia de sus niveles de generación. El Coordinador deberá informar con la debida antelación a los respectivos Clientes Libres suministrados por una Empresa Generadora o titular de Sistema de Almacenamiento de Energía el término del contrato de suministro, según los plazos y formas dispuestos en la norma técnica. Copia de dicha notificación deberá ser remitida a la Empresa Distribuidora correspondiente cuando dicho cliente se encuentre conectado a sus redes de distribución. En cualquier caso, si antes de 15 días de la fecha de término del contrato ninguna otra Empresa Generadora o titular de Sistema de Almacenamiento de Energía ha informado un contrato de suministro con el Cliente Libre y éste aún se encuentra conectado al sistema, la Empresa Generadora o titular de Sistema de Almacenamiento de Energía con contrato vigente podrá solicitar la suspensión del suministro al Coordinador o, en caso de Clientes Libres con peajes de distribución, a la Empresa Distribuidora correspondiente, con copia al Coordinador, al cliente respectivo y a la Superintendencia. En caso que la Empresa Generadora o titular de Sistemas de Almacenamiento de Energía no haya informado el término del suministro asociado a un contrato de acuerdo al inciso anterior y al artículo 144 del presente reglamento, deberá mantener el reconocimiento de los retiros asociados al cliente en el Mercado de Corto Plazo.
4	EEAG	Artículo 143 bis.-	Se solicita incorporar a la empresa distribuidora en las comunicación asociadas a clientes libres que se conectan a sus redes de distribucion.	Artículo 143 bis.- El término anticipado de un contrato de suministro entre un suministrador y un Cliente Libre conectado a la red de transmisión o de distribución podrá ser informado al Coordinador por el cliente o el suministrador, o ambos, a más tardar, al tercer día hábil siguiente al hecho o acto que puso término indubitado al contrato. Si dicho aviso está acompañado de un acuerdo entre las partes o de una resolución arbitral o judicial que dé cuenta fehaciente del término del contrato, el Coordinador deberá notificar de aquello al cliente para que este informe si cambiará de empresa suministradora y los antecedentes de esta nueva contratación. Copia de dicha notificación deberá ser remitida a la Empresa Distribuidora correspondiente cuando dicho cliente se encuentre conectado a sus redes de distribución Si el aviso al que se refiere el inciso primero no está acompañado de un acuerdo entre las partes o de una resolución arbitral o judicial, el Coordinador deberá notificar a la contraparte de la solicitud realizada dentro de los 5 días siguientes a la recepción del referido aviso. Dentro de los 15 días siguientes a la notificación, la contraparte podrá manifestar que ha impugnado, de acuerdo con los términos establecidos en el contrato, el término anticipado de este, en cuyo caso el Coordinador no podrá proceder con la suspensión del suministro del Cliente Libre. Si, dentro de los 15 días a los que se hace referencia en el inciso precedente, la contraparte no se pronunciase respecto al término anticipado del contrato, el Coordinador deberá informar, en un plazo de 5 días hábiles, el término del contrato al Cliente Libre, de manera que este informe si cambiará de empresa suministradora y los antecedentes de esta nueva contratación. Copia de dicha notificación deberá ser remitida a la Empresa Distribuidora correspondiente cuando dicho cliente se encuentre conectado a sus redes de distribución
5	EEAG	Artículo 144.-	Con la ley de giro exclusivo las empresas distribuidoras ya no pueden firmar contratos con clientes libres. ¿Es corecto manter el siguiente texto?: "Asimismo, las Empresas Distribuidoras deberán informar al Coordinador los contratos de suministro que suscriban con Clientes Libres, indicando, al menos, las mismas características señaladas en el inciso anterior."	Artículo 144.- Cada Empresa Generadora o titular de Sistemas de Almacenamiento de Energía será responsable de informar, con una antelación de al menos 30 días respecto del inicio del suministro, los contratos de suministro a ser considerados por el Coordinador en el Mercado de Corto Plazo, indicando, al menos, la identificación del Cliente Libre o Empresa Distribuidora, el período de suministro explicitando su inicio y término, las cantidades de energía y potencia asociadas a dicho contrato y toda aquella información que requiera el Coordinador. Asimismo, y con la misma antelación, deberá informar toda modificación de los contratos que implique cambios en el período de suministro o en las cantidades señaladas. En caso que el tiempo que medie entre la suscripción del contrato o modificación y el inicio del suministro sea inferior a 30 días, deberá informarlo al tercer día hábil siguiente a la suscripción. Asimismo, las Empresas Distribuidoras deberán informar al Coordinador los contratos de suministro que suscriban con Clientes Libres, indicando, al menos, las mismas características señaladas en el inciso anterior.
6	EEAG	Artículo 2.-	Se solicita definición	Definir o diferenciar: - Sistema de almacenamiento de larga duración (REF.: Art. 108 bis) - Sistemas de almancenamiento de corta duración
7	EEAG	Artículo 12.-	Se debe incoporar la referencia al reglamento que fijará las condiciones para que las ED realicen estas actividades y su respectiva remuneración.	Incluir al final del inciso tercero del art. 12, la siguiente expresión destacada: No obstante lo señalado en el inciso precedente, todo lo relativo a la operación en tiempo real de las instalaciones de distribución será efectuado por la respectiva Empresa Distribuidora. El Decreto Supremo N°88, de 2019, del Ministerio de Energía, que Aprueba Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala, o aquel que lo reemplace, fijará las condiciones para dichas actividades.
8	EEAG	Artículo 19.-	Se debería incluir la aprobación de la ED en caso de conexión en Sistemas de Distribución.	Incluir el siguiente literal k en el art. 19: k. En caso de que la conexión se realice en Sistemas de Distribución, se deberá acompañar el Informe de Criterios de Conexión (ICC) del proyecto.
9	EEAG	Artículo 57.-	Si bien se publica el resultado de la programación, se debería notificar a la ED por el literal (k)	Incluir al final del último inciso del art. 57, la siguiente expresión destacada: Los resultados de la programación de la operación deberán publicarse en el sistema de información pública del Coordinador a que se refiere el artículo 72º-8 de la Ley. Además, el Coordinador deberá instruir y notificar a la Empresa Distribuidora respectiva sobre los resultados de la programación que le sean aplicables.

10	EEAG	Artículo 117.-	Se solicita formalizar esta instrucción	Incluir en el literal p) del art. 117, la siguiente expresión destacada: Instruir a la Empresa Distribuidora la operación conjunta de las instalaciones que operen con Autodespacho conectadas a redes de distribución, con ocasión de lo dispuesto en el artículo 126 del presente reglamento;
11	EEAG	Artículo 45 bis.	Se incorpora la optimización de parte del coordinador de instalaciones bajo regimen de autodespacho, lo cual incluye PMGD's y sistemas de almacenamiento conectados en redes de distribución, no indicando las repercuciones en cuanto a la calidad de producto que se podrian provocar en distribución a causa de esta "optimización".	Incluir al final del segundo inciso del art. 45 bis, la siguiente expresión destacada: Artículo 45 bis.- En caso de que exista más de una instalación de generación con igual costo considerado en el listado de prioridad de colocación, y no hubiese capacidad de colocación suficiente para todas ellas, la generación de estas deberá ser prorrateada por el Coordinador hasta alcanzar la capacidad de colocación máxima considerando las características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas, de acuerdo con lo establecido en el artículo anterior. Para instalaciones conectadas a la red de transmisión, dicho prorrateo deberá realizarse utilizando como criterio la disponibilidad de generación eléctrica pronosticada, o la capacidad máxima de inyección, según corresponda, para las instalaciones conectadas a la red de transmisión en el caso de Sistemas de Almacenamiento de Energía. Por su parte, En el caso de para las centrales que operen con Autodespacho y se encuentren conectadas a la red de distribución, el ajuste será determinado por el Coordinador para el conjunto de instalaciones que operen dentro de una misma red de distribución, o parte de ella, según su disponibilidad de generación eléctrica pronosticada o, en su defecto, de acuerdo con su potencia nominal, siempre y cuando este ajuste no afecte los parámetros de calidad de producto de la red de distribución respectiva. Sin perjuicio de lo anterior, excepcionalmente, el Coordinador podrá considerar condiciones especiales de operación para una utilización óptima de los recursos.
12	EEAG	Artículo 80.-	El Coordinador dispone de la información tanto de las Distribuidoras, con mediciones en barras, como de los Clientes Libres y PMGD ubicados en la red de distribución. Se considera de mayor relevancia que se informe de eventos especiales programados que puedan alterar las proyeccion es que efectué el Coordinador. Por ejemplo desconexiones por trabajos en Distribución, no operación de un cliuente libre en una fecha determinada, etc.	Modificar art. 80, de acuerdo a lo siguiente: Las Empresas Distribuidoras, SGC y los Clientes Libres conectados directamente a instalaciones de transmisión deberán enviar sus proyecciones de demanda o Excedentes al Coordinador, según corresponda, en la forma y oportunidad que este determine. antecedentes de eventos que puedan producir alteraciones en la proyección de demanda y una estimación de su impacto en la demanda.
13	EEAG	Artículo 143.-	Se le otorga a los sistemas de almacenamiento, la posibilidad de comercializar energía, no especificando que tipo de peajes debe pagar al momento de retiro de esta energía.	Modificar el primer inciso del art. 143, de acuerdo a lo siguiente: Artículo 143.- Las Empresas Generadoras o titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía tendrán derecho a vender la energía que inyecten al sistema eléctrico al costo marginal determinado por el Coordinador. Además, los sistemas de almacenamiento deben cumplir con el pago de peajes respetivo en caso de conectarse en distribución, respetando lo indicado en art. 73 del presente reglamento.
14	EEAG	Artículo 12.-	Se debe incoporar la referencia al reglamento que fijará las condiciones para que las ED realicen estas actividades, canales de comunicación, tiempos de respuesta y su respectiva remuneración.	Incluir al final del inciso tercero del art. 12, la siguiente expresión destacada: No obstante lo señalado en el inciso precedente, todo lo relativo a la operación en tiempo real de las instalaciones de distribución será efectuado por la respectiva Empresa Distribuidora. El Decreto Supremo N°88, de 2019, del Ministerio de Energía, que Aprueba Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala, o aquel que lo reemplace, fijará las condiciones para dichas actividades.
15	EEAG	Artículo 117.-	Especificar quien instruye la operación en el sistema de distribución, CEN o empresa distribuidora	Incluir en el literal p) del art. 117, la siguiente expresión destacada: Instruir a la Empresa Distribuidora la operación conjunta de las instalaciones que operen con Autodespacho conectadas a redes de distribución, con ocasión de lo dispuesto en el artículo 126 del presente reglamento;
16	EEAG	Artículo 126.-	El referido ajuste deberá realizarse a prorrata de la generación disponible de las instalaciones, o la capacidad máxima de inyección en el caso de Sistemas de Almacenamiento de Energía. El Coordinador podrá definir criterios adicionales para asegurar el cumplimiento del artículo 72-1 de la Ley. Se levantá que la empresa distribuidora no tiene a tiempo real la inyección de los PMGD	Incluir en el tercer inciso del art. 126, la siguiente expresión destacada: El referido ajuste deberá realizarse a prorrata de la generación a tiempo real disponible de las instalaciones, o la capacidad máxima de inyección en el caso de Sistemas de Almacenamiento de Energía. El Coordinador podrá definir criterios adicionales para asegurar el cumplimiento del artículo 72-1 de la Ley.
17	EEAG	Artículo 183.-	Incluir en la información los operadores de las centrales generadoras, no solo los propietarios de estas.	Incluir nuevo literal p) en el art. 183, de acuerdo a lo siguiente: p.- Contactos de los centros de control de las unidades generadoras.
1	Guacolda Energía SpA	Artículo 2.-	Letra a) definición de Autodespacho: Texto propuesto en consulta pública: "Autodespacho: Régimen de operación de una instalación de generación, SGC o Sistema de Almacenamiento de Energía interconectado al sistema eléctrico que no se encuentra sujeto al resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por el Coordinador, y que puede ser aplicado en tanto se dé cumplimiento al principio de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico y a lo regulado en el presente reglamento." Observación: La propuesta de definición de autodespacho puede mejorarse para reflejar con mayor claridad su alcance normativo. Las instalaciones que acceden a este régimen siguen siendo Coordinadas y se mantienen bajo la coordinación general del Coordinador Eléctrico Nacional, conforme al artículo 10 del DS N°125. El régimen implica que la programación de inyección o retiro, según corresponda, es incorporada como dato en los procesos de coordinación, sin estar sujeta a optimización centralizada. Esta precisión es consistente con lo señalado en el artículo 116 ter para SGC y sistemas de almacenamiento de hasta 9 MW, así como con lo dispuesto en el DS N°88 respecto de los PMGD.	"Autodespacho: Régimen de operación de una instalación de generación, SGC o sistema de almacenamiento de energía interconectado al sistema eléctrico, conforme a los requisitos establecidos en este reglamento y en la demás normativa aplicable, que declare su programación de inyección o retiro, según corresponda, lo que implica que su programación es incorporada como dato de entrada en los procesos de coordinación del sistema, sin que esté sujeta a optimización centralizada. Este régimen podrá aplicarse en tanto se garantice la seguridad del servicio eléctrico y el cumplimiento de la normativa técnica aplicable."
2	Guacolda Energía SpA	Artículo 2.-	Letra z) definición de Excedentes: Texto propuesto en consulta pública: "Excedentes: Diferencia entre la demanda eléctrica máxima que se utiliza para el desarrollo de procesos productivos y la potencia producida por un medio de generación, descontado su consumo propio, determinados con el fin de ser inyectados a un sistema interconectado o a las instalaciones de una Empresa Distribuidora, a través de su punto de conexión." Observación: La definición propuesta establece una medición de excedentes basada en el potencial de capacidad disponible para inyectar al sistema, sin distinguir claramente entre potencia disponible y energía efectivamente inyectada. Esta falta de distinción puede generar confusión en el uso posterior del concepto, particularmente en materias de coordinación, valorización económica, y exigencias de garantías. Se sugiere que el reglamento distinga explícitamente entre excedentes potenciales y excedentes efectivamente inyectados al sistema eléctrico, utilizando esta diferenciación para determinar obligaciones de coordinación, garantías y valorización.	Sugerencia de complemento: "Para efectos de este reglamento, los Excedentes definidos en el artículo 2, letra z), deberán ser entendidos como un potencial de inyección disponible, debiendo distinguirse su uso respecto de la energía efectivamente inyectada al sistema para efectos de obligaciones de garantía, valorización económica o programación de la operación."

3	Guacolda Energía SpA	Artículo 2.-	El artículo 108 bis introduce una habilitación específica para despachar fuera del orden económico a instalaciones con capacidad de almacenamiento que no sean de larga duración. No obstante, esta redacción acota su aplicación a un subconjunto de tecnologías. La figura en cuestión, que busca anticipar y corregir ineficiencias derivadas del orden de despacho, debe ser aplicable, bajo condiciones objetivas, a cualquier instalación de generación o almacenamiento, y no restringir reglamentariamente su definición a unas en particular. La inclusión de un "no despacho conforme al Orden Econonómico", "despacho fuera de Oreden Económico" como artículo autónomo genera una duplicación normativa innecesaria, pues el concepto de "despacho" ya está implícitamente tratado en artículos como el 57, 105, 117 bis y 165. La presencia aislada del artículo 108 bis fragmenta la lógica del Reglamento, introduciendo una facultad operativa que puede interpretarse como discrecional y sin trazabilidad si no se vincula expresamente a una norma técnica regulada. Por lo anterior, se sugiere eliminar este artículo y reemplazar su contenido normativo por una definición de "condición especial de operación" en el glosario, con carácter transversal y sujeta expresamente a lo que disponga la norma técnica en cuanto a criterios, condiciones de aplicabilidad y metodologías. Esta modificación asegura coherencia normativa, refuerza la certeza jurídica y técnica en la programación del sistema, y evita tratamientos asimétricos entre tecnologías o decisiones operativas sin marco regulatorio claro.	Artículo 2 (Glosario) – Nueva definición Condición especial de operación: Circunstancia operativa prevista, identificada durante la programación de la operación o en la operación en tiempo real, que afecta a una instalación de generación o a un sistema de almacenamiento, en la cual se anticipa que esta no será programada conforme al Orden Económico determinado como resultado del despacho económico o de la priorización establecida en la lista de mérito, y donde, con base en fundamentos técnicos evaluados por el Coordinador, se justifique que dicha priorización no permitiría un uso eficiente del recurso energético disponible ni una operación técnica y económicamente óptima del sistema. La aplicación de esta condición estará sujeta a lo dispuesto en la respectiva norma técnica, la cual deberá establecer los criterios técnicos, condiciones de aplicabilidad y procedimientos metodológicos para su identificación y aplicación, resguardando un trato no discriminatorio entre tecnologías y empresas coordinadas.
4	Guacolda Energía SpA	Artículo 19.-	Se han incorporado requisitos adicionales para aquellos proyectos que presenten su solictud de declaración a la CNE que resultan excesivos y que implican mayores riesgos de desarrollo, lo que esta en linea opuesta a lo que se busca (agilizar la entrada de nuevos proyectos). Por ello, las referencias a porcentajes de avance y plazos de inicio de construcción deberían ser eliminados o tener mayores plazos, dependiendo de la tecnología y capacidad.	En literal C, se solicita eliminar 1. "y 75% de avance de la obra y la fecha estimada de interconexión y entrada en operación." y 2. "La fecha de inicio de construcción no podrá exceder el plazo de un año desde la presentación de la solicitud a la que se refiere el presente artículo. En casos calificados, en atención a la tecnología y capacidad del respectivo proyecto u otros criterios que fundadamente determine la Comisión, a través de la resolución a la que se refiere el penúltimo inciso del presente artículo, podrá autorizar un mayor plazo para dicho hito, que en ningún caso podrá superar los dos años;"
5	Guacolda Energía SpA	Artículo 23.-	Se han incorporado requisitos adicionales para aquellos proyectos que presenten su solictud de declaración a la CNE que resultan excesivos y que implican mayores riesgos de desarrollo, lo que esta en linea opuesta a lo que se busca (agilizar la entrada de nuevos proyectos). Por ello,la incorporación de aprobaciones para modificar cronograma de proyecto declarado en construcción que pueden ser rechazados deben ser eliminadas	Se solicita eliminar la incorporación: "Los titulares por causas justificadas y no imputables a estos, podrán solicitar la modificación del cronograma establecido en la resolución que declara en construcción el respectivo proyecto, antes del vencimiento del hito respecto del cual se solicita la modificación, debiendo acompañar los antecedentes pertinentes y actualizados que acrediten los hechos que motivan la respectiva solicitud. Su aprobación estará sujeta a la revisión de antecedentes por parte de la Comisión, la cual podrá rechazar las modificaciones de cronograma en la medida que estas no se encuentren debidamente fundadas, pronunciándose al efecto en un plazo de sesenta días."
6	Guacolda Energía SpA	Artículo 29 bis.-	Observación sobre la definición de "cambios significativos" (artículo 29 bis) Texto propuesto en consulta pública: "Se entenderá por cambio significativo todas aquellas modificaciones relevantes en las características técnicas de un proyecto, tales como el aumento o disminución de la potencia instalada del proyecto, el cambio de tecnología de alguno de los equipos que serán parte de la instalación, la incorporación de un nuevo equipo o la eliminación de alguno respecto de lo declarado inicialmente, la modificación del trazado original de la línea de transmisión, entre otros." Observación: La referencia a "modificaciones relevantes" no establece criterios objetivos suficientes para delimitar qué cambios deben ser considerados como significativos, lo que podría introducir discrecionalidad en su aplicación. Particularmente en el caso de líneas de transmisión, durante la ejecución pueden surgir situaciones que obliguen a ajustes de trazado por razones técnicas, prediales o ambientales, sin que ello altere la esencia ni el impacto del proyecto en el sistema eléctrico. Adicionalmente, los proyectos eléctricos están sometidos desde su inicio y durante su ejecución a regulaciones ambientales y sectoriales que contemplan procedimientos de evaluación, control y modificación de permisos.	Sugerencia de redacción alternativa: "Se entenderá por cambio significativo toda modificación que altere de forma sustancial las características técnicas fundamentales del proyecto, tales como su capacidad instalada efectiva, la tecnología principal empleada, o aquellas condiciones que impacten la operación del sistema eléctrico, la seguridad del suministro o el cumplimiento de autorizaciones habilitantes. La Comisión considerará la naturaleza, el contexto y la finalidad del cambio para su calificación como significativo, distinguiendo aquellos ajustes propios de la etapa de construcción que no alteren la esencia del proyecto originalmente declarado. Para efectos de esta evaluación, se deberán considerar los criterios técnicos y procedimentales aplicados en los permisos ambientales y sectoriales del proyecto, cuando tales permisos sean requeridos por la naturaleza del mismo."
7	Guacolda Energía SpA	Artículo 29 bis.-	Texto propuesto en consulta pública: "Asimismo, la Comisión podrá revocar la declaración en construcción de una instalación cuando alguna de las autorizaciones, permisos, títulos, y demás antecedentes señalados en el artículo 19 del presente reglamento, sean revocados, caducados o dejen de tener vigencia, según corresponda." Observación: Se sugiere incorporar un procedimiento previo de notificación y oportunidad de subsanación, que permita al titular justificar o corregir las modificaciones detectadas antes de la revocación definitiva de la declaración en construcción.	Sugerencia de complemento: "Antes de resolver la revocación de la declaración en construcción, la Comisión notificará al titular los antecedentes que podrían justificar la revocación, otorgándole un plazo de 20 días hábiles para presentar descargos, antecedentes complementarios o acciones de subsanación."
8	Guacolda Energía SpA.	Artículo 33.-	Este artículo señala que "El programa de retiro deberá considerar la operación esperada, que permita el cumplimiento de todos los requerimientos normativos y operacionales aplicables a dicha instalación, de manera que su autorización no implique limitaciones o restricciones adicionales al funcionamiento normal de las instalaciones del sistema eléctrico.". Sin embargo, es importante precisar que cualquier estimación del programa de retiro debe entenderse como tal, ya que existen una serie de variables que escapan al control de una empresa (desde aspectos hidrologicos, disponibilidad y costo de producción de las distintas técnología). Adicionalemente, se debe especificar a que se refiere "todos los requerimientos normativos y operacionales aplicables, ya que el informe de seguridad evalua las implicancias de operación del sistema eléctrico, y no otras normativas de otros sectores.	Se solicita modificar el 4° párrafo de este artículo por el siguiente: "El programa de retiro deberá considerar un escenario de operación esperada, que permita el cumplimiento los requerimientos operacionales aplicables a dicha instalación."
9	Guacolda Energía SpA.	Artículo 35 bis.-	En este nuevo artículo se indica "Previo al retiro de una central generadora, el Coordinador podrá aplicar condiciones especiales de operación para propender al uso eficiente de los recursos primarios de generación, conforme a lo que disponga la norma técnica respectiva, con el objetivo de resguardar la seguridad y la operación económica del sistema eléctrico. Esta condición especial de operación no deberá significar sobrecostos para el sistema." Así, el texto subrayado puede contradecirse con lo indicado precedentemente, en cuanto los resguardos de seguridad e incluso operación económica puede significar sobrecostos para el sistema. De esta forma, se sugiere eliminar el texto subrayado.	Eliminar la frase "Esta condición especial de operación no deberá significar sobrecostos para el sistema."
10	Guacolda Energía SpA.	Artículo 36.-	Cuando se busca "garantizar la operación más económica" considerando "la suma de los costos costos totales esperados de operación, reserva y falla, para un determinado horizonte de tiempo, preservando la seguridad y calidad de servicio del sistema eléctrico" se debería hacer un a referencia explicita que dicha operación más económica no puede solo considerar como referencia los input del modelo base, sino tambien debería considerar que ante desviaciones de los recursos, tanto de generación como de demanda, se pueda garantízar que dicha operación sea más económica. Cuando se han presentado desviaciones respecto al pronostico de los recursos variables, la inclusión de energía firme más económica podría no ser factible en un cierto periodo de tiempo y por lo tanto llevar a operaciones costosas para el sistema (principalmente por uso de diesel). Dado esto, y considerando que el sistema electrico cada vez más se encontrará expuesto a variabilidades, que porcentualmente pueden ser bajas, pero que en terminos de requerimiento de MW adicionales puede ser significativa, es importante reforzar que el programa debe no solo optimizar variables en forma estatica, sabiendo que muchas de ellas son dinamicas.	A continuación de "el artículo 45 del presente reglamento." incorporar lo siguiente: "El Coordinador deberá velar que la programación de la operación resultante pueda garantizar la operación más economica incluso frente a un cierto umbral de desviaciones de los recursos variables pronosticados y demanda proyectada."

11	Guacolda Energía SpA.	Artículo 36.-	El articulo indica que el Coordinador efectuará la programación de la operación, sin embargo faltan deficiones de criterios mínimos y que dichos modelos sean documentados, publicos y puedan ser observables con el fin de ser sujeto a mejoras.	Artículo 36.- El Coordinador deberá efectuar la programación de la operación de las instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional, proceso mediante el cual se optimiza y programa el uso de las instalaciones del sistema eléctrico sujetas a su coordinación. Para ello, el Coordinador deberá utilizar modelos de optimización basados en principios de despacho económico, con representación explícita de restricciones técnicas, hidráulicas y de seguridad. Dichos modelos deberán estar documentados, ser observables y estar disponibles públicamente conforme a la Norma Técnica correspondiente. La programación de la operación deberá garantizar la operación más económica para el conjunto de instalaciones, minimizando el costo total actualizado de abastecimiento, esto es, la suma de los costos totales esperados de operación, reservas y falla, para un determinado horizonte de tiempo, preservando la seguridad y calidad del servicio en el sistema eléctrico. La programación de la operación determinará el valor de los recursos de la energía embalsada o almacenada, en adelante, energía gestionable, el nivel de colocación de las energías y reservas, y el uso óptimo de las instalaciones, según corresponda, conforme al presente reglamento y a la norma técnica respectiva. Adicionalmente, el Coordinador deberá optimizar a las instalaciones bajo el régimen de Autodespacho, con ocasión de la aplicación de lo establecido en el artículo 45 bis del presente reglamento. El Coordinador deberá realizar la programación de la operación del Sistema Eléctrico Nacional optimizando de manera conjunta el nivel de colocación de la energía para abastecer la demanda y las reservas operacionales necesarias que permitan cumplir adecuadamente los principios de la coordinación a que se refiere el artículo 5 del presente reglamento. Este proceso deberá considerar los insumos necesarios para cumplir los objetivos señalados en el inciso anterior, tales como características técnicas de las instalaciones, la programación y coordinación de los mantenimientos, las solicitudes de trabajos en las instalaciones, costos variables declarados por los Coordinados, información proporcionada por los Coordinados, estudios desarrollados o mandatados por el Coordinador, información de pronósticos, entre otros, de acuerdo a lo indicado en el presente Título.
12	Guacolda Energía SpA.	Artículo 37.-	Se observa el Artículo 37 con el objetivo de reforzar la objetividad técnica y regulatoria del proceso de categorización. 1.- Clarificación del concepto de “capacidad de gestión” (letra a): Se incorporan tres atributos relevantes: controlabilidad, predictibilidad y flexibilidad operativa. Esto permite al Coordinador identificar instalaciones cuya energía gestionable puede ser utilizada con precisión, oportunidad y certeza en momentos críticos para el sistema. De esta manera, debe asignar un costo de oportunidad coherente con el valor sistémico real de dicha energía si la característica, si esta no es valorizada en el otro mercado, por ejemplo en SSCC. 2.- Diferenciación por horizonte temporal de influencia (letra b): Se distingue alcance diario, semanal o superior, con el objeto de permitir aplicar modelos de cálculo del costo de oportunidad adecuados al tipo de tecnología y a su capacidad de modificar el despacho en distintos plazos. 3.- Fortalecimiento del criterio económico sistémico (letra f): Se precisa que el impacto de una instalación debe medirse tanto en términos de seguridad del suministro como de eficiencia económica de la operación, agregando que debe considerarse su capacidad para desplazar unidades de mayor costo. Especialmente en contextos de precios elevados o restricciones operativas. 4.- Requisitos para la norma técnica (párrafo nuevo): Se establece que la norma técnica deberá definir los umbrales y metodologías de evaluación de forma pública, objetiva y no discriminatoria, asegurando además la participación de los agentes del sistema. Esto busca garantizar un proceso transparente, trazable, evitando decisiones unilaterales y fortaleciendo la legitimidad regulatoria.	Artículo 37.- En la programación de la operación, el Coordinador deberá calcular y utilizar el Costo de Oportunidad de la energía gestionable, que minimice el costo presente y el costo futuro esperado de operación y falla del sistema eléctrico, de aquellas instalaciones que posean capacidad de almacenamiento. Para ello, deberá categorizar aquellas instalaciones cuya capacidad de almacenamiento individual implique un impacto de larga duración sobre la operación del sistema eléctrico, conforme lo señale la respectiva norma técnica, considerando al menos las siguientes características de las instalaciones: a. Capacidad de gestión de energía almacenada, incluyendo su controlabilidad, predictibilidad y contribución a la flexibilidad operativa; b. Capacidad de almacenamiento de energía diaria, semanal o superior; c. Potencia nominal de las componentes de almacenamiento y generación, en los casos que corresponda; d. Estadísticas y pronósticos de energía afluente, en los casos que corresponda; e. Vida útil y ciclo de carga/descarga de la componente de almacenamiento; y f. Impacto esperado en la seguridad del suministro o en la eficiencia económica en el de la operación del sistema eléctrico, considerando el desplazamiento de costos marginales de aquellas unidades de mayor costo de producción. La norma técnica deberá establecer estos umbrales y metodologías de evaluación en forma pública, objetiva y no discriminatoria, mediante procedimientos que garanticen la participación de los agentes del sistema. El Costo de Oportunidad de las energías gestionables será utilizado como el Costo de Producción para las Centrales Renovables con Capacidad de Regulación o Almacenamiento y Sistemas de Almacenamiento de Energía.
13	Guacolda Energía SpA.	Artículo 40.-	Se sugiere modificar el Artículo 40 eliminando la ambigüedad normativa y estableciendo expresamente que: - El Coordinador deberá aplicar un procedimiento simplificado para estas instalaciones; - Dicho procedimiento deberá estar definido en la respectiva norma técnica, con criterios técnicos, condiciones de aplicabilidad y metodologías objetivas y auditables.	Artículo 40.- El Coordinador deberá actualizar la programación de la operación, incorporando variables y antecedentes, en las etapas que corresponda, en atención a cambios relevantes en la operación esperada del sistema, contingencias o desviaciones respecto de lo programado. Adicionalmente, el Coordinador deberá revisar los Costos de Oportunidad de las instalaciones con capacidad de almacenamiento que no presentan un impacto de larga duración para el sistema, pudiendo aplicar aplicando un procedimiento simplificado para su recálculo, conforme a los criterios técnicos, condiciones de aplicabilidad y metodología definidos en la respectiva norma técnica.
14	Guacolda Energía SpA.	Artículo 51.-	Este artículo hace referencia a "elaboración de estudios para una adecuada modelación del sistema eléctrico, en aquellas variables que generen impactos relevantes". Sin embargo, posteriormente en este mismo artiículo solo hace referencia a estudios de proyección de precios de combustible, sin hacer referencia a estudios de pronostico de otros recursos relevantes en la operación del sistema, como efecto de desviación de recurso eólico o de demanda.	incorporar lo que se destaca en negrita, en el 2° parrafo de este artículo. "... así como también estudios para la correcta modelación de las restricciones de suministro de insumos de centrales termoeléctricas, efecto de las desviaciones de pronostico de los recursos variables y demanda, cuya operación genere un impacto relevante en la operación del Sistema Eléctrico Nacional."
15	Guacolda Energía SpA.	Artículo 57.-	El segundo párrafo del artículo 57 establece que, en caso de despacho fuera de orden económico, las instalaciones deberán ser retribuidas en sus Costos Variables. Sin embargo, esta redacción omite reconocer que el reglamento contempla como forma válida de Costo de Producción tanto el Costo Variable como el Costo de Oportunidad, dependiendo de la naturaleza tecnológica de la instalación.	Artículo 57.- [...] El resultado de la programación de la operación deberá contener el nivel de generación o inyección de cada central generadora, unidad generadora, SGC o Sistema de Almacenamiento de Energía, según corresponda, en función de sus Costos de Producción. En caso de que debido a restricciones o limitaciones de cualquier tipo, sea necesaria la programación y despacho de instalaciones para el cumplimiento de lo indicado en el Artículo 72°-1 de la Ley, que no responda al orden creciente de colocación señalado en el inciso anterior, se entenderá que la central o unidad, SGC o Sistema de Almacenamiento de Energía fueron despachados fuera de Orden Económico, y deberá ser retribuida en sus Costo de Producción, ya sea este un Costos Variables o un Costo de Oportunidad, de acuerdo con lo señalado en el Título IV del presente reglamento. [...]
16	Guacolda Energía SpA.	Artículo 105.-	Se elimina la expresión “ventana de valorización” del reglamento sin introducir una definición formal del nuevo concepto reemplazante (“período” o “ventana de tiempo”), lo cual genera falta de trazabilidad y ambigüedad regulatoria.	Sugerencia de complemento: “Para efectos de este reglamento, se entenderá por período de valorización el intervalo temporal determinado por el Coordinador para efectos de cálculo de transferencias económicas, valorización de inyecciones o retiros, y comparación de costos marginales, el cual deberá ser definido en la Norma Técnica respectiva. ”

17	Guacolda Energía SpA.	Artículo 105.-	El artículo 105 regula la forma en que el Coordinador debe determinar el Costo Variable de los sistemas de almacenamiento incluyendo centrales de almacenamiento por bombeo. Sin embargo, la redacción no representa adecuadamente los costos variables reales incurridos por estas instalaciones. No reconoce explícitamente otros costos tecnológicos operativos significativos, como la degradación de las baterías o las pérdidas específicas asociadas a otras tecnologías de almacenamiento. Se recomienda agregar un nuevo párrafo previo al párrafo final. Fundamento técnico: 1.- Degradación tecnológica en BESS: Los sistemas electroquímicos incurren en un costo por degradación cada vez que operan, por la reducción de la vida útil de sus componentes. Este costo es cuantificable, puede alcanzar entre 10 y 30 USD/MWh según la literatura técnica, y constituye un costo variable directo, no reconocido hoy por la fórmula establecida. 2.- Omisión de pérdidas tecnológicas específicas: Aunque el artículo menciona que deben incluirse las "pérdidas asociadas al proceso de almacenamiento e inyección", esta expresión es genérica y puede interpretarse únicamente como pérdidas eléctricas o hidráulicas. No se hace referencia explícita a pérdidas propias de otras tecnologías, como: - Pérdidas térmicas (en almacenamiento solar), - Pérdidas por compresión/expansión (en CAES o Power-to-Gas), - Energía consumida por equipos auxiliares (bombeo, enfriamiento, control). 3.- Dependencia exclusiva de la norma técnica sin criterios mínimos: La determinación del "factor de pérdidas" se delega completamente al Coordinador, sin establecer lineamientos técnicos mínimos, lo que puede dar lugar a tratamientos asimétricos o simplificados que subvaloren tecnologías emergentes o con esquemas de operación más complejos.	Artículo 105.- El Costo Variable de un Sistema de Almacenamiento de Energía dedicado al arbitraje de precios de energía o Central con Almacenamiento por Bombeo, será determinado por el Coordinador, considerando los distintos costos efectivamente incurridos para permitir el almacenamiento de energía, y su posterior uso para la inyección de electricidad, incluyendo las pérdidas asociadas a dicho proceso. Adicionalmente, para Centrales con Almacenamiento por Bombeo deberá considerar la proporción que la energía retirada para almacenamiento representa respecto del total de energía almacenada en la central. El Costo Variable de un Sistema de Almacenamiento de Energía será igual al cociente entre la valorización de energía retirada desde el sistema eléctrico, para el proceso de almacenamiento, al costo marginal de la barra de retiro respectiva, y la energía retirada para almacenamiento en igual período, ajustado por un factor que refleje la totalidad de las pérdidas de energía en que se incurre en los procesos de retiro, almacenamiento e inyección de energía eléctrica. Dicho factor deberá ser determinado por el Coordinador, según lo establecido en la norma técnica. El Costo Variable de una Central con Almacenamiento por Bombeo será igual al cociente entre la valorización de energía retirada desde el sistema eléctrico para el proceso de almacenamiento, al costo marginal de la barra de retiro de la Central con Almacenamiento por Bombeo, y la energía retirada para almacenamiento en igual período, multiplicado por el cociente entre la energía retirada para almacenamiento y el total de energía almacenada durante dicho período, y ajustado por un factor que refleje las pérdidas de energía en los mismos términos señalados en el inciso precedente. Asimismo, el Coordinador deberá considerar, dentro del cálculo del Costo Variable, los costos efectivamente incurridos en la operación del sistema de almacenamiento, incluyendo, cuando corresponda, los costos variables asociados a la degradación tecnológica, la operación técnica variable, el uso de equipos auxiliares, y las pérdidas propias del proceso de conversión, almacenamiento y restitución de energía. Estos costos deberán ser determinados conforme a lo establecido en la norma técnica respectiva, de manera objetiva, proporcional, tecnológicamente neutral y verificable. En caso de que corresponda, se deberá considerar además el costo variable no combustible, en conformidad con lo establecido en la norma técnica respectiva.
18	Guacolda Energía SpA.	Artículo 105.-	En este artículo hace referencia a la determinación del Costo Variable de un Sistema de Almacenamiento de Energía. De la redacción se entiende como un sistema que se carga y descarga por completo, no quedando claro cual sería el Costo Variable en el caso que esto no suceda.	Aclarar lo indicado como observación
19	Guacolda Energía SpA.	Artículo 116 ter.-	Debería quedar limitado a Autodespacho los SGC que no superen los 9 MW, y no sus excedentes, ya que esto se presta para una mayor arbitrariedad	Modificar el 4° párrafo de este artículo por el siguiente: "Los SGC que no superen los 9 megawatts, podrán optar por un régimen de Autodespacho, el cual deberá ser autorizado por el Coordinador de acuerdo con los criterios definidos en la norma técnica."
20	Guacolda Energía SpA.	Artículo 117 bis.-	La implementación de un despacho económico automático en el SEN debe considerar la complejidad que implica operar una central cuya generación dependa de un ciclo térmico (en forma segura, estable y cumpliendo la normativa y compromisos medioambientales). En una central térmica a carbón, existen un gran número de variables a monitorear durante su operación, las cuales se encuentran asociadas a: ciclo térmico (presión, temperatura, flujos de vapor, etc.); medioambientales (emisiones de Sox, MP y NOx) y la operatividad de elementos o equipos críticos, los que deben ser estrictamente monitoreados. Durante los movimientos de generación, cualquier inestabilidad que se pueda producir en las variables antes indicadas, significa que el operador de la unidad debe detener la acción y estabilizar variables, para posteriormente continuar con su proceso, ya sea subiendo o bajando carga. Asimismo, frente a movimientos de generación, existen equipos que deben ser intervenidos y/o acondicionados manualmente y de forma local, lo que implica tiempos de respuesta específicos. De este modo, entregar el control de la generación de una unidad térmica por medio de una operación remota (a través de consignas de generación automática), se perderá la visibilidad y control de las variables críticas si es que una de ellas presenta alguna variación importante o superación de límites ambientales en el caso de las emisiones. Lo anterior significa operar siempre con un potencial riesgo en la unidad, tanto a nivel operacional (con impactos en el SEN), a nivel del activo (daños irreversibles) y a nivel medioambientales (superación de norma de emisiones). No cumplir con límites medioambientales implicará sanciones por parte de la autoridad medioambiental. Así, puede resultar inviable implementar este automatismo en todo el rango de operación de una unidad de generación debido a los tiempos de respuesta requeridos para la puesta en servicio de equipos relevantes y la estabilización de variables críticas (ya sean operacionales o medioambientales) ante perturbaciones o incluso en la operación normal de la unidad. En vista de lo anterior, resulta muy importante plantearse quién se hace responsable frente a daños que puedan resultar en los activos o frente a la superación de límites medioambientales, producto de la implementación de un despacho automático de generación. Lo planteado precedentemente no ha sido recogido de manera efectiva por la nueva propuesta reglamentaria. Por otro lado, existen unidades de generación con baja o nula partición en la operación económica del SEN, cuyo despacho se limita a situaciones de emergencia. Es el caso de unidades que operan durante la aplicación de un PRS (en el cual, por definición, estos automatismos permanecerán deshabilitados), escenarios de racionamiento eléctrico, y que en general presentan un bajo historial de generación o baja o nula proyección de despacho en los programas emitidos por el Coordinador. En este contexto, resulta poco práctico implementar un automatismo en unidades que en la práctica sólo operan frente a situaciones de emergencia.	Propuesta: Artículo 117 bis.- Con el objeto de supervisar y coordinar la operación en tiempo real de las instalaciones, el Coordinador deberá hacer uso de herramientas automáticas de despacho económico, respecto de las funciones descritas en el artículo anterior según corresponda. Dichas herramientas deberán optimizar los niveles de generación de las instalaciones considerando los resultados obtenidos a partir de la programación de la operación, así como las condiciones operacionales del sistema en tiempo real. En todo caso, las referidas herramientas automáticas de despacho deberán garantizar la seguridad del sistema, de acuerdo con las capacidades y restricciones técnicas de las instalaciones, sin comprometer la integridad del activo, la estabilidad de su operación y el cumplimiento de la normativa y/o compromisos medioambientales. Por su parte, los Coordinados deberán implementar en sus instalaciones los esquemas automáticos de control y despacho necesarios para la aplicación de lo dispuesto en el inciso primero, en la medida que las características técnicas y operacionales lo permitan, en los términos que disponga la norma técnica. Sin perjuicio de lo anterior, los Coordinados podrán solicitar al Coordinador quedar eximidos de esta obligación, total o parcial, siempre que dicha solicitud esté debidamente fundada en limitaciones técnicas o medioambientales de la instalación, o en condiciones particulares de despacho respaldadas por la estadística de operación. Se entenderá por condición particular al caso de unidades cuya operación se limita a situaciones de emergencia, como planes de recuperación de servicios, periodos de racionamiento, entre otros. Adicionalmente, deberán comunicar la señal de disponibilidad de generación eléctrica en el sistema de información en tiempo real, en los términos dispuestos en el literal i de la letra c) del artículo 67 del presente reglamento, y en la respectiva norma técnica. El Coordinador deberá informar, a lo menos, semestralmente a la Superintendencia los incumplimientos que verifique de las obligaciones establecidas en el inciso anterior, debiendo esta última sancionar a quienes corresponda de acuerdo con lo establecido en la Ley N°18.410, que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
21	Guacolda Energía SpA.	Artículo 140.-	En el último párrafo incorporado en este artículo se hace referencia a que "el Coordinador podrá habilitar a un tercero para intermediar las operaciones financieras resultantes del balance de transferencia económicas realizadas por este, con el objetivo de garantizar la eficiencia económica y operatividad de la cadena de pagos. La habilitación de este." Aclarar que significa esta intermediación de operaciones financieras, dado que el Coordinador solo determina cuadros de pagos entre las empresas coordinadas y no actua como intermediario financiero.	Aclarar lo indicado como observación

22	Guacolda Energía SpA.	Artículo 143.-	Se detecta que el procedimiento establecido carece de definiciones de borde en ciertos escenarios donde no existe una respuesta por parte del cliente final al CEN. También existe indefinición en la titularidad de los retiros durante el proceso de tramitación de la finalización anticipada.	Se propone los ajustes destacados en negrita: "Artículo 143 bis.- El término anticipado de un contrato de suministro entre un suministrador y un Cliente Libre conectado a la red de transmisión podrá ser informado al Coordinador por el cliente o el suministrador, o ambos, a más tardar, al tercer día hábil siguiente al hecho o acto que puso término indubitado al contrato. Si dicho aviso está acompañado de un acuerdo entre las partes o de una resolución arbitral o judicial que dé cuenta fehaciente del término del contrato, el Coordinador deberá notificar de aquello al cliente para que este informe la nueva empresa suministradora y los antecedentes de esta nueva contratación. Luego de esta notificación se establece un plazo de 3 días hábiles para que el Cliente Libre responda la solicitud de información sobre su nuevo suministrador y los antecedentes de la nueva contratación. Si el aviso al que se refiere el inciso primero no está acompañado de un acuerdo entre las partes o de una resolución arbitral o judicial, el Coordinador deberá notificar a la contraparte de la solicitud realizada dentro de los 5 días siguientes a la recepción del referido aviso. Dentro de los 15 días siguientes a la notificación, la contraparte podrá manifestar que ha impugnado, de acuerdo con los términos establecidos en el contrato, el término anticipado de este, en cuyo caso el Coordinador no podrá prooeder con la suspensión del suministro del Cliente Libre. Si, dentro de los 15 días a los que se hace referencia en el inciso precedente, la contraparte no se pronunciase respecto al término anticipado del contrato, el Coordinador deberá informar, en un plazo de 5 días hábiles, el término del contrato al Cliente Libre, de manera que este informe la nueva empresa suministradora y los antecedentes de esta nueva contratación. Luego de esta notificación se establece un plazo de 3 días hábiles para que el Cliente Libre responda la solicitud de información sobre su nuevo suministrador y los antecedentes de la nueva contratación. Si el Cliente Libre no informase un nuevo suministrador junto con los antecedentes de la nueva contratación dentro de los plazos establecidos para aquello, el Coordinador deberá notificar a la SEC para proceder con la suspensión del suministro de energía, de forma tal que la SEC pueda proceder según lo descrito en la Norma Técnica. Para todos los efectos de este artículo, en caso de que existan retiros del cliente después de la fecha de finalización de término anticipado y no habiéndose notificado el nuevo suministrador al Coordinador, este deberá distribuir los costos originados por dichos retiros entre los coordinados participantes del mercado de corto plazo a prorrata de los retiros y los cuales deberán ser reliquidados con el nuevo suministrador cuando este sea definido por el Cliente Libre. Toda vez que el Cliente Libre informe al nuevo suministrador, este último asumirá todos los costos originados por los retiros de energía del Cliente Libre a contar de la fecha de término anticipado del contrato de suministro anterior."
23	Guacolda Energía SpA.	Artículo 157.-	En el último párrafo se indica que "La norma técnica determinará las características de la proyección de la operación del sistema eléctrico señalada en el inciso primero, la cual deberá considerar, al menos, tres escenarios hidrológicos, húmedo, medio y seco. Los tres meses que se seleccionen deberán corresponder al del escenario con mayor déficit para la empresa en análisis." Sin embargo, no se hace cargo de que además de la hidrología, las proyecciones actualmente y a futuro estan influenciada por las proyecciones que se realicen de los recursos renovables, por lo que las garantías que determie el Coordinador debería considerar un escenario de baja disponibilidad de recursos renovables, de tal forma de medir correcta la exposición de estas tecnologías en el mercado spot.	Incluir en el último párrafo de este artículo lo destacado en negrita: "La norma técnica determinará las características de la proyección de la operación del sistema eléctrico señalada en el inciso primero, la cual deberá considerar, al menos, tres escenarios hidrológicos, húmedo, medio y seco, para un escenario de proyección de operación con baja disponibilida de recursos renovables, de acuerdo con la estadistica disponible. Los tres meses que se seleccionen deberán corresponder al del escenario con mayor déficit para la empresa en análisis."
24	Guacolda Energía SpA.	Artículo 165.-	El artículo 165 regula el procedimiento para el cálculo del Costo Marginal de Energía (CMg), pero presenta ambigüedades importantes en su redacción, especialmente respecto de: - La conexión conceptual con la definición establecida en el Artículo 164; - La distinción entre el procedimiento basado en herramientas automáticas, que debe determinar el costo de oportunidad real del sistema; y - El uso excepcional del listado de prioridad de colocación (art. 57), que emplea valores previamente determinados como costos de producción, los cuales pueden representar costos variables o costos de oportunidad, según la tecnología y contexto.	Artículo 165.- El cálculo de los costos marginales de energía deberá considerar el Costo de Producción y el costo de falla en los términos que establece el presente reglamento y las normas técnicas respectivas. Para efectos de lo señalado en el inciso anterior artículo anterior, el Coordinador deberá calcular el costo marginal del sistema a partir de las herramientas automáticas de despacho a las que se refiere el artículo 117 bis del presente reglamento. En aquellos casos excepcionales en que no sea posible utilizar las herramientas automáticas de despacho a las que se refiere el inciso primero o en tanto estas no sean implementadas, el cálculo de los costos marginales de energía deberá considerar el listado de prioridad de colocación referido en el artículo 57 del presente reglamento. Bajo dicha condiciones, el costo marginal en cada barra corresponderá al mayor Costo de Producción de energía en dicha barra, conforme a los criterios establecidos en el reglamento y la respectiva norma técnica.
25	Guacolda Energía SpA.	Artículo 166 bis.-	No queda claro la reasignación mencionada en el siguiente extracto: "se haya despachado a diferentes Sistemas de Almacenamiento con idéntico Costo de Producción a diferentes costos marginales, dichos ingresos deberán ser reasignados entre aquellos Coordinados conforme a las siguientes reglas: de forma que no se generen diferencias injustificadas en los ingresos percibidos" Se solicita complementar el texto para que sea autoexplicativo.	Aclarar lo indicado como observación
26	Guacolda Energía SpA.	Artículo 169.-	Se detecta que el Coordinado propietario de la central en PES no necesariamente tendrá que cubrir costos de partida y detención. Se incorpora en el texto.	Se propone los ajustes destacados en negrita: "Artículo 169.- La energía generada por aquellas unidades de generación que se encuentren operando en su etapa de puesta en servicio deberá ser valorizada a costo marginal. El valor del Costo de Producción de energía eléctrica de estas unidades no será considerado en la determinación del costo marginal del sistema. Asimismo, la energía inyectada por las unidades de generación que sean convocadas al despacho exclusivamente para operar como respaldo de otras unidades que se encuentren en pruebas, deberá ser valorizada a costo marginal, y en caso que éstas hayan operado fuera de Orden Económico, con un Costo Variable superior al costo marginal, deberán ser retribuidas económicamente, por la diferencia entre su Costo Variable y el costo marginal, junto con los correspondientes costos de partida y detención si los hubiere, por la Empresa Generadora responsable de la unidad que realiza las pruebas."
27	Guacolda Energía SpA.	Artículo primero transitorio.-	Considerando que lo señalado en el artículo 117 bis no es aplicable a cualquier tecnología, los plazos establecidos debe hacer referencia a ello. Adicionalmente, deberían reevaluarse los plazos, teniendo en cuenta cuantas centrales podrían implementarlo, dada la necesidad de especialistas que podrían requerirse y que podría retrasar el proceso.	Se propone las modificaciones destacadas en negrita, en el 2° párrafo del artículo: "Por su parte, los Coordinados que puedan implementar los esquemas de control automático a los que se refiere el artículo 117 bis del presente reglamento contarán con 24 meses contados desde la publicación del presente decreto en el Diario Oficial."
28	Guacolda Energía SpA	Otros	Artículo Transitorio: Aplicación y entrada en vigencia Observación sobre el alcance de aplicación de las modificaciones Observación: El proyecto de modificación al DS N°125 introduce definiciones nuevas y criterios que podrían afectar proyectos que ya han sido objeto de una declaración en construcción o que se encuentran en etapas avanzadas de desarrollo, conforme a lo dispuesto en el Título II del reglamento vigente. No se establece con claridad si las nuevas disposiciones serán aplicables retroactivamente a estos casos ni cómo se protegerán los derechos adquiridos o las expectativas legítimas generadas bajo el marco anterior.	Sugerencia de redacción de artículo transitorio: "Las disposiciones contenidas en el presente reglamento que modifican criterios técnicos, definiciones o procedimientos administrativos, serán aplicables exclusivamente a las solicitudes o declaraciones que se presenten con posterioridad a su entrada en vigencia. Las instalaciones que, a la fecha de entrada en vigencia del presente reglamento, cuenten con declaración en construcción vigente conforme a lo dispuesto en el Título II del presente reglamento, no se verán afectadas por los nuevos criterios."
1	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 2.-	Propuesta no elimina la frase: "en los términos establecidos en el Decreto Supremo Nº 244, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que Aprueba Reglamento para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación Establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos, o aquel que lo reemplace".	Autodespacho: Regimen de operacón de una instalación de generación, SGC o Sistema de Almacenamiento de Energía interconectado al sistema eléctrico que no se encuentra sujeto al resultado de la optimización de la operación del sistema efectaudo por el Coordinador, y que y que puede ser aplicado en tanto se dé cumplimiento al principio de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico y a lo regulado en el presente reglamento.
2	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 2.-	Propuesta de modificación de literal w. sobre Costo de oportunida y su cálculo.	w. Costo de Oportunidad: Costo de la energía gestionable, que es calculado y utilizado por el Coordinador para minimizar el costo presente y el costo futuro esperado de operación y falla del sistema eléctrico, de aquellas instalaciones que posean capacidad de almacenamiento. Su cálculo deberá asegurar entregar señales eficientes y soportantes del despacho a mínino costo total actualizado. Se entenderá como señal económica eficiente y soportante como aquella que maximice el beneficio social total actualizado de la operacion de sistema eléctrico y que permita obtener el despacho físico a mínimo costo sin generar incentivos de desvíos por parte de los agentes en sus consignas de despacho óptimas, respectivamente.
3	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 2.-	Propuesta de literal x. sobre Costo de Producción. Costo de Producción de instalaciones con capacidad de almacenamiento será el mayor valor entre el Costo de Oportunidad y el Costo Variable de la unidad en cuestión.	x.Costo de Producción: Costo de la energía eléctrica que considera el mayor valor entre el Costo de Oportunidad de Sistemas de Almacenamiento de Energía, Centrales Renovables con Capacidad de Regulación o Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento si corresponde, y el Costo Variable de otras unidades de generación en los términos señalados en el presente reglamento.

4	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 2.-	Incorporar definición de Instalaciones con Capacidad de Almacenamiento.	literal ac: "Instalaciónes con Capacidad de Almacenamiento: Cualquier unidad de compuesta por una componente de generación y otra componente de almacenamiento ambas con el mismo punto de conexiónal sistema eléctrico, y/o equipamiento tecnológico capaz de retirar energía del sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía y almacenarla, con el objetivo de inyectarla nuevamente al sistema eléctrico. Estas instalaciones deberán ser catalogadas como de Impacto Directo de larga o corta duración según defina la norma técnica correspondente en base a su capacidad de almacenamiento temporal de energía".
5	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 2.-	Corregir y modificar literal bb	ab: " Sistema Generación-Consumo o SGC: Sistema formado por toda infraestructura productiva destinada a fines tales como la producción de hidrógeno o la desalinización del agua, con capacidad de generación propia, mediante medios de generación renovables, que se conecta, típicamente, al sistema eléctrico a través de un único punto de conexión y que puede retirar energía del sistema eléctrico a través de un suministrador o inyectarle sus Excedentes".
6	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 2.-	Incorporar literal ad. Que define Prorrata de Colocación.	ad: "Prorrata de Colocación: Ajuste instantaneo aplicado a las instalaciones de generación, Sistemas de Almacenamiento, Autoproductores y excedentes de los SGC, durante la operación en tiempo real y cada etapa de programación de la operación, y con ocación de existir instalaciones con mismo Costo de Producción, e incapacidad de colocación suficiente para todas ellas, de forma de alcanzar la capacidad de colocación máxima en los términos señalados en el presente reglamento. Aquella prorrata instantanea será única para cada Zona Diferenciada de costo marginal, según defina el Coordinador. Se entenderá que cada etapa de programación definirá sus propias Prorratas de Colocación y serán diferentes a las obtenidas durante la operación en tiempo real.
7	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 2.-	Incorporar literal ae. Que define las Zonas Diferenciadas.	ae: "Zona Diferenciada: Subconjunto del Sistema Eléctrico Nacional, que ante verificación de limites de intercambio de energía por restricciones en la capacidad de transmisión durante la operación en tiempo real, ven definidos sus costos marginales por una misma unidad marginal. Podrán existir tantas Zonas Diferenciadas como límites de transmisión simultaneos. Estas zonas también comprenderán a las redes de distribución en base a la asignación de la subestación primaria de distribución que las alimenta. Durante la operación en tiempo real el Coordinador deberá informar las Zonas Diferencias con un atraso no mayor a 30 segundos en su plataforma web.
8	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 2.-	Incorporar literal af. Que define Disponibilidad de Generación Eléctrica Pronosticada.	af: "Disponibilidad de Generación Eléctrica Pronosticada: Capacidad de generación de las instalaciones eléctricas conectadas al Sistema Eléctrico Nacional, en base al pronóstico de los energéticos primarios disponibles y optimización de la colocación de Energía Gestionable. Se entenderá que la disponibilidad de los energéticos primarios son un parámetro de la progamación y que la colocación de Energía Gestionable es un resultado de la misma".
9	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 2.-	Incorporar literal ag. Que define Generación Disponible.	ag: "Generación Disponible: Capacidad de generación de las instalaciones eléctricas conectadas al Sistema Eléctrico Nacional, en base al uso del sistema de información en tiempo real de los energéticos primarios disponibles. Para efectos de los Sistemas de Almacenamiento se entenderá como su capacidad de generación su capacidad instalada para inyectar excedentes al Sistema Eléctrico Nacional. Se entenderá que la disponibilidad de los energéticos primarios provienen única y singularmente del sistema de información en tiempo real. Esta señal deberá ser utilizada por la herramienta automática de despacho económico en tiempo real, el cálculo disponibilidad de energético primario para efectos de transferencias de servicios complementarios y potencia, y deberán ser publicadas con oportunidad de los antecedentes de transferencias económicas de energía y potencia".
10	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 2.-	Incorporar literal ah. Que define Energías Gestionables.	ah: "Recurso energético primario en base a energía embalsada o almacenada. Aquellas centrales de generación en base a Energías Gestionables ddeberán ser catalogadas como de Impacto Directo de larga o corta duración según defina la norma técnica correspondente en base a su capacidad de almacenamiento temporal de energía".
11	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 2.-	Incorporar literal ai. Define impacto directo de largo o corta duración.	ai: "El Impacto Directo de larga o corta duración de una Instalación con Capacidad de Almacenamiento y/o Energía Gestionable se define singularmente por el balance temporal de su propio recurso Energético Gestionable, esto sin considerar la afectación a otras instalaciones.
12	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 2.-	Incorporar literal aj. Que define y relaciona Instalaciones con Capacidad de Almacenamiento y Centrales con Capacidad de Regulación con su Impacto Directo de corta y larga duración.	aj: "Toda Instalación con Capacidad de Almacenamiento y Centrales con Capacidad de Regulación deberá contar con su respectiva definición de Impacto Directo de corta o larga duración."
13	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 2.-	Incorporar literal ak que define Etapas de Colocación de Recursos.	ak: "Toda etapa de programación de la operación utilizada para definir encendido y/o apagado de centrales de generacion, y consignas de nivel de generación durante la operación en tiempo real. Una Etapa de Colocación de Recursos podrá calcular Costos de Oportunidad de las Energías Gestionables de Impacto Directo de Corta Duración siempre y cuando tenga un horizonte de optimización adecuado respecto al recurso en cuestión según la norma técnica aplicable. La etapa de despacho económico en base a herramienta automática será por definición una Etapa de Colocación de Recursos durante la operación en tiempo real. La etapa de despacho económico en base a herramienta automática no podrá ser una Etapa de Valorización de Recursos.
14	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 2.-	Incorporar literal al que define Etapas de Valorización de Recursos.	al: "Toda etapa de programación de la operación utilizada para calcular Costos de Oportunidad de las Energías Gestionables para efecto de las siguientes etapas de la programación. Una etapa de programación puramente destinada para la Valorización de Recursos no tendrá injerencia en el despacho físico real (decisiones de encendido o apago de centrales, o consignas de nivel de despacho en tiempo real).
15	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 2.-	incorporar literal am que define el Proceso de Almacenamiento.	am:" Proceso de Almacenamiento: Proceso en que un Sistemas de Almacenamiento de Energía, la componente de almacenamiento de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento y de Centrales con Almacenamiento por Bombeo efectuan retiros de energía desde el sistema eléctrico para posteriormente inyectarla nuevamente al sistema".
16	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 126.-	Incorporar que se deben publicar las Prorratas de Colocación.	Artículo 126.- El Coordinador deberá registrar las desviaciones que se produzcan entre la operación en tiempo real y la programada, con justificación de aquellas más relevantes, debiendo adoptar las medidas correctivas que correspondan en la programación de la operación. En caso de que el Coordinador prevea que exista más de una instalación de generación con igual Costo de Producción, y no hubiese capacidad de colocación suficiente para todas ellas, este deberá ajustar los niveles de generación de las instalaciones en base a Prorratas de Colocación por Zona Diferenciada pudiendo establecer límites operativos a dichas unidades en la herramienta referida en el artículo 117 bis del presente reglamento. El referido ajuste deberá realizarse a prorrata de la Generación Disponible de las instalaciones, o la capacidad máxima de inyección en el caso de Sistemas de Almacenamiento de Energía. El Coordinador podrá definir criterios adicionales para asegurar el cumplimiento del artículo 72-1 de la Ley. En el caso de las instalaciones que operen con Autodespacho conectadas a la red de distribución, el Coordinador determinará el ajuste para el conjunto de instalaciones que operen dentro de una misma red de distribución en base a Prorratas de Colocación por Zona Diferenciada, o parte de ella, según su disponibilidad de generación eléctrica, o en su defecto, de la generación disponible pronosticada a la que se refiere el inciso segundo del artículo 45 bis del presente reglamento, y de los criterios referidos en el inciso anterior, según corresponda. Será la empresa distribuidora correspondiente la encargada el Coordinador el encargado de determinar y comunicar a las instalaciones conectadas a su red, el ajuste. que deberá realizar cada una de ellas para dar cumplimiento a la instrucción del Coordinador, de acuerdo con los criterios establecidos en el Decreto Supremo Nº 88, de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala, o aquel que lo reemplace. Sin perjuicio de lo anterior, excepcionalmente, el Coordinador podrá considerar condiciones especiales de operación para una utilización óptima de los recursos. Al Coordinador deberá publicar las Prorratas de Colocación por Zona Diferenciada con ocación de la publicación de los resultados de la operación en tiempo real.

18	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 12.-	Modificar artículo 12:	Artículo 12.- Todos los Coordinados estarán obligados a sujetarse a la coordinación del Sistema Eléctrico Nacional que efectúe el Coordinador de acuerdo a la normativa vigente. El Coordinador deberá coordinar la operación de las instalaciones señaladas en el artículo 10 del presente reglamento que se encuentren interconectadas directamente a los sistemas de transmisión. En el caso de las instalaciones que se encuentren interconectadas en el sistema de distribución, deberá efectuar la coordinación sólo a efectos de monitorear y verificar el cumplimiento de los principios de la coordinación a que según se refiere el artículo 5 del presente reglamento, debiendo instruir a los Coordinados las Empresas Distribuidoras las medidas pertinentes para el adecuado cumplimiento de las exigencias de despacho económico, con ocasión de los artículos 45 bis y 126 del presente reglamento, así como las de calidad y seguridad de servicio en el Sistema Eléctrico Nacional. No obstante lo señalado en el inciso precedente, todo lo relativo a la operación en tiempo real de las instalaciones de distribución será efectuado por la respectiva Empresa Distribuidora. Los Clientes Libres conectados directamente a sistemas de transmisión deberán sujetarse a las instrucciones del Coordinador, en conformidad a las disposiciones establecidas en la norma técnica respectiva.
19	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 15.-	0	Artículo 15.- Los Coordinados estarán obligados a proporcionar oportunamente al Coordinador y actualizar toda la información, en forma cabal, completa y veraz, que éste requiera para el cumplimiento de sus funciones. Para tales efectos, el Coordinador deberá disponer de plataformas informáticas que faciliten a los Coordinados el envío de toda la información requerida en tiempo y forma. El Coordinador podrá efectuar solicitudes de información simplificadas a aquellas instalaciones que se encuentren conectadas en distribución, en tanto no se afecte la seguridad y calidad de servicio del sistema. El Coordinador podrá realizar auditorías a la información a la que se refiere el inciso precedente, de acuerdo a lo establecido en el Título V del presente reglamento.
20	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 29.-	Modificar artículo 29:	Artículo 29.- Concluida la etapa de puesta en servicio, el Coordinado de la respectiva instalación deberá presentar al Coordinador una declaración jurada de fiel cumplimiento de la normativa vigente, pudiendo este último verificar tal circunstancia. Posteriormente, el Coordinador emitirá su aprobación para la entrada en operación del respectivo proyecto, en los plazos que establezca la norma técnica respectiva. El Coordinador podrá emitir una aprobación para la entrada en operación de forma parcializada de una instalación, esto sujeto a un cronograma de puesta en servicio y entrada en operación de las instalaciones restantes, esto de forma de alcanzar el objeto original del proyecto declarado en construcción. Todo lo anterior sujeto a que el estado final del proyecto no sea calificado como un cambio significativo respecto al proyecto declarado en construcción.
21	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 31.-	Modificar artículo 31, eliminando relación al DS 88.	Artículo 31.- El retiro, modificación relevante, desconexión, o cese de operaciones sin que éste obedezca a fallas o mantenimientos programados, de unidades del parque generador, Sistemas de Almacenamiento de Eenergía y de las instalaciones del sistema de transmisión, deberán comunicarse por escrito al Coordinador, la Comisión y la Superintendencia, con una antelación no inferior a 24 meses en el caso de unidades generadoras y Sistemas de Almacenamiento de Energía, y 36 meses respecto de instalaciones de transmisión. Las modificaciones de instalaciones que no tengan el carácter de relevante, de acuerdo a la norma técnica, deberán ser comunicadas por escrito al Coordinador en un plazo no inferior a 30 días. Para el caso de los Pequeños Medios de Generación Distribuida, les aplicarán las disposiciones establecidas en el citado Decreto Supremo Nº 88244, de 201905, del Ministerio de Economía, Fomento y ReconstrucciónEnergía, o aquel que lo reemplace.
22	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 35.-	Incorporar concepto de "requerimientos de fortaleza de red".	Artículo 35.- El Coordinador deberá elaborar el informe de seguridad a que se refieren los artículos 33 y 34 anteriores en la forma y plazo que determine la Comisión. Dicho informe deberá contener la evaluación de la afectación de los objetivos establecidos en el artículo 72º-1 de la Ley. El informe de seguridad elaborado por el Coordinador, deberá evaluar y pronunciarse fundadamente respecto a la afectación de los objetivos establecidos en el artículo 72°-1 de la Ley, considerando, al menos, el impacto en la seguridad de abastecimiento y la provisión de Servicios Complementarios, así como también analizar la respuesta del sistema frente a situaciones operacionales particulares, tales como, operación forzada por requerimientos de inercia, requerimientos de fortaleza de red, variabilidad de los recursos renovables, considerando las tasas de salida forzosa de unidades generadoras y la aplicación del plan de recuperación de servicio. El Coordinador podrá solicitar antecedentes adicionales al Coordinado que solicitó el retiro, modificación relevante, desconexión, o cese de operaciones, a efecto de elaborar el informe de seguridad.
23	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 35 bis.-	Especificar la propiedad de los recursos energéticos primarios y a quién se le aplica la condición especial de operación, como también los sobrecostos aplicables.	Artículo 35 bis.- Previo al retiro de una central generadora, el Coordinador podrá aplicar condiciones especiales de operación para propender de forma de hacer al uso eficiente de los sus recursos primarios de generación, conforme a lo que disponga la norma técnica respectiva, con el objetivo de resguardar la seguridad y la operación económica del sistema eléctrico. Esta condición especial de operación no deberá significar sobrecostos para el sistema. En espécifico, la central generadora en cuestión no se le aplicarán los artículos 167 y 168 del presente reglamento.
24	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 36.-	Incorporar restricciones operativas mínimas a las etapas de la programación de la operación y poner en mayúscula Energías Gestionables.	Artículo 36.- El Coordinador deberá efectuar la programación de la operación de las instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional, proceso mediante el cual se optimiza y programa el uso de las instalaciones del sistema eléctrico sujetas a su coordinación. La programación de la operación deberá garantizar la operación más económica para el conjunto de instalaciones, minimizando el costo total actualizado de abastecimiento, esto es, la suma de los costos totales esperados de operación, reservas y falla, para un determinado horizonte de tiempo, preservando la seguridad y calidad del servicio en el sistema eléctrico.La programación deberá considerar restricciones operativas mínimas como inercia, fortaleza de red, control de reactivos, entre otros. La programación de la operación determinará el valor de los recursos de la energía embalsada o almacenada, en adelante, energía gestionableEnergía Gestionable, el nivel de colocación de las energías y reservas, y el uso óptimo de las instalaciones, según corresponda, conforme al presente reglamento y a la norma técnica respectiva. Adicionalmente, el Coordinador deberá optimizar a las instalaciones bajo el régimen de Autodespacho, con ocasión de la aplicación de lo establecido en el artículo 45 bis del presente reglamento. El Coordinador deberá realizar la programación de la operación delSistema Eléctrico Nacional optimizando de manera conjunta el nivel de colocación de la energía para abastecer la demanda y las reservas operacionales necesarias que permitan cumplir adecuadamente los principios de la coordinación a que se refiere el artículo 5 del presente reglamento. Este proceso deberá considerar los insumos necesarios para cumplir los objetivos señalados en el inciso anterior, tales como características técnicas de las instalaciones, la programación y coordinación de los mantenimientos, las solicitudes de trabajos en las instalaciones, costos variables declarados por los Coordinados, información proporcionada por los Coordinados, estudios desarrollados o mandatados por el Coordinador, información de pronósticos, entre otros, de acuerdo a lo indicado en el presente

25	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 37.-	Modificación de artículo 37 considerando mayúsculas en definiciones, aplicación de recálculo de valor de energia gestionable según etapa, incorporación de eficiencia de carga y descarga en las componentes de almacenamiento y cosideración de costo variable total en las Energías Gestionables de corta larga duración.	Artículo 37.- En la programación de la operación, el Coordinador deberá calcular y utilizar el costo Costo de oportunidad Oportunidad de la energía gestionableEnergía Gestionable, que minimice el costo presente y el costo futuro esperado de operación y falla del sistema eléctrico, de aquellas instalaciones que posean capacidad de almacenamientoInstalaciones con Capacidad de Almacenamiento. Para ello deberá categorizar aquellas instalaciones cuya capacidad de almacenamiento individual implique un impacto de larga duración relevante sobre la operación del sistema eléctrico, conforme lo señale la respectiva norma técnica. Esta última deberá indicar la etapa de programación de mayor granularidad temporal en que deja de ser necesario el recálculo de Costo de Oportunidad de la Energía Gestionable con impacto de larga duración, fijándola como parámetro de entrada para efectos de las siguientes etapas. Esto considerando al menos las siguientes características de las instalaciones: a. Capacidad de gestión de energía almacenada; b. Capacidad de almacenamiento de energía; c. Potencia nominal de las componentes de almacenamiento, y generación en los casos que corresponda; d. Estadísticas y pronósticos de energía afluente, en los casos que corresponda; e. Vida útil y ciclo de carga/descarga de la componente de almacenamiento; y f. Impacto en la seguridad o eficiencia económica en el sistema eléctrico. g. Eficiencia de carga y descarga de las componentes de almacenamiento. El costo mayor valor entre el costo variable total y Costo de oportunidad Oportunidad de las energías gestionables Energías Gestionables será utilizado como el Costo de Producción costo asignado a para las Centrales Renovables con Capacidad de Regulación o Almacenamiento y Sistemas de Almacenamiento de Energía durante todas las etapas de programación de la operación según corresponda, para efectos de la elaboración del listado de prioridad de colocación señalado en el artículo 57 del presente reglamento.
26	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 38.-	Modificación de artículo 38, incorporando conceptos de restricciones operativas intertemporales (rampas, y mínimos técnicos). También se incorpora el deber de definir la relación de los modelos de programación y cómo fluye la información de los costos de oportunida entre ellos.	Artículo 38.- Para la determinación del costo Costo de oportunidad Oportunidad señalado en el artículo anterior, el Coordinador deberá considerar las restricciones de operación de embalses, restricciones ambientales, convenios de riego, caudales ecológicos, la representación de los sistemas de transmisión, demanda, restricciones intertemporales operativas de unidades, eficiencias de unidades generadoras e Instalaciones con Capacidad de Almacenamiento, entre otros. El Coordinador deberá considerar criterios diferenciados para la determinación del Costo de Oportunidad de las energías gestionables cuya capacidad de almacenamiento implique un impacto de larga duración en el sistema. El Coordinador deberá indicar la etapa de programación de mayor granularidad temporal en que deja de ser necesario el recálculo de Costo de Oportunidad de la Energía Gestionable con impacto de larga duración, fijándola como parámetro de entrada para efectos de las siguientes etapas. El Coordinador deberá utilizar, para la obtención de los costos Costos de oportunidad Oportunidad de las energías gestionables Energías Gestionables, los mismos modelos e información aplicados en la programación de la operación. Estas metodologías, supuestos y parámetros deberán ser públicos y transparentes, y estar disponibles en la página web del Coordinador de forma oportuna respecto al impacto en la cadena de programación y operación en tiempo real.
27	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 39.-	Modificación de artículo 39, incorporando concepto del deber de dividir el proceso de la programación en diferentes etapas, como también la revisión de las metodologías de cálculo del Costo de Oportunidad de las Energías Gestionables, pudiendo promover cambios en la metodología de forma de propender a la operación a mínimo costo total actualizado.	Artículo 39.- El Coordinador podrá deberá dividir el proceso de programación de la operación en distintas etapas según su horizonte temporal, con el fin de aplicar las metodologías y modelos adecuados para efectos de la adecuada valorización de las energías gestionables Energías Gestionables. De forma de garantizar la adecuada valorización de las Energías Gestionables el Coordinador deberá evaluar, una vez ocurrida la operación en tiempo real, si el Costo de Oportunidad de las Energías Gestionables está asegurando el despacho a mínimo costo total actualizado, pudiendo proponer cambios a su metodología de cálculo. Estos cambios podrán comprender variables como frecuencia de reprogramación, uso de nuevos modelos, entre otros.
28	Pacific Hydro Chile S.A.	Otros	Inclusión de nuevo artículo 39 bis incorporando la determinación de frecuencia de actualización de las divisiones de proceso de programación.	Artículo 39 bis: De forma de poder integrar la información más actualizada al proceso de la programación de la operación, el Coordinador deberá definir la frecuencia de actualización de las divisiones del proceso de programación, según corresponda. Aquella determinación de frecuencia será determinada en días de corridos. Cualquier incumplimiento de las fechas para la ejecución de una etapa de la programación deberá ser fundadamente justificada.
29	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 40.-	Modificación del artículo 40 incluyendo la opción para aumentar la frecuencia de ejecución de la progamación de la operación, según sea su etapa.	Artículo 40.- El Coordinador deberá actualizar aumentar la frecuencia de la programación de la operación, incorporando variables y antecedentes, en las etapas que corresponda, en atención a cambios relevantes en la operación esperada del sistema, contingencias, o desviaciones respecto de lo programado, según se identifique la necesidad de ello en base a un análisis fundado. Tanto Empresas Coordinadas, como el mismo Coordinador, podrán solicitar este aumento mediante un reporte con análisis fundado para mejor capturar la variabilidad del estado del sistema y del pronóstico de variables, según corresponda. Adicionalmente, el Coordinador deberá revisar los Costos de Oportunidad de las instalaciones con capacidad de almacenamiento que no presentan un impacto de larga duración para el sistema, pudiendo establecer un procedimiento simplificado para su recálculo. Por procedimiento simplificado se entenderá explícitamente como una instancia de programación de la operación de corto plazo con un menor horizonte de optimización, permitiendo recalcular el costo de oportunidad de impacto de corta duración utilizando menores recursos computacionales y temporales.
30	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 41.-	Modificación del artículo 41 relacionando etapas de programación con el cálculo de Costos de Oportunidad.	Artículo 41.- Cuando el Coordinador defina distintas etapas dentro del proceso de programación de la operación, las Eetapas de Ccolocación de los Rrecursos energéticos y Energías Gestionables con Impacto Directo de corta duración serán realizadas con frecuencia y horizonte de simulación al menos diario, o según defina el Coordinador, de forma tal que permite recoger adecuadamente los Costos de oportunidad asociados a estos recursos de acuerdo a lo establecido en la norma técnica. mientras que lLas Eetapas de Vvalorización de las energías gestionables Energías Gestionables con Impacto Directo de larga duración serán realizadas con frecuencia y horizonte tal que permita recoger adecuadamente los costos de oportunidad Costos de Oportunidad asociados a estos recursos, de acuerdo a lo establecido en la norma técnica.
31	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 42.-	Modificación del artículo 42 que relaciona frecuencia de optimización con la compatibilidad e idoneidad de prestación de servicios complementarios en base a procesos de subastas de cortísimo plazo.	Artículo 42.- El Coordinador deberá resguardar que el proceso de programación de la operación sea compatible con los mecanismos que se definan para la materialización y prestación de Servicios Complementarios, en particular, para los que resulten a partir de procesos de subastas de cortísimo plazo. Para ello el Coordinador podrá aumentar la frecuencia de la programación de la operación, incorporando variables y antecedentes, en las etapas que corresponda, en atención a cambios relevantes en la operación esperada del sistema, contingencias, o desviaciones respecto de lo programado, de forma de asegurar lo indicado en el inciso anterior. Para efectos del presente reglamento, se entenderá por requerimiento de cortísimo plazo cuando la prestación del servicio sea por un plazo inferior a seis meses y el período que medie entre la presentación de ofertas y la prestación del servicio sea igual o inferior a 15 días.
32	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 43.-	Modificación de artículo 43 indicando la publicación de la formulación matemática explícita para poder replicar en código abierto.	Artículo 43.- El Coordinador deberá definir la aplicación de las metodologías, los modelos matemáticos, esquemas de medición u otras materias técnicas necesarias para ejecutar la programación de la operación en conformidad a la normativa vigente, los que deberán ser de público conocimiento a través de la página web del Coordinador. Los modelos matemáticos y metodologías a utilizar por el Coordinador para la programación de la operación deberán ser capaces de representar múltiples recursos energéticos gestionables, disponibilidad de combustibles y de energéticos primarios, y prestación de Servicios Complementarios, entre otros. La formulación matemática explícita de los modelos indicados en los incisos previos deberá estar publicada para su cabal reproducción mediante otras plataformas de programación matemática.

33	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 44.-	Modificación de artículo 44 incorporando antecedentes de costos de oportunidad de las etapas de programación anteriores según corresponda.	Artículo 44.- La programación de la operación se realizará considerando, al menos, los siguientes aspectos: a. Disponibilidad y costos de combustibles o insumos primarios para generación eléctrica; b. Costos variables combustibles y no combustibles, y consumos específicos de las distintas unidades generadoras; c. Características y fechas de puesta en servicio de instalaciones declaradas en construcción; d. Costos y tiempos de partida y detención para unidades generadoras; e. Criterios y metodologías para la representación de centrales hidráulicas de embalse y con conectividad hidráulica; f. Estadística hidrológica de afluentes en régimen natural; g. Estadísticas relevantes para las distintas fuentes de generación eléctrica; h. Cotas, volumen y condiciones especiales de operación de embalses; i. Convenios vigentes de uso de agua informados al Coordinador por los Coordinados; j. Restricciones, acuerdos operativos o convenios de uso que afecten la disponibilidad de agua para centrales generadoras hidráulicas adicionales a los convenios vigentes informados al Coordinador; k. Pronóstico de caudales afluentes y generación de centrales hidroeléctricas; l. Costos de falla vigentes, determinados por la Comisión; m. Modelación del sistema de transmisión; n. Pronóstico centralizado de generación renovable con recursos primarios variables; o. Proyección de demanda eléctrica, incluyendo su modelación temporal y espacial; p. Programas de mantenimiento preventivo mayor y trabajos en instalaciones eléctricas sujetas a coordinación afectando su operación o disponibilidad; q. Información de desviaciones o cambios en las condiciones normales de operación del sistema; r. Características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas; s. Condiciones y/o restricciones de suministro de insumos de centrales de generación en el horizonte que el Coordinador establezca; t. Requerimientos de Servicios Complementarios, en particular, niveles de reserva; u. Operación esperada para Pequeños Medios de Generación Distribuida y Pequeños Medios de Generación que operen con Autodespacho que no operen en base a recursos primarios variables; v. Criterios y metodologías para la representación y operación de Sistemas de Almacenamiento de Energía y otras energías gestionables; y w. Pronóstico de temperaturas en las distintas zonas del país, en caso de requerirse para la determinación de la capacidad térmica de las instalaciones de transmisión.; y, w.x. Potencia nominal y disponibilidad de generación eléctrica pronosticada de las instalaciones que operen con Autodespacho; y. Costos de Oportunidad de Impacto Directo de Corta o Larga Duración de las etapas de programación de Valorización de Recursos de Energías Gestionables anteriores; y z. Degradación esperada de las Instalaciones con Capacidad de Almacenamiento según corresponda. Pronóstico de temperaturas en las distintas zonas del país, en caso de requerirse para la determinación de la capacidad térmica de las instalaciones de transmisión.
34	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 45.-	Modificación del artículo 45 incorporando concepto de ciclos diarios máximos para sistemas de almacenamiento y componentes de almacenamiento.	Artículo 45.- Para la programación de la operación, el Coordinador deberá considerar las características técnicas y restricciones o limitaciones de las instalaciones sujetas a coordinación, tales como tiempos de partida y detención de unidades generadoras, consumo específico de unidades generadoras, tiempos mínimos de operación de unidades generadoras, mínimos técnicos de operación, capacidad de instalaciones de transmisión, topología del sistema de transmisión, ciclos de almacenamiento efectivos diarios máximos, entre otras. En caso de que exista más de una instalación de generación con igual costo considerado en el listado de prioridad de colocación, y no exista capacidad de colocación suficiente para todas ellas, la generación de las mismas deberá ser ajustada por el Coordinador a prorrata de la potencia máxima de dichas centrales o unidades generadoras, hasta alcanzar la capacidad de colocación máxima, considerando las características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas. Este ajuste también deberá considerar la generación proveniente de centrales que operen con Autodespacho y Autoproductores de acuerdo a la normativa vigente. Sin perjuicio de lo anterior, excepcionalmente el Coordinador podrá considerar condiciones especiales de operación para una utilización óptima de los recursos. Dentro de las limitaciones a la operación de las distintas instalaciones sujetas a coordinación, el Coordinador deberá considerar aquellas que resulten de la aplicación de normativa relacionada con otros sectores, tales como el sector ambiental. Los Coordinados serán responsables de informar estas limitaciones, las que serán consideradas por el Coordinador sólo en caso que se encuentren debidamente justificadas, mediante auditorías o ensayos u otros medios de prueba. En cualquier caso, el Coordinador podrá efectuar auditorías para verificar los parámetros informados, en los términos establecidos en el Título V del presente reglamento. Con todo, los puntos de operación factibles de las instalaciones a considerar en la programación de la operación, serán aquellos que permitan cumplir con todas las obligaciones normativas, independientemente de su origen.
35	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 45 bis.	Modificación de artículo 45 bis indicando concepto de uso presunt de sistema de transmisión e incorporar que se deben publicar las Prorratas de Colocación globales que existan en el CEN, tanto en instancas de programación como durante la operación en tiempo real.	Propuesta de modificación 45 bis: "En caso de que exista más de una instalación de generación con igual costo considerado en el listado de prioridad de colocación, y no hubiese capacidad de colocación suficiente para todas ellas, la generación de estas deberá ser prorrateada por el Coordinador hasta alcanzar la capacidad de colocación máxima considerando las características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas, de acuerdo con lo establecido en el artículo anterior, esto en base a el uso de Prorratas de Colocación por Zona Diferenciada. Para instalaciones que inyecten energía y potencia y conectadas a que hagan uso presunto de la red de transmisión, Ddicho prorrateo deberá realizarse utilizando como criterio la Disponibilidad de Generación Eléctrica Pronosticada, o la capacidad máxima de inyección en el caso de Sistemas de Almacenamiento de Energía. Por su parte, para las centrales que operen con Autodespacho y se encuentren conectadas a la red de distribución, el ajuste será determinado por el Coordinador, en base a las Prorrata de Colocación por Zona Diferenciada, para el conjunto de instalaciones que operen dentro de una misma red de distribución, o parte de ella, según su disponibilidad de generación eléctrica pronosticada o, en su defecto, de acuerdo con su potencia nominal. Sin perjuicio de lo anterior, excepcionalmente, el Coordinador podrá considerar condiciones especiales de operación para una utilización óptima de los recursos. Al Coordinador deberá publicar las Prorratas de Colocación por Zona Diferenciada con ocación de la publicación de los resultados de cada etapa de la programación de la operación
36	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 46.-	Modificación del artículo 46 abordando impacto sistémico de un conjunto de instalaciones.	Artículo 46.- El Coordinador podrá requerir niveles distintos de información a los Coordinados, para efectos de los procesos de programación de la operación, en atención a las características de sus instalaciones, su tamaño o el impacto sistémico, de forma singular o en conjunto, que la operación de las mismas implique sobre la eficiencia económica y seguridad del sistema, en consistencia con la normativa vigente. Los criterios asociados a estos requerimientos de información deberán ser públicos.

37	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 48.-	Modificación del artículo 48 incorporando mayúscula a conceptos de Costo deOportunidad y Energía Gestionable. Se corrigen los literales según el original (comparado tenía error).	Artículo 48.- El Coordinador deberá determinar fundadamente y en conformidad a lo dispuesto en la norma técnica respectiva, aquellas Centrales Renovables con Capacidad de Regulación a las cuales sea necesario calcular un Ccosto de Ooportunidad de la Eenergía Ggestionable, con el objetivo de minimizar el costo total actualizado de abastecimiento en el sistema eléctrico. Esta determinación se realizará considerando, entre otros, los siguientes aspectos de cada central: a. Capacidad de gestión temporal de energía; b. Nivel o volumen de energía almacenada; c. Pronóstico de generación renovable con recursos primarios variables y de energías afluentes; d. Potencia nominal de la central; e. Operación esperada; y f. Impacto sistémico sobre la seguridad, suficiencia o eficiencia económica en el sistema eléctrico. Adicionalmente, para aquellas Centrales Renovables con Capacidad de Regulación cuyo insumo primario sea hídrico, deberá considerar niveles y capacidad de almacenamiento de los embalses, características de las cuencas en que se encuentra la central y la conectividad hidráulica entre centrales, entre otros aspectos que estime necesarios. El Coordinador deberá disponer en el sistema de información pública la determinación antes señalada para cada central y los antecedentes que fundaron dicha definición. Asimismo, deberá informar al titular respectivo, antes del inicio de la puesta en servicio de sus instalaciones, respecto de si su instalación será de aquellas a las que se defina un Ccosto de Ooportunidad. Esta definición podrá ser modificada por el Coordinador con posterioridad a la entrada en operación, y solo en atención a cambios relevantes en las condiciones de operación del sistema eléctrico o de la instalación correspondiente.
38	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 51.-	Modificación de artículo 51 para incorporar estudios sobre variables temporales de los programas de la operación.	Artículo 51.- El Coordinador deberá elaborar estudios para la adecuada modelación del sistema eléctrico, en aquellas variables que generen impactos relevantes en el ejercicio de optimización que realiza con ocasión de la programación de la operación o en la operación en tiempo real del conjunto de las instalaciones sujetas a coordinación. Como dimensiones mínimas: En particular, a. eEl Coordinador deberá realizar estudios de proyección de precios de combustibles en los horizontes que requiera la programación de la operación, a fin de contar con una proyección propia fundada respecto de la evolución de estos precios. b. así como también eEstudios para la correcta modelación de las restricciones de suministro de insumos de centrales termoeléctricas cuya operación genere un impacto relevante en la operación del Sistema Eléctrico Nacional. c. Estudios sobre resolución temporal y horizontes mínimos de modelación de las etapas de la programación de la operación para un correcto cálculo de los Costos de Oportunidad de las Energías Gestionables con Impacto Directo de Corta o Larga duración. Los Coordinados podrán participar con observaciones y comentarios en la elaboración de los estudios señalados en el presente artículo.
39	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 53.-	Modificación del artículo 53 distinguiendo incorporación de centrales en la programación.	Artículo 53.- Los Pequeños Medios de Generación Distribuida y los Pequeños Medios de Generación que operen con Autodespacho que no operan en base a recursos primarios variables, de conformidad a lo dispuesto en la normativa vigente, deberán ser incorporados por el Coordinador en la programación de la operación, considerando el pronóstico centralizado de generación indicado en el Capítulo 3 del presente Título, y lo señalado en el artículo 45 bis del presente reglamento. Los Pequeños Medios de Generación Distribuida y los Pequeños Medios de Generación que operen con Autodespacho que operan en base a recursos primarios variables, de conformidad a lo dispuesto en la normativa vigente, deberán ser incorporados por el Coordinador en la programación de la operación, considerando su Disponibilidad de Generación Eléctrica Pronosticada indicada en el Capítulo 3 del presente Título, y lo señalado en el artículo 45 bis del presente reglamento. El Coordinado de un Pequeño Medio de Generación Distribuida, deberá enviar al Coordinador, en el tiempo y forma que este requiera y de acuerdo con la normativa vigente, toda la información relevante para la incorporación de sus instalaciones en el proceso de programación. El tipo de información que el Coordinador solicite dependerá, entre otros, de la potencia nominal de la central, su energía esperada generada, su ubicación y tecnología, así como el impacto que su operación genere sobre el sistema eléctrico, en los términos que se indique en la respectiva norma técnica. Por su parte los Sistemas de Almacenamiento y SGC, que operen con Autodespacho, de conformidad a lo dispuesto en la normativa vigente, deberán ser incorporados por el Coordinador en la programación de la operación, considerando el programa de inyecciones y retiros informado conforme a lo dispuesto en el artículo 103 o el programa de excedentes a que se refiere el artículo 116 ter, según corresponda, y lo señalado en el artículo 45 bis, todos ellos del presente reglamento.
40	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 56.-	Modificación de artículo 56 incluyendo condición de modulación de colocación de energía de unidades marginales por parte del CEN durante la operación en tiempo real.	Artículo 56.- El Coordinador podrá determinar el establecimiento y la cancelación de condiciones especiales de operación para centrales hidroeléctricas de embalse, así como también para otras Centrales Renovables con Capacidad de Regulación, o Centrales con Almacenamiento por Bombeo, Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento o Sistemas de Almacenamiento de Energía, en base a la verificación o estimación de condiciones de operación proyectadas que las sustenten. Estas condiciones especiales de operación podrán considerar situaciones de vertimiento, vertimiento evitable, agotamiento y despacho modulado de unidad inframarginal, si se prevé que la central o Sistema de Almacenamiento de Energía alcanzará su capacidad máxima o mínima en el período de análisis que corresponda, o que existen restricciones en el sistema eléctrico que no permiten el uso óptimo de los recursos energéticos gestionables, entre otros, según lo determine la respectiva norma técnica. Se entenderá por despacho modulado de una unidad inframarginal aquellas centrales hidroeléctricas de embalse, así como también para otras Centrales Renovables con Capacidad de Regulación, o Centrales con Almacenamiento por Bombeo, Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento o Sistemas de Almacenamiento de Energía que no siendo la unidad marginal reciben una consigna de operación bajo su potencia máxima de colocación según disponibilidad de recursos energéticos primarios y/o capacidad instalada. Sin perjuicio de lo señalado en el inciso anterior, los Coordinados deberán solicitar fundadamente al Coordinador el establecimiento de condiciones especiales de operación en sus instalaciones, acompañando los antecedentes que justifiquen la solicitud. Esta información deberá ser analizada por el Coordinador, y considerada en la programación de la operación y en la operación en tiempo real del sistema eléctrico, en caso que corresponda. De manera análoga, los Coordinados de instalaciones sujetas a condiciones especiales de operación deberán solicitar al Coordinador la cancelación de una condición especial de operación cuando prevean que no se cumplirán o se han dejado de cumplir los factores que determinaron la pertinencia de dicha condición, solicitud que deberá ser analizada por el Coordinador, y considerada en la programación de la operación y en la operación en tiempo real del sistema eléctrico, en caso que corresponda.

41	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 57.-	Modificación artículo 57. Se debe utilizar la programación de la operación más actualizada para efectos del despacho en tiempo real dado que incorporar la información del estado de la naturaleza más actualizados, mejorando así la eficiencia social del despacho y cálculos de costos de oportunidad. Adicionalmente, se define el plazo máximo para la publicación y entrada en vigencia de la lista de prioridad de colocación de los recursos energéticos de SEN.	Artículo 57.- A partir de los resultados de la programación de la operación más recientes, el Coordinador deberá establecer el listado de prioridad de colocación, en el que deberá definir, para un determinado horizonte y resolución temporal, el orden creciente de colocación de las centrales o unidades de generación y de Sistemas de Almacenamiento de Energía, según corresponda, de menor a mayor costo Costo de producción Producción de energía eléctrica, considerando los costos Costos variables Variables y los costos Costos de oportunidad Oportunidad en los términos señalados en el presente Título y en la respectiva norma técnica. Aquel listado de prioridad de colocación deberá ser publicado y entrar en vigencia para efectos del despacho en tiempo real en un plazo no mayor a una hora desde obtenidos los resultados de la programación matemática. El Coordinador podrá justificadamente disminuir aquel plazo para ajustarse a condiciones cambiantes del sistema. El resultado de la programación de la operación deberá contener el nivel de generación o inyección de cada central generadora, o unidad generadora, SGC o Sistema de Almacenamiento de Energía, según corresponda, en función de sus Costos de Producción los costos del listado de prioridad de colocación. En caso queEn caso de que debido a restricciones o limitaciones de cualquier tipo, sea necesaria la programación y despacho de instalaciones para el cumplimiento de lo indicado en el Artículo 72°-1 de la Ley, que no responda al orden creciente de colocación señalado en el inciso anterior, se entenderá que la central o unidad, SGC o Sistema de Almacenamiento de Energía fueron despachados fuera de orden Orden económicoEconómico, y deberá ser retribuida en sus costos Costos de Producción Variables de acuerdo a con lo señalado en el Título IV del presente reglamento. Asimismo, el proceso de programación de la operación deberá entregar, al menos, los siguientes resultados: a.Costos marginales del sistema con resolución temporal acorde a la etapa de proceso de programación; b.Retiros e inyecciones de energía de los Sistemas de Almacenamiento de Energía y Centrales con Almacenamiento por Bombeo; c.Cotas iniciales y finales y estado de operación de los embalses; d.Transferencias por líneas del sistema de transmisión y sus limitaciones; e.Trabajos e intervenciones aprobados e informes de limitación, conexiones y desconexiones; f.Niveles de reserva; g.Factores de penalización que representen las pérdidas incrementales y restricciones de capacidad del sistema de transmisión, de manera que permitan referir los costos considerados en el listado de prioridad de colocaciónCostos de Producción desde sus respectivas barras a una barra de referencia del sistema; h.Valor y nivel de colocación de la energía gestionable; i.Servicios complementarios, según corresponda; y j.En caso de decreto de Racionamiento vigente, se deberá indicar los montos de energía racionada y cualquier otra información requerida por el decreto correspondiente; y k.El nivel de generación conjunto de las instalaciones que operan con Autodespacho conectadas a la red de distribución, con ocasión de lo dispuesto en el artículo 45 bis del presente reglamento. . l. Costos de Oportunidad asociados a la etapa de programación espectiva. Los resultados de la programación de la operación deberán publicarse en el sistema de información pública del Coordinador a que se refiere el artículo 72º-8 de la Ley.
42	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 58.-	Modificación de artículo 58. Considerar los resultados más vigentes para efectos de la programación de la operación.	Artículo 58.- Los resultados de la programación de la operación más recientes deberán ser utilizados por el Coordinador para la operación en tiempo real de las instalaciones sujetas a coordinación.
43	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 59.-	Modificación de artículo 59. Incorporar concepto de entrada en vigencia lo más rápido posible.	Artículo 59.- El Coordinador deberá velar por la transparencia del proceso de programación de la operación. Para ello, deberá mantener actualizada y a disposición pública, en forma gratuita, en su sitio web toda la información y estudios que se utilicen como antecedentes, las metodologías de cálculo, bases de datos, procedimientos utilizados y los resultados que se obtengan. Estos últimos deberán ser publicados y utilizados en un plazo no mayor a una hora para efectos de la programación en tiempo real. El Coordinador podrá justificadamente disminuir aquel plazo para ajustarse a condiciones cambiantes del sistema.
44	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 61.-	Modificación de artículo 61. Se incorporan Sistemas de Almacenamiento dado que si un SAE es instruido a cargar y descargar desde la red, y el balance diario del arbitraje es negativo, no podrá ser eligible a un pago lateral al no tener definido un costo variable asociado a cotos incurridos. Esto sería una discriminación negativa a la tecnología de almacenamiento al no tener mecanismos de recuperación de pérdidas provocadas por el mismo despacho. Esto también aplica para la componente de almacenamiento de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento que carga desde la red, dado que al hacerlo será considerada como un SAE para efectos de presente reglamento.	Artículo 61.- Los costos Costos variables Variables corresponderán a aquellos costos en los que incurre cada Empresa Generadora y Sistemas de Almacenamiento, por unidad de generación, para producir energía eléctrica, o cada propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere a cualquier título Sistemas de Almacenamiento de Energía que corresponda, para la inyección de energía, y que dependen del nivel de generación o inyección en una determinada condición de operación. El costo Costo variable Variable de las unidades generadoras o configuración de unidades, se determinará como la multiplicación entre el consumo específico y el costo de combustible, más el costo variable no combustible. La norma técnica definirá metodologías para el reconocimiento de los costos Costos variables Variables de las distintas tecnologías, considerando las características particulares del mercado del insumo o combustible respectivo y la disponibilidad del mismo.

45	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 67.-	Modificación de artículo 67. Toda central que instale detrás de medidor consumos adicionales a los mínimos para la operación de una planta deberán informar al CEN y disponibilizar su pronóstico y medidores (similar a lo que se hace con la componente SAE de un CRCA). Esto debido a que afecta físicamente la "disponibilidad del energético primario colocable en el sistema" tanto pare efectos de la programación, despaco en tiempo real y transferencias de potencia. Se incorpora la necesidad de enviar información sobre excedentes de SGC.	Artículo 67.- Para efectos de dar cumplimiento a lo indicado en el presente Capítulo, los Coordinados de unidades de generación renovable con recursos primarios variables deberán, en conformidad a lo dispuesto en la norma técnica: a.Disponer de equipamiento para realizar mediciones del recurso primario y otras variables meteorológicas; b.Informar características de diseño de la instalación de generación; c.Enviar al Coordinador información estadística y en tiempo real de, al menos, lo siguiente: i)Disponibilidad de generación eléctrica o Excedentes de potencia de ser un SGC, considerando sólo las restricciones del medio de generación, tales como falla en alguno de sus componentes o detenciones programadas de unidades y no otras ajenas a él, como, por ejemplo, restricciones del sistema de transmisión; ii)La energía afluente de su recurso primario variable, para Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento y Centrales Renovables con Capacidad de Regulación; iii)Generación eléctrica inyectada al sistema; y iv)Información de variables meteorológicas, hidrológicas y oceanográficas, según corresponda a la tecnología de generación. d.Elaborar y enviar un pronóstico propio de disponibilidad de generación eléctrica para sus unidades de generación; e.Elaborar y enviar un pronóstico de energía afluente de su recurso primario variable, para Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento y Centrales Renovables con Capacidad de Regulación, exceptuando a las centrales hidroeléctricas; f.Detectar e informar al Coordinador en caso de prever la ocurrencia de rampas de producción en el corto plazo; y g.Detectar e informar al Coordinador modificaciones significativas al pronóstico enviado. h. Informar perfiles esperados de consumos adicionales a los consumos auxiliares mínimos de unidades de generación renovable con recursos primarios variables que disminuyan la Disponibilidad de Generación Eléctrica Pronosticada. Se entenderá por consumos adicionales a todo consumo eléctrico no requerido para la operación de la central y con un objeto comercial diferente a la generación eléctrica. Ejemplos de estas actividades son; minado de criptomonedas, desalación de agua, instalación de data centers, carga de vehículos eléctricos, entre otros. Adicionalmente, los Coordinados de centrales hidroeléctricas deberán, al menos: a.Disponer de equipamiento para la medición de caudales de los afluentes de sus respectivas instalaciones, así como también de equipamientos que permitan medir temperatura, presión, precipitaciones, nivel de nieve, entre otros; b.Entregar e informar al Coordinador los convenios de riego o acuerdos operativos que afecten la disponibilidad del recurso primario, así como cualquier modificación de los mismos; c.Entregar al Coordinador información de la energía afluente histórica con caudales o energía afluentes en régimen natural y aprovechable; y d.Informar al Coordinador las matrices de generación con caudales afluentes en régimen natural y aprovechable, justificadas en estudios hidrológicos realizados al efecto. e. Informar perfiles esperados de consumos adicionales a los consumos auxiliares mínimos de centrales hidroeléctricas que disminuyan la Disponibilidad de Generación Eléctrica Pronosticada. Se entenderá por consumos adicionales a todo consumo eléctrico no requerido para la operación de la central y con un objeto comercial diferente a la generación eléctrica. Ejemplos de estas actividades son; minado de criptomonedas, desalación de agua, instalación de data centers, carga de vehículos eléctricos, entre otros. El pronóstico enviado por cada Coordinado a que se refiere el presente artículo deberá procurar minimizar el error respecto de la disponibilidad de generación eléctrica en la operación real.
46	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 68.-	Modificación de artículo 68. Al definir metodologías de pronósticos ya se definen rangos de error y desviación. Si se definen niveles de desviación significa que no es necesario hacer pronósticos dado que ya se obtiene lo que se desea (información perfecta). Comprometer niveles mínimos de desviación no deseable.	Artículo 68.- El pronóstico enviado por cada Coordinado a que se refiere el artículo anterior, deberá procurar minimizar el error respecto de la disponibilidad de generación eléctrica en la operación real.La norma técnica definirá criterios, estándares y metodologías de cálculo para la correcta elaboración de los pronósticos referidos en el artículo anterior, tales como el nivel de desviaciones, calidad de información, medición de variables meteorológicas, cálculo de la disponibilidad de generación, y equipamiento requerido.
47	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 75.-	Modificación del artículo 75. Publicar de forma oportuna todos los pronósticos centralizados del CEN en su página web para acceso de los Coordinados.	Artículo 75.- El Coordinador deberá publicar el pronóstico centralizado de generación renovable con recursos primarios variables, así como los antecedentes utilizados para la elaboración del mismo, a más tardar 30 minutos contados desde obtenidos los resultados del pronóstico centralizado. Asimismo, el Coordinador deberá elaborar índices de error, tanto de los pronósticos enviados por los Coordinados como del pronóstico centralizado, y deberá publicar reportes periódicos que den cuenta de las desviaciones respecto a la operación real de cada central, incorporando análisis que den cuenta de las causas de las desviaciones relevantes o reiteradas.
48	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 77.-	Modificación artículo 77. Resultados de pronósticos de demanda para la programación de la operación deben ser publicados de forma oportuna, y en lo posible en tiempo real.	Artículo 77.- El Coordinador deberá elaborar una proyección centralizada de demanda de Clientes Libres y Regulados. Esta proyección deberá ser utilizada para la programación de la operación, en la forma y oportunidad que se detalla en el presente reglamento y en las normas técnicas respectivas, como también ser publicada a más tardar una hora a partir de la obtención de los resultados. Asimismo, podrá utilizar dicha proyección en el desarrollo de los distintos procesos que efectúe para el cumplimiento de sus funciones.
49	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 79.-	Modificación de artículo 79. Incorporar consumos behind the meter que limitan la disponibilidad de generación de centrales renovables (i.e. minado de bitcoin).	Artículo 79.- Para la elaboración de la proyección centralizada de demanda, el Coordinador deberá considerar, al menos, los siguientes aspectos: e. Información histórica de demanda; f. Información sobre generación en sistemas de distribución; g. Distintos tipos de clientes y sus patrones de consumo; y h. Condiciones meteorológicas. i. Perfiles de consumos adicionales de instalaciones con objeto comercial diferentes a la generación eléctrica conectados detrás del medidor de una central de generación. Asimismo, el Coordinador podrá realizar estudios para el desarrollo del proceso de proyección de demanda.
50	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 80.-	Modificación de artículo 80. Se elimina el concepto de excedentes dado que esto es generación o vendría siendo "demanda negativa".	Artículo 80.- Las Empresas Distribuidoras, SGC y los Clientes Libres conectados directamente a instalaciones de transmisión deberán enviar sus proyecciones de demanda o Excedentes al Coordinador, según corresponda, en la forma y oportunidad que este determine.
51	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 91.-	Modificación de artículo 91. Mayúscula a Proceso de Almacenamiento.	Artículo 91.- Los Coordinados de Sistemas de Almacenamiento de Energía, de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento y de Centrales con Almacenamiento por Bombeo estarán habilitados para efectuar retiros desde el sistema eléctrico para el proceso de almacenamiento Proceso de Almacenamiento, de acuerdo a lo establecido en el presente reglamento y demás normativa vigente. Asimismo, las inyecciones de estas instalaciones serán determinadas por el Coordinador en cumplimiento de lo señalado en el artículo 72º-1 de la Ley.
52	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 94.-	Modificación de artículo 94. Incluir palabra "valorizados".	Artículo 94.- Las inyecciones y retiros de energía realizados para el proceso de almacenamiento y destinados al arbitraje de precios de energía, deberán ser asignados al Coordinado del respectivo Sistema de Almacenamiento de Energía, Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento o Central con Almacenamiento por Bombeo, valorizados al costo marginal de las respectivas barras de inyección y retiro, para los efectos del mercado de corto plazo.
53	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 97.-	Modificación del artículo 97. Incluir literal f que determina exclusión de cualquier cargo diferente a la energía.	Artículo 97.- Los retiros de energía para el proceso de almacenamiento no estarán sujetos a los cargos asociados a clientes finales. Para tal efecto, los señalados retiros no se considerarán para: a.La acreditación del cumplimiento de la obligación a que se refiere el artículo 150º bis de la Ley; b.El pago correspondiente a clientes finales por uso de los sistemas de transmisión; c. La asignación que se origine a partir del mecanismo de estabilización de precios a que puedan optar los Pequeños Medios de Generación y Pequeños Medios de Generación Distribuida establecidos en la Ley; d. El cálculo de las prorratas de la asignación de los certificados emitidos producto de la inyección de energía licitada y efectivamente inyectada a que se refiere el inciso tercero del artículo 150º ter de la Ley, e. El pago asociado a clientes finales por concepto de Servicios Complementarios, de acuerdo a la normativa vigente, o f. Cualquier cargo diferente al costo de la energía en el mercado de corto plazo.

54	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 103.-	Modificación de artículo 103. Eliminar impacto individual e incluir definición de umbral sobre el cual no se pueden incorporar más centrales SAE o de Bombeo con autodespacho en base a la menor central SAE o de Bombeo ya optimizada por el CEN. También se incorpora mecanismo de prelación en base a Entrada en Operación Comercial de quién mantiene la condición de autodespacho ante una disminución de la menor central SAE o de Bombeo optimizada.	Artículo 103.- El Coordinador deberá incorporar en la programación de la operación a los Sistemas de Almacenamiento de Energía destinados al arbitraje de precios de energía y a las Centrales con Almacenamiento por Bombeo. Para tales efectos, el Coordinador deberá determinar la colocación de la energía almacenada en el Sistema de Almacenamiento de Energía o en la Central con Almacenamiento por Bombeo en un determinado horizonte de tiempo, minimizando el costo total de operación y falla, y preservando la seguridad del sistema. En este caso, para efectos de la programación de la operación, el Coordinador deberá determinar un Costo de Oportunidad para la energía almacenada. Este valor no podrá ser inferior al Costo Variable calculado según lo dispuesto en el artículo 105 del presente reglamento, y deberá ser considerado como el Costo de Producción para la instalación. Los Sistemas de Almacenamiento de Energía y las Centrales con Almacenamiento por Bombeo, con capacidad de inyección menor a 9 megawatts, podrán optar por un régimen de Autodespacho el cual deberá ser autorizado por el Coordinador de acuerdo con los criterios definidos en la norma técnica, la cual deberá considerar al menos el impacto individual o agrupado de dichas instalaciones. Aquellas instalaciones que operen bajo este régimen deberán informar diariamente un programa de retiros e inyecciones destinadas al arbitraje de energía, con el fin de ser consideradas por el Coordinador en la programación de la operación. Una vez que la suma de las capacidades de inyección de los Sistemas de Almacenamiento de Energía y las Centrales con Almacenamiento por Bombeo que opten por un régimen de Autodespacho supere la capacidad de inyección del menor Sistema de Almacenamiento o Central por Bombeo cuyo despacho es optimizado por el Coordinador, no podrán optar nuevos Sistemas de Almacenamiento de Energía y Centales con Almacenamiento por Bombeo al régimen de Autodespacho. En caso que la entrada de un Nuevo Sistema de Almacenamiento de Energía o Central con Almacenamiento por Bombeo optimizado por el Coordinador disminuya el umbral anteriormente mencionado, perderán el régimen de Autodespacho aquellos Sistemas de Almacenamiento de Energía y/o Centrales con Almacenamiento por Bombeo su calidad de régimen de Autodespacho con una prelación inversa a la fecha de entrada de operación comercial hasta lograr una suma de capacidad de inyecciones igual o inferior a la nueva menor central optimizada.
55	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 105.-	Modificación del artículo 105. El único costo incurrido es el de la carga spot. Corregir el Costo Variable por las pérdidas de descarga no es un costo incurrido, más bien un costo de oportunidad administrativo de un sistema basado en costos. Se propone eliminar consideración de factores posteriores a la carga (pérdidas de estado de carga y de inyección).	Artículo 105.- El Ccosto variable Variable de un Sistema de Almacenamiento de Energía dedicado al arbitraje de precios de energía o Central con Almacenamiento por Bombeo, será determinado por el Coordinador, considerando los distintos costos efectivamente incurridos para permitir el almacenamiento de energía, y su posterior uso para la inyección de electricidad, incluyendo las pérdidas asociadas a dicho proceso, durante la ventana de valorización. Adicionalmente, para Centrales con Almacenamiento por Bombeo deberá considerar la proporción que la energía retirada para almacenamiento representa respecto del total de energía almacenada en la central. El costo Costo variable Variable de un Sistema de Almacenamiento de Energía será igual al cociente entre la valorización de energía retirada desde el sistema eléctrico, para el proceso de almacenamiento durante la ventana de valorización, al costo marginal de la barra de retiro respectiva, y la energía retirada para almacenamiento en igual período, ajustado por un factor que refleje la totalidad de las pérdidas de energía en que se incurre en los procesos de retiro, almacenamiento e inyección de energía eléctrica. Dicho factor deberá ser determinado por el Coordinador, según lo establecido en la norma técnica. El costo Costo variable Variable de una Central con Almacenamiento por Bombeo será igual al cociente entre la valorización de energía retirada desde el sistema eléctrico para el proceso de almacenamiento durante la ventana de valorización, al costo marginal de la barra de retiro de la Central con Almacenamiento por Bombeo, y la energía retirada para almacenamiento en igual período, multiplicado por el cociente entre la energía retirada para almacenamiento durante la ventana de valorización y el total de energía almacenada retirada durante dicha ventanao período, y ajustado por un factor que refleje las pérdidas de energía en los mismos términos señalados en el inciso precedente. En caso de que corresponda, se deberá considerar además el costo variable no combustible, en conformidad con lo establecido en la norma técnica respectiva.
56	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 108.-	Modificación artículo 108: La mala frecuencia de actualización de costos de oportunidad dicta que podrán ocurrir eventos de incolocación o mala colocación de la energía almacenada. Para esto, el Coordinador deberá producir una estimación de costo de oportunidad durante la operación en tiempo real para poder salir del paso y lograr el objetivo de operar a mínimo costo con las señales econoómicas más eficientes posibles. Sin perjuicio de ello, el problema de fondo es la mala previsibilidad en base a la baja frecuencia de optimización de la programación de la operación. Por ello, el Coordinador tiene el deber de proponer sólo aumentos de frecuencia a la programación de la operación.	Artículo 108 bis: Para las instalaciones con capacidad de almacenamiento que no sean categorizadas de larga duración, el Coordinador deberá considerar como una condición especial de operación cuando se prevea que estas no serán despachadas conforme al Orden Económico debido a que su Costo de Producción, definido por su Costo de Oportunidad respectivo, no refleja las condiciones actuales del sistema. Esta condición especial de operación será denominada Variación Imprevista de Costo de Oportunidad de las Instalaciones con Capacidad de Almacenamiento y considera específicamente los casos en que el Costo de Oportunidad haya sido sub o sobre estimado respecto a las nuevas condiciones del sistema. En caso de subestimación de Costo de Oportunidad de Instalaciones con Capacidad de Almacenamiento de Corta duración, el Coordinador deberá estimar un nuevo Costo de Oportunidad, en base al Costo de Producción de la unidad generadora, Sistema de Almacenamiento, Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento o Regulación, que reemplaze durante la operación en tiempo real a la producción de Instalaciones con Capacidad de Almacenamiento cuyo valor fue subestimado, para efectos de realizar un despacho a mínimo costo alineado con el artículo 72-1 de la Ley. En caso contrario, de sobrestimarse los Costos de Oportunidad de Instalaciones con Capacidad de Almacenamiento de Corta duración, el Coordinador deberá estimar un nuevo Costo de Oportunidad, en base al Costo de Producción de la unidad generadora, Sistema de Almacenamiento, Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento o Regulación, que sean reemplazados parcial o totalmente, por la producción de Instalaciones con Capacidad de Almacenamiento cuyo valor fue sobrestimado, para efectos de realizar el despacho a mínimo costo alineado con el artículo 72-1 de la Ley. Cada vez que ocurra una condición especial de operación de Variación Imprevista de Costo de Oportunidad de las Instalaciones con Capacidad de Almacenamiento el Coordinador deberá emitir un reporte de análisis y recomendaciones de aumento de frecuencia de ejecución y granularidad temporal del programa de operación. Este reporte de análisis y recomendaciones de aumento de frecuencia de ejecución y granularidad temporal del programa de operación también podrá ser solicitado por todo Coordinado a través del sistema de correspondencia. Con el objetivo de asegurar el uso óptimo de los recursos energéticos el Coordinador podrá despachar dichas unidades fueran de Orden Económico, resguardando un trato no discriminatorio entre dichas instalaciones.
57	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 110.-	Modificación artículo 110. Se explicita cuánto dura la consideración como Sistema de Almacenamiento de una Central con Capacidad de Almacenamiento que hace retiros desde la red. Los modos de operación son unicamente para efectos de productos de energía.	Artículo 110.- En las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento se distinguen tres modos de operación. El Modo Carga es aquel en el cual se transforma parte de la energía eléctrica producida en su componente de generación o retirada desde el sistema eléctrico en otro tipo de energía para su almacenamiento; el Modo Descarga, mediante el cual se transforma la energía previamente almacenada en la componente de almacenamiento, en energía eléctrica para su inyección al sistema eléctrico; y el Modo Generación Directa, en el que se inyecta energía al sistema eléctrico desde su componente de generación, sin haber pasado previamente por un proceso de almacenamiento. Se entenderá que la energía almacenada en la componente de almacenamiento puede provenir de la energía producida por la componente de generación o de la energía retirada del sistema, debiéndose priorizar lo proveniente de la componente de generación. En el caso de que la energía provenga del sistema, la Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento deberá ser considerada como un Sistema de Almacenamiento de Energía para todos los efectos del presente reglamento hasta acabado el ciclo en Modo Descarga de energía retirada proveniente del sistema, incluyendo lo indicado en el artículo 97° del presente reglamento. Adicionalmente, y de manera excepcional el Coordinador podrá instruir retiros desde el sistema eléctrico en virtud de la obligación de preservar la seguridad y calidad de servicio, en caso de existir factibilidad técnica para ello. Los modos de operación definidos en el primer inciso del presente artículo corresponden únicamente a servicios relacionados a producto de energía y potencia.
58	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 112.-	Modificación del artículo 112. Modo de operación es determinado por el Coordinado. Precisar que el Coordinador calculará el Costo de Oportunidad.	Artículo 112.- El Coordinador deberá incorporar en la programación de la operación a las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, optando el Coordinado titular de la central, por alguna de las siguientes metodologías: a. Considerar la central con un Costo de Producción igual a su Costo Variable declarado; o b. Determinar la colocación óptima de la energía almacenada en la central en un determinado horizonte de tiempo, minimizando el costo total de abastecimiento, y preservando la seguridad del sistema, mediante un programa de generación eficiente. Para estos efectos, el Coordinador deberá determinar el valor Costo de Oportunidad de la energía almacenada en la central, el que no podrá ser inferior al Costo Variable declarado y será considerado como Costo de Producción. La metodología que defina el Coordinador deberá ser informada al Coordinadortitular respectivo, antes del inicio de la puesta en servicio de sus instalaciones y considerando los antecedentes técnicos presentados por el titular. Esta metodología podrá ser modificada por el Coordinador, con posterioridad a la entrada en operación, y solo en atención a cambios relevantes en las condiciones de operación del sistema eléctrico o de la instalación correspondiente.

59	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 113.-	Modificación de artículo 113. Eliminar selección de metodología.	Artículo 113.- Para la determinación de la metodología señalada en el artículo precedente, así como del programa de generación eficiente, el Coordinador considerará, al menos, las siguientes características de las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento: a. Capacidad de almacenamiento; b. Nivel o volumen de energía almacenada; c. Pronóstico de generación y de energías afluentes; d. Potencia nominal de las componentes de generación y almacenamiento; e. Operación esperada de la central; y f. Impacto en la seguridad o eficiencia económica en el sistema eléctrico.
60	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 116 ter.-	Modificación de artícuo 116 ter. Eliminar Autodespacho.	Artículo 116 ter.- El Coordinador deberá incorporar en la programación de la operación a los SGC, optando por alguna de las siguientes metodologías: a) Considerar la capacidad de generación propia del SGC con un Costo de Producción igual a su Costo Variable declarado; o b) Considerar el programa de Excedentes informado por el Coordinado del SGC, con la periodicidad que determine la norma técnica, y un Costo de Producción igual a su Costo Variable declarado. El Coordinador podrá sujetar a un SGC a la metodología señalada en el literal b) precedente, a solicitud del respectivo Coordinado, y tras verificar que, de acuerdo con los criterios dispuestos en la norma técnica, el perfil de Excedentes se ajusta al de instalaciones diseñadas a abastecer principalmente la infraestructura productiva de aquellas instalaciones. Los SGC cuyos Excedentes suministrables al sistema eléctrico no superen los 9 megawatts, podrán optar por un régimen de Autodespacho, el cual deberá ser autorizado por el Coordinador de acuerdo con los criterios definidos en la norma técnica.
61	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 117.-	Modificación de artículo 117: Reforzar que el programa es un antecedente para la operación óptima en tiempo real. Enforzar el programa de despacho físico no garantiza un despacho económico. PMGDs deben ser observados y controlados. Publicar información.	Artículo 117.- El Coordinador, a través de las funciones de despacho y control, deberá supervisar y coordinar en tiempo real la operación de las instalaciones sujetas a coordinación de acuerdo a con los resultados de la programación de la operación. Para estos efectos, el Coordinador deberá, al menos: a. Impartir a los Coordinados las instrucciones necesarias para el cumplimiento del artículo 72-1 de La Ley utilizando como insumo de los programas definidos para la operación. b. Supervisar y controlar el comportamiento de las variables eléctricas en el conjunto de instalaciones sujetas a coordinación, verificando que se mantengan dentro de los rangos de operación definidos por las normas técnicas correspondientes; c. Coordinar la provisión de Servicios Complementarios que el sistema eléctrico requiere, realizando la compatibilización entre la programación de la operación y los criterios definidos para la provisión de dichos servicios; d. Supervisar el comportamiento de la demanda y generación, tomando medidas correctivas respecto de la programación de la operación en atención a actualizaciones de los pronósticos de que disponga; e. Coordinar y supervisar la aplicación del plan de recuperación de servicio; f. Minimizar y getionar Corregir los desvíos que existan respecto a la programación de la operación en base al aumento de frecuencia de programación; g. Adoptar las medidas pertinentes ante fallas en el sistema eléctrico; h. Coordinar la desconexión de instalaciones en caso de que la operación de las mismasestas ponga en riesgo la seguridad y calidad de servicio del sistema; i. Actualizar la programación de la operación en atención a cambios relevantes en las condiciones operacionales del sistema no considerados por ésta; j. Implementar esquemas automáticos de control, comunicación y monitoreo necesarios para la coordinación del sistema eléctrico automático que optimicen la operación del sistema eléctrico; k. Observar, controlar y Ssupervisar la operación de los Pequeños Medios de Generación que operen con Autodespacho; l. Monitorear variables meteorológicas que incidan en la operación real del sistema, tales como temperatura y precipitaciones; m. Mantener informados a los Coordinados respecto de la condición operativa del sistema en su conjunto o de sus instalaciones en tiempo real y con mínimo retraso; n. Coordinar la ejecución de las solicitudes de trabajos; y o. Coordinar e instruir acciones a efectos de preservar la seguridad y calidad de servicio del sistema eléctrico., y p. Instruir la operación conjunta de las instalaciones que operen con Autodespacho conectadas a redes de distribución, con ocasión de lo dispuesto en el artículo 126 del presente reglamento; Sin perjuicio de lo anterior, le corresponderá a cada Coordinado efectuar bajo su propia responsabilidad, las maniobras efectivas de operación de las instalaciones.
62	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 117 bis.-	Modificación de artículo 117 bis: Incorporar obligación de publicar y utilizar señal de Disponibilidad Energética en tiempo real para efectos de cálculo de volumen de energía de oportunidad no colocado en el sistema (mercados de servicios complementarios y potencia).	Artículo 117 bis.- Con el objeto de supervisar y coordinar la operación en tiempo real de las instalaciones, el Coordinador deberá hacer uso de herramientas automáticas de despacho económico, respecto de las funciones descritas en el artículo anterior según corresponda. Dichas herramientas deberán optimizar los niveles de generación de las instalaciones considerando los resultados obtenidos a partir de la programación de la operación, así como las condiciones operacionales del sistema en tiempo real. En todo caso, las referidas herramientas automáticas de despacho deberán garantizar la seguridad del sistema, de acuerdo con las capacidades técnicas de las instalaciones. Por su parte, los Coordinados deberán implementar en sus instalaciones los esquemas automáticos de control y despacho necesarios para la aplicación de lo dispuesto en el inciso primero, en los términos que disponga la norma técnica. Adicionalmente, deberán comunicar la señal de disponibilidad de generación eléctrica en el sistema de información en tiempo real, en los términos dispuestos en el literal i de la letra c) del artículo 67 del presente reglamento, y en la respectiva norma técnica. Esta señal de Generación Disponible deberá ser publicada por el Coordinador con oportunidad de los balances de transferencias de energía, servicios complementarios y potencia definitivos mensuales. El Coordinador deberá informar, a lo menos, semestralmente a la Superintendencia los incumplimientos que verifique de las obligaciones establecidas en el inciso anterior, debiendo esta última sancionar a quienes corresponda de acuerdo con lo establecido en la Ley N°18.410, que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
63	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 124.-	Modificación de artículo 124. Incluir vertimiento en base a señales del SITR y no en base a recurso-SITR o programado.	Artículo 124.- El Coordinador, a través del o los Centros de Despachoy Control, deberá llevar el registro de eventos e informacionesrelevantes de la operación en tiempo real, tales como: a. Modificaciones y desviaciones respecto de la programaciónde la operación; b. Estados operativos de instalaciones del sistema, enparticular de unidades generadoras, Sistemas deAlmacenamiento de Energía, instalaciones de transmisión einstalaciones para la prestación de Servicios Complementarios; c. Rampas de incremento o reducción de generación ydemanda; d. Fallas de instalaciones sujetas a coordinación; e. Declaraciones y cancelaciones de condiciones especiales de operación; f. Provisión efectiva de Servicios Complementarios; g. Niveles de demanda eléctrica con resolución al menos horaria; h. Declaración y cancelación de limitaciones de operación; i. Operación de instalaciones por instrucciones de seguridad; y j. Interconexión, desconexión, reposición y reconexión de instalaciones. k. Nivel de energía vertida en base a potencia de inyección real y disponible.

64	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 126.-	Modificación del artículo 126. Incorporar concepto de prorratas de colocación de energá singulares para todo el sistema y zonas diferenciadas de precio durante la operación en tiempo real.	Artículo 126.- El Coordinador deberá registrar las desviaciones que se produzcan entre la operación en tiempo real y la programada, con justificación de aquellas más relevantes, debiendo adoptar las medidas correctivas que correspondan en la programación de la operación. En caso de que el Coordinador prevea que exista más de una instalación de generación con igual Costo de Producción, y no hubiese capacidad de colocación suficiente para todas ellas, este deberá ajustar los niveles de generación de las instalaciones pudiendo establecer límites operativos a dichas unidades en la herramienta referida en el artículo 117 bis del presente reglamento. El referido ajuste deberá realizarse a prorrata de la Ggeneración Ddisponible de las instalaciones, o la capacidad máxima de inyecciónen el caso de Sistemas de Almacenamiento de Energía. El Coordinador podrá definir criterios adicionales para asegurar el cumplimiento del artículo 72-1 de la Ley, esto en base al uso de Prorratas de Colocación por Zona Diferenciada. En el caso de las instalaciones que operen con Autodespacho conectadas a la red de distribución, el Coordinador determinará el ajuste para el conjunto de instalaciones que operen dentro de una misma red de distribución, o parte de ella, según su disponibilidad de generación eléctrica, o en su defecto, de la generación disponible pronosticada a la que se refiere el inciso segundo del artículo 45 bis del presente reglamento, y de los criterios referidos en el inciso anterior, según corresponda. Será la empresa distribuidora correspondiente la encargada de determinar y comunicar a las instalaciones conectadas a su red, el ajuste que deberá realizar cada una de ellas para dar cumplimiento a la instrucción del Coordinador, de acuerdo con los criterios establecidos en el Decreto Supremo Nº 88, de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala, o aquel que lo reemplace. Sin perjuicio de lo anterior, excepcionalmente, el Coordinador podrá considerar condiciones especiales de operación para una utilización óptima de los recursos.
65	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 164.-	Modificación de artículo 164. La definición orginal no permitía que unidades de generación o Sistemas de Almacenamiento cuyo Costo de Producción es principalmente definido por costos de oportunidad (embalses, pozas, sistemas de almacenamiento y CRCA) definan marginal, esto debido al concepto de "incurridos". En este sentido, se explicita el concepto de unidad con mayor Costo de Producción operativo en la barra en cuestión. Adicionalmente, de esta forma queda consistente con el último inciso del artículo 165 siguiente.	Artículo 164.- El costo marginal de energía para cada barra se entenderá como aquel el mayor Costo de Producción de la unidad generadora, Sistema de Almacenamiento o SGC, requerida para suministrar una unidad adicional de energía eléctrica dado un nivel de producción, incluida la componente de racionamiento. Alternativamente, dado un nivel de producción, se entenderá como el mayor Costo de Producción, incluida la componente de racionamiento, de la unidad generadora, Sistema de Almacenamiento o SGC, que se evita al dejar de producir la última unidad de energía elétrica en la barra correspondiente. costo, incluida la componente de racionamiento, en que el sistema eléctrico en conjunto incurre para suministrar una unidad adicional de energía eléctrica dado un nivel de producción. Alternativamente, dado un nivel de producción, se entenderá como el costo, incluida la componente de racionamiento, que se evita al dejar de producir la última unidad de energía eléctrica en la barra correspondiente.
66	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 165.-	Modificación de artículo 165. El Coordinador tiene que publicar dentro de segundos los resultados en precio y cantidades del despacho de las herramientas automatizadas durante la operación en tiempo real de forma que los agentes vean el despacho, en especial aquellos que son autodespachados. Este tiempo de publicación no podrá superar los 30 segundos. Adicionalmente, mientras no estén implementadas las herramientas automáticas de despacho, o de forma excepcional hayan casos en que no estén disponibles, el Coordinador deberá publicar un reporte de análisis de mitigación de ineficiencias de despacho sin las herramientas mencionadas, en específico abordando temas de frecuencia de reoptimización de los programas de operación de corto plazo para así poder incorporar la mejor información disponble al despacho.	Artículo 165.- El cálculo de los costos marginales de energía deberá considerar el Costo de Producción y el costo de falla en los términos que establece el presente reglamento y las normas técnicas respectivas. Para efectos de lo señalado en el inciso anterior, el Coordinador deberá calcular el costo marginal del sistema a partir de las herramientas automáticas de despacho a las que se refiere el artículo 117 bis del presente reglamento. El Coordinador deberá publicar de forma oportuna la solución de consignas de despacho de las herramientas automáticas de despacho por central, unidad y configuración. Por oportuno se entenderá en un tiempo no mayor a 30 segundos. En aquellos casos excepcionales en que no sea posible utilizar las herramientas automáticas de despacho a las que se refiere el inciso primero o en tanto estas no sean implementadas, el cálculo de los costos marginales de energía deberá considerar el listado de prioridad de colocación referido en el artículo 57 del presente reglamento. Por cada ocurrencia de caso excepcional, o en tanto las herramientas automáticas no sean implementadas, el Coordinador deberá emitir un reporte de recomendación de aumento de frecuencia de la programación de la operación de forma de siempre contar con un listo de prioridad de colocación actualizado que permita minimizar la ineficiencia de despachar sin las herramientas automáticas. El costo marginal en cada barra corresponderá al mayor Costo de Producción de energía en cada barra de acuerdo con lo establecido en el presente artículo, según corresponda.
67	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 166.-	Modificación artículo 166: Se entiende que las unidades llamadas a despacho por concepto de suficiencia nocturna no marcarán marginal durante las horas en que operen a mínimo técnico debido a que existirá vertimiento, consistente con la teoría marginalista/dual, esto debido a que tienen tiempos de partida/detención y estabilización muy largos en relación a la constante de tiempo de problema (24 horas). Ahora bien, si Instalaciones con Capacidad de Almacenamiento son llamadas a operar fuera de Orden Económico significa que el Coordinador no tuvo recursos a mano bien programados para efectos de satisfacer la demanda a mínimo costo, y esto se debe ver representado a nivel del costo marginal real. Adicionalmente, cómo no se está retribuyendo a las unidades que mayoritariamente ven definido su Costo de Producción mediante el cálculo de Costos de Oportunidad, existe un incentivo perverso a que el Coordinador mal despache las baterías y no retribuya a los privados su valor real al sistema, lo cual es inaceptable dado que se generan señales de precio ineficientes y no soportantes del despacho, lo que conduce a una pérdida de beneficio social.	Artículo 166.- Se define Orden Económico como aquel resultante del despacho de unidades de generación, Sistemas de Almacenamiento de Energía o SGC, según corresponda, en orden creciente de menor a mayor Costo de Producción de energía eléctrica para el suministro de energía, de acuerdo con la herramienta automática a la que se refiere el artículo 117 bis del presente reglamento o el listado de prioridad de colocación efectuado por el Coordinador. El despacho económico en base a herramientas automáticas podrá no cumplir estrictamente un orden de colocación de energía de menor a mayor Costo de Producción, esto debido a su naturaleza de programación matemática y problema no convexo. Sin perjuicio de lo anterior, sólo en instancias en que el despacho en base a herramiantas automáticas presente una solución degenerada para el intervalo de operación física vinculante, el Coordinador deberá prorratear la inyección de aquellas centrales de generación, Sistemas de Almacenamiento y SGC, a prorrata de su Disponibilidad Energética y Capacidad Máxima de Inyección, según corresponda, que son parte de la solución degenerada, hasta completar la colocación total que indica la herramienta automática. Aquellas unidades, diferentes a Instalaciones con Capacidad de Almacenamiento, que hayan resultado despachadas en la operación real fuera de Orden Económico y cuya operación haya sido instruida por el Coordinador con el objetivo de suministrar a la demanda a mínimo costo no fijarán el costo marginal del sistema.
68	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 166 bis.-	Modificación de artículo 166 bis: Se determina que existen dos condiciones para la gestión de despachos degenerados durante la operación en tiempo real. El primer caso es cuando todavía no están implementadas las herramientas automáticas de despacho, en cuyo caso se debe utilizar la TCO para escoger la siguiente central más económica respecto al nodode referencia. Sólo en caso que existen mismos costos de producción se deberá aplicar la regla de resolución comercia expost de reasignación. En el escenario en que las herramientas automaticas de despacho ya estén operando, el Coordinador deberá determinar qué sistemas de almacenamiento estén participando en una condición de despacho degenerado, en base a análisis dual/marginalista, en las salidas de la optimización en tiempo real. Esta degeneración podrá ocurrir incluso si los costos de oportunidad de los sistemas de almacenamiento inputados al modelo SCED sean diferentes, esto debido a efectos de pérdidas modeladas, entre otros. En base a esto deberá reasignar de forma expost los ingresos. Ambas condiciones operan de forma distinta y adicionalmente podrían, inclusive, requerir la incorporación de más centrales (CRCA, embalses e inlusive térmicas) y abre la discusión a que el diseño de mercado en base a costos informados auditables con despacho centralizado y precios nodales de Chile ha encontrado su límite práctico al contar sólamente con una instancia singular (settlement) de cierres de mercado.	Artículo 166 bis.- La valorización de las inyecciones de los Sistemas de Almacenamiento de Energía que hayan resultado despachadas en la operación real deberá ser valorizada a costo marginal. Sin perjuicio de lo cual, en tanto no estén implementadas o utilizadas las herramientas automáticas de despacho, en aquellos casos en que, en la ventana de tiempo que determine el Coordinador, se haya despachado a diferentes Sistemas de Almacenamiento, en base al listado de prioridad de colocación, con idéntico Costo de Producción a diferentes costos marginales, dichos ingresos deberán ser reasignados entre aquellos Coordinados conforme a las siguientes reglas: de forma que no se generen diferencias injustificadas en los ingresos percibidos por cada una de dichas instalaciones. Esta condición de despacho será conocida como despacho degenerado administrativo. Una vez implementadas y utilizadas las herramientas automáticas de despacho, en aquellos casos en que, en la ventana de tiempo que determine el Coordinador, se haya despachado a diferentes Sistemas de Almacenamiento y producida una solución degenerada de consignas de colocación de energía, el Coordinador deberá proceder a despachar según el artículo 126 y los ingresos de dichos Sistemas de Almacenamiento deberán ser reasignados conforme a las siguientes reglas: de forma que no se generen diferencias injustificadas en los ingresos percibidos por cada una de dichas instalaciones. Esta condición de despacho será conocida como despacho degenerado de herramienta automática.
69	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 166 ter.-	Modificación de artículo 166 ter. Se está aplicando una discriminación negativa a las tecnologías de almacenamiento al no considerar que su mal despacho no podrá recibir un pago completo de sus costos de oportunidad. A los embalses se les retribuye de form íntegra su costo de opprtudad/costo de producción, siendo esta la señal eficiente y soportante socialmente hablando. Retribuir sólo costos variables es una mala política pública que mal incentiva al Coordinador a resolver problemas sistémicos con sistemas de almacenamiento sin costo para él.	Artículo 166 ter.- Las inyecciones de los Sistemas de Almacenamiento de Energía que hayan resultado despachadas en la operación real fuera de Orden Económico, con un Costo Variable de Producción superior al costo marginal del sistema, deberán ser retribuidas económicamente en sus Costos de Producción Variables., determinado conforme al mecanismo regulado en el artículo 105 del presente reglamento. Esta evaluación deberá realizarse considerando un periodo asociado con los eventos de carga y descarga de dichas instalaciones, determinado conforme a lo que disponga la norma técnica.
70	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 167.-	Modificación de artícuo 167. Centrales forzadas a despacho durante a horas solares a prestar inercia no verán retribución alguna, esto debe ser abordado de forma mínima mediante el Costo de Producción calculado en base a Costo de Oportunidad.	Artículo 167.- La energía generada por aquellas unidades de generación que se encuentren operando en niveles de mínimo técnico, deberá ser valorizada a costo marginal. En caso que éstas operen fuera de Orden Económico, con un Costo de Producción Variable costo variable superior al costo marginal, deberán ser retribuidas económicamente en sus Costos de Producción Variable costos variables no cubiertos, por las Empresas Generadoras o titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía que realicen retiros para dar suministro a clientes finales, sean éstos libres o regulados, a prorrata de sus retiros físicos de energía.
71	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 169.-	Modificación de artículo 169. Nuevamente, todo despacho fuera de orden económico debe ser retribuido con señales económicas eficientes y soportantes. No retribuir costos de oportunodad implica una grave afectación al beneficio social del sistema.	Artículo 169.- La energía generada por aquellas unidades de generación que se encuentren operando en su etapa de puesta en servicio deberá ser valorizada a costo marginal. El valor del Ccosto de pProducción de energía eléctrica de estas unidades establecido en el listado de prioridad de colocación no será considerado en la determinación del costo marginal del sistema. Asimismo, la energía inyectada por las unidades de generación que sean convocadas al despacho exclusivamente para operar como respaldo de otras unidades que se encuentren en pruebas, deberá ser valorizada a costo marginal, y en caso que éstas hayan operado fuera de Orden Económico, con un Costo de Producción Variable superior al costo marginal, deberán ser retribuidas económicamente, por la diferencia entre su Costo de Producción Variable y el costo marginal, por la Empresa Generadora responsable de la unidad que realiza las pruebas.
72	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 172.-	Modificación artículo 172. A la fecha el Coordinador publica en el el Regitro de Instrucciones en Tiempo Real (RIO) las macrozonas de desacople en el sistema. Se ha identificado que la publicación del RIO puede tener hasta 15 minutos de atraso respecto al tiempo real, por lo que no entrega un servicio real para las instalaciones con autodespacho. A mayor abundamiento, los registros RIO suelen ser actualizados con posterioridad (RIO nuevo, y hasta con 2 horas posteriores al despacho en tiempo real) indicando que las zonas diferencias inicialmente publicadas y sus precios asociados, no correspondían. Esto implica que decisiones en tiempo real de unidades con autodspacho podrían estar incurriendo en un grave desvío al despachar con señales económicas erradas.	Artículo 172.- El Coordinador podrá deberá definir Zzonas Ddiferenciadas para la determinación de costos marginales, en caso de verificar en la operación real restricciones en la capacidad de transmisión que limiten el intercambio de energía en el sistema eléctrico. El Coordinador deberá publicar en tiempo real, con un atraso no mayor a 30 segundos respecto a la operación en tiempo real, el conjunto de Zonas Diferenciadas de precio y sus subconjuntos de nodos.

73	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo tercero transitorio.-	Modificación artículo tercero transitorio. Discriminación positiva a PMGDs.	Artículo tercero transitorio.- Las instalaciones que operen con Autodespacho conectadas a la red de distribución serán consideradas en el ajuste al que refiere el inciso tercero del artículo 126 del presente reglamento, siempre que las empresas distribuidoras cuenten con los sistemas de monitoreo y comunicación necesarios para su aplicación, o transcurridos 2418 meses contados desde la publicación del presente decreto en el Diario Oficial. Lo dispuesto en el artículo 126 del presente reglamento será aplicable a las instalaciones que operen con Autodespacho conectadas a la red de distribución independientemente de la implementación de la herramienta automática a la que se refiere el artículo 117 bis del presente reglamento, en los términos establecidos en el inciso tercero del artículo 126 del presente reglamento.
1	ENGIE	Artículo 2.-	En la modificación del artículo 2, A., ii), dice que se elimina la frase: ""en los términos establecidos en el Decreto Supremo Nº 244, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que Aprueba Reglamento para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación Establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos, o aquel que lo reemplace".". Sin embargo, esta modificación no se refleja en la columna "Texto final del reglamento".	0
2	ENGIE	Artículo 2.-	Se incorporan nuevas definiciones con nuevo literal al final. Se solicita incorporar las nuevas definiciones de modo de mantener el orden alfabético.	0
3	ENGIE	Artículo 2.-	Se define Costo de Producción como "Costo de la energía eléctrica que considera el Costo de Oportunidad de Sistemas de Almacenamiento de Energía, Centrales Renovables con Capacidad de Regulación o Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento si corresponde, y el Costo Variable de otras unidades de generación en los términos señalados en el presente reglamento". Al respecto, se solicita especificidad en el artículo del reglamento a que hace referencia la definición.	"Costo de Producción: Costo de la energía eléctrica que considera el Costo de Oportunidad de Sistemas de Almacenamiento de Energía, Centrales Renovables con Capacidad de Regulación o Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento si corresponde, y el Costo Variable de otras unidades de generación en los términos señalados en el (los) artículo (s) XX del presente reglamento".
4	ENGIE	Artículo 2.-	Se define costo variable como "Costo en el que efectivamente incurre, por unidad de generación, cada Empresa Generadora para producir energía eléctrica, o cada propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere a cualquier título instalaciones que posean capacidad de almacenamiento para la generación o inyección de energía que corresponda, y que dependen del nivel de generación o inyección en una determinada condición de operación, determinado en conformidad al presente reglamento". Al respecto, se solicita especificidad en el artículo del reglamento a que hace referencia la definición.	"Costo Variable: Costo en el que efectivamente incurre, por unidad de generación, cada Empresa Generadora para producir energía eléctrica, o cada propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere a cualquier título instalaciones que posean capacidad de almacenamiento para la generación o inyección de energía que corresponda, y que dependen del nivel de generación o inyección en una determinada condición de operación, determinado en conformidad al (los) artículo (s) XX del presente reglamento."
5	ENGIE	Artículo 2.-	Se define punto de conexión como "Barra, o punto de arranque en una línea de transmisión, en el cual se interconectan instalaciones explotadas por distintos Coordinados o instalaciones que, pudiendo ser explotadas por el mismo Coordinado, correspondan a diferentes categorías de instalaciones según lo dispuesto en el artículo 10 del presente reglamento". Al respecto, se recomienda explicitar que la interconexión de las instalaciones es al sistema eléctrico.	Punto de Conexión: Barra, o punto de arranque en una línea de transmisión, en el cual se interconectan al sistema eléctrico instalaciones explotadas por distintos Coordinados o instalaciones que, pudiendo ser explotadas por el mismo Coordinado, correspondan a diferentes categorías de instalaciones según lo dispuesto en el artículo 10 del presente reglamento.
6	ENGIE	Artículo 12.-	Se incorpora al artículo 12 el texto "con ocasión de los artículos 45 bis y 126 del presente reglamento". Al respecto, para mayor entendimiento se recomienda un cambio de redacción en el siguiente tenor "de acuerdo con lo dispuesto en el los artículos 45 bis y 126 del presente reglamento"	Se recomienda modificar "con ocasión de los artículos 45 bis y 126 del presente reglamento" por "de acuerdo con lo dispuesto en el los artículos 45 bis y 126 del presente reglamento"
7	ENGIE	Artículo 19.-	Se señala que "La Comisión podrá formular observaciones a la solicitud de declaración en construcción presentada, las cuales deberán ser subsanadas por el titular dentro de un plazo máximo de quince días contados desde la notificación de las observaciones respectiva por medio de la plataforma electrónica dispuesta al efecto". Sin embargo, solo se establece un plazo para el titular y no para que la Comisión formule observaciones. Se solicita incorporar un plazo máximo para que la CNE pueda enviar observaciones a la solicitud de declaración en construcción.	"dentro de un plazo máximo de quince días contados desde el ingreso de la solicitud de declaración en construcción la Comisión podrá formular observaciones a la solicitud presentada, las cuales deberán ser subsanadas por el titular dentro de un plazo máximo de quince días contados desde la notificación de las observaciones respectiva por medio de la plataforma electrónica dispuesta al efecto".
8	ENGIE	Artículo 19.-	Se señala que "Una vez recibido conforme todos los antecedentes solicitados, la Comisión, en un plazo de diez días, deberá emitir la resolución que declare en construcción el respectivo proyecto, la cual deberá ser notificada al titular". Al respecto, recibido conforme todos los antecedentes solicitados no se señala el plazo que la CNE dispone para acreditar que los antecedentes fueron recibidos conforme. Se solicita un cambio de redacción tal que la Comisión disponga de 15 días para emitir la resolución.	"En caso de no presentarse observaciones a los antecedentes por parte de la Comisión, en un plazo máximo de quince días desde recibidos los antecedentes, la Comisión deberá emitir la resolución que declare en construcción el respectivo proyecto, la cual deberá ser notificada al titular."
9	ENGIE	Artículo 21.-	Se señala que "Adicionalmente, serán retirados del listado señalado aquellos proyectos a los que les sea revocada la declaración en construcción, en virtud de lo dispuesto en la Ley y en el presente reglamento, o que comuniquen formalmente a la Comisión el desistimiento del desarrollo del proyecto declarado en construcción". Al respecto, se recomienda un cambio de redacción tal que quede explícito que es el titular del proyecto quien debe enviar la comunicación formal.	"Adicionalmente, serán retirados del listado señalado aquellos proyectos a los que les sea revocada la declaración en construcción, en virtud de lo dispuesto en la Ley y en el presente reglamento, o aquellos proyectos para los cuales el titular comunique formalmente a la Comisión el desistimiento del desarrollo del proyecto declarado en construcción."
10	ENGIE	Artículo 22.-	Se sugiere incluir además a las instalaciones adjudicadas por el Coordinador Eléctrico Nacional según lo señalado en el artículo 72-7	"Artículo 22.- Se considerarán también como instalaciones en construcción aquellos proyectos de transmisión nacional, zonal y para polos de desarrollo que formen parte de los planes de expansión respectivos, conforme a las características técnicas y plazos con los cuales los proyectos señalados figuren en dichos planes,. y del mismo modo, aquellas instalaciones necesarias y urgentes cuya ejecución ha sido autorizada de acuerdo cona lo establecido en el artículo 91° bis y en el inciso segundo del artículo 102° de la Ley, conforme a las características técnicas y plazos establecidos en la resolución correspondiente. Adicionalmente, se considerará como instalación en construcción aquella nueva infraestructura para la provisión de Servicios Complementarios, adjudicada por el Coordinador según lo establecido en el artículo 72-7. La Comisión deberá incluir en la resolución mensual de declaración en construcción las instalaciones señaladas en el presente artículo, y no deberán presentar la documentación establecida en el artículo 19 del presente reglamento."
11	ENGIE	Artículo 22.-	Se incorpora el texto "y del mismo modo, aquellas instalaciones necesarias y urgentes cuya ejecución ha sido autorizada de acuerdo con lo establecido en el artículo 91° bis y en el inciso segundo del artículo 102° de la Ley, conforme a las características técnicas y plazos establecidos en la resolución correspondiente". Al respecto, de acuerdo a la Resolución Exenta CNE 156/2025, las obras correspondientes al artículo 91° bis se fijarán por decreto.	"y del mismo modo, aquellas instalaciones necesarias y urgentes cuya ejecución ha sido autorizada de acuerdo cona lo establecido en el artículo 91° bis y en el inciso segundo del artículo 102° de la Ley, conforme a las características técnicas y plazos establecidos en el decreto o la resolución correspondiente".
12	ENGIE	Artículo 24.-	Aclarar la necesidad de esta carta de aviso de fecha estimada de interconexión, considerando que a la CNE se le informa la fecha de PES y Entrada en Operación en la solicitud de Declaración en Construcción, al Coordinador Eléctrico Nacional se le mantiene informado constantemente del cronograma de proyecto en el Proceso de Conexión y a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles se le envía una carta de aviso de interconexión con al menos 15 días hábiles previo a la energización, de acuerdo a la LGSE. Al respecto, se solicita eliminar propuesta de artículo 24.	0
13	ENGIE	Artículo 26.-	El texto menciona: "Todo atraso o prórroga en los mismos deberá informarse al Coordinador y deberá estar debidamente justificado por un informe de un consultor independiente contratado al efecto, el que podrá ser auditado por el Coordinador.". El Coordinador no solicita emisión de informes de consultores independientes para justificar modificaciones en la planificación de los proyectos. Los hitos que normalmente controla el CEN son variados, lo que significaría constantemente la entrega de informes de consultores justificando los meses en adelanto o atraso dependiendo de cada proyecto.	Se propone la siguiente redacción "Todo atraso o prórroga en los mismos deberá informarse al Coordinador y deberá estar debidamente justificado por un informe que podrá ser auditado por el Coordinador.".
14	ENGIE	Artículo 29 bis.-	El texto menciona: "1.Incumplimiento sin causa justificada del hito de 'inicio de construcción' dentro de los plazos máximos establecidos en el literal c) del artículo 19 del presente reglamento; 2.Incumplimiento de los hitos o avances del cronograma de obras sin causa justificada; y" Sin embargo, el artículo 19 no menciona plazos máximos para informar el cumplimiento de hitos.	Se propone la siguiente redacción respecto del punto 1 y 2: "1. Incumplimiento sin causa justificada del hito de 'inicio de construcción' y que no sea notificado a la Comisión en el plazo máximo de 15 días siguientes a la fecha de cumplimiento del hito de inicio de construcción; 2.Incumplimiento de los hitos o avances del cronograma de obras sin causa justificada, que no sean notificados a la Comisión en un plazo máximo de 15 días siguientes a la fecha donde se debía dar cumplimiento al respectivo hito "
15	ENGIE	Artículo 32.-	Se incorpora el texto "La Comisión deberá emitir su pronunciamiento mediante una resolución exenta en un plazo no superior a sesenta días contados desde la recepción de la solicitud de autorización.". Sin embargo, se incorporó dentro del artículo 32 que se refiere exclusivamente a instalaciones de transmisión, por lo que, puede entenderse que solo aplica para estas y no para instalaciones de generación. Al respecto, se solicita incluir el texto como inciso final del artículo 31.	Nuevo inciso final artículo 31. "La Comisión deberá emitir su pronunciamiento mediante una resolución exenta en un plazo no superior a sesenta días contados desde la recepción de la comunicación a la que se refiere el inciso primero del presente artículo."

16	ENGIE	Artículo 35 bis.-	Al final del artículo se señala que "Esta condición especial de operación no debería significar sobrecostos para el sistema". Lo anterior, podría mal interpretarse y poner en riesgo la salida de centrales, por ejemplo, una central carbonera debe retirarse del sistema y no tiene colocación por operación económica y enfrenta la restricción ambiental de no dejar carbón en cancha, necesariamente su operación forzada implicará sobrecostos especialmente en el horario solar, por tanto, el ámbito de aplicación debiera ser que ese sobrecosto, que si se puede generar, no sea traspasado a los demás participantes del mercado eléctrico. Necesariamente la operación forzada fuera del orden económico por una salida de este tipo genera sobrecostos al sistema y tal como está redactado podría implicar que nunca se pueda aplicar. Por este motivo se propone un ajuste en la redacción en el sentido que los sobrecostos generados no podrán ser traspasados al resto de los participantes. Se solicita reemplazar "Esta condición especial de operación no deberá significar sobrecostos para el sistema." por "Los sobrecostos para el sistema que se generen producto de la condición especial de operación no podrán ser traspasados al resto de los participantes."	"Artículo 35 bis.- Previo al retiro de una central generadora, el Coordinador podrá aplicar condiciones especiales de operación para propender al uso eficiente de los recursos primarios de generación, conforme a lo que disponga la norma técnica respectiva, con el objetivo de resguardar la seguridad y la operación económica del sistema eléctrico. Los sobrecostos para el sistema que se generen producto de la condición especial de operación no podrán ser traspasados al resto de los participantes."
17	ENGIE	Artículo 40.-	Se señala que "Adicionalmente, el Coordinador deberá revisar los Costos de Oportunidad de las instalaciones con capacidad de almacenamiento que no presentan un impacto de larga duración para el sistema, pudiendo establecer un procedimiento simplificado para su recálculo". El respecto, como principio, y para recoger adecuadamente el precio del BESS ante variaciones de la programación respecto de la operación real, el Costo de Oportunidad debe ser recalculado de manera recurrente con la frecuencia que sea necesaria (por ejemplo cada 1 hora, lo que debiera definirse en la norma técnica). En este sentido, la propuesta de reglamento debe velar por una debida solución técnica y resguardar que sea factible de implementar, donde de ser necesario, se deben considerar las mejoras en las herramientas que dispone el Coordinador y los plazos adecuados para su implementación.	0
18	ENGIE	Artículo 45 bis.-	En relación a la propuesta de inclusión de los PMGDs en el curtailment, se solicita que el presente reglamento contenga las modificaciones a realizarse en otros reglamentos, particularmente en del DS 88, para efectos de que la propuesta sea autocontenida y no se vea afectada su implementación.	0
19	ENGIE	Artículo 57.-	Se señala que "En caso de que debido a restricciones o limitaciones de cualquier tipo, sea necesaria la programación y despacho de instalaciones para el cumplimiento de lo indicado en el Artículo 72°-1 de la Ley, que no responda al orden creciente de colocación señalado en el inciso anterior, se entenderá que la central o unidad, SGC o Sistema de Almacenamiento de Energía fueron despachados fuera de Orden Económico, y deberá ser retribuida en sus Costos Variables de acuerdo con lo señalado en el Título IV del presente reglamento". Al respecto, no corresponde no reconocer un valor del almacenamiento por una operación fuera del orden económico por condiciones de seguridad, particularmente si se está determinando una oportunidad para el BESS. Se solicita corregir el concepto de compensación en el cual sea considerado el Costo de Oportunidad. Esta consideración debe ir acompañada con que el Costo de Oportunidad debe ser debidamente recalculado en la operación en tiempo real de modo de recoger las desviaciones con la programación y así se compense por operación fuera del orden económico y no por desviaciones del programa respecto de la operación en tiempo real, lo que no corresponde.	0
20	ENGIE	Artículo 57.-	Respecto a los resultados que deberá entregar el proceso de programación de la operación no se identifica la entrega de los Costos de Producción.	"k. Costos de Producción con resolución temporal acorde a la etapa de proceso de programación."
21	ENGIE	Artículo 63.-	Precisar que los retiros físicos de energía corresponden únicamente a los destinados al suministro de clientes finales, en particular para SAE.	"Los costos de partida y detención no deberán ser considerados en la determinación del costo marginal del sistema. Sin perjuicio de lo anterior, aquellas unidades generadoras que realicen el proceso de partida o detención para inyectar su energía al sistema y cuya remuneración a costo marginal no permita cubrir dichos costos, deberán ser remuneradas por los costos de operación incurridos en el señalado proceso. Estos costos deberán ser pagados por las Empresas Generadoras o titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía que realicen retiros para dar suministro a clientes finales, a prorrata de sus retiros físicos de energía destinados al suministro de clientes finales."
22	ENGIE	CAPÍTULO 6 - DEL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO	Para la debida coordinación y operación de los sistemas de almacenamiento se debe velar por el cumplimiento de ciertos principios de acuerdo a lo señalado a continuación: 1. Se debe calcular un costo de oportunidad para los sistemas de almacenamiento, el que se debe actualizar con la frecuencia que sea necesaria para recoger adecuadamente el valor del costo de oportunidad, tanto para el despacho de los sistemas de almacenamiento como para su remuneración (compensación). 2. Se debe considerar un valor sistémico del sistema de almacenamiento (Costo de Oportunidad). 3. Debe existir una compensación por operación fuera del orden económico donde se deberá considerar el costo de oportunidad determinado de acuerdo con el principio número 1. 4. El despacho de los sistemas de almacenamiento no debe ser discriminatorio ni arbitrario entre los distintos BESS conectados al sistema. Así mismo, debe existir una visión sistémica que permita realizar agrupaciones (por zona, dentro una banda) ante similares costos de producción para un despacho coordinado conjunto. 5. Se debe contar con las herramientas necesarias para la debida determinación del costo de oportunidad en los plazos y frecuencias que sean necesarios. 6. La solución para los sistemas de almacenamiento debe ser trazable, transparente y reproducible. Al respecto, se solicita incluir los principios antes señalados dentro de la propuesta del presente capítulo y del reglamento en general.	0
23	ENGIE	Artículo 98.-	Se derogan artículos 98 y 99 donde se elimina el proceso en que los Coordinados informaban la carga de los BESS. Sin bien en la presentación de la propuesta conceptual que desarrolló el Ministerio se señaló que la carga de los BESS pasa a ser centralizada, no se especifica en el reglamento cómo se llevará a cabo dicho proceso. Se solicita incorporar más detalle de los principios y los aspectos que deberán ser detallados en la norma técnica.	0
24	ENGIE	Artículo 99.-	Se derogan artículos 98 y 99 donde se elimina el proceso en que los Coordinados informaban la carga de los BESS. Sin bien en la presentación de la propuesta conceptual que desarrolló el Ministerio se señaló que la carga de los BESS pasa a ser centralizada, no se especifica en el reglamento cómo se llevará a cabo dicho proceso. Se solicita incorporar más detalle de los principios y los aspectos que deberán ser detallados en la norma técnica.	0
25	ENGIE	Artículo 103.-	Se establece que "El Coordinador deberá incorporar en la programación de la operación a los Sistemas de Almacenamiento de Energía destinados al arbitraje de precios de energía y a las Centrales con Almacenamiento por Bombeo. Para tales efectos, el Coordinador deberá determinar la colocación de la energía almacenada en el Sistema de Almacenamiento de Energía o en la Central con Almacenamiento por Bombeo en un determinado horizonte de tiempo, minimizando el costo total de operación y falla, y preservando la seguridad del sistema. En este caso, para efectos de la programación de la operación, el Coordinador deberá determinar un Costo de Oportunidad para la energía almacenada". Al respecto, la implementación del Costo de Oportunidad para sistemas de almacenamiento presenta diversas dificultades de implementación en que se requiere actualización constante del Costo de Oportunidad en la operación en tiempo real (dado que el CO del BESS es dinámico), así mismo, está el riesgo de que el BESS no sea despachado (salvo un despacho forzoso que no significa una operación eficiente). En dicho sentido, la propuesta no presenta respaldo de su aplicación en la práctica. En línea con lo anterior, se requiere acompañar antecedentes que acrediten factibilidad de aplicación práctica por el Coordinador, así como un análisis de las herramientas o desarrollos necesarios de implementar por el Coordinador llevar a cabo la propuesta.	0

26	ENGIE	Artículo 103.-	Se señala que "Los Sistemas de Almacenamiento de Energía y las Centrales con Almacenamiento por Bombeo, con capacidad de inyección menor a 9 megawatts, podrán optar por un régimen de Autodespacho el cual deberá ser autorizado por el Coordinador de acuerdo con los criterios definidos en la norma técnica, la cual deberá considerar al menos el impacto individual o agrupado de dichas instalaciones. Aquellas instalaciones que operen bajo este régimen deberán informar diariamente un programa de retiros e inyecciones destinadas al arbitraje de energía, con el fin de ser consideradas por el Coordinador en la programación de la operación." Al respecto, por seguridad del sistema también podría ser necesario modificar el régimen de autodespacho con posterioridad a su otorgamiento, por lo que, se sugiere habilitar al Coordinador para dichos efectos y que la norma técnica defina los criterios.	"Los Sistemas de Almacenamiento de Energía y las Centrales con Almacenamiento por Bombeo, con capacidad de inyección menor a 9 megawatts, podrán optar por un régimen de Autodespacho el cual deberá ser autorizado por el Coordinador de acuerdo con los criterios definidos en la norma técnica, la cual deberá considerar al menos el impacto individual o agrupado de dichas instalaciones, del mismo modo, la norma técnica definirá los criterios para que el Coordinador pueda quitar o restringir el régimen de Autodespacho con posterioridad a su autorización. Aquellas instalaciones que operen bajo este régimen deberán informar diariamente un programa de retiros e inyecciones destinadas al arbitraje de energía, con el fin de ser consideradas por el Coordinador en la programación de la operación."
27	ENGIE	Artículo 108 bis.-	Se señala que "Con el objetivo de asegurar el uso óptimo de los recursos energéticos el Coordinador podrá despachar dichas unidades fueran de Orden Económico, resguardando un trato no discriminatorio entre dichas instalaciones.". Para disminuir el riesgo de no despacho de los BESS el Coordinador deberá despachar dichas unidades. Se solicita modificar "podrá" por "deberá". Lo anterior sin perjuicio de que el Coordinador deberá recalcular en tiempo real el Costo de Oportunidad con la frecuencia que sea necesaria para recoger debidamente de precio del BESS, cuya frecuencia debiera estar definida en la norma técnica.	"Con el objetivo de asegurar el uso óptimo de los recursos energéticos el Coordinador deberá despachar dichas unidades fueran de Orden Económico, resguardando un trato no discriminatorio entre dichas instalaciones."
28	ENGIE	Artículo 112.-	El artículo 112 señala que: El Coordinador deberá incorporar en la programación de la operación a las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, optando por alguna de las siguientes metodologías: a. Considerar la central con un Costo de Producción igual a su Costo Variable declarado; o b. Determinar la colocación óptima de la energía almacenada en la central en un determinado horizonte de tiempo, minimizando el costo total de abastecimiento, y preservando la seguridad del sistema, mediante un programa de generación eficiente. Para estos efectos, el Coordinador deberá determinar el valor de la energía almacenada en la central, el que no podrá ser inferior al Costo Variable declarado y será considerado como Costo de Producción. Al respecto, no queda claro si a) se refiere a la componente de generación o componente de almacenamiento, si es la componente de generación no se entiende porqué se deben evaluar alternativas, por otra parte si es la componente de almacenamiento se genera una inconsistencia con el resto del articulado donde los BESS no se despachan a costo variable. Se solicita revisar coherencia. Se solicita aclarar redacción en armonización con el resto de la propuesta de modificación de reglamento.	0
29	ENGIE	Artículo 126.-	En relación a la propuesta de inclusión de los PMGDs en el curtailment, se solicita que el presente reglamento contenga las modificaciones a realizarse en otros reglamentos, particularmente en del DS 88, para efectos de que la propuesta sea autocontenida y no se vea afectada su implementación.	0
30	ENGIE	Artículo 140.-	Se incorpora el inciso final "Sin perjuicio de lo establecido en el inciso anterior, el Coordinador podrá habilitar a un tercero para intermediar las operaciones financieras resultantes del balance de transferencia económicas realizadas por este, con el objetivo de garantizar la eficiencia económica y operatividad de la cadena de pagos. La habilitación de este mecanismo no podrá generar mayores costos para los Coordinados y/o clientes finales." Al respecto, falta definición de que es "un tercero", será una entidad financiera? características y exigencias mínimas?. Se solicita incorporar.	0
31	ENGIE	Artículo 140.-	Se incorpora el inciso final "Sin perjuicio de lo establecido en el inciso anterior, el Coordinador podrá habilitar a un tercero para intermediar las operaciones financieras resultantes del balance de transferencia económicas realizadas por este, con el objetivo de garantizar la eficiencia económica y operatividad de la cadena de pagos. La habilitación de este mecanismo no podrá generar mayores costos para los Coordinados y/o clientes finales." Al respecto, no queda claro el ejercicio de "un tercero". Se solicita señalar explícitamente que recibirá los pagos de los deficitarios y el luego pagará a los excedentarios, teniendo facultades para ejecutar las boletas de garantías.	Artículo 140 inciso final: "Sin perjuicio de lo establecido en el inciso anterior, el Coordinador podrá habilitar a un tercero para intermediar las operaciones financieras resultantes del balance de transferencia económicas realizadas por este, con el objetivo de garantizar la eficiencia económica y operatividad de la cadena de pagos. Dicho intermediario podrá recibir pagos de aquellas empresas de generación deficitarias y pagar a aquellas empresas de generación excedentarias, así mismo, tendrá la facultad para ejecutar las garantías a las que se refiere el artículo 156 del presente reglamento. La habilitación de este mecanismo no podrá generar mayores costos para los Coordinados y/o clientes finales."
32	ENGIE	Artículo 140.-	Se incorpora la frase "La habilitación de este mecanismo no podrá generar mayores costos para los Coordinados y/o clientes finales.". Al respecto, la no generación de mayores costos para los Coordinados y/o clientes finales podría resultar en un impedimento para la efectiva habilitación de un tercero como intermediario de las operaciones financieras resultantes del balance de transferencias económicas realizadas por el Coordinador, en el caso de que no fuera posible implementarlo de dicha manera. Se sugiere eliminar la frase "La habilitación de este mecanismo no podrá generar mayores costos para los Coordinados y/o clientes finales." e incorporar el siguiente texto que aplica para el presupuesto del Coordinador "Los recursos necesarios para dar cumplimiento al presente inciso deberán detallarse y justificarse, debiéndose cautelar la eficiencia en el uso de éstos."	Artículo 140 inciso final: "Sin perjuicio de lo establecido en el inciso anterior, el Coordinador podrá habilitar a un tercero para intermediar las operaciones financieras resultantes del balance de transferencia económicas realizadas por este, con el objetivo de garantizar la eficiencia económica y operatividad de la cadena de pagos. Los recursos necesarios para dar cumplimiento al presente inciso deberán detallarse y justificarse, debiéndose cautelar la eficiencia en el uso de estos".
33	ENGIE	Artículo 142.-	El literal a. no es explícito respecto a considerar a los SGC en el Mercado de Corto Plazo. Se sugiere incorporar a los SGC en la redacción del literal a.	0
34	ENGIE	Artículo 143.-	Existe un error de redacción importante en el artículo 143 bis, en particular: "...en cuyo caso el Coordinador no podrá proceder con la suspensión del suministro del Cliente Libre. eder con la suspensión del suministro del Cliente Libre.". Se solicita corregir.	0

35	ENGIE	Artículo 143 bis.-	El procedimiento que propone la modificación al DS 125 es engorroso, refleja básicamente lo establecido por la SEC el oficio ordinario electrónico N° 140382 que debió modificar por su falta de efectividad inicial por el oficio ordinario electrónico N° 170537 y tiene efectos perniciosos en el mercado de los contratos de suministro con clientes libres. El procedimiento que se propone incluir al mencionado decreto supremo impide la terminación anticipada de contratos incumplidos por parte de los clientes libres, dándoles mayores derechos que incluso los clientes regulados. El texto debiera permitir el corte y/o suspensión por no pago de una o más facturas, el procedimiento propuesto permite a los clientes incumplidores enervar el corte y/o suspensión del suministro con solo controvertir judicialmente la solicitud de corte del suministrador forzando un suministro sin pago, mientras se substancia un procedimiento judicial. El CEN actúa según el procedimiento propuesto como un juez en la resolución de una controversia dado que impedir el corte o suspensión del suministro viene a interpretar un contrato suscrito entre las partes. Asimismo, no es claro cuál será el criterio que utilizará el CEN para determinar cuándo un contrato está "indubitadamente" terminado. El procedimiento que se incluya en el DS 125 debe permitir el corte o suspensión, si el suministrador informa el no pago, total o parcial, de parte del cliente, en línea con el el oficio ordinario electrónico N° 230570, que establece la obligación de cortar a los clientes libres en zona de distribución. A ello se le puede agregar una regulación de cuando aplica en cada caso (corte o suspensión), podrían considerarse criterios de reiteración y duración del retardo en el pago como elementos que determinen cual sería procedente. Lo anterior no obsta a que si el cliente quiere demandar al suministrador o vice versa, las partes están en su derecho y pueden hacerlo bajo el mecanismo de resolución de conflictos de su contrato. Debiera bastar la sola notificación del suministrador para que proceda el corte y/o suspensión, el uso irregular o indebido de la facultad de corte debiera además generar efectos o sanciones a los suministradores que no lo hagan frente a una real falta de pago. La sentencia del juez o arbitro (según corresponda por contrato) deberá determinar si hubo incumplimiento del suministrador o del cliente y ordenar las reliquidaciones que correspondan, de proceder. Mientras dure el juicio el suministrador no debe quedar obligado a suministrar a un cliente incumplidor y el cliente puede pasar a ser suministrado por un tercero.	0
36	ENGIE	Artículo 147.-	Agregar inciso que relacione el presente artículo con el inciso final propuesto para el artículo 140 (habilitación de un tercero que intermediar las operaciones financieras). Se propone incorporar un inciso final en el siguiente tenor: En caso de habilitar a un tercero para intermediar las operaciones financieras según lo dispuesto en el inciso final del Artículo 140, las Empresas Deficitarias deberán pagar a dicho intermediario, quién a su vez será el responsable de pagar a las Empresas Excedentarias.	0
37	ENGIE	Artículo 149.-	El Artículo 149 (y la NTCyO artículo 3-32) señala que el Coordinador "podrá efectuar simplificaciones en pos de disminuir las transacciones". De la manera en que el Coordinador ha intentado hacerlo, cambia el riesgo de contraparte. Al respecto, se sugiere incorporar que dicha simplificación podrá ser a través de un tercero que actué como recaudador de todas las Empresas Deficitarias y pagador de todas las Empresas Excedentarias. Lo anterior, en línea con lo propuesto para el artículo 140. Se propone incorporar una frase final en el siguiente tenor: Dicha simplificación podrá ser a través de un tercero, conforme a lo dispuesto en el inciso final del Artículo 140, que actué como recaudador de todas las Empresas Deficitarias y pagador de todas las Empresas Excedentarias.	0
38	ENGIE	Artículo 156.-	Se eliminan los "seguros" como instrumento de garantía para el Mercado de Corto Plazo, lo que no se entiende ni se justifica toda vez que los seguros corresponden a instrumentos de garantía ejecutables a primer requerimiento y constituyen una alternativa adicional para las empresas. Se solicita no eliminar los "Seguros" como instrumento de garantía.	0
39	ENGIE	Artículo 157.-	Se incluye el concepto de "potencia" para la determinación de las garantías del mercado de corto plazo. Si bien esta medida aumentaría las exigencias de las garantías podría ser insuficiente para cubrir la afectación a terceros por incumplimiento de la cadena de pagos. Al respecto, se debiera realizar el análisis a nivel de cuadro de pago en todos sus conceptos, considerando SSCC, PE, IT... Se solicita que los montos de las garantías para el mercado de corto plazo sean determinados considerando todos los conceptos a nivel de cuadro de pagos de los balances de transferencias.	0
40	ENGIE	Artículo 157.-	El artículo no es explícito respecto a qué período de potencia de suficiencia definitiva debe considerarse para el cálculo de garantías. Se sugiere indicar si para la determinación de las garantías del "año n", la potencia de suficiencia definitiva corresponde al cálculo definitivo anual del "año n-1", cálculo preliminar anual del año "n", u otro.	0
41	ENGIE	Artículo 157.-	El artículo no es explícito respecto a qué precio de nudo de corto plazo considerar para el cálculo de las garantías. Se sugiere indicar si para la determinación de las garantías el precio de nudo de corto plazo corresponde al mismo utilizado en la potencia de suficiencia definitiva mencionada en el artículo o a otro período.	0
42	ENGIE	Artículo 161.-	Con la finalidad de no generar incentivos a un suministrador a quedar suspendido del Mercado de Corto Plazo en períodos de costos marginales altos para luego regresar cuando el sistema se normalice, se sugiere analizar incorporar exigencias para reincorporase al Mercado de Corto Plazo, tales como: i) cubrir los costos de las empresas perjudicadas durante el tiempo que estuvo suspendido, para así compensar a las empresas que fueron perjudicadas al tomar el precio spot por el volumen del contrato suspendido; ii) compensar al cliente en caso de que la suspensión derivase en un corte de suministro (por ejemplo, compensar a los clientes regulados por el alza de precios debido a la suspensión del contrato); y, iii) aumentar la exigencia de la boleta de garantía.	0
43	ENGIE	Artículo 161.-	Se sugiere que aquellas inyecciones valorizadas de una empresa generadora durante el período de suspensión sean utilizadas para una o más de las siguientes opciones: i) cubrir el monto adeudado no cubierto por las garantías, en caso de existir, a fin de reducir los montos adeudados; ii) compensar a los suministradores que se hubieran visto obligados a tomar el volumen de los contratos de la empresa suspendida; iii) compensar al cliente en caso de que la suspensión derivase en un corte de suministro (por ejemplo, compensar a los clientes regulados por el alza de precios debido a la suspensión del contrato).	0

44	ENGIE	Artículo 166 bis.-	Se señala que: "dichos ingresos deberán ser reasignados entre aquellos Coordinados conforme a las siguientes reglas: ". Sin embargo no se indican las reglas. Se solicita incorporar dichas reglas. Sin perjuicio de lo anterior, se propone que, en caso de que dos sistemas de almacenamiento presenten idéntico costo de producción, se debiera velar por un despacho coordinado conjunto de ambos BESS en función de la energía cargable o energía descargable según corresponda, cuyos criterios debieran ser detallados en la norma técnica. Lo anterior evita realizar compensaciones post operación. Por otro lado, salvo sistemas de almacenamiento en un mismo nodo, no se ve que existan más casos de BESS con mismo costo de producción, lo que podría inviabilizar la aplicación del presente artículo si se quiere ampliar el concepto, en dicho sentido, se solicita que el Coordinador pueda realizar agrupaciones (por zona, dentro una banda) ante similares costos de producción para un despacho coordinado conjunto.	0
45	ENGIE	Artículo 167.-	Precisar que los retiros físicos de energía corresponden únicamente a los destinados al suministro de clientes finales, en particular para SAE.	"La energía generada por aquellas unidades de generación que se encuentren operando en niveles de mínimo técnico, deberá ser valorizada a costo marginal. En caso que éstas operen fuera de Orden Económico, con un Costo Variable superior al costo marginal, deberán ser retribuidas económicamente en sus Costo Variable no cubiertos, por las Empresas Generadoras o titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía que realicen retiros para dar suministro a clientes finales, sean éstos libres o regulados, a prorrata de sus retiros físicos de energía destinados al suministro de clientes finales."
46	ENGIE	Artículo 168.-	Precisar que los retiros físicos de energía corresponden únicamente a los destinados al suministro de clientes finales, en particular para SAE.	"Las inyecciones de unidades de generación que operen en niveles mínimos de despacho debido a restricciones de origen distinto al de la normativa eléctrica, tales como restricciones ambientales u otras, que hayan sido despachadas fuera de Orden Económico por el Coordinador, deberán ser valorizadas a costo marginal, en cuyo caso deberán ser retribuidas económicamente en sus Costos Variables no cubiertos por la valorización a costo marginal, por las Empresas Generadoras o titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía que realicen retiros para dar suministro a clientes finales, sean éstos libres o regulados, a prorrata de sus retiros físicos de energía destinados al suministro de clientes finales."
1	Antofagasta Minerals	Artículo 116 bis.-	De acuerdo con la definición de Sistema Generación - Consumo (SGC) Contenida en la LGSE (artículo 225°, letra (af)) y el propio DS N°125, no es requisito que los SGC tengan excedentes. En efecto, la definición indica que el SGD "...puede retirar energía del sistema eléctrico a través de un suministrador o inyectarle sus Excedentes". Por tanto, el Reglamento debe permitir SGD que sólo realicen retiros desde el sistema. Se solicita modificar el primer párrafo del Artículo 116 bis como se indica.	Artículo 116 bis.- Las nuevas instalaciones que deseen operar como SGC, al momento de efectuar su respectiva solicitud de declaración en construcción de conformidad con el artículo 19 del presente reglamento, deberán presentar un requerimiento al Coordinador, acompañando los antecedentes que den cuenta de las características del proyecto. En caso de verificarse que de forma de permitir a este verificar que dichas instalaciones estarán en condiciones de aportar Excedentes al Sistema Eléctrico Nacional, y en caso de verificarse, el Coordinador determinará determine el régimen o metodología de operación aplicable al mismo, de conformidad a lo dispuesto en el artículo siguiente. En caso de verificarse que el SGD no inyectará excedentes, los cargos que correspondan, asociados a clientes finales, serán sólo en base a la energía y potencia retirada del sistema y en ningún caso por la energía y potencia autoabastecida.
2	Antofagasta Minerals	Artículo 116 bis.-	La Propuesta de Reglamento sólo permite que instalaciones de generación existente puedan pasar a formar parte de un SGC, lo cual es descriminatorio para instalaciones de clientes. Se solicita que las instalaciones existentes, tanto de generación o de clientes, puedan pasar a formar parte de un SGC. Para ello se propone modificar el segundo párrafo del artículo 116 bis	A su vez, los Coordinados que deseen que sus instalaciones de generación o de clientes, ya interconectadas al Sistema Eléctrico Nacional pasen a formar parte de un SGC, deberán presentar un requerimiento al Coordinador, acompañando los antecedentes que den cuenta de las características del proyecto. En caso de verificarse que de forma de permitir a este verificar que dichas instalaciones estarán en condiciones de aportar Excedentes al Sistema Eléctrico Nacional, y en caso de verificarse, el Coordinador determinará determine el régimen o metodología de operación aplicable al mismo, de conformidad a lo dispuesto en el artículo siguiente. En caso de verificarse que el SGD no inyectará excedentes, los cargos que correspondan, asociados a clientes finales, serán sólo en base a la energía y potencia retirada del sistema y en ningún caso por la energía y potencia autoabastecida.
3	Antofagasta Minerals	0	La Propuesta de Reglamento no aclara los otros proyectos, distintos de desalación o producción de hidrogeno, que pueden configurar un SGC. Se solicita agregar proyectos que contribuyan a la descarbonización de la matriz energética nacional y otros que contribuyan a mitigar el cambio climático. Se propone introducir en el reglamento un nuevo artículo 116 octies	Artículo 116 octies. Sin perjuicio de la infraestructura ya señalada en la letra bb) de Artículo 2, podrá operar como como SGC toda infraestructura productiva destinada a fines de descarbonización de la matriz energética nacional y/o destinada a combatir el cambio climático, tales como la sustitución de combustibles fósiles (electromovilidad, bombas de calor, etc)
1	Compañía Minera Doña Ines de Collahuasi	0	Comentario General La revisión normativa y modificaciones que se puedan proponer en esta instancia de revisión del DS 125 está limitada debido a que hay otras normas como la LGSE, DS 113 y DS 88 cuyas definiciones establecidas no permiten realizar los cambios adecuados al DS 125 en materia de Autodespacho de PMGD, pago por SSCC, pago por sistema de transmisión, entre otros. Se sugiere que la revisión normativa del DS 125, dada su relación con el resto de cuerpos normativos que legislan el sector eléctrico, debe ser contemporánea al resto de cuerpos normativos. También, a modo de observación general a las modificaciones propuestas al DS 125, se sugiere tener en consideración que el hecho de contar con sistemas de almacenamiento de energía a nivel de distribución que no estén coordinados de manera centralizada con la operación del sistema que determine el Coordinador puede afectar las condiciones de competencia y la seguridad del sistema, tal como ya lo ha identificado el Coordinador en el caso de los PMGD solares en distintas instancias. Finalmente, respecto del informe de iniciativas al Coordinador propuesto, se tiene como comentario que en la práctica, los Coordinados proponen iniciativas de manera proactiva al Coordinador o la CNE cuando se identifica la necesidad de resolver un problema asociado a los procesos de coordinación y operación del sistema eléctrico, así como también a otros procesos relacionados al funcionamiento del sector eléctrico. El hecho de definir una instancia formal para estos efectos limita la flexibilidad que tienen actualmente los Coordinados para proponer iniciativas, lo que genera ineficiencias a los procesos.	0
2	Compañía Minera Doña Ines de Collahuasi	Artículo tercero transitorio.-	No se justifica el tiempo para implementar el ajuste al que refiere el inciso tercero del artículo 126 del presente reglamento las centrales que cuentan con regimen de autodespacho. Sin perjuicio de contar o no con los sistemas de monitoreo y comunicación, es posible que las centrales con autodespacho ajusten su inyección por defecto en forma a priori, tal como sucede actualmente en aquellas centrales conectadas en SE de Distribución que se encuentran limitadas. Otra alternativa o complemento, es realizar un ajuste ex post en los Balances de Energía, corrigiendo los ingresos para considerar los ajustes de generación que deberian haber sido aplicados en tiempo real.	Sustituir el articulo tercero transitorio por: "Las instalaciones que operen con Autodespacho conectadas a la red de distribución serán consideradas en el ajuste al que refiere el inciso tercero del artículo 126 del presente reglamento ya sea ajustando en forma previa sus inyecciones máximas para considerar los niveles de ajustes esperados por temporada o en tiempo real siempre que las empresas distribuidoras cuenten con los sistemas de monitoreo y comunicación necesarios para su aplicación. En caso que alguna empresa no cumpla con las instrucciones de ajuste al que se refiere el inciso tercero del articulo 216 del presente reglamento, el Coordinador ajustará los ingresos de dicha emrpesa para efectos de corregir este incumplimiento. Lo dispuesto en el artículo 126 del presente reglamento será aplicable a las instalaciones que operen con Autodespacho conectadas a la red de distribución independientemente de la implementación de la herramienta automática a la que se refiere el artículo 117 bis del presente reglamento, en los términos establecidos en el inciso tercero del artículo 126 del presente reglamento

3	Compañía Minera Doña Ines de Collahuasi	Artículo 166 bis.-	Los ingresos deben ser reasignados entre los Coordinados que hayan sido despachados independiente del Costo de Producción. Lo relevante es que los Coordinados que hayan sido despachados hayan estado dentro de un mismo subsistema. Dentro de la ventana de tiempo que determine el Coordinador se podrían despachar a diferentes Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) con distinto Costo de Producción, y para el sistema es indiferente el orden de despacho de los SAE. A modo de ejemplo simple, con las siguientes condiciones hipotéticas: - Se tienen disponibles 2 SAE con 100 MWh de energía almacenada cada uno, - El Costo de Producción de cada SAE es 25 USD/MWh y 50 USD/MWh, - Hay una ventana de tiempo de 2 horas con CMg de 100 USD/MWh y 150 USD/MWh respectivamente, Para efectos de la operación económica del sistema, es indiferente si se despacha primero el SAE con 25 USD/MWh y luego el SAE con 50 USD/MWh, o bien el despacho ocurre en orden inverso.	Donde dice: "se haya despachado a diferentes Sistemas de Almacenamiento con idéntico Costo de Producción a diferentes costos marginales", se siguiete cambiar por: "se haya despachado a diferentes Sistemas de Almacenamiento dentro de un mismo sistema o subsistema a diferentes costos marginales"
4	Compañía Minera Doña Ines de Collahuasi	Artículo 166 bis.-	Si el Coordinador define el programa de retiros para la carga de los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE), para el sistema es indiferente el orden de carga de cada SAE mientras el volumen total de energía en cada hora sea el mismo. En este sentido, y en línea con la observación anterior, si en una ventana de tiempo para un programa de retiros los costos marginales son distintos y mayores a cero, también es necesario reasignar los costos de carga entre todos los Coordinados que efectuaron retiros en un sistema o subsistema dentro de la ventana de tiempo que determine el Coordinador. Se sugiere que el artículo Artículo 166 ter.- actual pase a ser el Artículo 166 quárter.- e incorporar un nuevo Artículo 166 ter.- que, análogamente al Artículo 166 bis.-, aborde este desafío.	Se sugiere definir un artículo 166 ter, análogo al artículo 166 bis, para el caso de la carga de los sistemas de almacenamiento de energía.
5	Compañía Minera Doña Ines de Collahuasi	Artículo 166 bis.-	La regla "de forma que no se generen diferencias injustificadas en los ingresos percibidos por cada una de dichas instalaciones" es ambigua y no es posible darle una interpretación clara en el contexto del presente reglamento. Se entiende que el objetivo del Artículo 166 bis es habilitar al Coordinador para que utilice la energía almacenda en las distintas instalaciones sin causar un perjuicio o beneficio económico según el orden temporal de como sean utilizadas dichas instalaciones al momento de atender las necesidades del sistema en la ventana de tiempo que determine el Coordinador. Se sugiere definir la regla como un ajuste de las inyecciones reales a una inyección teórica, ya que de esta forma se evita una discriminación arbitraria en la contabilización de inyecciones para el cumplimiento de contratos. Para definir una regla con el objetivo mencionado en el párrafo anterior se debe tener en consideración, al menos, lo siguiente: - E_i: Energía total almacenada en cada instalación en el instante previo a la ventana de tiempo - E_D: Energía total despachada por el Coordinador en la ventana de tiempo - E_h: Energía total despachada por el Coordinador en cada periodo de la ventana de tiempo El principio para cumplir con el objetivo es que la energía E_i de cada instalación se distribuya de manera equitativa en toda la ventana de tiempo. Para lograr esto, en cada periodo la inyección teórica de cada instalación es E_h*E_i/SUMA(E_i). Luego, la inyección real de cada instalación se debe ajustar de modo según la inyección teórica. En general se tiene que E_D = SUMA(E_i), sin embargo, puede ocurrir que E_D < SUMA(E_i), en dicho caso la inyección teórica es E_h*E_i/SUMA(E_i)*E_D/SUMA(E_i)	Se sugiere la siguiente propuesta de texto: "Artículo 166 bis.- La valorización de las inyecciones de los Sistemas de Almacenamiento de Energía que hayan resultado despachadas en la operación real deberá ser valorizada a costo marginal. Sin perjuicio de lo cual, en aquellos casos en que, en la ventana de tiempo que determine el Coordinador, se haya despachado a diferentes Sistemas de Almacenamiento dentro de un mismo sistema o subsistema a diferentes costos marginales, dichos ingresos deberán ser reasignados entre aquellos Coordinados conforme a las siguientes reglas: 1. Se considerará la inyección teórica de cada instalación en la ventana de tiempo que determine el Coordinador para efectos de los balances de transferencia, 2. En cada sistema o subsistema, la inyección teórica de cada instalación en cada periodo de la ventana de tiempo será igual al producto entre: a) la suma de inyecciones reales en dicho periodo; b) el cociente entre: i) la energía total disponible de la instalación en el instante anterior al inicio de la ventana de tiempo, y ii) la suma de la energía total disponible de todas las instalaciones en el instante anterior al inicio de la ventana de tiempo", 3. En caso que la suma de las inyecciones reales en cada subsistema para la ventana de tiempo sea menor a la suma de la energía total disponible de todas las instalaciones en el instante anterior al inicio de la ventana de tiempo, la inyección teórica de cada instalación en cada periodo de la ventana de tiempo se multiplicara por un factor igual al cociente entre suma de las inyecciones reales en la ventana de tiempo y la energía total disponible de todas las instalaciones en el instante anterior al inicio de la ventana de tiempo. 4. Los ingresos reasignados serán igual a la inyección teórica de cada instalación, multiplicado por el costo marginal de cada periodo.
6	Compañía Minera Doña Ines de Collahuasi	Artículo 103.-	A la fecha, la penetración instantánea de generación PMGD solar ha sido de hasta el 26% del total de generación. Hoy se cuenta con 3262 MW de capacidad instalada PMGD solar y a fines del año 2025 se contaría con 903 MW adicionales ya declarados en construcción. Dada la alta integración de generación solar PMGD, el régimen de precio estabilizado y la falta de control de los PMGDs por el régimen de Autodespacho, el Coordinador evidenciado y comunicado mediante cartas problemas relacionados a las condiciones de competencia, así como también problemas para mantener la seguridad de servicio ante perturbaciones en el sistema. En la medida que crezca el desarrollo de sistemas de almacenamiento a nivel distribuido, el problema también se trasladará a las horas de operación nocturna, ya que los precios estabilizados no incentivan a las centrales de generación distribuida a aportar sus excedentes de potencia de manera coordinada con las necesidades del sistema eléctrico nacional. Por lo anterior, es necesario y se sugiere que el programa de retiros e inyecciones destinados al arbitraje de energía para centrales que operen con Autodespacho esté Coordinado con la colocación de la energía almacenada para Sistemas de Almacenamiento de Energía. Por otra parte, con el objetivo de lograr armonización entre los distintos cuerpos normativos vigentes, se sugiere que revisión la normativa del DS 88 debe ser contemporánea a la revisión del DS 125. El hecho de tener definido el régimen de Autodespacho tanto en el DS 88 como el DS 125 implica una limitación evidente al momento de revisar el DS 125, ya que, por ejemplo, la solución aquí propuesta podría ser más simple y armónica revisando la definición de Autodespacho, por lo cual se sugiere un ajuste del DS88 junto con los cambios que están siendo discutidos para el DS125.	Se sugiere modificar el último párrafo por lo siguiente: "Los Sistemas de Almacenamiento de Energía y las Centrales con Almacenamiento por Bombeo, con capacidad de inyección menor a 9 megawatts, podrán optar por un régimen de Autodespacho el cual deberá ser autorizado por el Coordinador de acuerdo con los criterios definidos en la norma técnica, la cual deberá considerar al menos el impacto individual o agrupado de dichas instalaciones. El Coordinador determinará, de manera conjunta, la colocación de la energía almacenada para el conjunto de instalaciones que operen bajo el régimen de Autodespacho dentro de una misma red de distribución, o parte de ella, y aquellas instalaciones deberán informar diariamente un programa de retiros e inyecciones destinadas al arbitraje de energía, con el fin de ser consideradas por el Coordinador en la programación de la operación. En ningún caso, la suma de retiros e inyecciones de instalaciones que operen dentro de una misma red de distribución, o parte de ella, podrá ser mayor que la colocación de la energía almacenada que haya determinado el Coordinador en la programación de la operación."
7	Compañía Minera Doña Ines de Collahuasi	Artículo 53.-	Las sugerencias indicadas en el artículo 103 también tienen un efecto en el despacho PMGD, por lo que se sugiere armonizar el primer párrafo de este artículo.	En el primer párrafo, donde dice ", y lo señalado en el artículo 45 bis del presente reglamento." se sugiere cambiar por: ", y lo señalado en los artículos 45 bis y 103 del presente reglamento."

8	Compañía Minera Doña Ines de Collahuasi	Artículo 35.-	Con el objetivo de lograr una transición energética segura en el contexto del retiro de centrales termoeléctricas del sistema que está ocurriendo, se sugiere indicar explícitamente que el informe de seguridad del Coordinador debe incorporar y evaluar, como mínimo, como impacta el retiro de una unidad termoeléctrica en los siguientes aspectos: 1. Impacto en la seguridad de abastecimiento del sistema en escenarios de indisponibilidad de generación por escasez de suministro de combustible, condiciones hidrologicas extremas, indisponibilidad o limitaciones del sistema de transmisión, y periodos de baja disponibilidad de energía eólica. 2. Impacto en la disponibilidad de inercia y corriente de cortocircuito en el sistema considerando requerimientos de fortaleza de red que se hayan establecido. 3. Impacto en suministro de energía por restricciones del sistema de transmisión. 4. Impacto en oferta de SSCC de Control de Frecuencia. 5. Impacto en necesidades de recursos para Control de Tensión. 6. Condición de GNL contratado para asegurar un suministro confiable. 7. Impacto en el Plan de Reposición de Servicio, en caso que la unidad preste servicios de Partida Autónoma o que la unidad cumpla la función de apoyo a centrales con Partida Autónoma.	El Artículo 35.- indica: "El informe de seguridad elaborado por el Coordinador, deberá evaluar y pronunciarse fundadamente respecto a la afectación de los objetivos establecidos en el artículo 72°-1 de la Ley, considerando, al menos, el impacto en la seguridad de abastecimiento y la provisión de Servicios Complementarios, así como también analizar la respuesta del sistema frente a situaciones operacionales particulares, tales como, operación forzada por requerimientos de inercia, variabilidad de los recursos renovables, considerando las tasas de salida forzosa de unidades generadoras y la aplicación del plan de recuperación de servicio." Se sugiere precisar el texto con las medidas específicas que se debe evaluar, de la siguiente manera: "Artículo 35.- El informe de seguridad elaborado por el Coordinador, deberá evaluar y pronunciarse fundadamente respecto a la afectación de los objetivos establecidos en el artículo 72°-1 de la Ley, considerando, al menos, el impacto en los siguientes aspectos: 1. Impacto en la seguridad de abastecimiento del sistema en escenarios de indisponibilidad de generación por escasez de suministro de combustible, condiciones hidrologicas extremas, indisponibilidad o limitaciones del sistema de transmisión, y periodos de baja disponibilidad de energía eólica. 2. Impacto en la disponibilidad de inercia y corriente de cortocircuito en el sistema considerando requerimientos de fortaleza de red que se hayan establecido. 3. Impacto en suministro de energía por restricciones del sistema de transmisión. 4. Impacto en oferta de SSCC de Control de Frecuencia. 5. Impacto en necesidades de recursos para Control de Tensión. 6. Condición de GNL contratado para asegurar un suministro confiable. 7. Impacto en el Plan de Reposición de Servicio, en caso que la unidad preste servicios de Partida Autónoma o que la unidad cumpla la función de apoyo a centrales con Partida Autónoma."
9	Compañía Minera Doña Ines de Collahuasi	Artículo 97.-	Los sistemas de almacenamiento, al retirar energía de la red para el proceso de almacenamiento, están siendo usuarios de un sistema eléctrico cuyos atributos de seguridad, confiabilidad y grado de disponibilidad están definidos en la norma técnica y, por lo tanto, deben estar sujetos a los cargos que financian dichos atributos de seguridad, confiabilidad y grado de disponibilidad. Con el objetivo de lograr armonización entre los distintos cuerpos normativos vigentes, se sugiere que revisión la normativa de la LGSE y DS 113 debe ser contemporánea a la revisión del DS 125, ya que los cargos por transmisión y los cargos por SSCC son para todos quienes se benefician de retirar energía del sistema, que no solo corresponde a los clientes finales.	Se sugiere eliminar los literales "b", "c" y "e" del Artículo 97, pasando el literal "d" a ser el literal "b", quedando la siguiente propuesta de texto: "Artículo 97.- Los retiros de energía para el proceso de almacenamiento no estarán sujetos a los cargos asociados a clientes finales. Para tal efecto, los señalados retiros no se considerarán para: a. La acreditación del cumplimiento de la obligación a que se refiere el artículo 150º bis de la Ley; b. El cálculo de las prorratas de la asignación de los certificados emitidos producto de la inyección de energía licitada y efectivamente inyectada a que se refiere el inciso tercero del artículo 150º ter de la Ley.
10	Compañía Minera Doña Ines de Collahuasi	Artículo 57.-	En el caso de embalses a los que el Coordinador les calcula un Costo de Oportunidad, también se debería retribuir a dichas unidades en sus Costos de Oportunidad no cubiertos si son despachados por fuera del Orden Económico.	Al final del segundo párrafo se sugiere agregar la siguiente frase: "Las unidades a las que el Coordinador les calcula un Costo de Oportunidad de la energía gestionable en conformidad con los artículos 37 y 38 del presente reglamento, y que fueron despachadas fuera de Orden de Mérito debido a restricciones o limitaciones de cualquier tipo para el cumplimiento de lo indicado en el Artículo 72-1° de la Ley, deberán ser retribuídas en sus Costos de Oportunidad de acuerdo con lo señalado en el Título IV del presente reglamento."
11	Compañía Minera Doña Ines de Collahuasi	Artículo 167.-	En el caso de embalses a los que el Coordinador les calcula un Costo de Oportunidad, también se debería retribuir a dichas unidades en sus Costos de Oportunidad no cubiertos si son despachados por fuera del Orden Económico.	Al final del segundo párrafo se sugiere agregar la siguiente frase: "Las unidades a las que el Coordinador les calcula un Costo de Oportunidad de la energía gestionable en conformidad con los artículos 37 y 38 del presente reglamento, y que fueron despachadas fuera de Orden de Mérito debido a restricciones o limitaciones de cualquier tipo para el cumplimiento de lo indicado en el Artículo 72-1° de la Ley, deberán ser retribuídas en sus Costos de Oportunidad no cubiertos, por las Empresas Generadoras o titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía que realicen retiros para dar suministro a clientes finales, sean éstos libres o regulados, a prorrata de sus retiros físicos de energía."
12	Compañía Minera Doña Ines de Collahuasi	Artículo 168.-	En el caso de unidades de generación y sistemas de almacenamiento que operen fuera de orden económico debido a restricciones de origen distinto al de la normativa eléctrica y que tengan origen en acuerdos comerciales u otro tipo de acuerdos tales como convenios de riego o restricciones externas de uso de la capacidad de almacenamiento, no se debe retribuir a dichas en sus costos variables no cubiertos.	Donde se indica "unidades de generación" se sugiere modificar por "unidades de generación o sistemas de almacenamiento de energía". Se sugiere agregar, al final del párrafo, la siguiente frase: "En el caso de unidades de generación o sistemas de almacenamiento de energía que operen fuera de orden económico debido a restricciones cuyo origen son acuerdos comerciales tales como convenios de riego, o bien, restricciones externas de uso de la capacidad de almacenamiento basada en convenios con otros interesados, no serán retribuidas en sus costos variables o costos de oportunidad no cubiertos."
13	Compañía Minera Doña Ines de Collahuasi	Artículo 140.-	Actualmente, no se percibe desafíos de eficiencia económica y operatividad de la cadena de pagos en lo que respecta a las operaciones financieras resultante del balance de transferencias económicas, por lo que se solicita eliminar la modificación propuesta al artículo 140.	Se solicita eliminar la modificación propuesta al artículo 140.
14	Compañía Minera Doña Ines de Collahuasi	Artículo 2.-	La modificación 1. A. no quedó apropiadamente escrita en la propuesta de Texto final del reglamento. El texto "en los términos establecidos en el Decreto Supremo Nº 244, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que Aprueba Reglamento para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación Establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos, o aquel que lo reemplace" no fue eliminado. Se sugiere eliminar.	"a. Autodespacho: Régimen de operación de una instalación de generación, SGC y Sistemas de Almacenamiento de Energía interconectado al sistema eléctrico que no se encuentra sujeto al resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por el Coordinador, y que puede ser aplicado en tanto se dé cumplimiento al principio de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico y a lo regulado en el presente reglamento."
15	Compañía Minera Doña Ines de Collahuasi	Artículo 2.-	La definición de Sistema de Generación-Consumo debe ser indiferente del tipo de consumo.	Se sugiere reemplazar el literal "bb" por lo siguiente: "bb. Sistema Generación-Consumo o SGC: Sistema formado por toda infraestructura productiva, con capacidad de generación propia, mediante medios de generación renovables, que se conecta al sistema eléctrico a través de un único punto de conexión y que puede retirar energía del sistema eléctrico a través de un suministrador o inyectarle sus Excedentes."
16	Compañía Minera Doña Ines de Collahuasi	Artículo 45 bis.	Se sugiere precisar que cuando se indica "costo" se refiere al Costo de Producción.	Donde dice "con igual costo" se sugiere cambiar por "con igual Costo de Producción".
17	Compañía Minera Doña Ines de Collahuasi	Artículo 52.-	Se indica que el Coordinador, para elaborar la programación de la operación, debe considerar un parque de instalaciones de generación y almacenamiento que represente el desarrollo esperado de la matriz eléctrica y que debe estar basado en análisis y criterios actualizados, al menos, anualmente. Luego se indica que, entre los antecedentes que se deben considerar, se encuentra la declaración en construcción publicada mensualmente por la CNE. Se sugiere armonizar la necesidad de actualización de los criterios del Coordinador con la periodicidad de los antecedentes utilizados para la actualización de dichos criterios.	Donde se indica "el que deberá estar basado en análisis y criterios actualizados, al menos anualmente", se sugiere cambiar por "el que deberá estar basado en análisis y criterios actualizados, al menos mensualmente".
18	Compañía Minera Doña Ines de Collahuasi	Artículo 67.-	El inciso final incorporado que indica "El pronóstico enviado por cada Coordinado a que se refiere el presente artículo deberá procurar minimizar el error respecto de la disponibilidad de generación eléctrica en la operación real.". no es un requerimiento claro, ya que no se indica una métrica o valor objetivo como referencia para minimizar el error. Al respecto, el artículo 2-91 de la NT de Coordinación de la Operación, capítulo de Programación y Operación, indica métricas de desempeño que deben cumplir los Coordinados.	Se sugiere modificar el inciso final incoporado por el siguiente: "El pronóstico enviado por cada Coordinado a que se refiere el presente artículo deberá procurar minimizar el error respecto de la disponibilidad de generación eléctrica en la operación real. Para ello, los Coordinados deberán cumplir, al menos, con el desempeño mínimo considerando los indicadores de desvío de pronóstico que defina la NT".

1	Interchile	Artículo 84.-	El Coordinador es el encargado de programar y coordinar las solicitudes de trabajo (artículo 84) es por ello que se propone especificar y relevar las acciones que debe llevar a cabo el Coordinador para lograr el desarrollo de los trabajos en el sistema en la coordinación entre los Coordinados.	El Coordinador formulará los programas de mantenimiento de las instalaciones sujetas a su coordinación. Para estos efectos, el Coordinador deberá desarrollar una planificación anual de las actividades de mantenimiento de todas las instalaciones sujetas a coordinación, considerando las solicitudes presentadas por los Coordinados. Esta planificación anual deberá permitir a los Coordinados contar con visibilidad anticipada sobre la factibilidad de ejecución de sus actividades, y servirá como base para la elaboración de planificaciones operativas de menor escala, tales como planificaciones mensuales, semanales o diarias que realize el Coordinador, según determine. Asimismo, deberá programar y coordinar activamente las solicitudes de trabajos en instalaciones sujetas a su coordinación, distintas a mantenimientos preventivos mayores, que emitan los Coordinados. Esta coordinación incluye la planificación, articulación y gestión de las actividades entre los distintos Coordinados involucrados —como empresas de generación, transmisión, distribución y otros agentes del sistema—, con el fin de asegurar una ejecución segura y eficiente de los trabajos. Se entenderá por Mantenimiento Preventivo Mayor aquellos trabajos de mantenimiento programables que impliquen la indisponibilidad de instalaciones sujetas a coordinación, de conformidad a lo establecido en la norma técnica. Tanto los mantenimientos como los trabajos en instalaciones deberán ser considerados por el Coordinador para efectos de la programación de la operación, en las etapas que correspondan.
2	Interchile	Artículo 85.-	El Coordinador es el encargado de programar y coordinar las solicitudes de trabajo (artículo 84) es por ello que se propone especificar y relevar las acciones que debe llevar a cabo el Coordinador para lograr el desarrollo de los trabajos en el sistema en la coordinación entre los Coordinados.	El Coordinador deberá planificar y coordinar el Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor de las instalaciones que se encuentren sujetas a su coordinación, verificando que este programa preserve la seguridad y calidad de servicio y permita la minimización de costos de operación de la programación de la operación. Para dichos efectos, los Coordinados serán responsables exclusivamente de presentar al Coordinador, en la oportunidad y forma que determine la norma técnica, las solicitudes de mantenimiento mayor de sus instalaciones sujetas a coordinación. La responsabilidad de coordinar dichos mantenimientos, incluyendo la interacción entre los distintos Coordinados —como empresas de generación, transmisión, distribución y otros agentes del sistema—, recae exclusivamente en el Coordinador, quien deberá integrar estas solicitudes en el proceso de programación de mantenimientos. Para la elaboración del Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor, el Coordinador podrá aprobar, modificar o rechazar fundadamente las solicitudes de los Coordinados para la realización de mantenimientos.
3	Interchile	Artículo 88.-	El Coordinador es el encargado de programar y coordinar las solicitudes de trabajo (artículo 84) es por ello que se propone especificar y relevar las acciones que debe llevar a cabo el Coordinador para lograr el desarrollo de los trabajos en el sistema en la coordinación entre los Coordinados.	Los Coordinados deberán presentar al Coordinador, en conformidad a lo establecido en la norma técnica, solicitudes de trabajos en sus instalaciones sujetas a coordinación. Estas solicitudes deberán comprender las acciones de intervención, conexión y desconexión de instalaciones con el propósito de llevar a cabo trabajos, conexiones, pruebas u otras intervenciones en dichas instalaciones. El Coordinador será el responsable de coordinar activamente estos trabajos, lo que incluye la evaluación, planificación y articulación entre los distintos Coordinados involucrados —tales como empresas de generación, transmisión, distribución y otros agentes del sistema—, con el fin de asegurar una ejecución segura, eficiente y oportuna de las intervenciones. En este proceso, el Coordinador podrá aprobar o rechazar las solicitudes presentadas, debiendo informar oportunamente a los Coordinados sobre las decisiones adoptadas. Los resultados de esta coordinación deberán ser utilizados como antecedentes para la realización o actualización de la programación de la operación en los distintos horizontes de tiempo que correspondan.
4	Interchile	Artículo 27.-	Se propone que se normen los acuerdos de conexión y operación que firman las empresas cuando se conectan al SEN en instalaciones de terceros. Por lo que se sugiere que los contenidos y lineamientos de estos acuerdos se establezcan en la norma técnica que corresponda.	Artículo 27.- Se entenderá como etapa de puesta en servicio aquella que se inicia con la interconexión y energización de la respectiva instalación, previa autorización del Coordinador y hasta el término de las respectivas pruebas. Sólo podrán iniciar su puesta en servicio, aquellas instalaciones que hayan sido declaradas en construcción por la Comisión y, que cuenten con la respectiva autorización por parte del Coordinador para energizar dichas instalaciones, y que presenten los acuerdos de conexión y operación con el propietario de las instalaciones donde ocurrirá la interconexión en los términos que establezca la norma técnica. Desde el inicio de la etapa de puesta en servicio, el titular o quien explote las respectivas instalaciones, adquiere la calidad de Coordinado.
1	VOLTA HIDRÓGENO SpA	Artículo 2.-	La propuesta de definición se fundamenta en las siguientes consideraciones: 1. La política pública definida por el Ministerio de Energía en años recientes, considera la necesidad de contar en breve plazo con capacidad de producción de hidrógeno verde. Entre otros, se destaca: a) la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, que plantea la meta de 25 GW de electrólisis operando al 2030; y b) el Plan de Acción Hidrógeno Verde 2023-2030, en su Acción 47, indica que las modificaciones reglamentarias que sean necesarias para habilitar a los SGC se realizarán a más tardar en 2025. 2. La definición actual de Sistema Generación Consumo o "SGC" (Art. 225° letra af, primer párrafo, LGSE), considera que la infraestructura productiva (hidrógeno verde o desalinización de agua, entre otros) y la de generación renovable, tengan ambas un "único punto de conexión" al Sistema Eléctrico. Dicha regla es coherente con la exención de cargos "sistémicos" a la energía y potencia "autoabastecida" de un SGC (Art. 225° letra af, segundo párrafo, LGSE), por cuanto presupone que la conexión de enlace entre la producción y la generación de energía se encuentren aguas abajo del punto de conexión único. 3. La NTSyCS (Artículo 1-7, numeral 78) define "Punto de Conexión" de la siguiente forma: "Punto de Conexión: Barra, o punto de arranque en una línea de transmisión, en el cual se interconectan instalaciones explotadas por distintos Coordinados o instalaciones que, pudiendo ser explotadas por el mismo Coordinado, correspondan a diferentes categorías según la definición del punto 29. El Punto de Conexión de una central generadora al ST corresponde a la barra de alta tensión de sus transformadores de poder. El Punto de Conexión de los Coordinados Clientes al ST se produce en las respectivas Barras de Consumo". Adicionalmente, define "Barras de Consumo: Corresponden a barras de tensión menor o igual a 23 [kV] del lado secundario de transformadores de poder conectados al ST y cuya tensión primaria es superior a 23 [kV]". 4. En base a lo anterior, la reglamentación y normativa actual no es compatible con proyectos SGC de escala industrial, puesto que su componente de generación podría, con alta probabilidad, estar conectada a niveles de tensión mayores a 23 kV. Por lo tanto, se requiere incorporar una nueva definición para el "Punto de Conexión de un Sistema Generación-Consumo" que habilite la figura SGC para este tipo de proyectos a escala industrial, de acuerdo en lo indicado en la presente propuesta y en línea con las políticas públicas del Ministerio de Energía. 5. La definición de barra de "mayor tensión" indicada en la propuesta se propone a fin de evitar posibles indefiniciones del único Punto de Conexión en subestaciones cuya topología pudiese tener más de una barra de alta tensión. Esto último considerando que "alta tensión" abarca a todos los niveles de tensión superiores a 23 kV.	Incorpórase el siguiente literal ai., nuevo: "ai. Punto de Conexión de un SGC: Corresponde a la barra de mayor tensión, ubicada en la subestación de enlace donde se conectan las componentes de generación y consumo del SGC, y que permite la interconexión de dicho SGC al Sistema Eléctrico."

2	VOLTA HIDRÓGENO SpA	Artículo 2.-	En la definición de “Empresa Generadora” se solicita eliminar la oración final (que excluye del concepto “Empresa Generadora” a los SGC), lo que se fundamenta en las siguientes consideraciones: 1. La exclusión expresa de los SGC de esta definición podría generar dudas respecto de las reglas que se aplicarán a los SGC por su componente de generación. Esto sería contrario a la LGSE en su definición de SGC, toda vez que la norma legal (contenida en el literal af) del art. 225 LGSE) expresamente señala que a los SGC “les serán aplicables todas las disposiciones correspondientes a las centrales generadora”. Además, el artículo 72-17° de la LGSE citado en la definición de Empresa Generadora es amplio y, por regla general, aplicable a los SGC en la parte que corresponda al perfil de excedentes de su componente generación, de manera similar al tratamiento que se les da a los Autoproductores. 2. Adicionalmente, hay una serie de normas reglamentarias (tanto en el texto borrador en consulta como en la norma actualmente vigente) que, de acuerdo con la propuesta del Ministerio, excluirían a los SGC, provocando posibles indefiniciones o falta de normativa necesaria para el correcto tratamiento de las disposiciones aplicables al SGC. Así, por ejemplo, tanto el concepto “Costo Variable” (art. 2 letra y del borrador en consulta) como los artículos 143, 144, 147, 151, 152 y 157 (relativos al Mercado de Corto Plazo y las reglas para participar en las transferencias dentro de dicho mercado), no podrían aplicarse a los Excedentes que por reglamento se les exige disponer a los SGC.	Elimínese la última frase del literal k., en el siguiente sentido: k. Empresa Generadora: Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere o explote, a cualquier título, centrales o unidades generadoras interconectadas al sistema eléctrico, de acuerdo a lo establecido en el artículo 72º-17 de la Ley General de Servicios Eléctricos, con excepción de aquellas unidades generadoras que formen parte de un Sistema Generación-Consumo.
3	VOLTA HIDRÓGENO SpA	Artículo 2.-	Se aprecia que el concepto de "Excedentes" podría tener dos significados distintos en los siguientes contextos: 1) Reconocimiento de un SGC (art. 116 bis del borrador en consulta) o Clasificación de un SGC como infraestructura con Autodespacho (art. 116 ter, último párrafo del borrador en consulta): En este contexto se interpretaría que "Excedentes" corresponde a un valor estático (determinado en función de las demanda y generación máximas). 2) Perfil de Excedentes de potencia a utilizar en la operación real del Sistema Eléctrico (art. 116 ter, cuarto y quinto párrafo del borrador en consulta): En este contexto se interpretaría que "Perfil de Excedentes" corresponde a un vector dinámico de valores asociado a un perfil horario de potencias excedentarias informadas por el coordinado SGC. Se sugiere ajustar la redacción del literal z., en el sentido de aclarar que la potencia máxima del medio de generación será utilizada para calcular los Excedentes en el contexto previamente descrito en 1). Asimismo, se sugiere confirmar la interpretación mencionada 2). En caso de no confirmarse la interpretación, favor aclarar cómo se aplicaría el concepto "Excedentes" para efectos del Perfil de Excedentes indicado en 2).	Modifíquese el literal z., en el siguiente sentido: z. Excedentes: Diferencia entre la demanda eléctrica máxima que se utiliza para el desarrollo de procesos productivos y la potencia máxima del producida por un medio de generación, descontado su consumo propio, determinados con el fin de ser inyectados a un sistema interconectado o a las instalaciones de una Empresa Distribuidora, a través de su punto de conexión.
4	VOLTA HIDRÓGENO SpA	Artículo 80.-	El Capítulo 4 se refiere a las reglas sobre la proyección centralizada de demanda de clientes libres y regulados. Luego, no corresponde incorporar a la regulación el concepto de Excedentes	Modifíquese el Artículo 80, en el siguiente sentido: Artículo 80.- Las Empresas Distribuidoras, SGC y los Clientes Libres conectados directamente a instalaciones de transmisión deberán enviar sus proyecciones de demanda o Excedentes al Coordinador, según corresponda, en la forma y oportunidad que este determine.
5	VOLTA HIDRÓGENO SpA	Artículo 116 bis.-	Dada la relevancia para la certeza en el desarrollo de proyectos que pretenden clasificarse como SGC, estimamos que es fundamental que, en una etapa temprana previa a la declaración en construcción, exista un hito en el que se reconozca formalmente dicha clasificación.	Modifíquese el inciso primero del artículo 116 bis, en el siguiente sentido: “Artículo 116 bis.- Las nuevas instalaciones que deseen operar como SGC, al momento de efectuar su respectiva solicitud de declaración en construcción de conformidad con el artículo 19 del presente reglamento en conjunto con la solicitud de autorización de conexión (SAC o SUCTD, según corresponda), deberán presentar un requerimiento al Coordinador, acompañando los antecedentes que den cuenta de las características del proyecto, de forma de permitir a este verificar que dichas instalaciones estarán en condiciones de aportar Excedentes al Sistema Eléctrico Nacional, y en caso de verificarse, determine el régimen o metodología de operación aplicable al mismo, de conformidad a lo dispuesto en el artículo siguiente. El Coordinador, en caso de verificar favorablemente los antecedentes mencionados, reconocerá las instalaciones como un SGC.”
6	VOLTA HIDRÓGENO SpA	Artículo 116 ter.-	Respecto de las propuestas, se señala lo siguiente: 1.Se sugiere aclarar el objetivo de la inclusión del régimen a), siendo que el modo de operación habitual de un SGC sería el régimen b) donde la componente de generación está dedicada a abastecer el proceso productivo y, por ende, solamente podrá presentar “Excedentes”. En tal sentido, la frase “capacidad de generación propia del SGC”, podría interpretarse como la capacidad instalada total del componente generación del SGC sin considerar la demanda máxima asociada al componente consumo. De ser esta interpretación correcta, se debe explicar los fundamentos de ello, ya que altera el régimen general de los SGC y la naturaleza misma de estos sistemas que, en cuanto a la generación, solamente son relevantes para el sistema eléctrico respecto de sus Excedentes. 2.Sin perjuicio de la solicitud de aclaración respecto del literal a) precedente, y en el escenario de que dicha regla se mantenga en el texto reglamentario final, estimamos que la decisión de acogerse al régimen b) debe ser facultativa del coordinado SGC (verificada la condición de aportar Excedentes). Lo anterior es esencial a fin de dar certeza regulatoria sobre el autoabastecimiento de energía requerido por el SGC.	Modifíquese el artículo 116 ter, en el siguiente sentido: “Artículo 116 ter.- El Coordinador deberá incorporar en la programación de la operación a los SGC, optando por alguna de las siguientes metodologías: a) Considerar la capacidad de generación propia del SGC con un Costo de Producción igual a su Costo Variable declarado; o b) Considerar el programa de Excedentes informado por el Coordinado del SGC, con la periodicidad que determine la norma técnica, y un Costo de Producción igual a su Costo Variable declarado. El Coordinador podrá deberá sujetar a un SGC a la metodología señalada previamente en el literal b) precedente, a solicitud del respectivo Coordinado, y tras verificar que, de acuerdo con los criterios dispuestos en la norma técnica, el perfil de Excedentes se ajusta al de instalaciones diseñadas a abastecer principalmente la infraestructura productiva de aquellas instalaciones. Los SGC cuyos Excedentes suministrables al sistema eléctrico no superen los 9 megawatts, podrán optar por un régimen de Autodespacho, el cual deberá ser autorizado por el Coordinador de acuerdo con los criterios definidos en la norma técnica.”.
7	VOLTA HIDRÓGENO SpA	Artículo 116 quáter.-	La infraestructura de almacenamiento contribuye, por ejemplo, a la seguridad de suministro de los proyectos, al uso eficiente de la energía renovable disponible (reduciendo la existencia de vertimientos) y a la competitividad de los proyectos SGC. Hacemos presente que los retiros asociados a la carga de la infraestructura de almacenamiento se regirán por las reglas aplicables al consumo y, por lo tanto, estarán sujetas a los cargos asociados a clientes finales. La propuesta de redacción solamente se aplicará para las descargas desde la infraestructura de almacenamiento y que se dedicarán exclusivamente al autoabastecimiento de la componente de consumo del SGC. Por lo anterior, se debiese considerar que la componente de generación puede incluir infraestructura interna de almacenamiento destinada a abastecer el consumo propio.	Modifíquese el artículo 116 quáter, en el siguiente sentido: Artículo 116 quáter.- Todos los retiros del sistema que realice el SGC a través de su punto de conexión, estarán sujetos a los cargos asociados a clientes finales. Para lo dispuesto en el presente artículo, no se considerarán retiros del sistema, aquellos consumos autoabastecidos por energía que provengan de su componente de generación o, si existiere, de su infraestructura interna de almacenamiento destinada a abastecer dichos consumos.
8	VOLTA HIDRÓGENO SpA	Artículo 116 quinquies.-	El hecho de que solamente se reconozca en forma expresa que el suministrador sea el representante del SGC para “todas” las disposiciones del reglamento, implicaría que un tercero representaría al SGC no solo en el Mercado de Corto Plazo en tanto cliente libre -por componente consumo-, sino que también en otras instancias que son propias del coordinado SGC, incluyendo situaciones de representatividad en relación a su componente generación. En particular, y en línea con nuestra propuesta al Artículo 2 literal “k. Empresa Generadora”, se propone que el titular del SGC, dentro de su giro de generación eléctrica , pueda representar a sus propias inyecciones en el balance de transferencias del Coordinador. Cabe tener en cuenta que esto es esencial si, por ejemplo, el SGC comercializara con otros generadores o clientes finales, todo o parte de sus Excedentes. En razón de lo anterior, se solicita dejar expreso que respecto del consumo, el SGC es representado por su suministrador y, respecto de la generación, el SGC actuará en forma directa en el Mercado de Corto Plazo (salvo que delegue su calidad de Coordinado conforme a las reglas generales) por las inyecciones que representen sus Excedentes.	Modifíquese el artículo 116 quinquies, en el siguiente sentido: Artículo 116 quinquies.- Para todos los efectos de este reglamento, el El(Los) suministrador(es) del SGC actuará como titular de la instalación frente al Coordinador reconocerá(n) sus retiros del sistema a través del Punto de Conexión del SGC para efectos de los balances del Mercado de Corto Plazo. Por su parte, las inyecciones de Excedentes del SGC al sistema serán tratadas bajo las mismas normas aplicables a Empresas Generadoras.

9	VOLTA HIDRÓGENO SpA	Artículo 116 sexies.	Se podría interpretar que los retiros del SEN no se pueden utilizar para cargar la infraestructura interna de almacenamiento del SGC, por lo tanto, solo se podría cargar desde la componente de generación. Esto representa una limitación innecesaria que, en los hechos, restringiría fuertemente la incorporación de infraestructura de almacenamiento a los SGC. En este sentido, se sugiere explicitar que la infraestructura interna de almacenamiento del SGC, además de la carga directa desde su componente de generación, también podría cargarse desde la red para fines de autoconsumo, considerando en este último caso todos los costos aplicables a clientes libres que correspondan.	Modifíquese el artículo 116 sexies en su inciso segundo en el siguiente sentido: Los retiros de energía desde el sistema eléctrico efectuados durante el Modo Retiro estarán destinados exclusivamente para su consumo, y no podrá ser destinados a la comercialización con Empresas Distribuidoras o Clientes Libres. En caso de ser utilizados para la carga de infraestructura interna de almacenamiento de energía del SGC, dichos retiros solo podrán ser utilizados para abastecer el proceso productivo del SGC y no podrán ser destinados al arbitraje de precios de energía.
1	Innergex Energía Renovable SpA	Artículo 19.-	La CNE no tiene plazo establecido para presentar observaciones, el único plazo que se define es para emitir la resolución una vez se tengan por presentados todos los antecedentes	"La Comisión podrá formular observaciones a la solicitud de declaración en construcción presentada en un plazo máximo de 10 días hábiles"
2	Innergex Energía Renovable SpA	Artículo 23.-	El concepto agregado en este artículo sobre la ejecución de obras de modo "Sistemático, initerrumpido y permanente" no obedece a la ejecución de muchos proyectos eléctricos que no siguen una fase lineal en su ejecución. Además, los términos mencionados anteriormente no están bien definidos dejando a criterio de la autoridad lo que significa "ininterrumpido" o "permanente". En el caso de los proyectos por etapas puede que estén consideradas interrupciones en la construcción o, por otro lado, pueden haber casos de fuerza mayor que impidan la continuidad del proceso de construcción.	Se solicita eliminar el párrafo segundo del artículo.
3	Innergex Energía Renovable SpA	Artículo 37.-	No se define lo que significa "Impacto de Larga Duración". El reglamento debe incorporar directrices claras para que el Coordinar cumpla con lo establecido en la ley y también entregar un marco jurídico estable que permita la evaluación de los proyectos en el largo plazo. Dejar indefiniciones como esta, en un reglamento, socava la estabilidad necesaria para el desarrollo de los sistemas de almacenamiento	Se solicita incorporar la definición de "almacenamiento de larga duración" en el reglamento
4	Innergex Energía Renovable SpA	Artículo 40.-	Es necesario que el reglamento sea claro en los lineamientos que debe seguir el Coordinador a la hora de elaborar un procedimiento. En este caso, no se establece ningún tipo de elemento a considerar en los sistemas de almacenamiento para que el Coordinador elabore el "procedimiento simplificado"	Agregar un nuevo párrafo que incorpore "El procedimiento del Coordinador deberá considerar, por lo menos, los siguientes puntos: 1. Limitaciones en el Sistema de Transmisión 2. Costos evitados en el sistema atribuibles a la incorporación de la instalación con capacidad de almacenamiento 3. Capacidad de energía gestionable
5	Innergex Energía Renovable SpA	Artículo 57.-	En el caso de despacho por seguridad es necesario que los sistemas de almacenamiento o los centrales renovables con capacidad de almacenamiento perciban también el costo de oportunidad. Los SAE, CRCA y CBA siempre deben ser remunerados en función de su Costo de Oportunidad, ya que este es su principal costo operacional.	"... que no responda al orden creciente de colocación señalado en el inciso anterior, se entenderá que la central o unidad, CRCA , SGC o Sistema de Almacenamiento de Energía fueron despachados fuera de orden Orden Económico, y deberá ser retribuida en sus costos Costos Variables de Producción de acuerdo a con lo señalado en el Título IV del presente reglamento"
6	Innergex Energía Renovable SpA	Artículo 112.-	Las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento también deben ser incorporadas en el cálculo del Costo de Oportunidad. El hecho de que la energía provenga de la componente de generación no debería excluir a este tipo de centrales de tener un costo de oportunidad. De hecho, el costo de carga de un sistema de almacenamiento es un costo hundido, no un costo de oportunidad. Por esto, independiente de donde provenga la energía es necesario definir que el costo de oportunidad se encuentra en el proceso de descarga.	Para estos efectos, el Coordinador deberá determinar el valor de la energía almacenada en la central en base al Costo de Oportunidad del sistema., el que no podrá ser inferior al Costo Variable declarado y será considerado como Costo de Producción.
7	Innergex Energía Renovable SpA	Artículo 117 bis.-	La implementación de sistemas como el mencionado en el artículo implican un cambio relevante en todas las instalaciones y los plazos de implementación pueden extenderse mucho más allá de lo presupuestado, tal y como está ocurriendo con los SSCC. Se necesita incorporar de manera clara qué va a suceder con las centrales cuyos sistemas no puedan cumplir con la exigencia normativa que se está actualizando y qué deberá hacer el Coordinador durante el transitorio.	Incorporar disposiciones transitorias para la implementación del sistema automático. Clarificar que sucederá con las centrales que no puedan cumplir con este requerimiento por motivos técnicos.
8	Innergex Energía Renovable SpA	Artículo 166 bis.-	La regla de distribución en caso de soluciones degeneradas de la operación del sistema no queda clara. No se establece cómo se deben distribuir los ingresos ni cómo deben ser calculados, tampoco se establece cómo definir la "ventana de tiempo que determine el Coordinador". En términos generales, el artículo no establece lineamientos claros que permitan prever la operación de los sistemas de almacenamiento.	Este punto debe abordarse en más de un artículo y definir reglas claras para la operación no discriminatoria de los sistemas de almacenamiento o centrales renovables con capacidad de almacenamiento. El reglamento debería definir los principios bajo los cuales deberá operar el CEN.
9	Innergex Energía Renovable SpA	Artículo 166 ter.-	Al igual que en el artículo 57°, se deben retribuir siempre los costos de producción	"... con un Costo Variable superior al costo marginal del sistema, deberán ser retribuidas económicamente en sus Costos Variables de Producción, determinado conforme al mecanismo regulado en el artículo 105 ..."
10	Innergex Energía Renovable SpA	Artículo 2.-	No se define lo que significa "Impacto de Larga Duración". El reglamento debe incorporar directrices claras para que el Coordinar cumpla con lo establecido en la ley y también entregar un marco jurídico estable que permita la evaluación de los proyectos en el largo plazo. Dejar indefiniciones como esta, en un reglamento, socava la estabilidad necesaria para el desarrollo de los sistemas de almacenamiento	Se solicita incorporar la definición de "almacenamiento de larga duración" en el reglamento
11	Innergex Energía Renovable SpA	Artículo 2.-	En el reglamento se regula sobre "instalaciones que posean capacidad de almacenamiento" (Art. 37, Art.40, Art. 52). Se observa que no se define este término en el artículo 2 y se deja a interpretación abierta del CEN. Este concepto debería incorporar centrales con capacidad de regulación.	Se solicita definir "Instalaciones que posean Capacidad de Almacenamiento", o por defecto no usar el término y definir el articulado de la reforma en función de aquellos términos bien definidos.
12	Innergex Energía Renovable SpA	Artículo 2.-	En el reglamento se regula sobre "energía(s) gestionable(s)" (Art. 37, Art.38). Se observa que no se define este término en el artículo 2 y se deja a interpretación abierta del CEN. Este concepto debería incorporar centrales con capacidad de regulación.	Se solicita definir "Energía(s) Gestionable(s)", o por defecto no usar el término y definir el articulado de la reforma en función de aquellos términos bien definidos.
13	Innergex Energía Renovable SpA	Artículo 19.-	Incisco g.- establece una obligación sobre las ordenes de compra relacionadas a la solicitud de declaración en construcción tal que "(...) Dichos instrumentos no podrán estar condicionados a la obtención de la declaración en construcción del proyecto".Las negociaciones entre mandantes y proveedores son delimitaciones de riesgo y cobertura entre ambos, ningún proyecto es 100% responsabilidad del mandante, y bajo los mismo el objetivo de todo contrato es dividir los riesgos de ejecución según quién es más selecto para gestionarlo. Partiendo de esta base, la CNE y su declaración en construcción (DEC) no son parte de la negociación, ya que su propia institucionalidad le da competencias irreprochables, esto es, ninguno de los participantes de un contrato va a poder nunca sobrevenir una disposición de la CNE, es imposible de demandar, por lo mismo son los adquirientes del contrato los que asumen los riesgos y responsabilidades. Prohibir este tipo de cláusulas impide la correcta gestión del riesgo y no aporta al desarrollo de proyectos.	Eliminar lo siguiente del inciso g. "Dichos instrumentos no podrán estar condicionados a la obtención de la declaración en construcción del proyecto"
14	Innergex Energía Renovable SpA	Artículo 38.-	Se establece en el reglamento que "El Coordinador deberá considerar criterios diferenciados para la determinación del Costo de Oportunidad de las energías gestionables cuya capacidad de almacenamiento implique un impacto de larga duración en el sistema." Pero no se establecen requisitos mínimos de estos crierios. Este articulado deja sin definir la aplicación de la norma y le entrega todo el poder interpretativo al CEN.	Se ruega establecer requisitos mínimos y características básicas de los criterios aplicables a la diferenciación de metodología de cálculo de Costo de Oportunidad.
15	Innergex Energía Renovable SpA	Artículo 96.-	Cuando se le atribuye al CEN la capacidad de realizar retiros de por criterios de seguridad (insensible a los precios), y por ende fuera de despacho económico, se pueden generar pérdidas operacionales si se le imputa el saldo al titular del SAE, CRCA o CBA. Se debe velar por no generar perjuicios económicos sobre unidades que entregan servicios de importancia a la red como la estabilidad que entregan los SAE y CRCA de descongestión de transmisión, como se ha visto en la operación real de los sistemas BESS.	Agregar lo siguiente al artículo "Los saldos generados por SAEs y CRCAs operados por criterio de seguridad no serán imputables al coordinado respectivo, y su operación será remunerada valorizando su energía en función de su Costo de Oportunidad. Los saldos generados por esta diferencia serán imputables a los clientes finales, a prorrata de sus retiros físicos de energía."
16	Innergex Energía Renovable SpA	Artículo 100.-	Cuando se le atribuye al CEN la capacidad de realizar retiros de por criterios de seguridad (insensible a los precios), y por ende fuera de despacho económico, se pueden generar pérdidas operacionales si se le imputa el saldo al titular del SAE, CRCA o CBA. Se debe velar por no generar perjuicios económicos sobre unidades que entregan servicios de importancia a la red como iniciar o terminar un retiro por criterios de seguridad.	Agregar lo siguiente al artículo "excepto cuando en este reglamento se indique expresamente lo contrario."

17	Innergex Energía Renovable SpA	Artículo 2.-	w. Costo de Oportunidad: Costo de la energía gestionable, que es calculado y utilizado por el Coordinador para minimizar el costo presente y el costo futuro esperado de operación y falla del sistema eléctrico, de aquellas instalaciones que posean capacidad de almacenamiento.	Solicitud de aclaración: Se solicita aclarar si es que centrales apagadas (costo oportunidad de encenderlas) y/o costo de falla pueden llegar a valorizar la energía gestionable, ya que ésta depende de estos factores sistémicos entre otros.
1	Grupo EDF	Artículo 2.-	En la definición de autodespacho no se elimina lo señalada como modificación "ii) Elimínase la frase: “en los términos establecidos en el Decreto Supremo Nº 244, de 2005,..."	Eliminar lo señalado.
2	Grupo EDF	Artículo 2.-	Si se incorpora en la definición de Autoproductor a los SAE es necesario resolver el tema de la imposibilidad de distinguir si los retiros realizados de la red fueron para cargar la batería y por tanto están exentos de los cargos a clientes finales o si dichos retiros están destinados a la comercialización, caso en que no correspondería la exención de cargos señalada. Además, es necesario tener presente que los SAE de 9MW podrían optar a precio estabilizado lo que complejiza aun más el tratamiento de los retiros cuando no es posible distinguir su destino final. Por ello se sugiere establecer la presunción de que los retiros de los SAE autoproctores están destinados a la comercialización. En caso de no acogerse la observación realizada a la definición de SGC clarificando la procedencia de los mismos para cualquier actividad productiva se solicita no eliminar la frase "con el objetivo" En cualquier caso esta definición debiese ser consistente con el artículo 7 letra d) del DS 88/2019, la que al día de hoy no considera a los SAE y, además, considera la opción de abastecer consumos asociados a procesos productivos propios o de terceros. Con el fin de fomentar una participación más flexible de la demanda y generar eficiencias en el sistema, se recomienda permitir componentes de generación en los autoproductores, siempre que estén destinadas a abastecer consumos asociados a sus propios procesos productivos.	Autoproductor: Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien explote a cualquier título centrales generadoras o sistemas de almacenamiento de energía, cuya generación o almacenamiento de energía eléctrica ocurra como resultado o con el objetivo con el objetivo de abastecer los consumos asociados a procesos productivos propios, en el mismo punto de conexión a la red, y que puedan presentar excedentes de energía a ser inyectados al sistema eléctrico. Todos los retiros de los Autoproductores que realice en el punto de conexión, estarán sujetos a los cargos asociados a clientes finales.
3	Grupo EDF	Artículo 2.-	En nueva letra w- se considera más apropiado hacer referencia al valor presente de los costos.	Se sugiere cambiar la frase “para minimizar el costo presente y el costo futuro esperado de operación y falla del sistema eléctrico” por “para minimizar el valor presente de los costos de operación y falla del sistema eléctrico”.
4	Grupo EDF	Artículo 2.-	En nueva letra x. Se puede simplificar la redacción reemplazando “Costo de Oportunidad de Sistemas de Almacenamiento de Energía, Centrales Renovables con Capacidad de Regulación o Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento” por “instalaciones que posean capacidad de almacenamiento”. Además, en la definición propuesta se excluye a las Centrales con Almacenamiento por Bombeo lo que se estima un error.	Reemplazar “Costo de Oportunidad de Sistemas de Almacenamiento de Energía, Centrales Renovables con Capacidad de Regulación o Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento” por “ Costo de oportunidad de instalaciones que posean capacidad de almacenamiento”
5	Grupo EDF	Artículo 2.-	En la letra y) definición de Costo Variable se excluye a los SGC ya que en la definición de Empresa Generadora (artículo 2 k) se excluyó a las unidades generadoras que formen parte de un SGC por lo anterior debe agregarse la componente de generación del SGC a la definición de costo variable.	Costo Variable: Costo en el que efectivamente incurre, por unidad de generación, cada Empresa Generadora para producir energía eléctrica, o cada propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere a cualquier título instalaciones que posean capacidad de almacenamiento o la componente de generación de Sistemas de Generación Consumo para la generación o inyección de energía que corresponda, y que dependen del nivel de generación o inyección en una determinada condición de operación, determinado en conformidad al presente reglamento.
6	Grupo EDF	Artículo 2.-	En letra z. Se debe aclarar que los excedentes son tanto para los SGC como para los Autoproductores.	Reemplazar letra z. Por: Excedentes: Diferencia entre la demanda eléctrica máxima de un SGC o Autoproductor que se utiliza para el desarrollo de sus procesos productivos y la potencia producida por un medio de generación, descontado su consumo propio, determinados con el fin de ser inyectados a un sistema interconectado o a las instalaciones de una Empresa Distribuidora, en a través de su Punto de Conexión.
7	Grupo EDF	Artículo 2.-	Letra aa. hace referencia a punto de arranque de línea de transmisión, lo que parece incorrecto, ya que al extremo de la línea siempre debe haber una subestación o barra, aunque se encuentre dentro de la propiedad del que se conecta. Se sugiere aclarar la definición de punto de conexión.	En letra aa. Eliminar frase “o punto de arranque en una línea de transmisión” y mejorar redacción Punto de Conexión: Barra, o punto de arranque en una línea de transmisión, en la que el cual se interconectan una o más de las instalaciones operadas o explotadas a cualquier título por uno o más de los distintos Coordinados o instalaciones que, pudiendo ser explotadas por el mismo Coordinado, correspondan a diferentes categorías de instalaciones según lo dispuesto señalados en el artículo 10 del presente reglamento.
8	Grupo EDF	Artículo 2.-	En la letra bb. se define a los SGC. La señalada definición transcribe lo señalado por la ley con la unica diferencia que agrega el concepto de "toda" infraestructura productiva. Tal agregado podría entenderse como una forma de indicar que se trata de todo tipo de infraestructura con la única excepción, tal como se indicó por el Ministerio, que no se considera los fines de generación eléctrica. Sin perjuicio de lo anterior, para otorgar mayor claridad regulatoria se solicita clarificar la definición, en cuanto a las actividades productivas consideradas. La ley indica "tales como" de donde se desprende que la enumeración realizada es solo a modo de ejemplo y no se acota solo a las actividades señaladas sino que puede extenderse a cualquier otra actividad. La única restricción para el SGC es que la componente de generación debe ser renovable y que debe tratarse de un único punto de conexión para ambas componentes del SGC.	Sistema Generación-Consumo o SGC: Sistema formado por toda infraestructura productiva destinada a fines tales como la producción de hidrógeno o la desalinización del agua, con capacidad de generación propia, mediante medios de generación renovables, que se conecta al sistema eléctrico a través de un único punto de conexión y que puede retirar energía del sistema eléctrico a través de un suministrador o inyectarle sus Excedentes. Para los efectos de la presente definición la única infraestructura productiva que no podrá considerarse es aquella destinada a fines de generación eléctrica.
9	Grupo EDF	Artículo 2.-	En la letra bb. se define a los SGC. La señalada definición transcribe lo señalado por la ley con la unica diferencia que agrega el concepto de "toda" infraestructura productiva. Tal agregado podría entenderse como una forma de indicar que se trata de todo tipo de infraestructura con la única excepción, tal como se indicó por el Ministerio, que no se considera los fines de generación eléctrica. Sin perjuicio de lo anterior, para otorgar mayor claridad regulatoria se solicita clarificar la definición, en cuanto a las actividades productivas consideradas. La ley indica "tales como" de donde se desprende que la enumeración realizada es solo a modo de ejemplo y no se acota solo a las actividades señaladas sino que puede extenderse a cualquier otra actividad. La única restricción para el SGC es que la componente de generación debe ser renovable y que debe tratarse de un único punto de conexión para ambas componentes del SGC.	Sistema Generación-Consumo o SGC: Sistema formado por toda infraestructura productiva destinada a fines tales como la producción de hidrógeno o la desalinización del agua, con capacidad de generación propia, mediante medios de generación renovables, que se conecta al sistema eléctrico a través de un único punto de conexión y que puede retirar energía del sistema eléctrico a través de un suministrador o inyectarle sus Excedentes
10	Grupo EDF	Artículo 2.-	En el literal k. se modifica la definición de las empresas generadoras, excluyendo expresamente a las unidades generadoras que formen parte de los SGC. Esta modificación no solo contradice lo dispuesto en la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), la cual establece que a estos sistemas les serán aplicables todas las disposiciones correspondientes a las centrales generadoras y a los clientes finales no sometidos a regulación de precios, conforme determine el reglamento; sino que, además, limita la participación activa de los SGC y las eventuales eficiencias que podrían aportar al mercado. Desde una perspectiva de técnica regulatoria, esta exclusión obliga a referirse por separado a cada componente de los SGC, lo que dificulta su regulación integral y aumenta el riesgo de generar vacíos normativos que afecten su adecuado funcionamiento.	k. Empresa Generadora: Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere o explote, a cualquier título, centrales o unidades generadoras interconectadas al sistema eléctrico, de acuerdo a lo establecido en el artículo 72º-17 de la Ley General de Servicios Eléctricos, con excepción de aquellas unidades generadoras que formen parte de un Sistema Generación-Consumo.
11	Grupo EDF	Artículo 13	La definición de Excedente utiliza el término de potencia generada, mientras que el artículo 12 menciona capacidad instalada. Se solicita aclarar.	Homogenizar términos utilizados en la definición de Excedentes y los utilizados en el artículo 13.
12	Grupo EDF	Artículo 13	Con el fin de dar certeza regulatoria se solicita aclarar que no existirá límite de Excedentes para los Autoproductores y SGC o en caso contrario especificarlo en el reglamento. Materias como esas no debieran quedar en instrumentos regulatorios de rango jerárquico inferior.	Artículo 13.- Los Autoproductores y SGC deberán demostrar al Coordinador que están en condiciones de aportar Eexcedentes al Sistema Eléctrico Nacional, a partir de su capacidad instalada de generación en relación a la demanda eléctrica máxima que utiliza para el desarrollo de sus procesos productivos y consumos eléctricos en general. El Coordinador deberá considerar adecuadamente para los diferentes procesos que lleve a cabo, cuando este corresponda de conformidad a la normativa vigente, tanto el excedente de potencia señalado, como la demanda respectiva.
13	Grupo EDF	Artículo 17	La declaración en construcción de los SGC debiese acotarse solo a la componente de generación de los señalados sistemas ya que el artículo 72°-17 de la LGSE no los considera expresamente	Artículo 17.- Toda nueva instalación de generación o componente de generación de un SGC, Sistemas de Almacenamiento de Energía, SGC y e instalaciones de transmisión que se interconecten al sistema eléctrico deberán previamente haber sido declaradas en construcción por la Comisión
14	Grupo EDF	Artículo 19.-	Se solicita incluir el plazo que tomará la Comisión en revisar la solicitud de declaración en construción.	Especificar plazo.

15	Grupo EDF	Artículo 19.-	1 año es un tiempo muy acotado para los distintos procesos posteriores a las DeC, sobre todo si para el financiamiento de proyectos algunos bancos requieren la DeC ingresada o el desmebolso ocurre cuando todos los permisos estén listos. Se propone la instancia de prorroga respecto al plazo inicial	: "c. Cronograma acorde a la tecnología, características y la capacidad del proyecto, en el que se especifique, al menos, la fecha de inicio de construcción del proyecto en terreno, la fecha en que se alcanzará el 50% y 75% de avance de la obra y la fecha estimada de interconexión y entrada en operación. La fecha de inicio de construcción no podrá exceder el plazo de un año desde la presentación de la solicitud a la que se refiere el presente artículo, el cual podrá ser prorrogable por un período de la misma extensión en casos debidamente justificados por el Titular. En casos calificados, en atención a la tecnología y capacidad del respectivo proyecto u otros criterios que fundadamente determine la Comisión, a través de la resolución a la que se refiere el penúltimo inciso del presente artículo, podrá autorizar un mayor plazo para dicho hito, que en ningún caso podrá superar los dos años"
16	Grupo EDF	Artículo 19.-	En la misma línea de la otra observación del Art.19 anterior. Si para el financiamiento es requisito tener la DeC ingresada, no se puede eliminar el condicionamiento, dado que el desembolso es contra permisos listos.	g. Órdenes de compra del equipamiento eléctrico, electromagnético o electromecánico principal respecto del cual se solicita la declaración en construcción u otro documento técnico que justifique la adquisición de elementos, junto con los documentos de recepción y aceptación por parte del respectivo proveedor y/o, contrato de ingeniería, adquisición y construcción del proyecto, donde se indiquen montos e hitos de pago, junto con comprobantes de pago realizados a la fecha de la solicitud de declaración en construcción. Dichos instrumentos no podrán estar condicionados a la obtención de la declaración en construcción del proyecto"
17	Grupo EDF	Artículo 19.-	En letra d. se agrega referencia a sistemas de transmisión de servicio público, lo que no se encuentra definido acá ni en reglamentos de transmisión.	Agregar definición en artículo 2 o detallar los sistemas que se incluyen bajo el concepto.
18	Grupo EDF	Artículo 23.-	Solicitar disminución del plazo de 60 días para resolver la modificación del cronograma de la declaración en construcción. En el artículo 19 establecen 10 días a la Comisión para aprobar la declaración en construcción, no tiene una justificación que el plazo de modificación dure 6 veces más. En la propuesta se debería indicar que el plazo de 60 días para el pronunciamiento de la Comisión es máximo. Además, el plazo indicado es excesivo (3 meses), se solicita reducir.	"Artículo 23.- El titular de un proyecto declarado en construcción, deberá informar a la Comisión el cumplimento del avance de la obra de acuerdo con el cronograma presentado, acreditando al efecto el avance constructivo de las obras del proyecto. En relación con los hitos del cronograma, se entenderá que un proyecto ha iniciado su construcción cuando se realice la ejecución de obras de modo sistemático, ininterrumpido y permanente destinado al desarrollo de la etapa de construcción del proyecto. En este sentido, el titular deberá especificar detalladamente aquellas obras cuya ejecución acredite el cumplimiento de cada uno de los hitos indicados en el literal c) del artículo 19 del presente reglamento. Los titulares por causas justificadas y no imputables a estos podrán solicitar la modificación del cronograma establecido en la resolución que declara en construcción el respectivo proyecto, antes del vencimiento del hito respecto del cual se solicita la modificación, debiendo acompañar los antecedentes pertinentes y actualizados que acrediten los hechos que motivan la respectiva solicitud. Por su parte la CNE tendrá un plazo de treinta días para pronunciarse respecto a los antecedentes, en caso de tener un pronunciamiento desfavorable el titular podrá rectificar estos antecedentes dentro de un plazo de quince días. Con esta rectificación la aprobación estará sujeta a la revisión de antecedentes por parte de la Comisión, la cual podrá rechazar las modificaciones de cronograma en la medida que estas no se encuentren debidamente fundadas, pronunciándose al efecto en un plazo de quince días."….
19	Grupo EDF	Artículo 24.-	En lo que respecta a cambio significativo, se establece una cláusula de cierre con un "entre otros". Solicitar un criterio objetivo o directriz que permita determinar este término y no dejar un alcance tan ambiguo y discrecional.	0
20	Grupo EDF	Artículo 31.-	El retiro, modificación relevante, desconexión o cese de los SGC debiese acotarse solo a la componente de generación de los señalados sistemas ya que el artículo 72°-18 de la LGSE no los considera expresamente	Artículo 31.- El retiro, modificación relevante, desconexión, o cese de operaciones sin que éste obedezca a fallas o mantenimientos programados, de unidades del parque generador, de la componente de generación de Sistemas de Almacenamiento de Eenergía y de las instalaciones del sistema de transmisión, deberán comunicarse por escrito al Coordinador, la Comisión y la Superintendencia, con una antelación no inferior a 24 meses en el caso de unidades generadoras, componentes de generación de SGC y Sistemas de Almacenamiento de Energía, y 36 meses respecto de instalaciones de transmisión
21	Grupo EDF	Artículo 32.-	La Contraloría General de la República es la que determina los actos afectos a control de legalidad por lo que no corresponde señalar que se trata de una resolución exenta	Artículo 32.- Tratándose de instalaciones del sistema de transmisión nacional, zonal y para polos de desarrollo, su retiro, modificación relevante, desconexión, o cese de operaciones sin que éste obedezca a fallas o mantenimientos programados, además de cumplir con la obligación y el plazo señalado en el artículo anterior, deberá ser autorizado previamente por la Comisión, previo informe de seguridad del Coordinador. En estos casos, la Comisión podrá negar el retiro, modificación relevante, desconexión, o cese de operaciones, basado en el carácter de servicio público de los servicios que sustentan dichas instalaciones. La Comisión deberá emitir su pronunciamiento mediante una resolución exenta en un plazo no superior a sesenta días contados desde la recepción de la solicitud de autorización.
22	Grupo EDF	Artículo 34.-	Se habla de "en caso de que la salida de la respectiva instalación", lo que agrega un término nuevo.	Ajustar redacción a "en caso de que el retiro de la respectiva instalación"
23	Grupo EDF	Artículo 35 bis.-	No se entiende el alcance de las condiciones especiales previas al retiro de una central. Mientras la instalación se encuentre en operación ella debe considerarse en la programación como cualquier otra, en las mismas condiciones que se deban cumplir hasta el día antes de la solicitud de retiro. Por regla general una condición especial de operación encarece la operación del sistema, ya que es especial porque agrega una restricción a la optimización, lo que siempre resulta en un costo mayor o igual al del problema sin restricción. Por esta razón, la exigencia de que no se encarezca la operación hace letra muerta la disposición agregada. En cualquier caso es indispensable indicar en la norma a que condiciones especiales se está haciendo referencia. No puede que dar indeterminado.	Eliminar nuevo artículo 35 bis.
24	Grupo EDF	Artículo 37.-	Reemplazo de artículo existente. Dado que establece criterios claros y técnicos para la valoración real del aporte sistémico de los SAE, asegurando ingresos coherentes con su rol operativo.	"En la programación de la operación, el Coordinador deberá calcular el Costo de Oportunidad de energía gestionable para todas las instalaciones con capacidad de almacenamiento, considerando su duración, tecnología, localización geográfica, y contribución a la seguridad y eficiencia del sistema. Este costo deberá ser incorporado explícitamente en la optimización económica diaria, y podrá ser actualizado en la reprogramación intradiaria o en tiempo real utilizando metodologías simplificadas para tecnologías de corta duración o almacenamiento modular."
25	Grupo EDF	Artículo 37.-	Se agrega en el inciso primero "que posean capacidad de almacenamiento", lo que es innecesario, ya que la definición de Costo de Oportunidad ya lo incorpora.	En el inciso primero eliminar "que posean capacidad de almacenamiento"
26	Grupo EDF	Artículo 37.-	Se solicita corregir el inciso final ya que no se ajusta a la definición de Costo de Producción del art. 2 letra x) que indica que el costo de producción considera el costo de oportunidad y los costos variables.	Se sugiere el siguiente inciso final: "A las Centrales Renovables con Capacidad de Regulación o Almacenamiento y a los Sistemas de Almacenamiento de Energía se les asignará el Costo de Oportunidad al que se le sumarán los costos Variables cuando corresponda."
27	Grupo EDF	Artículo 37.-	En la propuesta reglamentaria no se define el concepto de impacto de larga duración y se delega a la norma técnica su definición así como la clasificación o categorización de las instalaciones con capacidad de almacenamiento con impacto de larga o corta duración sobre el sistema eléctrica. Mientras estas definiciones no se encuentren establecidas no es posible aplicar el artículo 37 propuesto. Por otra parte, es necesario determinar si el nuevo concepto reemplaza al de impacto relevante y en este último caso reemplazar cuando corresponda el concepto de impacto relevante por el de impacto de larga duración, en el resto del reglamento.	Se solicita incorporar un artículo transitorio que otorgue una vigencia diferida a este artículo a partir de la publicación en el diario Oficial de la normativa técnica a la que se hace alusión en el mismo.
28	Grupo EDF	Artículo 38.-	La propuesta de articulado considera la aplicación de criterios diferenciados por parte del Coordinador para la determinación del Costo de Oportunidad, pero no se indican cuáles son los señalados criterios lo que hace inaplicable la norma puesto que no corresponde al Coordinador determinar dichos criterios. Por lo anterior se sugiere señalarlos principios generales a los que debiesen ajustarse los criterios para que luego la norma técnica los precise. En caso de que se delega a la norma técnica debe considerarse un artículo transitorio indicando que esta norma será aplicable una vez se publique en el diario Oficial la norma técnica a la que se hace referencia.	Reemplazar la propuesta por lo siguiente: "Asimismo, el Coordinador podrá, de acuerdo a lo que señale la norma técnica, utilizar para la determinación del Costo de Oportunidad de las energías gestionables cuya capacidad de almacenamiento individual implique un impacto de larga duración, criterios diferenciados."
29	Grupo EDF	Artículo 40.-	En el inciso primero del artículo 40 se estima necesario que la norma técnica fije los criterios para establecer los cambios relevantes, las contingencias o las desviaciones a las que se hace referencia puesto que es necesario contar con una mayor certeza regulatoria. Como ya se ha señalado anteriormente el Coordinador no tiene facultades legales para establecer la normativa. Al Coordinador solo le corresponde aplpicar la normativa establecida en la ley, reglamentos o normas técnicas	"El Coordinador deberá revisar los Costos de Oportunidad de las instalaciones con capacidad de almacenamiento que de manera individual no presentan un impacto de larga duración para el sistema, de acuerdo a los criterios y al procedimiento simplificadode recálculo que establezca la norma técnica."
30	Grupo EDF	Artículo 40.-	El CEN deberá revisar los Costos de Oportunidad de las instalaciones con capacidad de almacenamiento que no presentan un impacto de larga duración, pudiendo establecer un procedimiento simplificado de recálculo. ¿Cómo se determina ese procedimiento, cada cuánto se realiza y como impacta este recalculo en el costo de oportunidad?	Se solicita eliminar la diferenciación o en su defecto, dejar en claro cómo se realizará este recálculo a fin de evitar discriminación por tamaño de almacenamiento, aclarar cada cuánto o que se indíque las razones.
31	Grupo EDF	Artículo 45 bis.	Instalaciones conectadas en transmisión: Prorrateo según criterio de disponibilidad de generación eléctrica pronosticada o capacidad máxima de inyección. ¿Cómo conversa esto con la disponibilidad en tiempo real y lo sujeto a las señales SITR?	Se sugiere revisar exigencias asociadas a esta implementación en los PMGD
32	Grupo EDF	Artículo 45 bis.	Para habilitar eficiencias en la asignación de los vertimientos, se propone agregar lo siguiente.	"… Sin perjuicio de lo anterior, el Coordinador podrá considerar condiciones especiales de operación para la utilización óptima de los recursos o por acuerdos entre Coordinados que permitan una reasignacion de la colocación de energía, que no altere la seguridad del sistema o la operación económica del sistema."
33	Grupo EDF	Artículo 45.-	Art. 45 ter (nuevo). Habilita nuevas fuentes de ingreso y promueve una participación de los SAE en la estabilidad y confiabilidad del SEN, alineado con estándares interna	"Los Sistemas de Almacenamiento de Energía podrán participar como oferentes de Servicios Complementarios definidos en el artículo 225º de la Ley General de Servicios Eléctricos. El Coordinador establecerá, mediante norma técnica, los requisitos específicos de telemetría, control y disponibilidad exigibles a los SAE según su tecnología, capacidad y localización. El Coordinador deberá promover su participación en condiciones competitivas y no discriminatorias respecto de otras tecnologías."

34	Grupo EDF	Artículo 76 bis.-	Se sugiere agregar esta exigencia al artículo 68°.	Agregar esta exigencia al artículo 68°.
35	Grupo EDF	Artículo 95.-	Los sistemas de almacenamiento en sistemas de transmisión pueden ser sobredimensionados para la prestación de otros servicios tal como se regula en el DS 37/2019 por lo que es necesario acotar la prohibición, toda vez que en virtud de la ley 21.505 faculta a los SAE para suministrar energía a clientes libres	Artículo 95.- Los Coordinados titulares únicamente de Sistemas de Almacenamiento de Energía que formen parte de la infraestructura de transmisión no podrán efectuar retiros desde el sistema eléctrico para comercializar con Empresas Distribuidoras o Clientes Libres en la parte destinada a la prestación de servicios de transmisión.
36	Grupo EDF	Artículo 96.-	Se sugiere usar los términos de Modo Retiro y Modo Inyección definidos en el reglamento.	El Coordinador podrá instruir el inicio o la suspensión De los Modos Retiro y Modo Inyección , según corresponda, de un Sistema de Almacenamiento de Energía o de una Central con Almacenamiento por Bombeo en virtud del cumplimiento de la obligación de preservar la seguridad del servicio en el sistema Eléctrico.
37	Grupo EDF	Artículo 96.-	Para efectos de certeza regulatoria es necesario definir con mayor precisión cuándo y por qué el CEN podrá instruir el inicio o la suspensión del retiro. Este artículo requiere de una vigencia diferida a partir de la publicación en el Diario Oficial de la norma técnica correspondiente	El Coordinador podrá instruir el inicio o la suspensión del retiro o inyección de energía, según corresponda, de un Sistema de Almacenamiento de Energía o de una Central con Almacenamiento por Bombeo en virtud del cumplimiento de la obligación de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, de acuerdo a lo que establezca la norma técnica.
38	Grupo EDF	Artículo 103.-	Determinación del costo de oportunidar para la energía almacenada. Valor no inferior al costo variable calculado en artículo 105. Si se asume operación óptima de los sistemas de almacenamiento, se esperaría que se carguen en costos marginales cercanos a cero, por lo que la cota tendería a cero.	Aclarar la forma de cálculo
39	Grupo EDF	Artículo 103.-	Almacenamiento con capacidad de inyección menor a 9 MW, podrán optar a autodepacho. ¿Qué riesgos se ven aquí? ¿Podría existir un efecto similar al de los PMGD si se consideran estos recursos de forma agrupada?	Se solicita no hacer distinción por tamaño de Almacenamiento o en su defecto, bajar el límite de los 9 MW.
40	Grupo EDF	Artículo 105.-	Cálculo del costo variable se relaciona con el costo marginal y ventana temporal de la carga del SAE. Luego ¿el costo de oportunidad cada cuánto tiempo se puede calcular y cómo lo calcula el coordinador?	Aclarar la forma de cálculo del costo de oportunidad
41	Grupo EDF	Artículo 108.-	Almancemiento en programa: Costo Variable Declarado o colocación óptima de los recursos por parte del CEN.	Si el CEN realiza la programación de la operación utilizando modelos de despacho, se esperaría que los recursos queden operados de manera óptima. ¿por qué es necesaria esta distinción de almacenamiento de larga duración?. Se solicita aclarar por qué el coordinador realizaría este despacho fuera del orden de mérito.
42	Grupo EDF	Artículo 108 bis	Tal como se observó respecto de los artículos 37 y 38 el impacto de larga duración debe ser definido en la norma técnica y mientras esa definición no se encuentre vigente, es decir, se encuentre publicada en el diario oficial, lo establecido en el presente artículo no puede ser aplicable. Por lo anterior se requiere de un artículo transitorio que señale una vigencia difereda para el presente artícula	Establecer un artículo transitorio indicando la vigencia diferida del artículo 108 bis hasta la publicación de la norma técnica que regula el impacto de larga duración en el diario oficial
43	Grupo EDF	Artículo 108 bis	El nuevo artículo 108 bis transfiere parte del riesgo de un ineficiente Modo Retiro (decidido por el propietario) a los restantes participantes del mercado. Se debería restringir el despacho fuera de Orden Económico sólo cuando se requiera por condiciones de seguridad del sistema, en cualquier otro caso, el mayor costo del proceso de carga debe ser de cargo del propietario. En tal sentido, de acuerdo al art. 72°-1 de la LGSE el Coordinador está obligado a garantizar la operación más económica del sistema, obligación que puede incumplirse solo en el caso en que prime el principio de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico.	"Artículo 108 bis: Para las instalaciones con capacidad de almacenamiento que no sean categorizadas de larga duración, el Coordinador podrá efectuar el despacho fuera del Orden Económico en el horario determinado en la programación de la operación o posterior a éste, por necesidades de seguridad y suministro del sistema."
44	Grupo EDF	Articulo 114.-	Se solicita modificar este artículo en consistencia con la observación realizada en el art.96	El Coordinador podrá instruir el cambio del modo de operación de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento en virtud del cumplimiento de la obligación de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, de acuerdo a lo que establezca la norma técnica.
45	Grupo EDF	0	En términos generales respecto de la regulación de los SGC es necesario revisar otras disposiciones reglamentarias que requerirían ser modificadas para incorporar a los SGC o a la componente de generación de los mismos. Lo anterior para dar mayor claridad y certeza regulatoria. En tal sentido debe quedar claro lo siguiente: 1.- No existe límite de los Excedentes de los SGC ni restricción legal que impida a ese SGC o a su componente de generación inyectar esos Excedentes y luego retirarlos para su comercialización pudiendo al efecto suscribir contratos de suministro con clientes libres o regulados. 2.- Los retiros de los Excedentes señalados en el numeral anterior debiesen estar afectos a los mismos cargos que cualquier otro retiro comercial.	Incorporar a los SGC en los artículos correspondientes: art. 57, 61, 63, 67, 80, 109, 143, 144, 147,151,152, 158,159,160,161, 167, 168, 183
46	Grupo EDF	Artículo 116 ter.-	Respecto del Art 116 ter letra a) "Considerar la capacidad de generación propia del SGC con un Costo de Producción igual a su Costo Variable declarado", es necesario aclarar que el Coordinador necesariamente deberá despachar al SGC al menos en lo que respecta a sus consumos propios referidos a su infraestructura productiva. En caso contrario se estaría vulnerando la definición de SGC establecida en la LGSE en cuanto estos sistemas se caracterizan por la capacidad de contar con generación propia para autoabastecerse. De lo contrario podría ocurrir que de acuerdo al orden de colación no corresponda despachar un SGC impidiendo con ello su autoconsumo y contraviniendo así la ley. Por otra parte se solicita aclarar si la letra b) esta haciendo referencia al autodespacho y por lo tanto esta se encuentra limitada a excedentess de hasta 9 MW.	0
47	Grupo EDF	Artículo 116 quater	Se sugiere definir el concepto de energía autoabastecida pues en función de éste finalmente se podría determinar la composición y extención del sistema y si este puede considerar líneas	0
48	Grupo EDF	Artículo 116 quinquies.	Se solicita aclarar por qué el suministrador del SGC debe actuar como titular de la instalación frente al Coordinador. Sobretodo cuando dicho suministrador puede ser un tercero, independiente del SGC.	0
49	Grupo EDF	Artículo 116 sexies.	Se sugiere crear nuevos conceptos y no usar el definido Modo Retiro, pues es un término utilizado para los Sistemas de Almacenamiento, lo que podría generar confusión.	No usar concepto Modo Retiro.
50	Grupo EDF	Artículo 116 sexies.	Se sugiere cambiar la definición de Modo Generación Directa por la propuesta.	"Por su parte, el Modo Generación Directa es aquel en que el SGC está inyectando excedentes de energía al sistema eléctrico."
51	Grupo EDF	Artículo 116 sexies.	Se sugiere señalar que se pueden realizar retiros para cargar la batería en caso que la componente de generación la considere	0
52	Grupo EDF	Artículo 116 septies.	El mandato legal es que el reglamento debe definir las disposiciones que se deben aplicar a los SGC, pero el reglamento las delega en una norma técnica. La delegación de la delegación no está permitida.	El reglamento debe definir las disposiciones que se deben aplicar a los SGC.
53	Grupo EDF	Artículo 116 septies.	Aclarar que los SGC pueden tener contratos de suministro de energía para su propio autoabastecimiento o para suministrar a clientes libres o regulados	0
54	Grupo EDF	Artículo 117 bis.-	Se debe mantener un caso de operación manual para cuando el sistema de despacho automático deje de funcionar correctamente.	Agregar al final del primer inciso: "El Coordinador podrá hacer uso de otras herramientas de despacho económico si los sistemas automáticos presentan fallas".
55	Grupo EDF	143 bis	En el inciso final del nuevo artículo 143 bis se da un plazo para que el Coordinador informe a un cliente libre el término de un contrato de suministro. Por un lado, no se ve la razón para que el Coordinador haga una nueva comunicación, ya que perfectamente se puede disponer que la primera notificación deba señalar que "en ausencia de respuesta en el plazo de 15 días, el Coordinador entenderá que el contrato de suministro se ha terminado anticipadamente y que el cliente ha dejado de poseer un suministrador." Por otro lado, según la normativa (artículo 144) corresponde que sea un Coordinado generador el que informe al Coordinador la suscripción de un contrato de suministro y no conviene introducir excepciones a la regla general.	Eliminar inciso cuarto y al final del inciso tercero agregar: "La comunicación del Coordinador deberá señalar que si el cliente no informa que ha impugnado el término anticipado dentro del plazo de 15 días señalado, el Coordinador entenderá que el cliente libre ha dejado de tener suministrador, por lo que no se podrán efectuar retiros de energía para su suministro eléctrico y se deberá informar un nuevo suministrador según las disposiciones del presente reglamento."
56	Grupo EDF	Artículo 165.-	Se propone una nueva redacción al texto propuesto	Para efectos de lo señalado en el inciso anterior, el Coordinador deberá calcular los costos marginales del sistema con las herramientas automáticas de despacho a las que se refiere el artículo 117 bis del presente reglamento.
57	Grupo EDF	Artículo 165.-	La definición de costo marginal que se hace en el inciso final de este artículo no se ajusta a la definición del artículo 225 letra f de la Ley. Además, el Costo de Producción definido en el artículo 2° es por unidad generadora, no por barra del sistema.	Ajustar inciso final a la definición legal: "El costo marginal de suministro será aquel costo en que se incurra para suministrar una unidad adicional de producto para un nivel dado de producción. Alternativamente, dado un nivel de producción, será el costo que se evita al dejar de producir la última unidad. Para efectos de estos cálculos se deberán emplear los Costos de Producción."

58	Grupo EDF	Artículo 166.-	Se propone una nueva redacción al texto propuesto	Se define Orden Económico como aquel resultante del despacho de unidades de generación, Sistemas de Almacenamiento de Energía o SGC, según corresponda, en orden creciente de menor a mayor Costo de Producción de energía eléctrica para el suministro de energía, determinado con la herramienta automática a la que se refiere el artículo 117 bis del presente reglamento o el listado de prioridad de colocación efectuado por el Coordinador.
59	Grupo EDF	Artículo 166 bis.-	El presente artículo es contrario al artículo 149 de la Ley General de Servicios Eléctricos que señala que consagra el derecho de vender energía a costo marginal. Mediante la propuesta reglamentaria se está infringiendo este derecho.	Eliminar de la propuesta de artículado lo siguiente: "Sin perjuicio de lo cual, en aquellos casos en que, en la ventana de tiempo que determine el Coordinador, se haya despachado a diferentes Sistemas de Almacenamiento con idéntico Costo de Producción a diferentes costos marginales, dichos ingresos deberán ser reasignados entre aquellos Coordinados conforme a las siguientes reglas: de forma que no se generen diferencias injustificadas en los ingresos percibidos por cada una de dichas instalaciones.".
60	Grupo EDF	Artículo 166 ter.-	Se reitera lo señalado anteriormente en cuanto a que el despacho fuera del orden económica únicamente debe ser por razones de seguridad. En cualquier caso, este artículo también debiese ser objeto de vigencia diferida hasta la publicación en el diario oficial de la norma técnica requerida	0
61	Grupo EDF	Artículo primero transitorio.-	Se exige al Coordinador implementar el control automático en 36 meses, pero a las empresas en 18. Se considera que una diferencia de 18 meses no se justifica y es excesiva. Además, se debe contar con una definición clara por parte del Coordinador del sistema de despacho a implementar, y recién ahí las empresas podrían implementar sus respectivos equipos. En el artículo 117 bis se señala que los Coordinados, deberán implementar en sus instalacioneslos esquemas automáticos, en los términos que disponga la norma técnica, por lo tanto el plazo debe contarse una vez que dicha normativa esté vigente y no a partir de la publicación de la modificación del reglamento. Se debe corregir la referencia al Capítulo 8 del Título III del Decreto Supremo N°125, de 2017, del Ministerio de Energía ya que éste corresponde al nuevo capítulo 8 (ex capítulo 7 que con la modificación pasa a ser 8)	Cambiar el inciso primero del artículo primero transitorio por: "El Coordinador deberá implementar y operar las herramientas automáticas de despacho a las que se refiere el artículo 117 bis señalado en el Artículo Primero del presente decreto dentro del plazo de 36 meses contado desde la publicación del presente decreto en el Diario Oficial. En tanto dichas herramientas no sean implementadas, el Coordinador deberá considerar las reglas contenidas en el Capítulo 8 del Título III del Decreto Supremo N°125, de 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba el reglamento de la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional, referido a la Operación en Tiempo Real del Sistema Eléctrico Nacional, modificado por el presente decreto. El inciso segundo cambiarlo por: "Por su parte, los Coordinados deberán implementar los esquemas de control automático a los que se refiere el artículo 117 bis señalado en el Artículo Primero del presente decreto dentro de un plazo de 18 meses a partir de la publicación en el Diario Oficial de la normativa técnica que detalle y regule tales esquemas. "
62	Grupo EDF	Artículo primero transitorio.-	Mientra no se dicte la norma técnica a que hace referencia el artículo 103 los SAE y las Centrales con Almacenamiento por Bombeo no podrán solicitar operar en un régimen de audespacho	Las modificaciones referidas a la Coordinación de la Operación del Sistema Eléctrica y a los Sistemas de Almacenamiento introducidas por el presente decreto empezarán a regir una vez que entren en vigencia las normas técnicas que se requieren dictar para su correcta aplicación.
1	ACENOR AG	Artículo 2.-	La modificación 1. A. no quedó apropiadamente escrita en la propuesta de Texto final del reglamento. El texto "en los términos establecidos en el Decreto Supremo Nº 244, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que Aprueba Reglamento para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación Establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos, o aquel que lo reemplace" no fue eliminado. Se sugiere eliminar.	En el punto a) eliminar el texto "en los términos establecidos en el Decreto Supremo Nº 244, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que Aprueba Reglamento para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación Establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos, o aquel que lo reemplace".
2	ACENOR AG	Artículo 2.-	La definición de costo de oportunidad tendría que ser coherente con el artículo 36 sobre la programación de la operación, i.e., que se calcule para optimizar la energía gestionable.	Costo de la energía gestionable, que es calculado y utilizado por el Coordinador para minimizar el costo presente y el costo futuro esperado de operación y falla del sistema eléctrico, de aquellas instalaciones que posean energía embalsada o almacenada.
3	ACENOR AG	Artículo 2.-	La definición de Excedentes se basa sólo en la diferencia entre la demanda máxima y la potencia de la generación; sin embargo, es posible que se produzcan excedentes de energía aprovechables por el sistema eléctrico sin necesidad que la capacidad instalada de generación supere a la demanda máxima.	Diferencia entre la demanda eléctrica que se utiliza para el desarrollo de procesos productivos y la potencia producida por un medio de generación, descontado su consumo propio, determinados con el fin de ser inyectados a un sistema interconectado o a las instalaciones de una Empresa Distribuidora, a través de su punto de conexión.
4	ACENOR AG	Artículo 2.-	La definición de punto de conexión se encuentra actualmente en la NTSyCS, y es distinta para clientes y para generadores.	Se debería mantener la sintonía entre la NTSyCS y el presente reglamento en este tema.
5	ACENOR AG	Artículo 2.-	La Propuesta de Reglamento no aclara los otros proyectos, distintos de desalación o producción de hidrogeno, que pueden configurar un SGC. La definición de Sistema de Generación-Consumo debería ser indiferente del tipo de consumo productivo. Se solicita a los menos agregar proyectos que contribuyan a la descarbonización de la matriz energética nacional y otros que contribuyan a mitigar el cambio climático. Para ello se podria incluir en el art 2 o en un nuevo artículo 116 octies	Se sugiere reemplazar el literal "bb" por lo siguiente: "bb. Sistema Generación-Consumo o SGC: Sistema formado por toda infraestructura productiva, con capacidad de generación propia, mediante medios de generación renovables, que se conecta al sistema eléctrico a través de un único punto de conexión y que puede retirar energía del sistema eléctrico a través de un suministrador o inyectarle sus Excedentes."
6	ACENOR AG	Artículo 2.-	Como se encuentra redactado actualmente, el SGC corresponde a consumos tales como plantas desaladoras y de hidrógeno verde que tienen generación propia. En una posible una interpreción restrictiva no incluiría otros procesos y sectores productivos . Por otro lado, en la definición de autoproductor se borra que la generación sea con el objeto de abastecer consumos propios. Dado lo anterior, para evitar confusiones, se solicita incluir una nueva definición de manera de recoger los casos que podrían no estar incluidos en SGC y Autoproductor. Por lo anterior, se solicita incluir una nueva categoría dada por el Autogenerador según la propuesta de texto	Autogenerador: Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien explote a cualquier título centrales generadoras o sistemas de almacenamiento de energía, cuya generación o almacenamiento de energía eléctrica ocurra con el objetivo de abastecer los consumos asociados a procesos productivos propios, en el mismo punto de conexión a la red, y que puedan presentar Excedentes de energía a ser inyectados al sistema eléctrico.
7	ACENOR AG	Artículo 35.-	Con el objetivo de lograr una transición energética segura en el contexto del retiro de centrales termoeléctricas del sistema que está ocurriendo, se sugiere indicar explícitamente que el informe de seguridad del Coordinador debe incorporar y evaluar, como mínimo, como impacta el retiro de una unidad termoeléctrica en los siguientes aspectos: 1. Impacto en la seguridad de abastecimiento del sistema en escenarios de indisponibilidad de generación por escasez de suministro de combustible, condiciones hidrologicas extremas, indisponibilidad o limitaciones del sistema de transmisión, y periodos de baja disponibilidad de energía eólica. 2. Impacto en la disponibilidad de inercia y corriente de cortocircuito en el sistema considerando requerimientos de fortaleza de red que se hayan establecido. 3. Impacto en suministro de energía por restricciones del sistema de transmisión. 4. Impacto en oferta de SSCC de Control de Frecuencia. 5. Impacto en necesidades de recursos para Control de Tensión. 6. Condición de GNL contratado para asegurar un suministro confiable. 7. Impacto en el Plan de Reposición de Servicio, en caso que la unidad preste servicios de Partida Autónoma o que la unidad cumpla la función de apoyo a centrales con Partida Autónoma.	El Artículo 35.- indica: "El informe de seguridad elaborado por el Coordinador, deberá evaluar y pronunciarse fundadamente respecto a la afectación de los objetivos establecidos en el artículo 72°-1 de la Ley, considerando, al menos, el impacto en la seguridad de abastecimiento y la provisión de Servicios Complementarios, así como también analizar la respuesta del sistema frente a situaciones operacionales particulares, tales como, operación forzada por requerimientos de inercia, variabilidad de los recursos renovables, considerando las tasas de salida forzosa de unidades generadoras y la aplicación del plan de recuperación de servicio." Se sugiere precisar el texto con las medidas específicas que se debe evaluar, de la siguiente manera: "Artículo 35.- El informe de seguridad elaborado por el Coordinador, deberá evaluar y pronunciarse fundadamente respecto a la afectación de los objetivos establecidos en el artículo 72°-1 de la Ley, considerando, al menos, el impacto en los siguientes aspectos: 1. Impacto en la seguridad de abastecimiento del sistema en escenarios de indisponibilidad de generación por escasez de suministro de combustible, condiciones hidrologicas extremas, indisponibilidad o limitaciones del sistema de transmisión, y periodos de baja disponibilidad de energía eólica. 2. Impacto en la disponibilidad de inercia y corriente de cortocircuito en el sistema considerando requerimientos de fortaleza de red que se hayan establecido. 3. Impacto en suministro de energía por restricciones del sistema de transmisión. 4. Impacto en oferta de SSCC de Control de Frecuencia. 5. Impacto en necesidades de recursos para Control de Tensión. 6. Condición de GNL contratado para asegurar un suministro confiable. 7. Impacto en el Plan de Reposición de Servicio, en caso que la unidad preste servicios de Partida Autónoma o que la unidad cumpla la función de apoyo a centrales con Partida Autónoma."
8	ACENOR AG	Artículo 45 bis.	Se sugiere precisar que cuando se indica "costo" se refiere al Costo de Producción.	Donde dice "con igual costo" se sugiere cambiar por "con igual Costo de Producción".

9	ACENOR AG	Artículo 52.-	Se indica que el Coordinador, para elaborar la programación de la operación, debe considerar un parque de instalaciones de generación y almacenamiento que represente el desarrollo esperado de la matriz eléctrica y que debe estar basado en análisis y criterios actualizados, al menos, anualmente. Luego se indica que, entre los antecedentes que se deben considerar, se encuentra la declaración en construcción publicada mensualmente por la CNE. Se sugiere armonizar la necesidad de actualización de los criterios del Coordinador con la periodicidad de los antecedentes utilizados para la actualización de dichos criterios.	Donde se indica "el que deberá estar basado en análisis y criterios actualizados, al menos anualmente", se sugiere cambiar por "el que deberá estar basado en análisis y criterios actualizados, al menos mensualmente".
10	ACENOR AG	Artículo 53.-	Las sugerencias indicadas en el artículo 103 también tienen un efecto en el despacho PMGD, por lo que se sugiere armonizar el primer párrafo de este artículo.	En el primer párrafo, donde dice ", y lo señalado en el artículo 45 bis del presente reglamento." se sugiere cambiar por: ", y lo señalado en los artículos 45 bis y 103 del presente reglamento."
11	ACENOR AG	Artículo 67.-	El inciso final incorporado que indica "El pronóstico enviado por cada Coordinado a que se refiere el presente artículo deberá procurar minimizar el error respecto de la disponibilidad de generación eléctrica en la operación real.". no es un requerimiento claro, ya que no se indica una métrica o valor objetivo como referencia para minimizar el error. Al respecto, el artículo 2-91 de la NT de Coordinación de la Operación, capítulo de Programación y Operación, indica métricas de desempeño que deben cumplir los Coordinados.	Se sugiere modificar el inciso final incoporado por el siguiente: "El pronóstico enviado por cada Coordinado a que se refiere el presente artículo deberá procurar minimizar el error respecto de la disponibilidad de generación eléctrica en la operación real. Para ello, los Coordinados deberán cumplir, al menos, con el desempeño mínimo considerando los indicadores de desvío de pronóstico que defina la NT".
12	ACENOR AG	Artículo 97.-	En una revisión más global del marco normativo actual, cabe señalar que los sistemas de almacenamiento, al retirar energía de la red para el proceso de almacenamiento, están siendo usuarios de un sistema eléctrico cuyos atributos de seguridad, confiabilidad y grado de disponibilidad están definidos en la norma técnica y, por lo tanto, deben estar sujetos a los cargos que financian dichos atributos de seguridad, confiabilidad y grado de disponibilidad. Con el objetivo de lograr armonización entre los distintos cuerpos normativos vigentes, se sugiere que revisión la normativa de la LGSE y del DS 113 sea contemporánea a la revisión del DS 125, ya que los cargos por transmisión y los cargos por SSCC son para todos quienes se benefician de retirar energía del sistema, que no solo corresponde a los clientes finales.	Se sugiere eliminar los literales "b", "c" y "e" del Artículo 97, pasando el literal "d" a ser el literal "b", quedando la siguiente propuesta de texto: "Artículo 97.- Los retiros de energía para el proceso de almacenamiento no estarán sujetos a los cargos asociados a clientes finales. Para tal efecto, los señalados retiros no se considerarán para: a. La acreditación del cumplimiento de la obligación a que se refiere el artículo 150º bis de la Ley; b. El cálculo de las prorratas de la asignación de los certificados emitidos producto de la inyección de energía licitada y efectivamente inyectada a que se refiere el inciso tercero del artículo 150º ter de la Ley.
13	ACENOR AG	Artículo 103.-	A la fecha, la penetración instantánea de generación PMGD solar ha sido de hasta el 26% del total de generación. Hoy se cuenta con 3262 MW de capacidad instalada PMGD solar y a fines del año 2025 se contaría con 903 MW adicionales ya declarados en construcción. Dada la alta integración de generación solar PMGD, el régimen de precio estabilizado y la falta de control de los PMGDs por el régimen de Autodespacho, el Coordinador evidenciado y comunicado mediante cartas problemas relacionados a las condiciones de competencia, así como también problemas para mantener la seguridad de servicio ante perturbaciones en el sistema. En la medida que crezca el desarrollo de sistemas de almacenamiento a nivel distribuido, el problema también se trasladará a las horas de operación nocturna, ya que los precios estabilizados no incentivan a las centrales de generación distribuida a aportar sus excedentes de potencia de manera coordinada con las necesidades del sistema eléctrico nacional. Por lo anterior, es necesario y se sugiere que el programa de retiros e inyecciones destinados al arbitraje de energía para centrales que operen con Autodespacho esté Coordinado con la colocación de la energía almacenada para Sistemas de Almacenamiento de Energía. Por otra parte, con el objetivo de lograr armonización entre los distintos cuerpos normativos vigentes, se sugiere que revisión la normativa del DS 88 debe ser contemporánea a la revisión del DS 125. El hecho de tener definido el régimen de Autodespacho tanto en el DS 88 como el DS 125 implica una limitación evidente al momento de revisar el DS 125, ya que, por ejemplo, la solución aquí propuesta podría ser más simple y armónica revisando la definición de Autodespacho, por lo cual se sugiere un ajuste del DS88 junto con los cambios que están siendo discutidos para el DS125.	Se sugiere modificar el último párrafo por lo siguiente: "Los Sistemas de Almacenamiento de Energía y las Centrales con Almacenamiento por Bombeo, con capacidad de inyección menor a 9 megawatts, podrán optar por un régimen de Autodespacho el cual deberá ser autorizado por el Coordinador de acuerdo con los criterios definidos en la norma técnica, la cual deberá considerar al menos el impacto individual o agrupado de dichas instalaciones. El Coordinador determinará, de manera conjunta, la colocación de la energía almacenada para el conjunto de instalaciones que operen bajo el régimen de Autodespacho dentro de una misma red de distribución, o parte de ella, y aquellas instalaciones deberán informar diariamente un programa de retiros e inyecciones destinadas al arbitraje de energía, con el fin de ser consideradas por el Coordinador en la programación de la operación. En ningún caso, la suma de retiros e inyecciones de instalaciones que operen dentro de una misma red de distribución, o parte de ella, podrá ser mayor que la colocación de la energía almacenada que haya determinado el Coordinador en la programación de la operación."
14	ACENOR AG	Artículo 116 bis.-	De acuerdo con la definición de Sistema Generación - Consumo (SGC) Contenida en la LGSE (artículo 225°, letra (af)) y el propio DS N°125, no es requisito que los SGC tengan excedentes. En efecto, la definición indica que el SGD "...puede retirar energía del sistema eléctrico a través de un suministrador o inyectarle sus Excedentes". Por tanto, el Reglamento debe permitir SGD que sólo realicen retiros desde el sistema. Se solicita modificar el primer párrafo del Artículo 116 bis como se indica.	Artículo 116 bis.- Las nuevas instalaciones que deseen operar como SGC, al momento de efectuar su respectiva solicitud de declaración en construcción de conformidad con el artículo 19 del presente reglamento, deberán presentar un requerimiento al Coordinador, acompañando los antecedentes que den cuenta de las características del proyecto. En caso de verificarse que de forma de permitir a este verificar que dichas instalaciones estarán en condiciones de aportar Excedentes al Sistema Eléctrico Nacional, y en caso de verificarse, el Coordinador determinará determine el régimen o metodología de operación aplicable al mismo, de conformidad a lo dispuesto en el artículo siguiente. En caso de verificarse que el SGD no inyectará excedentes, los cargos que correspondan, asociados a clientes finales, serán sólo en base a la energía y potencia retirada del sistema y en ningún caso por la energía y potencia autoabastecida.
15	ACENOR AG	Artículo 116 bis.-	La Propuesta de Reglamento sólo permite que instalaciones de generación existente puedan pasar a formar parte de un SGC, lo cual es descriminatorio para instalaciones de clientes. Se solicita que las instalaciones existentes, tanto de generación o de clientes, puedan pasar a formar parte de un SGC. Para ello se propone modificar el segundo párrafo del artículo 116 bis	A su vez, los Coordinados que deseen que sus instalaciones de generación o de clientes, ya interconectadas al Sistema Eléctrico Nacional pasen a formar parte de un SGC, deberán presentar un requerimiento al Coordinador, acompañando los antecedentes que den cuenta de las características del proyecto. En caso de verificarse que de forma de permitir a este verificar que dichas instalaciones estarán en condiciones de aportar Excedentes al Sistema Eléctrico Nacional, y en caso de verificarse, el Coordinador determinará determine el régimen o metodología de operación aplicable al mismo, de conformidad a lo dispuesto en el artículo siguiente. En caso de verificarse que el SGD no inyectará excedentes, los cargos que correspondan, asociados a clientes finales, serán sólo en base a la energía y potencia retirada del sistema y en ningún caso por la energía y potencia autoabastecida.
16	ACENOR AG	Otros	La Propuesta de Reglamento no aclara los otros proyectos, distintos de desalación o producción de hidrogeno, que pueden configurar un SGC. Se solicita agregar proyectos que contribuyan a la descarbonización de la matriz energética nacional y otros que contribuyan a mitigar el cambio climático. Se propone introducir en el reglamento un nuevo artículo 116 octies	Artículo 116 octies. Sin perjuicio de la infraestructura ya señalada en la letra bb) de Artículo 2, podrá operar como como SGC toda infraestructura productiva destinada a fines de descarbonización de la matriz energética nacional y/o destinada a combatir el cambio climático, tales como la sustitución de combustibles fósiles (electromovilidad, bombas de calor, etc)
17	ACENOR AG	Artículo 116 quinquies.-	Ser titular implica no sólo participar o no del balance de transferencias, sino que también mantener todas las interacciones con el Coordinador en todos los procesos que este lleva a cabo. Más aún, el artículo 11 señala que "Para cada instalación, deberá existir un único titular que se entenderá como el Coordinado para efectos de todas las disposiciones y exigencias establecidas en el presente reglamento.", lo que en el caso de clientes libres conectados en transmisión implicaría dejar su condición de Coordinado titular en caso de disponer de un SGC.	Eliminar Artículo 116 quinquies.
18	ACENOR AG	Artículo 116 sexies.	En el caso de SGC que incorporen además sistemas de almacenamiento para la gestión eficiente de la energía de un cliente la restricción de inyectar la energía almacenada al sistema va en contra del principio de minimizar el costo total de operación del sistema, ya que puede ser eficiente utilizar esa energía a través de su inyección. Asimismo, esa energía podría ser necesaria en caso de seguridad del sistema. Sin perjuicio de lo anterior, y en caso de mantener la disposición, se solicita aclarar que i. en caso que un SGC disponga de almacenamiento el Coordinador no programará el almacenamiento y ii. que la prohibición de "arbitrar" se referiría a que no inyecte al sistema. En tal caso, se sugiere explicitar estas disposiciones.	Se solicita eliminar segundo inciso.
19	ACENOR AG	Artículo 140.-	Nos preocupa que aún cuando se establezca que no debería implicar mayores costos a los coordinados y/o clientes, dado que no es especifica la función del apoyo de un tercero, esto podría significar un mayor costo por definición.	"Sin perjuicio de lo establecido en el inciso anterior, el Coordinador procuará implementar mecanismos o plataformas que reduzcan el número de transacciones entre los participantes de los Balances. La habilitación de estos mecanismos no podrá generar mayores costos ni riesgos para los Coordinados y/o clientes finales."
20	ACENOR AG	Artículo 156.-	La eliminación de los seguros como forma de garantía para el resguardo de la cadena de pagos en el mercado de corto plazo implicaría que los suministradores tendrían menos alternativas y, por ende, el precio de abastecimiento podría aumentar.	Se solicita reponer a los seguros como posibles garantías. En caso de ser necesario, se podrían incorporar disposiciones explícitas respecto al alcance y requisitos de los seguros.
21	ACENOR AG	Artículo 162.-	El hecho de desconectar al consumo a partir del momento en que se extinga el total de la garantía incorpora una incertidumbre que el cliente no puede gestionar directamente. Al respecto, y considerando que la garantía es calculada por el Coordinador previendo tres meses con mayor posible déficit del suministrador, se solicita que el cliente deba permanecer conectado por al menos los tres meses asociados a la garantía, y en caso que esta resulte insuficiente sea saldada ya sea por el propio cliente, o bien por su nuevo suministrador. Cabe señalar que esto no implicaría que el cliente sea parte del mercado de corto plazo suministrándose a costo marginal, pues el monto a cubrir es únicamente respecto a lo no cubierto por la garantía original.	Modificar el literal a en el siguiente sentido: "a. En el caso de los Clientes Libres, dar aviso al respectivo cliente y proceder a su desconexión a partir del primer mes no cubierto por la garantía, en caso de que este no disponga de un suministrador. En caso de que la garantía original de tres meses se haya extinguido, el cliente podrá seguir conectado sólo en caso de remunerar el saldo no cubierto por ésta; y"

22	ACENOR AG	Artículo 166 bis.-	Los ingresos deben ser reasignados entre los Coordinados que hayan sido despachados independiente del Costo de Producción. Lo relevante es que los Coordinados que hayan sido despachados hayan estado dentro de un mismo subsistema. Dentro de la ventana de tiempo que determine el Coordinador se podrían despachar a diferentes Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) con distinto Costo de Producción, y para el sistema es indiferente el orden de despacho de los SAE. A modo de ejemplo simple, con las siguientes condiciones hipotéticas: - Se tienen disponibles 2 SAE con 100 MWh de energía almacenada cada uno, - El Costo de Producción de cada SAE es 25 USD/MWh y 50 USD/MWh, - Hay una ventana de tiempo de 2 horas con CMg de 100 USD/MWh y 150 USD/MWh respectivamente, Para efectos de la operación económica del sistema, es indiferente si se despacha primero el SAE con 25 USD/MWh y luego el SAE con 50 USD/MWh, o bien el despacho ocurre en orden inverso.	Donde dice: "se haya despachado a diferentes Sistemas de Almacenamiento con idéntico Costo de Producción a diferentes costos marginales", se siguiete cambiar por: "se haya despachado a diferentes Sistemas de Almacenamiento dentro de un mismo sistema o subsistema a diferentes costos marginales"	
23	ACENOR AG	Artículo 166 bis.-	Si el Coordinador define el programa de retiros para la carga de los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE), para el sistema es indiferente el orden de carga de cada SAE mientras el volumen total de energía en cada hora sea el mismo. En este sentido, y en línea con la observación anterior, si en una ventana de tiempo para un programa de retiros los costos marginales son distintos y mayores a cero, también es necesario reasignar los costos de carga entre todos los Coordinados que efectuaron retiros en un sistema o subsistema dentro de la ventana de tiempo que determine el Coordinador. Se sugiere que el artículo Artículo 166 ter.- actual pase a ser el Artículo 166 quárter.- e incorporar un nuevo Artículo 166 ter.- que, análogamente al Artículo 166 bis.-, aborde este desafío.	Se sugiere definir un artículo 166 ter, análogo al artículo 166 bis, para el caso de la carga de los sistemas de almacenamiento de energía.	
24	ACENOR AG	Artículo 166 bis.-	La regla "de forma que no se generen diferencias injustificadas en los ingresos percibidos por cada una de dichas instalaciones" es ambigua y no es posible darle una interpretación clara en el contexto del presente reglamento. Se entiende que el objetivo del Artículo 166 bis es habilitar al Coordinador para que utilice la energía almacenda en las distintas instalaciones sin causar un perjuicio o beneficio económico según el orden temporal de como sean utilizadas dichas instalaciones al momento de atender las necesidades del sistema en la ventana de tiempo que determine el Coordinador. Se sugiere definir la regla como un ajuste de las inyecciones reales a una inyección teórica, ya que de esta forma se evita una discriminación arbitraria en la contabilización de inyecciones para el cumplimiento de contratos. Para definir una regla con el objetivo mencionado en el párrafo anterior se debe tener en consideración, al menos, lo siguiente: - E_i: Energía total almacenada en cada instalación en el instante previo a la ventana de tiempo - E_D: Energía total despachada por el Coordinador en la ventana de tiempo - E_h: Energía total despachada por el Coordinador en cada periodo de la ventana de tiempo El principio para cumplir con el objetivo es que la energía E_i de cada instalación se distribuya de manera equitativa en toda la ventana de tiempo. Para lograr esto, en cada periodo la inyección teórica de cada instalación es E_h*E_i/SUMA(E_i). Luego, la inyección real de cada instalación se debe ajustar de modo según la inyección teórica. En general se tiene que E_D = SUMA(E_i), sin embargo, puede ocurrir que E_D < SUMA(E_i), en dicho caso la inyección teórica es E_h*E_i/SUMA(E_i)*E_D/SUMA(E_i)	Se sugiere la siguiente propuesta de texto: "Artículo 166 bis.- La valorización de las inyecciones de los Sistemas de Almacenamiento de Energía que hayan resultado despachadas en la operación real deberá ser valorizada a costo marginal. Sin perjuicio de lo cual, en aquellos casos en que, en la ventana de tiempo que determine el Coordinador, se haya despachado a diferentes Sistemas de Almacenamiento dentro de un mismo sistema o subsistema a diferentes costos marginales, dichos ingresos deberán ser reasignados entre aquellos Coordinados conforme a las siguientes reglas: 1. Se considerará la inyección teórica de cada instalación en la ventana de tiempo que determine el Coordinador para efectos de los balances de transferencia, 2. En cada sistema o subsistema, la inyección teórica de cada instalación en cada periodo de la ventana de tiempo será igual al producto entre: a) la suma de inyecciones reales en dicho periodo; b) el cociente entre: i) la energía total disponible de la instalación en el instante anterior al inicio de la ventana de tiempo, y ii) la suma de la energía total disponible de todas las instalaciones en el instante anterior al inicio de la ventana de tiempo", 3. En caso que la suma de las inyecciones reales en cada subsistema para la ventana de tiempo sea menor a la suma de la energía total disponible de todas las instalaciones en el instante anterior al inicio de la ventana de tiempo, la inyección teórica de cada instalación en cada periodo de la ventana de tiempo se multiplicara por un factor igual al cociente entre suma de las inyecciones reales en la ventana de tiempo y la energía total disponible de todas las instalaciones en el instante anterior al inicio de la ventana de tiempo. 4. Los ingresos reasignados serán igual a la inyección teórica de cada instalación, multiplicado por el costo marginal de cada periodo.	
25	ACENOR AG	Artículo 168.-	En el caso de unidades de generación y sistemas de almacenamiento que operen fuera de orden económico debido a restricciones de origen distinto al de la normativa eléctrica y que tengan origen en acuerdos comerciales u otro tipo de acuerdos tales como convenios de riego o restricciones externas de uso de la capacidad de almacenamiento, no se debe retribuir a dichas en sus costos variables no cubiertos.	Donde se indica "unidades de generación" se sugiere modificar por "unidades de generación o sistemas de almacenamiento de energía". Se sugiere agregar, al final del párrafo, la siguiente frase: "En el caso de unidades de generación o sistemas de almacenamiento de energía que operen fuera de orden económico debido a restricciones cuyo origen son acuerdos comerciales tales como convenios de riego, o bien, restricciones externas de uso de la capacidad de almacenamiento basada en convenios con otros interesados, no serán retribuidas en sus costos variables o costos de oportunidad no cubiertos."	
26	ACENOR AG	Artículo primero transitorio.-	El reglamento entrega 36 meses para la implementación, lo que podría resultar excesivo, considerando que resulta urgente y necesario poner los mayores esfuerzos en la optimización del despacho económico. Se sugieren máximo 18 meses. Cabe señalar que el Coordinador lleva años trabajando en el proyecto "RETO".	El Coordinador contará con 36 meses contados desde la publicación del presente decreto en el Diario Oficial para implementar y operar las herramientas automáticas de despacho a las que se refiere el artículo 117 bis del presente reglamento. En tanto dichas herramientas no sean implementadas, el Coordinador deberá considerar las reglas contenidas en el Capítulo 8 del Título III del Decreto Supremo N°125, de 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba el reglamento de la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional. Por su parte, los Coordinados contarán con 12 meses contados desde la publicación del presente decreto en el Diario Oficial para implementar los esquemas de control automático a los que se refiere el artículo 117 bis del presente reglamento.	
27	ACENOR AG	Otros	El reglamento no modifica el DS62/2006 en lo referente a SGC, dejando indefinido el tratamiento tanto de retiros como de inyecciones al respecto.	Se solicita incorporar la forma en que esto sería considerado.	
28	ACENOR AG	Artículo tercero transitorio.-	No se justifica el tiempo para implementar el ajuste al que refiere el inciso tercero del artículo 126 del presente reglamento las centrales que cuentan con regimen de autodespacho. Sin perjuicio de contar o no con los sistemas de monitoreo y comunicación, es posible que las centrales con autodespacho ajusten su inyección por defecto en forma a priori, tal como sucede actualmente en aquellas centrales conectadas en SE de Distribución que se encuentran limitadas. Otra alternativa o complemento, es realizar un ajuste ex post en los Balances de Energía, corrigiendo los ingresos para considerar los ajustes de generación que deberian haber sido aplicados en tiempo real.	Sustituir el articulo tercero transitorio por: "Las instalaciones que operen con Autodespacho conectadas a la red de distribución serán consideradas en el ajuste al que refiere el inciso tercero del artículo 126 del presente reglamento ya sea ajustando en forma previa sus inyecciones máximas para considerar los niveles de ajustes esperados por temporada o en tiempo real siempre que las empresas distribuidoras cuenten con los sistemas de monitoreo y comunicación necesarios para su aplicación. En caso que alguna empresa no cumpla con las instrucciones de ajuste al que se refiere el inciso tercero del articulo 216 del presente reglamento, el Coordinador ajustará los ingresos de dicha emrpesa para efectos de corregir este incumplimiento. Lo dispuesto en el artículo 126 del presente reglamento será aplicable a las instalaciones que operen con Autodespacho conectadas a la red de distribución independientemente de la implementación de la herramienta automática a la que se refiere el artículo 117 bis del presente reglamento, en los términos establecidos en el inciso tercero del artículo 126 del presente reglamento	
1	Repsol Chile	Artículo 2.-	Sobre la definición de excedentes, detectamos una diferencia entre lo definido en el Artículo 2 y el Artículo 12, se solicita corregir para que la definición sea única.		0
2	Repsol Chile	Artículo 19.-	La declaración en construcción es un insumo relevante para la decisión final de inversión. Muchas veces esta decisión condiciona la compra de equipos principales y considerando que es un instrumento que se actualiza con cierta periodicidad, creemos prudente mantener la redacción original.		0
3	Repsol Chile	Artículo 23.-	Se solicita acortar el plazo de respuesta de la CNE a las modificaciones del cronograma establecido, 60 días es sumamente extenso y aumenta los riesgos en caso de rechazo de parte de la CNE. En caso contrario, se solicita que cualquier rechazo de parte de la CNE a los antecedentes presentados pueda informarse al solicitante en un plazo no mayor a 10 días, para que el solicitante pueda respaldar adecuadamente los antecedentes.		0

4	Repsol Chile	Artículo 37.-	Se solicita clarificar la definición de Costo de Producción (e incorporar al Artículo 2) ya que se puede prestar a confusión respecto del Costo Variable y Costo de Oportunidad.		0
5	Repsol Chile	Artículo 38.-	Se solicita clarificar o entregar antecedentes que den cuenta de los mecanismos de cálculo que tendrá como referencia el Coordinador, para cada tecnología al menos, de manera de poder dimensionar adecuadamente el impacto de este articulado en la operación del sistema		0
6	Repsol Chile	Artículo 40.-	Se solicita establecer un mecanismo que considere la rápida variabilidad en la oportunidad de uso de los recursos gestionables de Sistemas de Almacenamiento (Costo de Oportunidad), que será especialmente relevante a la hora de despachar estas tecnologías, respecto de otras, cuyo costo suele mantenerse fijo en un horizonte de tiempo más amplio.		0
7	Repsol Chile	Artículo 45 bis.	Se solicita que la regla de prorrateo propuesta considere como criterio la cantidad de energía, de manera de que su despacho sea vinculado a la energía almacenada, y no a la capacidad máxima de inyección.		0
8	Repsol Chile	Artículo 57.-	Sugerimos revisar la interacción entre el resultado de la programación de operación considerando los Costos de Producción, y, como describe el artículo, el resultado de la programación que no responda al orden creciente de colocación, y considere la retribución en función de los Costos Variables. Esta definición puede llevar a distorsiones económicas que no serían el objetivo del Articulado.		0
9	Repsol Chile	Artículo 97.-	Se sugiere revisar la redacción del Artículo para hacerlo más general y que no quede duda que los retiros de energía para el proceso de almacenamiento se encuentran exentos de los cargos asociados a clientes finales.		0
10	Repsol Chile	Artículo 100.-	Se solicita aclarar la razón por la cual se modifica la definición de los Artículos 98 y 99 (derogando) considerando que los propietarios de Sistemas de Almacenamiento suelen ser los mejor facultados para hacer una correcta asignación de riesgos en el proceso de carga. En caso contrario, no se debería asignar al Coordinado los riesgos de la operación centralizada por el CEN.		0
11	Repsol Chile	Artículo 126.-	Se solicita que la regla de prorrateo propuesta para los sistemas de almacenamiento considere la asignación a prorrata de la energía almacenada, y no la capacidad máxima de inyección.		0
12	Repsol Chile	Artículo 166 bis.-	Considerando que la regla propuesta aplicaría de manera permanente, se solicita incorporar mayores definiciones respecto de la reasignación de los costos en aquellos casos donde se haya despachado Sistemas de Almacenamiento con idéntico costo de producción a diferentes Costos Marginales.		0
13	Repsol Chile	Artículo 166 ter.-	Se solicita revisar este artículo, ya que podría provocar distorsiones significativas al aplicar simultáneamente las definiciones contenidas en el presente reglamento. En ese sentido, la operación fuera de orden económico no se propone compensar de la misma manera que otras tecnologías del sistema, y esto podría derivar en una condición discriminatoria para los Sistemas de Almacenamiento.		0
1	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 11.-	Actualmente el artículo 102 del "Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión" (DS37) permite el sobredimensionamiento de los sistemas de almacenamiento incorporados en la planificación de la transmisión, a costo de la empresa adjudicataria de la obra, siempre y cuando la operación que se haga de la proporción no adjudicada del Sistema de Almacenamiento de Energía permita, en todo momento, la prestación de los servicios de transmisión requeridos en el Plan de Expansión. La capacidad en excedencia por sobre la definida en un Decreto, no necesariamente corresponderá a un diseño guiado por una decisión comercial, sino que podría ser resultado de un proceso de dimensionamiento que optimice el costo total del proyecto, permitiendo eficiencias en el sistema de transmisión que disminuirían costo para el sistema. Como ejemplo, en la pasada licitación del proyecto "Nuevo sistema de control de flujo mediante almacenamiento Parinas-Seccionadora Lo Aguirre", aun cuando fuesen solicitados 125 MWh por estación como capacidad mínima, los proponentes ofrecieron sistemas del tipo 2C, cuya base correspondió a 250 MWh por estación. Con este sobredimensionamiento del 100% respecto a la capacidad requerida originalmente, se podría haber ofertado el proyecto a un menor VATT, traspasando las eficiencias para el beneficio del cliente final. Los mayores ingresos que puede recibir un sistema de almacenamiento sobredimensionado, que permiten eficiencias que se traducen en un menor precio ofertado en la licitación de obra nueva regulada, sólo pueden ser capturados si se permite que la capacidad sobredimensionada de dichos sistemas de almacenamiento, pueda ser explotada por un tercero distinto del propietario transmisor.., en cuanto a que la empresa propietaria de giro de transmisión, por sí misma, no puede hacer uso de dicha capacidad del sistema de almacenamiento para efectos de emplearla en mercados distintos de la transmisión, pero que sí puede efectuarse por una filial o tercero absoluto del giro de almacenamiento. Con el objetivo de regular adecuadamente la forma de operación de los sistemas de almacenamiento que se encuentren sobredimensionados, y que por tanto puedan prestar otros servicios, se propuso bajo el contexto del Trabajo Reglamentario iniciado recientemente por el Ministerio de Energía que los propietarios de los sistemas de almacenamiento pertenecientes al segmento de la transmisión puedan, previa contratación, ceder el derecho de explotación comercial (no el derecho de dominio de la instalación) con respecto a los niveles de potencia y energía por sobre los requeridos en el Plan de Expansión, a un tercero. Lo anterior, siempre y cuando se mantenga la responsabilidad de la empresa transmisora propietaria de asegurar la prestación del servicio de transmisión definido en el respectivo Plan de Expansión. Sin embargo, para poder llevar a cabo la figura propuesta, es necesario complementar lo anterior con una modificación al Artículo 11° del presente reglamento, que permita que un Sistema de Almacenamiento de Energía que se haya originado a partir del Proceso de Planificación y que presente sobredimensionamiento, su capacidad se destine en parte a lo establecido por el Plan respectivo, y la capacidad sobredimensionada pueda ser explotada por un tercero del giro de almacenamiento. Finalmente, a efectos de mantener la consistencia con propuesto mediante la presente observación, se solicita considerar la siguiente modificación a la propuesta al Reglamento de Planificación de la Transmisión señalada en el párrafo anterior: "Artículo 102.- (...) Sin perjuicio del dimensionamiento del Sistema de Almacenamiento de Energía establecido en el Decreto de Expansión y las bases de licitación, el propietario podrá construirlo con mayores niveles de potencia y energía, a su costo. La operación que se haga de la proporción no adjudicada del Sistema de Almacenamiento de Energía deberá, en todo momento, permitir la prestación de los servicios de transmisión requeridos en el Plan de Expansión. El diseño del Sistema de Almacenamiento de Energía que se adjudique deberá ser de tal forma que su operación no imponga restricciones sobre el Sistema de Transmisión que requiera de inversiones adicionales. Los mayores niveles de potencia y energía referidos en el inciso anterior, podrán ser explotados por un tercero previa contratación con el propietario de la instalación. De cualquier manera, es de responsabilidad de la empresa transmisora propietaria el asegurar la prestación del servicio de transmisión definido por el Plan de Expansión. Para efectos de lo señalado en el presente inciso, el Coordinador podrá establecer en las bases de licitación requerimientos o limitaciones adicionales a las establecidas en el Decreto de Expansión."	Se solicita modificar lo siguiente: "Artículo 11.- En caso que las instalaciones eléctricas señaladas en el artículo anterior sean operadas o explotadas directamente por personas distintas a su propietario, éste y la empresa que opere o explote dichas instalaciones, deberán comunicar este hecho al Coordinador, acompañando el título con el que operan o explotan las instalaciones, la duración del mismo, los demás antecedentes que le solicite el Coordinador, y la manifestación de que esta empresa lo reemplace en su calidad de Coordinado por dichas instalaciones para los efectos de la relación con el Coordinador, sin perjuicio de las responsabilidades que la Ley le asigna a los propietarios de las instalaciones. Para cada instalación, deberá existir un único titular que se entenderá como el Coordinado para efectos de todas las disposiciones y exigencias establecidas en el presente reglamento. Sin perjuicio de lo establecido en el inciso anterior, con respecto a aquellas instalaciones de sistemas de almacenamiento provenientes del Plan de Expansión que fueron sobredimensionadas, y cuyos mayores niveles de potencia y energía de los establecidos en el correspondiente Plan, previa contratación, sean explotados por un tercero, se distinguirá entre el propietario la obra quien para todo efecto se entenderá como titular de esta, y el tercero contratante, donde ambos tendrán la calidad de Coordinados independientes entre sí."
2	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 12.-	Actualmente, el reglamento no explicita el tratamiento que debe tener el Coordinador ante una suspensión de suministro por causa de no pago. En ausencia de dicha regulación, el Coordinador podría estar instruyendo el mantenimiento del suministro, aún cuando legalmente el contrato de suministro haya sido suspendido. Esta omisión desincentiva el cumplimiento contractual y afecta la disciplina de pagos entre Coordinados, especialmente en un entorno con múltiples actores de menor escala.	Incorpórese en el artículo 12 un nuevo inciso final del siguiente tenor: "Sin perjuicio de las disposiciones de coordinación operativa, el Coordinador deberá abstenerse de instruir la mantención de suministro a Coordinados que hayan sido objeto de suspensión por parte de su suministrador por causa de no pago de las facturas eléctricas, cuando exista notificación formal al Coordinador de dicha causal, conforme al contrato respectivo."
3	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 19.-	El presente artículo estipula que los propietarios u operadores de una nueva instalación de generación, Sistemas de Almacenamiento de Energía, SGC y de transmisión, a fin de ser declarada en construcción, deberá presentar una solicitud a la Comisión. Ahora bien, el inciso tercero indica que la Comisión podrá formular observaciones a la solicitud de declaración en construcción. Respecto a esto último, no se establecen plazos para que la Comisión entregue sus observaciones a la solicitud de declaración en construcción, por lo que se solicita definir dicho plazo para tener mayor certeza sobre el proceso de observación. Asimismo, el mismo inciso tercero indica que, en caso de que el solicitante no subsane las observaciones hechas por la Comisión, o que, aun habiendo respondido a las observaciones, esta última estime que los antecedentes son insuficientes, esto puede derivar en el rechazo de la solicitud de declaración en construcción. Para entregar flexibilidad en torno a los plazos en instalaciones cuya solicitud de declaración en construcción requiera de más antecedentes o que estos sean de mayor complejidad, se solicita agregar una instancia en la que el titular pueda solicitar una prórroga para subsanar las observaciones formuladas por la comisión.	Se solicita modificar el inciso tercero del presente artículo: Artículo 19.- "(...) La Comisión podrá formular observaciones a la solicitud de declaración en construcción presentada en un plazo de 10 días hábiles, las cuales deberán ser subsanadas por el titular dentro de un plazo máximo de quince días contados desde la notificación de las observaciones respectiva por medio de la plataforma electrónica dispuesta al efecto. El titular podrá solicitar una prórroga por el mismo plazo anteriormente mencionado para subsanar las observaciones formuladas por la Comisión. En caso de que el titular no dé respuesta a las observaciones en el plazo señalado, o los antecedentes presentados resulten insuficientes según lo exigido por la normativa vigente, la Comisión rechazará la solicitud mediante resolución, poniendo fin al procedimiento. El rechazo de una solicitud no inhabilitará al titular para presentar una nueva solicitud de declaración en construcción. (...)"

4	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 23.-	El presente artículo define que se deberá acreditar el cumplimiento del cronograma establecido respecto al avance de las obras en la solicitud de declaración en construcción de una instalación. Ahora bien, el cronograma que se presenta de forma inicial puede sufrir alteraciones no solo debido a razones relacionadas con terceros, sino que también pueden existir variaciones en la planificación o desarrollo de la obra que no hayan sido previstas lo que podrían implicar mayores tiempos a los originalmente presentados. Además, la determinación de qué tipos de modificaciones o sus causas sean atribuibles al titular puede conllevar a una aplicación discrecional de la regla. De esta forma, si bien coincidimos en que los cambios al cronograma anexado a la solicitud deben ser debidamente fundados y justificados, deben ser independientes a la causa origen o su imputabilidad. Debido a lo anterior, se solicita modificar el inciso tercero del presente artículo, permitiendo la modificación del cronograma presentado en la declaración en construcción ya sea si las causas son imputables o no a los titulares de las obras.	Se solicita modificar el inciso tercero del presente artículo: "(...) Los titulares por causas justificadas y no imputables a estos, podrán solicitar la modificación del cronograma establecido en la resolución que declara en construcción el respectivo proyecto, antes del vencimiento del hito respecto del cual se solicita la modificación, debiendo acompañar los antecedentes pertinentes y actualizados que acrediten los hechos que motivan la respectiva solicitud. (...)"
5	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 29 bis.-	En el presente artículo se definen las circunstancias por las cuales la Comisión podrá revocar la declaración en construcción de una instalación. Entre estas, se encuentran los cambios significativos al proyecto, como el aumento o disminución de la potencia instalada de proyecto, entre otros. Respecto a lo anterior, se debe considerar que los aumentos de potencia conforme a lo autorizado por el Coordinador Eléctrico Nacional bajo el Procedimiento Interno "Criterios para la Aplicación del Régimen de Acceso Abierto", se realizan mediante un proceso posterior a la autorización original, lo cual implica una nueva consigna de fehaciencia y una nueva declaración en construcción, por lo cual en todos los casos no es posible aumentar la potencia instalada de un proyecto respecto a lo autorizado por el Coordinador. Asimismo, para el caso de disminuciones de potencia, normalmente los proyectos son divididos en etapas constructivas, las cuales deben ser declaradas al inicio del proceso de conexión. En la última actualización del procedimiento de acceso abierto del Coordinador Eléctrico Nacional, de hecho, se permite modificar la potencia instalada del proyecto antes de la emisión del Informe Preliminar en el caso de las solicitudes en instalaciones de uso público. Ahora bien, en el caso de las solicitudes de modificación de potencia instalada en sistemas dedicados, es permitido en hasta un 10% de la potencia original, cuando producto de la modificación se eliminan las sobrecargas en las instalaciones. A mayor abundamiento, para el caso de los proyectos aprobados bajo régimen de acceso abierto y cuya conexión se realizará en sistemas de transmisión de uso público, la Ley señala en su artículo 79° que no es posible negar el acceso abierto a los interesados a hacer uso del servicio de transporte por motivos de capacidad técnica y que las autorizaciones son otorgadas sin discriminación de ninguna especie. Por lo tanto, consideramos que revocar la declaración en construcción por cambios en la potencia de este tipo de solicitudes contradice dicha garantía. De esta forma, se solicita modificar el alcance de lo que se entiende por cambios significativos, limitando el aumento o disminución de potencia instalada de un proyecto. Asimismo, se solicita añadir flexibilidad respecto a lo que se considera como cambios significativos a efectos de revocar la declaración en construcción, específicamente respecto a la incorporación de nuevos equipos o eliminación de alguno o la modificación del trazado original de la línea de transmisión, considerando que el texto actual aplica frente a cualquier cambio por mínimo que este sea. Además, se propone eliminar la palabra "relevantes" que acompaña a "modificaciones" dado que el concepto de modificación relevante de instalaciones está definido y tipificado en la NTSyCS, Anexo Técnico de Requisitos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI, y que por lo tanto, no corresponde a los cambios que se plantean en este articulado.	Se solicita modificar el inciso segundo e incorporar un nuevo inciso tercero al presente artículo: "Artículo 29 bis.- La Comisión podrá revocar la declaración en construcción de una instalación si concurre alguna de las siguientes circunstancias: 1. Incumplimiento sin causa justificada del hito de 'inicio de construcción' dentro de los plazos máximos establecidos en el literal c) del artículo 19 del presente reglamento; 2. Incumplimiento de los hitos o avances del cronograma de obras sin causa justificada; y 3. Cambios significativos al proyecto que impliquen una nueva declaración en construcción; Se entenderá por cambio significativo todas aquellas modificaciones relevantes en las características técnicas de un proyecto, tales como el aumento o disminución de la potencia instalada del proyecto, el cambio de tecnología de alguno de los equipos que serán parte de la instalación, la incorporación de un nuevo equipo o la eliminación de alguno respecto de lo declarado inicialmente, la modificación del trazado original de la línea de transmisión, entre otros. Para efectos de lo anterior, no corresponderán a cambios significativos las siguientes modificaciones: •Aumento o disminución de la potencia instalada del proyecto en, a lo más, un 10% respecto a la potencia neta en instalaciones calificadas como dedicadas. •Disminución de la potencia instalada del proyecto si éste corresponde a un proyecto de generación que se conecta al sistema de transmisión de uso público. •Cambios de tecnología de alguno de los equipos que serán parte de la instalación, o la incorporación de un nuevo equipo o la eliminación de alguno respecto de lo declarado inicialmente, que no impliquen una modificación en el uso de la instalación. (...)"
6	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 36.-	El presente artículo define el rol del Coordinador en la programación de la operación de las instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional, proceso que optimiza y programa el uso de las instalaciones sujetas a coordinación. Además, en el inciso segundo se señala que el Coordinador deberá optimizar las instalaciones en régimen de Autodespacho con ocasión de la aplicación de lo establecido en el artículo 45 bis. Respecto a lo anterior, en primer lugar, se observa que el Coordinador debería optimizar más bien las instalaciones sujetas a su coordinación, poniendo a disposición los recursos disponibles de autodespacho, ya que, en la práctica, las instrucciones a instalaciones bajo régimen de autodespacho son entregadas por las empresas distribuidoras basándose en las instrucciones del Coordinador. Por otra parte, la optimización que realiza el Coordinador debe considerar como eje central el mantener la seguridad del sistema eléctrico. De esta forma, se debe resguardar que las instrucciones dirigidas a las instalaciones bajo régimen de autodespacho con ocasión de lo establecido en el artículo 45 bis sean efectivamente aplicadas. En caso contrario, se pone el riesgo la continuidad de suministro, ya que es posible que se presenten eventos de sobre generación respecto a la capacidad del sistema de transmisión.	Se sugiere modificar el inciso segundo del presente artículo: "La programación de la operación deberá garantizar la operación más económica para el conjunto de instalaciones, minimizando el costo total actualizado de abastecimiento, esto es, la suma de los costos totales esperados de operación, reservas y falla, para un determinado horizonte de tiempo, preservando la seguridad y calidad del servicio en el sistema eléctrico. La programación de la operación determinará el valor de los recursos de la energía embalsada o almacenada, en adelante, energía gestionable, el nivel de colocación de las energías y reservas, y el uso óptimo de las instalaciones, según corresponda, conforme al presente reglamento y a la norma técnica respectiva. Adicionalmente, el Coordinador deberá optimizar a las instalaciones bajo el régimen de Autodespacho, con ocasión de la aplicación de lo establecido en el artículo 45 bis del presente reglamento. Adicionalmente, el Coordinador deberá gestionar al conjunto de las instalaciones bajo el régimen de Autodespacho en una zona de distribución, con ocasión de la aplicación de lo establecido en el artículo 45 bis del presente reglamento, de la manera que le permita garantizar la seguridad y preservar la operación del sistema eléctrico bajo su coordinación. El Coordinador deberá realizar la programación de la operación del Sistema Eléctrico Nacional optimizando de manera conjunta el nivel de colocación de la energía para abastecer la demanda y las reservas operacionales necesarias que permitan cumplir adecuadamente los principios de la coordinación a que se refiere el artículo 5 del presente reglamento."
7	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 37.-	El presente artículo describe las características mediante las cuales se clasificarán los sistemas de almacenamiento según si implican un impacto de larga duración sobre la operación del sistema eléctrico. Estas características se enumeran en el inciso primero, y la última de las características señaladas es el "f. Impacto en la seguridad o eficiencia económica en el sistema eléctrico.". Respecto a lo anterior, se ha observado que el orden en el cual se enumeran los aspectos descritos en el inciso primero puede representar algún orden de prelación, por lo que, considerando la importancia de considerar efectivamente el impacto en la seguridad o eficiencia económica en el sistema eléctrico de los Sistemas de Almacenamiento, se solicita colocar el literal f. como primero en la lista.	Se sugiere modificar el orden de enumeración en el inciso primero del presente articulo: "(...) f. a. Impacto en la seguridad o eficiencia económica en el sistema eléctrico. a. b. Capacidad de gestión de energía almacenada; b. c. Capacidad de almacenamiento de energía; c. d. Potencia nominal de las componentes de almacenamiento, y generación en los casos que corresponda; d. e. Estadísticas y pronósticos de energía afluente, en los casos que corresponda; e. f. Vida útil y ciclo de carga/descarga de la componente de almacenamiento; y f. Impacto en la seguridad o eficiencia económica en el sistema eléctrico."
8	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 44.-	El presente artículo enumera los aspectos que deberá considerar el Coordinador respecto a la programación de la operación. Entre estos, se describen los siguientes: "(...) w. Pronóstico de temperaturas en las distintas zonas del país, en caso de requerirse para la determinación de la capacidad térmica de las instalaciones de transmisión.; y, x. Potencia nominal y disponibilidad de generación eléctrica pronosticada de las instalaciones que operen con Autodespacho. Pronóstico de temperaturas en las distintas zonas del país, en caso de requerirse para la determinación de la capacidad térmica de las instalaciones de transmisión." Respecto a los aspectos señalados, se considera que el contenido del literal w. resulta redundante con el inciso segundo del presente artículo (que no está contenido en el decreto con modificaciones, pero sí en el comparado). De esta forma, se sugiere eliminar el inciso segundo del presente artículo.	Se sugiere eliminar el inciso segundo del presente artículo. "(...) w. Pronóstico de temperaturas en las distintas zonas del país, en caso de requerirse para la determinación de la capacidad térmica de las instalaciones de transmisión.; y, x. Potencia nominal y disponibilidad de generación eléctrica pronosticada de las instalaciones que operen con Autodespacho. Pronóstico de temperaturas en las distintas zonas del país, en caso de requerirse para la determinación de la capacidad térmica de las instalaciones de transmisión."
9	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 57.-	El presente artículo define que el Coordinador deberá establecer un listado de prioridad de colocación, a partir de los resultados de la programación de la operación. Además, se enumeran los resultados que deberá entregar el proceso de programación de la operación, entre los que se menciona: "j. El nivel de generación conjunto de las instalaciones que operan con Autodespacho conectadas a la red de distribución, con ocasión de lo dispuesto en el artículo 45 bis del presente reglamento." Se sugiere que el nivel de generación conjunto de instalaciones bajo autodespacho no sea solamente entregado a nivel agregado de sistema. También debería entregarse de manera agregada para cada zona de distribución, de manera de cuantificar en cada punto de retiro el efecto de generación y consumo en la demanda neta.	Se solicita modificar el literal j. del inciso tercero del presente artículo: "j. El nivel de generación individual y conjunto de las instalaciones que operan con Autodespacho conectadas a la red de distribución, con ocasión de lo dispuesto en el artículo 45 bis del presente reglamento."
10	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 67.-	Eventos recientes han evidenciado la vulnerabilidad del sistema cuando la inyección renovable supera el umbral del 50% sin respaldo síncrono, provocando inestabilidad de frecuencia, pérdida de referencia de tensión y dificultades de reenergización. La LGSE no prohíbe la alta penetración renovable, pero tampoco prevé análisis preventivos. Esta propuesta traduce en deber reglamentario un control de riesgos operacionales que el EAF-089 y el PRS recomiendan sistematizar.	Se solicitra incorporar un inciso final: "El Coordinador deberá desarrollar, al menos una vez al año, estudios prospectivos de escenarios operacionales con alta participación renovable variable (>50% de cobertura horaria), incluyendo condiciones meteorológicas críticas, rampas abruptas, eventos de pérdida de generación y comportamiento del sistema ante falla múltiple. Estos estudios deberán incluir propuestas de actualización de los criterios operacionales y límites de integración."
11	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 68.-	El presente artículo establece que la norma técnica definirá los criterios, estándares y metodologías de cálculo para la correcta elaboración de los pronósticos que se describen en el capítulo 3 del presente Reglamento. Se solicita aclarar si lo anterior se refiere a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, o alguno de sus anexos.	Se solicita aclarar si el presente artículo se refiere a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio ("NTSyCS"), o alguno de sus anexos.
12	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 76 bis.-	El presente artículo establece que la norma técnica definirá los criterios, estándares y metodologías de cálculo para la correcta elaboración de los pronósticos que se describen en el capítulo 3 del presente Reglamento. Se solicita aclarar si lo anterior se refiere a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, o alguno de sus anexos.	Se solicita aclarar si el presente artículo se refiere a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio ("NTSyCS"), o alguno de sus anexos.

13	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 84.-	El Coordinador debe formular los programas de mantenimientos así como programar y coordinar las solicitudes de trabajo. No obstante, el Coordinador no busca sinergias entre los distintos trabajos solicitados por los Coordinados de manera de reducir los tiempos de desconexión y costos de operación. Se propone que el Coordinador solicite a los Coordinados con anticipación el listado de actividades críticas de los mantenimientos preventivos mayores de manera que pueda identificar sinergias entre las diversas actividades de los diferentes agentes del sistema.	"Artículo 84.- El Coordinador formulará los programas de mantenimientos de las instalaciones sujetas a su coordinación. Asimismo, deberá programar y coordinar las solicitudes de trabajos en instalaciones sujetas a su coordinación, distintas a mantenimientos preventivos mayores, que emitan los Coordinados. Se entenderá por Mantenimiento Preventivo Mayor aquellos trabajos de mantenimiento programables que impliquen la indisponibilidad de instalaciones sujetas a Coordinación, de conformidad a lo establecido en la norma técnica. Tanto los mantenimientos como los trabajos en instalaciones deberán ser considerados por el Coordinador para efectos de la programación de la operación, en las etapas que correspondan. El Coordinador solicitará a los Coordinados las actividades críticas de los mantenimientos preventivos mayores que requieran indisponer activos, de manera de evaluar y coordinar con anticipación estas actividades con el objetivo de identificar sinergias entre estas actividades de los diferentes Coordinados."
14	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 84.-	Las suspensiones de mantenimientos preventivos mayores con escasa anticipación, incluso con menos de 24 horas, generan importantes perjuicios operativos y contractuales para las empresas de transmisión, tales como pago de garantías, recontratación de servicios, y pérdida de disponibilidad de ventanas de mantenimiento. Establecer un plazo mínimo garantiza certeza operacional y una mejor planificación de la continuidad del servicio. Excepciones por emergencia ya están contempladas en la legislación vigente.	Incorpórese un nuevo inciso al artículo 84 del siguiente tenor: "El Coordinador no podrá suspender, reprogramar o cancelar mantenimientos preventivos mayores aprobados en el programa semanal con menos de siete días hábiles de anticipación, salvo en situaciones de emergencia conforme lo dispuesto en el artículo 72-21 de la Ley."
15	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 88.-	En este artículo se exige a los Coordinados ingresar solicitudes de trabajo que comprendan cualquier intervención en las instalaciones pertenecientes al SEN. No obstante, debido a la compleja tarea de operar y mantener estas instalaciones lo cual consiste en variadas tareas de diversa profundidad, complejidad y potenciales riesgos resulta necesario definir el concepto de "intervención". De manera que los Coordinados tengan la claridad, sin dudas ni interpretaciones equivocadas, de las actividades, tareas o maniobras que se deben informar al CEN.	"Artículo 88.- Los Coordinados deberán presentar al Coordinador, en conformidad a lo establecido en la norma técnica, solicitudes de trabajos en sus instalaciones sujetas a coordinación, que comprendan las acciones de intervención, conexión y desconexión de instalaciones con el propósito de llevar a cabo trabajos, conexiones y pruebas de instalaciones, así como cualquier otra intervención en dichas instalaciones según lo defina la norma técnica. ..."
16	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 117.-	Los automatismos son esquemas para detectar, de manera predeterminada, condiciones del sistema frente a las cuales automáticamente tomar acciones correctivas para ajustar o desconectar generación, desconectar carga o reconfigurar el sistema. En las últimas discusiones regulatorias se ha planteado la incorporación de automatismos en el sistema eléctrico como una alternativa para hacer frente a los desafíos que enfrenta la operación del sistema debido a la creciente penetración de las energías renovables y las metas de carbono neutralidad para 2050. En este contexto, los esquemas de control automático podrían tener un papel relevante que desempeñar, por ejemplo, en el despacho económico automatizado que se propone en el presente artículo. Además, de acuerdo con el Artículo 72°-1 de la LGSE, el Coordinador es la organización que debe velar por los principios de la Coordinación de la Operación: i. Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico; ii. Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico; y iii. Garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión. Considerando lo anterior y lo dispuesto en el artículo 117 bis del presente reglamento, consideramos necesario que el Coordinador implemente esquemas automáticos siempre y cuando esto se realice para habilitar el despacho económico automatizado. Sin embargo, para el resto de las aplicaciones de los automatismos en el sistema eléctrico, el papel del Coordinador debe limitarse a la aprobación de los esquemas de control automático, asegurándose de que cumplen con los principios de la Coordinación de la Operación. Por lo tanto, en estos casos, la responsabilidad de proponerlo e implementarlo debe recaer en cada coordinado que esté interesado en incorporar estos esquemas al sistema. En este contexto, antes de aprobar los esquemas de control automático, es fundamental considerar los siguientes aspectos: Asegurar que se asignen adecuadamente las responsabilidades en caso de fallas o una operación inadecuada de los automatismos: Tal como señalan diversas autoridades a nivel internacional, como por ejemplo el procedimiento del Ministerio de Industria y Energía Español en el Procedimiento de Operación 11.3 sobre “Análisis y seguimiento del funcionamiento de las protecciones y automatismos del sistema” los propietarios de estos sistemas deben asumir la responsabilidad general del cumplimiento normativo y procurar salvaguardar la seguridad del sistema, así como los criterios de diseño, instalación y funcionamiento del automatismo. Establecer protocolos de monitoreo y mantenimiento: Se propone establecer protocolos de monitoreo y mantenimiento adecuados para asegurar el correcto funcionamiento de los automatismos a lo largo de su vida útil, basándose en documentos internacionales como “Guía IEEE para ingeniería, implementación y gestión de esquemas de protección de la integridad del sistema” publicada en el año 2020, que proporciona una visión integral del ciclo de vida de los SIPS (System Integrity Protection Schemes). Cabe destacar que en esta etapa es importante evaluar periódicamente si los cambios en el sistema eléctrico justifican la modificación o retiro de un esquema de control automático.	Se solicita realizar la siguiente modificación al literal j. e incorporar el nuevo literal k., además de efectuar el cambio correspondiente a la enumeración del resto de literales posteriores: "j. Aprobar Implementar esquemas automáticos de control, comunicación y monitoreo necesarios para la coordinación del sistema eléctrico que optimicen la operación del sistema eléctrico, manteniendo la seguridad previa. Estos esquemas son propuestos por los Coordinados, quienes serán responsables de la correcta y/o incorrecta operación de dicho esquema; k. Implementar esquemas automáticos de control, comunicación y monitoreo necesarios para el despacho económico automático del sistema eléctrico, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 117 bis;”
17	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 117 bis.-	El inciso primero del presente artículo indica que el Coordinador deberá hacer uso de herramientas automáticas de despacho económico. Además, menciona que dichas herramientas deberán optimizar los niveles de generación en base a la programación de la operación y a las condiciones operacionales del sistema en tiempo real. Respecto al detalle de las herramientas que utilizará el Coordinador para realizar el despacho económico automatizado, estas no son definidas, y en cambio, mediante el artículo primero transitorio del presente reglamento, se determina que el Coordinador tendrá 36 meses para implementar estas herramientas. Debido a que esto genera incertidumbre al sector eléctrico respecto a cómo serán despachadas las unidades, se solicita aclarar qué tipo de herramientas implementara para habilitar el despacho económico automático. Por otro lado, en el mismo inciso, no se hace referencia a como actuará el despacho económico automático frente a perturbaciones en tiempo real del sistema eléctrico, por ejemplo, si se ejecutara un redespacho automático en tiempo real frente a una contingencia en el sistema eléctrico. De esta forma, se solicita especificar qué acciones podrá ejecutar el despacho económico automatizado frente a escenarios irregulares, como perturbaciones o contingencias en tiempo real, los redespachos necesarios para mantener la integridad del sistema, y en un caso extremo, la recuperación de servicio. Finalmente, y en vista de la complejidad que se advierte en la implementación de este despacho automático, se requiere conocer cuáles son las referencias internacionales de operación con esta modalidad y utilizar dicha experiencia en la determinación de las mejores prácticas reglamentarias y de la tecnología mínima a implementar en términos de variables a monitorear (por ejemplo, inercia instantánea, niveles de cortocircuito en tiempo real, etc.)	En línea con lo observado, se solicita lo siguiente: •Se solicita aclarar qué tipo de herramientas implementará el Coordinador para habilitar el despacho económico automático. •Se solicita especificar qué acciones podrá ejecutar el despacho económico automatizado frente a escenarios irregulares, como perturbaciones o contingencias en tiempo real.
18	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 117 bis.-	El inciso segundo del presente artículo indica que los Coordinados tendrán el deber de implementar esquemas automáticos de control y despacho necesarios para la aplicación del despacho económico automático al que hace referencia el inciso precedente. Respecto a esto, si bien se señala que dichos esquemas se implementarán en los términos que disponga la NTSyCS, es por esta misma razón que en la actualidad se dificulta estimar el tipo y el nivel de las modificaciones que se tendrán que llevar a cabo en las instalaciones. Es por esto que se solicita incluir un listado de modificaciones no taxativo que se deberían llevar a cabo en las instalaciones de las empresas para cumplir con lo establecido en el artículo 117 bis. Por otro lado, si bien los términos de la implementación de los esquemas automáticos se dispondrán en la NTSyCS, consideramos que si resulta necesario determinar en el presente reglamento los principios sobre los cuales deben evaluarse e implementarse este tipo de automatismos. Dichos principios deben estar en conformidad a la Ley y los principios perseguidos por el Coordinador en su Procedimiento Interno, respecto a los cuales deben evaluarse e implementarse: i.Preservar la seguridad y calidad de servicio; ii.Promoción temporal de los automatismos ante necesidades específicas del SEN (hasta la entrada en operación de la infraestructura en desarrollo); iii.Existencia fehaciente de un beneficio económico sistémico; iv.Impactos y efectos acotados de las acciones de control del automatismo; y v.Costos de promoción y responsabilidad ante fallas del coordinado proponente.	En línea con lo observado, se solicita incluir un listado de modificaciones no taxativo que se deberían llevar a cabo en las instalaciones de las empresas para cumplir con lo establecido en el artículo 117 bis. Además, se solicita modificar el inciso segundo e incorporar un nuevo tercer inciso: “Por su parte, los Coordinados deberán implementar en sus instalaciones los esquemas automáticos de control y despacho necesarios para la aplicación de lo dispuesto en el inciso primero, en los términos que disponga la norma técnica y considerando los principios dispuestos en el presente reglamento. Adicionalmente, deberán comunicar la señal de disponibilidad de generación eléctrica en el sistema de información en tiempo real, en los términos dispuestos en el literal i de la letra c) del artículo 67 del presente reglamento, y en la respectiva norma técnica. Para efectos de los principios a seguir al momento de implementar los esquemas automáticos de control y despacho señalados en el inciso precedente, estos corresponderán a los siguientes: i.Preservar la seguridad y calidad de servicio; ii.Promoción temporal de los automatismos ante necesidades específicas del SEN (hasta la entrada en operación de la infraestructura en desarrollo); iii.Existencia fehaciente de un beneficio económico sistémico; iv.Impactos y efectos acotados de las acciones de control del automatismo; v.Costos de promoción y responsabilidad ante fallas del coordinado proponente.”

19	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 120.-	Especificar la información mínima que debe darse en el proceso de una instrucción operativa.	Agregar un nuevo inciso tercero, del tenor: "Las maniobras en Activos del SEN son coordinadas por el CDC mediante las instrucciones a las empresas que prestan los servicios correspondientes en forma directa. Para tal efecto, el CEN deberá definir un protocolo de voz operativa para que, ante cualquier comunicación entre el personal del CDC y los Centros de Control de las empresas coordinadas, esta deba contener, en forma explícita, la siguiente información: - El nombre de la persona que emite la comunicación. - La identificación del activo al cual se le va a modificar alguna de sus condiciones operativas. - La instrucción operativa (Abrir, Cerrar, Mover TAPs, etc.). - La hora en la cual se imparte la instrucción. La persona que recibe la instrucción repetirá la misma para asegurar a quien la emitió que ella fue entendida claramente. Toda información operativa se emitirá a través de teléfono con grabación permanente o del que quede una constancia escrita."
20	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 126.-	Durante el blackout de febrero 2025, más de 2.000 MW de PMGD se desconectaron sin coordinación, exacerbando la pérdida de tensión. Actualmente, estos eventos no se integran de forma sistemática en el análisis operacional.	Incorpórese un nuevo artículo 126 bis.-: "El Coordinador deberá registrar en tiempo real la desconexión de instalaciones PMGD, incluyendo motivo (subfrecuencia, subtensión, protección por isla, etc.), ubicación, capacidad nominal y tecnología. Asimismo, deberá evaluar su efecto en la estabilidad local y global del sistema, y reportar mensualmente dicha información a la Comisión."
21	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 129.-	En el artículo 129 del mencionado Reglamento, se define que es deber del Coordinador planificar y efectuar las acciones necesarias para el restablecimiento de energía eléctrica en caso de fallas en las instalaciones sujetas a coordinación que impliquen la interrupción de suministro, en conformidad a la normativa vigente. En este contexto, actualmente se asigna la responsabilidad de ejercer funciones de COR a Coordinados que, no cuentan con todas las competencias, experiencia, ni con la información necesaria para desempeñar de forma adecuada la recuperación de servicio. Ahora bien, de acuerdo con el artículo 72-1 de la LGSE, una de las funciones principales del Coordinador corresponde a la coordinación de la operación del conjunto de instalaciones eléctricas que operan interconectadas entre sí en el SEN. Debido a ello, el Coordinador, cuenta con las competencias, experiencia e información necesarias para llevar a cabo la labor de COR. En efecto, los coordinados no deberían realizar la función de COR, debido a las siguientes razones: •El Coordinador realiza la supervisión y coordinación de la operación de todas las instalaciones que operen interconectadas entre sí, es decir, instalaciones de generación, transmisión, distribución, sistemas de almacenamiento, servicios complementarios, y clientes libres. Es por ello que el Coordinador es el organismo que cuenta con todas las competencias, experiencia, e información de cada uno de estos segmentos, necesaria para realizar dicha labor. •En el caso de los Coordinados, al ser cada uno compañías pertenecientes a algún segmento específico, generación, transmisión o distribución, y, por tanto, al disponer de un Centro de Control (CC) y operadores cuya experiencia se basa en la operación diaria de instalaciones de su respectivo segmento, bajo las instrucciones de coordinación definidas por el CDC del Coordinador, no cuenta con las competencias ni con la información necesaria para ejercer la función de COR. •Adicionalmente, la visibilidad del sistema no sólo contempla la incorporación de señales ICCP a sistemas SCADA, sino que también considera tener conocimiento de todas las limitaciones técnicas que podrían presentarse en instalaciones de otros Coordinados, conocimiento que los coordinados no tienen.	Considerando todo lo anteriormente expuesto, se solicita que el Coordinador sea responsable del Plan de Recuperación de Servicio, y que coordine su actuación mediante sus Centros de Control Regionales. A continuación, se presenta una propuesta de articulado: "Artículo 129.- El Coordinador es responsable y deberá planificar y efectuar las acciones necesarias para el reestablecimiento del abastecimiento de energía eléctrica en caso de fallas en las instalaciones sujetas a coordinación que impliquen la interrupción del suministro, en conformidad a la normativa vigente. El Coordinador deberá coordinar y dar las instrucciones necesarias a los Coordinados para el restablecimiento del servicio. El Coordinador podrá definir que la aplicación de etapas o acciones establecidas para la recuperación de servicio se realice a través de sus Centros de Control Regionales de Coordinados que éste determine, con el fin de lograr la normalización del sistema en forma eficiente, reduciendo el número de comunicaciones, efectuando acciones simultáneas en distintas zonas del sistema eléctrico y disminuyendo los tiempos de recuperación de servicio. Será responsabilidad del Coordinador el Plan de Recuperación de Servicio, y será responsabilidad de los Coordinados el cumplimiento de las instrucciones impartidas para el reestablecimiento del servicio, debiendo justificar y comunicar todo cambio respecto de las estrategias para dicha recuperación."
22	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 129.-	La actual legislación no contempla previsiones operacionales derivadas de la falta de mantenimiento por parte de los coordinados. En síntesis, existe: - Vacío normativo actual: El artículo 129 obliga al Coordinador a actuar ex post ante contingencias reales, pero no establece mecanismos de preparación práctica ex ante. - Estándares internacionales: Países como Argentina han implementado ejercicios de blackout obligatorios tras eventos masivos, como los de 2019 y 2023. - Mitigación de riesgos sistémicos: Las simulaciones permiten corregir fallas de coordinación, validar secuencias de arranque en negro ("black-start"), y reducir tiempos de inactividad en situaciones reales. - Responsabilidad pública y transparencia: La obligación de reportar resultados ante autoridades sectoriales refuerza la gobernanza del sistema eléctrico.	"Artículo 129 bis (nuevo).– Simulaciones de apagón total y pruebas del Plan de Recuperación del Servicio. El Coordinador deberá planificar y ejecutar, al menos una vez cada dos años, simulaciones técnicas y operativas del Plan de Recuperación del Servicio (PRS) frente a un escenario de apagón total del Sistema Eléctrico Nacional. Estas simulaciones deberán contemplar la participación de los Centros de Control, generadores, transmisores y otras instalaciones críticas sujetas a coordinación, permitiendo verificar la secuencia de energización, la coordinación regional, y los tiempos estimados de recuperación. Las simulaciones podrán ser desarrolladas en entorno controlado, mediante sistemas de entrenamiento virtual o pruebas físicas parciales, y deberán estar documentadas en un informe técnico que se pondrá a disposición de la Comisión y la Superintendencia dentro de los 60 días siguientes a su realización. El Coordinador podrá justificar la no realización de una simulación programada solo en caso de riesgo operacional fundado, lo cual deberá ser informado a la Comisión Nacional de Energía. Asimismo, el Coordinador deberá realizar, dentro de los 60 días siguientes a un evento de blackout total o parcial que afecte más del 10% de la demanda del SEN, un informe técnico de análisis detallado, complementario al Estudio de Analisis de Falla, que identifique causas, fallas secuenciales, comportamiento de recursos renovables variables, desconexión de instalaciones (incluidos PMGD), impacto en la calidad de servicio y desempeño del Plan de Recuperación de Servicio. Ademas, deberá aportar antecedentes y pronunciarse respecto a las solicitudes de información, investigaciones y acciones correctivas que el Coordinador haya establecido en el Estudio de Analisis de Falla. Este informe deberá considerar las condiciones meteorológicas, los perfiles de generación intermitente y la secuencia de reconexión, y deberá remitirse a la Comisión, la Superintendencia y ponerse a disposición pública."
23	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 140.-	En el presente artículo se define que el Coordinador deberá adoptar las medidas pertinentes para garantizar la continuidad en la cadena de pagos de las transferencias económicas sujetas a su coordinación. En particular, en el inciso cuarto se señala que el Coordinador podrá habilitar a un tercero para intermediar las operaciones financieras resultantes del balance de transferencia económicas, sin embargo, no se detallan las labores que deberá cumplir el tercero en torno a esta intermediación. Se solicita, por tanto, incluir un listado no taxativo de facultades que tendrá el tercero que podrá habilitar el Coordinador para intermediar las operaciones financieras resultantes del balance de transferencias económicas. A su vez y para garantizar el cumplimiento de sus responsabilidades, se solicita que se estipule explícitamente cómo se evaluará el servicio que este prestará, para asegurar el cumplimiento de estándares mínimos definidos por el Coordinador, y con ello del objetivo para el cual fue habilitado.	Se solicita incluir un listado no taxativo de las facultades que tendrá el tercero mencionado en el inciso cuarto del presente artículo en la intermediación de las operaciones financieras resultantes del balance de transferencias económicas realizadas por el Coordinador. Además, se solicita modificar el inciso cuarto del presente artículo: "Artículo 140.- (...) Sin perjuicio de lo establecido en el inciso anterior, el Coordinador podrá habilitar a un tercero para intermediar las operaciones financieras resultantes del balance de transferencia económicas realizadas por este, con el objetivo de garantizar la eficiencia económica y operatividad de la cadena de pagos. La habilitación de este mecanismo no podrá generar mayores costos para los Coordinados y/o clientes finales. Para habilitar a un tercero para intermediar operaciones financieras, a efectos de lo señalado en el inciso anterior, el Coordinador deberá definir estándares mínimos para el servicio que el tercero prestará, siendo estos evaluados periódicamente."
24	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 156.-	El presente artículo señala que el Coordinador deberá garantizar la continuidad de la cadena de pagos entre los Coordinados que participan de las transferencias económicas del Mercado de Corto Plazo. Ahora bien, el artículo 72-11 de la Ley establece que le corresponderá al Coordinador "adoptar las medidas pertinentes que tiendan a garantizar la continuidad en la cadena de pagos de las transferencias económicas sujetas a su coordinación". Por otra parte, en el artículo 72-3 de la Ley se señala, que "le corresponderá al Coordinador la coordinación y determinación de las transferencias económicas entre empresas sujetas a su coordinación", por lo que se entiende que las "transferencias económicas sujetas a su coordinación" a las que se hace alusión en el artículo 72-11 de la ley son las referidas en el artículo 72-3, y por lo tanto, el resguardo que debe hacer el Coordinación deberá abordar las transferencias económicas entre empresas sujetas a su coordinación. Complementando lo anterior, se entiende que el concepto de coordinación no solamente abarca lo relacionado a la operación de instalaciones eléctricas de los Coordinados del sistema eléctrico, puesto que el mismo artículo 72-3 de la Ley se titula "Coordinación del Mercado Eléctrico". Considerando todo lo anteriormente señalado, actualmente existe una limitación reglamentaria que acota el resguardo de la cadena de pagos del Coordinador solamente al mercado de corto plazo, dejando fuera las transferencias económicas asociadas a los peajes y cargos únicos de transmisión. En la práctica, y desde el punto de vista de la transmisión, en la actualidad sólo se estaría resguardando la continuidad de la cadena de pago de las trasferencias económicas asociadas a los ingresos tarifarios, aunque esto no queda explícito. Respecto a lo anteriormente referido, el resguardo de las componentes de pago de la transmisión resulta importante considerando que esto habilita a las empresas a mantener la continuidad de suministro a través de sus instalaciones, entregando la confiabilidad financiera necesaria para participar en el mercado eléctrico. Mediante las medidas propuestas en la presente observación, se permitiría mejorar la asignación de riesgos relacionados al retraso o incumplimiento de pagos, y por lo tanto, mejorar también la sostenibilidad y eficiencia del sistema eléctrico. De esta forma, con el objetivo de que se resguarde la cadena de pago de las transferencias económicas sujetas a coordinación del Coordinador, es necesario ampliar la facultad del Coordinador establecida en el Reglamento, con el objetivo de incluir el resguardo del pago de las transferencias asociadas a todas las componentes de pago de la transmisión, como son los ingresos tarifarios, peajes de transmisión y cargo único.	Se solicita modificar el inciso primero del presente artículo: "Artículo 156.- El Coordinador deberá garantizar la continuidad de la cadena de pagos entre los Coordinados que participan de las transferencias económicas del Mercado de Corto Plazo, y los pagos regulados de transmisión, de acuerdo a las disposiciones establecidas en el presente Capítulo y en la normativa vigente. (...)" Por consistencia con lo anterior, se solicita ajustar todos los artículos del reglamento que hagan mencionar a resguardar solamente la cadena de pagos del mercado de corto plazo, y ampliarlo de acuerdo con lo indicado, así como también el título del Capítulo 3 del Título IV del presente reglamento: "CAPÍTULO 3 DE LA CADENA DE PAGOS EN EL MERCADO DE CORTO PLAZO"

25	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 160.-	El presente artículo señala el procedimiento que deberán seguir las empresas y el Coordinador frente a un incumplimiento de pago de acuerdo con los balances de transferencias del Mercado de Corto Plazo. El Portal de Pagos del Coordinador, que es la plataforma utilizada por las empresas del sector para acreditar las transacciones reguladas, permite que se acredite la realización de pago, mas no su recepción. Podría ocurrir entonces (así como ha ocurrido en el pasado) que, por distintos motivos, una empresa informe al Coordinador un incumplimiento de pago no acordado, siendo que la empresa "deudora" no se encuentra en esta situación. Para perfeccionar el cumplimiento de la obligación de pago y facilitar la revisión y toma de acciones por parte del Coordinador, se propone que previo a informar un incumplimiento de pago no acordado, las empresas involucradas puedan comprobar que el pago se realizó y se recibió de manera correcta, utilizando el sistema que el Coordinador determine (en este caso, el Portal de Pagos del Coordinador). Este comprobante debería provenir directamente de la plataforma dispuesta por el Coordinador para hacer seguimiento de cumplimiento de ejecución de instrucciones (facturación) y pago, y debería ser adjuntado en la notificación de incumplimiento a la que hace referencia este artículo.	Se solicita modificar el inciso primero, de la siguiente forma: "Artículo 160.- Las empresas Generadoras y los titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía de acuerdo con los balances de transferencias del Mercado de Corto Plazo deberán dar aviso individualmente al Coordinador en caso que se produzca un incumplimiento de pago no acordado, adjuntando como antecedente el comprobante de no pago obtenido de la plataforma que para estos efectos disponga el Coordinador. En tal caso, el Coordinador deberá requerir los antecedentes que estime necesarios para constatar el incumplimiento y deberá además: (...)"	
26	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 160.-	El presente artículo señala el procedimiento que deberán seguir las empresas y el Coordinador frente a un incumplimiento de pago de acuerdo con los balances de transferencias del Mercado de Corto Plazo. Específicamente, se señala que las Empresas Generadoras y titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía deberán dar aviso de estos casos al Coordinador. Respecto a lo anterior, el incumplimiento de pago también puede darse con otros actores del sector eléctrico, tales como empresas de transmisión (mediante el mecanismo de los Ingresos Tarifarios), que deberían ser capaces de informar la ocurrencia de ese evento, en caso de ser afectadas. Se solicita flexibilizar el mecanismo de aviso de incumplimiento para que pueda ser utilizado por los actores que participan en el mercado eléctrico, incluidas las empresas de transmisión, por cuanto éstas también tienen pagos asociados al funcionamiento del mercado de corto plazo.	Se solicita modificar los incisos primero y tercero del presente artículo: "Artículo 160.- Las Empresas Generadoras y los titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía de acuerdo con los balances de transferencias del Mercado de Corto Plazo y los pagos regulados de transmisión, deberán dar aviso individualmente al Coordinador en caso que se produzca un incumplimiento de pago no acordado. (...)" Asimismo, se solicita ajustar el contenido de los artículos que, en base al contenido del presente artículo 160°, abordan la aplicación de garantías frente a incumplimiento de pago, para que estos también consideren los casos que involucren a las empresas de transmisión.	
27	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 183.-	El presente artículo detalla el contenido mínimo de los sistemas de información pública del Coordinador, en los cuales se dan cuenta las principales características técnicas y económicas de las instalaciones sujetas a coordinación y del funcionamiento del sistema eléctrico. Respecto de esto último, es esencial el monitoreo de la cadena de pagos, y la utilización de la información asociada para perfeccionar su cumplimiento. En particular, se evidencia que el Coordinador debería llevar un registro público para los coordinados del grado de cumplimiento de las empresas. La utilización de métricas y rankings de cumplimiento de la ejecución de las instrucciones, entregarían un gran valor a la industria y reforzarían el rol de garantizar el cumplimiento de la cadena de pagos. Se sugiere entonces agregar como contenido mínimo del sistema de información pública del Coordinador, detalle de los incumplimientos, considerando al menos: - Empresas en condición de incumplimiento en: o Ejecución de instrucciones de emisión y recepción de facturas, de acuerdo a Cuadros de Pago del Coordinador o Pagos emitidos y recibidos de instrucciones - Montos adeudados - Evolución temporal - Indicadores o métricas asociadas, por ejemplo, a cumplimiento de plazos de acreditaciones de emisión, recepción y pagos de facturas.	Se solicita modificar literal e. del presente artículo como sigue: "Artículo 183.- (...) e. Información sobre transferencias económicas. Información detallada respecto a las transferencias económicas entre los Coordinados, tales como balances de transferencias de energía y potencia, costos marginales del sistema, demanda real por barra y retiro, antecedentes de cargo por uso de los sistemas de transmisión, de servicios complementarios, información relativa al cumplimiento de la ejecución de instrucciones y los pagos entre Coordinados a partir de los balances determinados por el Coordinador, y en particular a incumplimientos de estos, detallando empresas, montos y evolución temporal de dicho incumplimiento, así como y, en general, de todos aquellos pagos que le corresponda calcular al Coordinador de acuerdo a la normativa vigente."	
28	Transmisoras de Chile A.G.	Otros	Tener información clara y actualizada sobre las obras en construcción es crucial para los Coordinados, ya que esto les permite planificar de manera más efectiva, tomar decisiones informadas sobre sus inversiones y gestionar mejor sus flujos de caja. En consecuencia, se incrementa la eficiencia en el mercado eléctrico, beneficiando a todos los agentes involucrados. Además, proporciona la transparencia para los participantes del mercado. En torno a lo anterior, en la actualidad no se dispone de un documento consolidado que permita realizar seguimiento a las fechas de entrada en operación, el estado de avance de las obras y el VATT de estas, toda esta información presentada de forma actualizada. De esta forma, se propone incorporar una disposición en el presente Reglamento que establezca que el Coordinador deberá generar y publicar un reporte detallado y actualizado en su sistema de información pública. Este reporte debe incluir, al menos, la siguiente información: 1.Obras en construcción: Identificación clara de todas las obras en construcción por empresa. 2.Fecha de entrada en operación actualizada: Fecha prevista de entrada en operación de cada obra, actualizada conforme avance el proyecto. 3.Etapas de las obras: Descripción de las diferentes etapas de las obras, indicando el progreso y los hitos alcanzados. 4.VATT: Valor Anual de Transmisión por Tramo asociado a cada obra y VATT asociados a las etapas, si aplica en el caso de un proyecto cuya EEO sea por etapas.	Se solicita incorporar el siguiente nuevo artículo en el Capítulo 1 del Título II del presente reglamento: "El Coordinador deberá emitir un informe detallado y actualizado, el cual será publicado en su sistema de información pública, y que debe incluir, al menos, la siguiente información: • Obras que cuenten con Declaración en Construcción por empresa; • Fecha prevista de entrada en operación, actualizada conforme al avance de la obra; • Etapas y avance de la obra, considerando una descripción de las etapas; y • Valor Anual de Transmisión por Tramo asociado a cada obra, y asociado a cada una de las etapas de esta, según corresponda."	
29	Transmisoras de Chile A.G.	Otros	Actualmente, el Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional presenta un vacío regulatorio en relación con el tratamiento de las reliquidaciones de cuadros de pagos asociados al servicio de transmisión, en aquellos casos en que un Coordinado haya sido suspendido o haya cesado su participación en el mercado de corto plazo. Estas reliquidaciones pueden generarse, entre otras causas, por la dictación de nuevos decretos tarifarios, la rectificación de valorizaciones preliminares, la modificación de Costos Marginales o ajustes en las mediciones de inyección y retiro de energía consignadas en los balances de transferencias. Si bien el Reglamento establece procedimientos aplicables a la coordinación de pagos y a la ejecución de garantías en casos de incumplimiento, no contempla disposiciones específicas que regulen la gestión de las reliquidaciones correspondientes a periodos anteriores en que los Coordinados afectados se encuentren suspendidos o inhabilitados de manera definitiva. Esta omisión normativa introduce un riesgo de incertidumbre en la reliquidación de pagos, pudiendo generar acumulación de saldos impagos, provocar incobrables y afectar la continuidad de la cadena de pagos del sistema, en perjuicio tanto de los Coordinados suspendidos como del resto de los participantes del mercado. En virtud de lo anterior, se propone la incorporación de disposiciones específicas que establezcan un tratamiento normativo claro para las situaciones descritas, orientado a fortalecer la transparencia en los procesos de reliquidación. En particular, se sugiere considerar lo siguiente: • Excluir a los Coordinados suspendidos de las reliquidaciones correspondientes a los periodos en que se encuentren en dicha condición. • En caso de no ser posible su exclusión completa, minimizar los movimientos que pudieran aumentar el déficit de los Coordinados suspendidos. • Disponer que, en caso de reincorporación al mercado de corto plazo, las reliquidaciones realizadas se ajusten en función de la nueva condición de participación del Coordinado. La incorporación de estas medidas contribuiría a resguardar la estabilidad financiera del sistema.	Considerando la observación realizada, se solicita precisar los detalles faltantes respecto del tratamiento de reliquidaciones de cuadros de pago en un nuevo artículo, donde se regule: ·La gestión de las reliquidaciones de periodos previos para aquellos coordinados que están suspendidos o inhabilitados permanentemente del Mercado de Corto Plazo.	
30	Transmisoras de Chile A.G.	Otros	La nueva Ley de Transmisión del año 2016 establece que el CEN debe disponer de una base de activos de transmisión (BDATx) para los procesos de valorización. Los procesos de carga de activos y de valorización son complejos y diversos. Los activos que están cargados en la plataforma y que están asociados a un proyecto u instalación, serán remunerados en su correspondiente proceso. Las empresas tienen el incentivo de cargar las instalaciones con el mayor detalle posible. El contenido en la plataforma de activos es diverso, incluso para proyectos similares. Su creación y completitud depende de si la instalación será o no valorizada en un proceso de valorización u homologación próximo. Además depende de la experiencia de cada empresa. Adicionalmente, todos los elementos que no están tabulados en las fichas se cargan como antecedentes complementarios. Dado lo anterior, se hace prioritario la creación de un anexo técnico de instalaciones de transmisión en la BDATx, consensuado entre la CNE (usuaria de los datos), el CEN (dueño de los datos) y las empresas, que simplifique y estandarice el proceso.		0

31	Transmisoras de Chile A.G.	Otros	El artículo 156 del presente Reglamento establece que es deber del Coordinador "garantizar la continuidad de la cadena de pagos entre los Coordinados que participan de las transferencias económicas del Mercado de Corto Plazo", y los artículos siguientes (hasta el 163) detallan el objetivo, cálculo y mecanismo de ejecución de garantías como la única herramienta con la que este puede resguardar la continuidad de la cadena de pagos entre los Coordinados que participan de las transferencias económicas del Mercado de Corto Plazo. Esta es gatillada frente a incumplimientos en los pagos, por lo cual resulta ser una medida más bien reactiva. El Coordinador debería contar con medidas preventivas, tales como contar con un monitoreo del estado financiero e historial de pago de las empresas para poder identificar tempranamente empresas participantes del mercado de corto plazo que están en riesgo de incumplimiento, con el objetivo de que se puedan hacer gestiones tempranas para el manejo de dicho riesgo. Utilizando estas herramientas de monitoreo, el Coordinador podrá informar de manera privada al Ministerio, la Comisión, la SEC y las empresas que estén en esta situación, la existencia de este riesgo en caso de que sea necesario para resguardar la continuidad de la cadena de pagos. Esta información debería ser complementaria a las estadísticas de ejecución de instrucciones (facturación) y pago de las empresas Coordinadas, de manera que tanto el Coordinador como las autoridades eléctricas puedan anticiparse a posibles incumplimientos.	Se solicita que el Coordinador, o un tercero que este designe, realice el monitoreo del estado financiero de los Coordinados, contando con la facultad de solicitar la información necesaria a estos últimos, para anticiparse a posibles incumplimientos.
1	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 11.-	Actualmente el artículo 102 del "Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión" (DS37) permite el sobredimensionamiento de los sistemas de almacenamiento incorporados en la planificación de la transmisión, a costo de la empresa adjudicataria de la obra, siempre y cuando la operación que se haga de la proporción no adjudicada del Sistema de Almacenamiento de Energía permita, en todo momento, la prestación de los servicios de transmisión requeridos en el Plan de Expansión. La capacidad en excedencia por sobre la definida en un Decreto, no necesariamente corresponderá a un diseño guiado por una decisión comercial, sino que podría ser resultado de un proceso de dimensionamiento que optimice el costo total del proyecto, permitiendo eficiencias en el sistema de transmisión que disminuirían costo para el sistema. Como ejemplo, en la pasada licitación del proyecto "Nuevo sistema de control de flujo mediante almacenamiento Parinas-Seccionadora Lo Aguirre", aun cuando fuesen solicitados 125 MWh por estación como capacidad mínima, los proponentes ofrecieron sistemas del tipo 2C, cuya base correspondió a 250 MWh por estación. Con este sobredimensionamiento del 100% respecto a la capacidad requerida originalmente, se podría haber ofertado el proyecto a un menor VATT, traspasando las eficiencias para el beneficio del cliente final. Los mayores ingresos que puede recibir un sistema de almacenamiento sobredimensionado, que permiten eficiencias que se traducen en un menor precio ofertado en la licitación de obra nueva regulada, sólo pueden ser capturados si se permite que la capacidad sobredimensionada de dichos sistemas de almacenamiento, pueda ser explotada por un tercero distinto del propietario transmisor.., en cuanto a que la empresa propietaria de giro de transmisión, por sí misma, no puede hacer uso de dicha capacidad del sistema de almacenamiento para efectos de emplearla en mercados distintos de la transmisión, pero que sí puede efectuarse por una filial o tercero absoluto del giro de almacenamiento. Con el objetivo de regular adecuadamente la forma de operación de los sistemas de almacenamiento que se encuentren sobredimensionados, y que por tanto puedan prestar otros servicios, se propuso bajo el contexto del Trabajo Reglamentario iniciado recientemente por el Ministerio de Energía que los propietarios de los sistemas de almacenamiento pertenecientes al segmento de la transmisión puedan, previa contratación, ceder el derecho de explotación comercial (no el derecho de dominio de la instalación) con respecto a los niveles de potencia y energía por sobre los requeridos en el Plan de Expansión, a un tercero. Lo anterior, siempre y cuando se mantenga la responsabilidad de la empresa transmisora propietaria de asegurar la prestación del servicio de transmisión definido en el respectivo Plan de Expansión. Sin embargo, para poder llevar a cabo la figura propuesta, es necesario complementar lo anterior con una modificación al Artículo 11° del presente reglamento, que permita que un Sistema de Almacenamiento de Energía que se haya originado a partir del Proceso de Planificación y que presente sobredimensionamiento, su capacidad se destine en parte a lo establecido por el Plan respectivo, y la capacidad sobredimensionada pueda ser explotada por un tercero del giro de almacenamiento. Finalmente, a efectos de mantener la consistencia con propuesto mediante la presente observación, se solicita considerar la siguiente modificación a la propuesta al Reglamento de Planificación de la Transmisión señalada en el párrafo anterior: "Artículo 102.- (...) Sin perjuicio del dimensionamiento del Sistema de Almacenamiento de Energía establecido en el Decreto de Expansión y las bases de licitación, el propietario podrá construirlo con mayores niveles de potencia y energía, a su costo. La operación que se haga de la proporción no adjudicada del Sistema de Almacenamiento de Energía deberá, en todo momento, permitir la prestación de los servicios de transmisión requeridos en el Plan de Expansión. El diseño del Sistema de Almacenamiento de Energía que se adjudique deberá ser de tal forma que su operación no imponga restricciones sobre el Sistema de Transmisión que requiera de inversiones adicionales. Los mayores niveles de potencia y energía referidos en el inciso anterior, podrán ser explotados por un tercero previa contratación con el propietario de la instalación. De cualquier manera, es de responsabilidad de la empresa transmisora propietaria el asegurar la prestación del servicio de transmisión definido por el Plan de Expansión. Para efectos de lo señalado en el presente inciso, el Coordinador podrá establecer en las bases de licitación requerimientos o limitaciones adicionales a las establecidas en el Decreto de Expansión."	Se solicita modificar lo siguiente: "Artículo 11.- En caso que las instalaciones eléctricas señaladas en el artículo anterior sean operadas o explotadas directamente por personas distintas a su propietario, éste y la empresa que opere o explote dichas instalaciones, deberán comunicar este hecho al Coordinador, acompañando el título con el que operan o explotan las instalaciones, la duración del mismo, los demás antecedentes que le solicite el Coordinador, y la manifestación de que esta empresa lo reemplace en su calidad de Coordinado por dichas instalaciones para los efectos de la relación con el Coordinador, sin perjuicio de las responsabilidades que la Ley le asigna a los propietarios de las instalaciones. Para cada instalación, deberá existir un único titular que se entenderá como el Coordinado para efectos de todas las disposiciones y exigencias establecidas en el presente reglamento. Sin perjuicio de lo establecido en el inciso anterior, con respecto a aquellas instalaciones de sistemas de almacenamiento provenientes del Plan de Expansión que fueron sobredimensionadas, y cuyos mayores niveles de potencia y energía de los establecidos en el correspondiente Plan, previa contratación, sean explotados por un tercero, se distinguirá entre el propietario la obra quien para todo efecto se entenderá como titular de esta, y el tercero contratante, donde ambos tendrán la calidad de Coordinados independientes entre sí."
2	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 12.-	Actualmente, el reglamento no explicita el tratamiento que debe tener el Coordinador ante una suspensión de suministro por causa de no pago. En ausencia de dicha regulación, el Coordinador podría estar instruyendo el mantenimiento del suministro, aún cuando legalmente el contrato de suministro haya sido suspendido. Esta omisión desincentiva el cumplimiento contractual y afecta la disciplina de pagos entre Coordinados, especialmente en un entorno con múltiples actores de menor escala.	Incorpórese en el artículo 12 un nuevo inciso final del siguiente tenor: "Sin perjuicio de las disposiciones de coordinación operativa, el Coordinador deberá abstenerse de instruir la mantención de suministro a Coordinados que hayan sido objeto de suspensión por parte de su suministrador por causa de no pago de las facturas eléctricas, cuando exista notificación formal al Coordinador de dicha causal, conforme al contrato respectivo."
3	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 19.-	El presente artículo estipula que los propietarios u operadores de una nueva instalación de generación, Sistemas de Almacenamiento de Energía, SGC y de transmisión, a fin de ser declarada en construcción, deberá presentar una solicitud a la Comisión. Ahora bien, el inciso tercero indica que la Comisión podrá formular observaciones a la solicitud de declaración en construcción. Respecto a esto último, no se establecen plazos para que la Comisión entregue sus observaciones a la solicitud de declaración en construcción, por lo que se solicita definir dicho plazo para tener mayor certeza sobre el proceso de observación. Asimismo, el mismo inciso tercero indica que, en caso de que el solicitante no subsane las observaciones hechas por la Comisión, o que, aun habiendo respondido a las observaciones, esta última estime que los antecedentes son insuficientes, esto puede derivar en el rechazo de la solicitud de declaración en construcción. Para entregar flexibilidad en torno a los plazos en instalaciones cuya solicitud de declaración en construcción requiera de más antecedentes o que estos sean de mayor complejidad, se solicita agregar una instancia en la que el titular pueda solicitar una prórroga para subsanar las observaciones formuladas por la comisión.	Se solicita modificar el inciso tercero del presente artículo: Artículo 19.- "(...) La Comisión podrá formular observaciones a la solicitud de declaración en construcción presentada en un plazo de 10 días hábiles, las cuales deberán ser subsanadas por el titular dentro de un plazo máximo de quince días contados desde la notificación de las observaciones respectiva por medio de la plataforma electrónica dispuesta al efecto. El titular podrá solicitar una prórroga por el mismo plazo anteriormente mencionado para subsanar las observaciones formuladas por la Comisión. En caso de que el titular no dé respuesta a las observaciones en el plazo señalado, o los antecedentes presentados resulten insuficientes según lo exigido por la normativa vigente, la Comisión rechazará la solicitud mediante resolución, poniendo fin al procedimiento. El rechazo de una solicitud no inhabilitará al titular para presentar una nueva solicitud de declaración en construcción. (...)"
4	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 23.-	El presente artículo define que se deberá acreditar el cumplimiento del cronograma establecido respecto al avance de las obras en la solicitud de declaración en construcción de una instalación. Ahora bien, el cronograma que se presenta de forma inicial puede sufrir alteraciones no solo debido a razones relacionadas con terceros, sino que también pueden existir variaciones en la planificación o desarrollo de la obra que no hayan sido previstas lo que podrían implicar mayores tiempos a los originalmente presentados. Además, la determinación de qué tipos de modificaciones o sus causas sean atribuibles al titular puede conllevar a una aplicación discrecional de la regla. De esta forma, si bien coincidimos en que los cambios al cronograma anexado a la solicitud deben ser debidamente fundados y justificados, deben ser independientes a la causa origen o su imputabilidad. Debido a lo anterior, se solicita modificar el inciso tercero del presente artículo, permitiendo la modificación del cronograma presentado en la declaración en construcción ya sea si las causas son imputables o no a los titulares de las obras.	Se solicita modificar el inciso tercero del presente artículo: "(...) Los titulares por causas justificadas y no imputables a estos, podrán solicitar la modificación del cronograma establecido en la resolución que declara en construcción el respectivo proyecto, antes del vencimiento del hito respecto del cual se solicita la modificación, debiendo acompañar los antecedentes pertinentes y actualizados que acrediten los hechos que motivan la respectiva solicitud. (...)"

5	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 29 bis.-	En el presente artículo se definen las circunstancias por las cuales la Comisión podrá revocar la declaración en construcción de una instalación. Entre estas, se encuentran los cambios significativos al proyecto, como el aumento o disminución de la potencia instalada de proyecto, entre otros. Respecto a lo anterior, se debe considerar que los aumentos de potencia conforme a lo autorizado por el Coordinador Eléctrico Nacional bajo el Procedimiento Interno "Criterios para la Aplicación del Régimen de Acceso Abierto", se realizan mediante un proceso posterior a la autorización original, lo cual implica una nueva consigna de fehaciencia y una nueva declaración en construcción, por lo cual en todos los casos no es posible aumentar la potencia instalada de un proyecto respecto a lo autorizado por el Coordinador. Asimismo, para el caso de disminuciones de potencia, normalmente los proyectos son divididos en etapas constructivas, las cuales deben ser declaradas al inicio del proceso de conexión. En la última actualización del procedimiento de acceso abierto del Coordinador Eléctrico Nacional, de hecho, se permite modificar la potencia instalada del proyecto antes de la emisión del Informe Preliminar en el caso de las solicitudes en instalaciones de uso público. Ahora bien, en el caso de las solicitudes de modificación de potencia instalada en sistemas dedicados, es permitido en hasta un 10% de la potencia original, cuando producto de la modificación se eliminan las sobrecargas en las instalaciones. A mayor abundamiento, para el caso de los proyectos aprobados bajo régimen de acceso abierto y cuya conexión se realizará en sistemas de transmisión de uso público, la Ley señala en su artículo 79° que no es posible negar el acceso abierto a los interesados a hacer uso del servicio de transporte por motivos de capacidad técnica y que las autorizaciones son otorgadas sin discriminación de ninguna especie. Por lo tanto, consideramos que revocar la declaración en construcción por cambios en la potencia de este tipo de solicitudes contradice dicha garantía. De esta forma, se solicita modificar el alcance de lo que se entiende por cambios significativos, limitando el aumento o disminución de potencia instalada de un proyecto. Asimismo, se solicita añadir flexibilidad respecto a lo que se considera como cambios significativos a efectos de revocar la declaración en construcción, específicamente respecto a la incorporación de nuevos equipos o eliminación de alguno o la modificación del trazado original de la línea de transmisión, considerando que el texto actual aplica frente a cualquier cambio por mínimo que este sea. Además, se propone eliminar la palabra "relevantes" que acompaña a "modificaciones" dado que el concepto de modificación relevante de instalaciones está definido y tipificado en la NTSyCS, Anexo Técnico de Requisitos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI, y que por lo tanto, no corresponde a los cambios que se plantean en este articulado.	Se solicita modificar el inciso segundo e incorporar un nuevo inciso tercero al presente artículo: "Artículo 29 bis.- La Comisión podrá revocar la declaración en construcción de una instalación si concurre alguna de las siguientes circunstancias: 1. Incumplimiento sin causa justificada del hito de 'inicio de construcción' dentro de los plazos máximos establecidos en el literal c) del artículo 19 del presente reglamento; 2. Incumplimiento de los hitos o avances del cronograma de obras sin causa justificada; y 3. Cambios significativos al proyecto que impliquen una nueva declaración en construcción; Se entenderá por cambio significativo todas aquellas modificaciones relevantes en las características técnicas de un proyecto, tales como el aumento o disminución de la potencia instalada del proyecto, el cambio de tecnología de alguno de los equipos que serán parte de la instalación, la incorporación de un nuevo equipo o la eliminación de alguno respecto de lo declarado inicialmente, la modificación del trazado original de la línea de transmisión, entre otros. Para efectos de lo anterior, no corresponderán a cambios significativos las siguientes modificaciones: •Aumento o disminución de la potencia instalada del proyecto en, a lo más, un 10% respecto a la potencia neta en instalaciones calificadas como dedicadas. •Disminución de la potencia instalada del proyecto si éste corresponde a un proyecto de generación que se conecta al sistema de transmisión de uso público. •Cambios de tecnología de alguno de los equipos que serán parte de la instalación, o la incorporación de un nuevo equipo o la eliminación de alguno respecto de lo declarado inicialmente, que no impliquen una modificación en el uso de la instalación. (...)"
6	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 36.-	El presente artículo define el rol del Coordinador en la programación de la operación de las instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional, proceso que optimiza y programa el uso de las instalaciones sujetas a coordinación. Además, en el inciso segundo se señala que el Coordinador deberá optimizar las instalaciones en régimen de Autodespacho con ocasión de la aplicación de lo establecido en el artículo 45 bis. Respecto a lo anterior, en primer lugar, se observa que el Coordinador debería optimizar más bien las instalaciones sujetas a su coordinación, poniendo a disposición los recursos disponibles de autodespacho, ya que, en la práctica, las instrucciones a instalaciones bajo régimen de autodespacho son entregadas por las empresas distribuidoras basándose en las instrucciones del Coordinador. Por otra parte, la optimización que realiza el Coordinador debe considerar como eje central el mantener la seguridad del sistema eléctrico. De esta forma, se debe resguardar que las instrucciones dirigidas a las instalaciones bajo régimen de autodespacho con ocasión de lo establecido en el artículo 45 bis sean efectivamente aplicadas. En caso contrario, se pone el riesgo la continuidad de suministro, ya que es posible que se presenten eventos de sobre generación respecto a la capacidad del sistema de transmisión.	Se sugiere modificar el inciso segundo del presente artículo: "La programación de la operación deberá garantizar la operación más económica para el conjunto de instalaciones, minimizando el costo total actualizado de abastecimiento, esto es, la suma de los costos totales esperados de operación, reservas y falla, para un determinado horizonte de tiempo, preservando la seguridad y calidad del servicio en el sistema eléctrico. La programación de la operación determinará el valor de los recursos de la energía embalsada o almacenada, en adelante, energía gestionable, el nivel de colocación de las energías y reservas, y el uso óptimo de las instalaciones, según corresponda, conforme al presente reglamento y a la norma técnica respectiva. Adicionalmente, el Coordinador deberá optimizar a las instalaciones bajo el régimen de Autodespacho, con ocasión de la aplicación de lo establecido en el artículo 45 bis del presente reglamento. Adicionalmente, el Coordinador deberá gestionar al conjunto de las instalaciones bajo el régimen de Autodespacho en una zona de distribución, con ocasión de la aplicación de lo establecido en el artículo 45 bis del presente reglamento, de la manera que le permita garantizar la seguridad y preservar la operación del sistema eléctrico bajo su coordinación. El Coordinador deberá realizar la programación de la operación del Sistema Eléctrico Nacional optimizando de manera conjunta el nivel de colocación de la energía para abastecer la demanda y las reservas operacionales necesarias que permitan cumplir adecuadamente los principios de la coordinación a que se refiere el artículo 5 del presente reglamento."
7	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 37.-	El presente artículo describe las características mediante las cuales se clasificarán los sistemas de almacenamiento según si implican un impacto de larga duración sobre la operación del sistema eléctrico. Estas características se enumeran en el inciso primero, y la última de las características señaladas es el "f. Impacto en la seguridad o eficiencia económica en el sistema eléctrico.". Respecto a lo anterior, se ha observado que el orden en el cual se enumeran los aspectos descritos en el inciso primero puede representar algún orden de prelación, por lo que, considerando la importancia de considerar efectivamente el impacto en la seguridad o eficiencia económica en el sistema eléctrico de los Sistemas de Almacenamiento, se solicita colocar el literal f. como primero en la lista.	Se sugiere modificar el orden de enumeración en el inciso primero del presente articulo: "(...) f. a. Impacto en la seguridad o eficiencia económica en el sistema eléctrico. a. b. Capacidad de gestión de energía almacenada; b. c. Capacidad de almacenamiento de energía; c. d. Potencia nominal de las componentes de almacenamiento, y generación en los casos que corresponda; d. e. Estadísticas y pronósticos de energía afluente, en los casos que corresponda; e. f. Vida útil y ciclo de carga/descarga de la componente de almacenamiento; y f. Impacto en la seguridad o eficiencia económica en el sistema eléctrico."
8	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 44.-	El presente artículo enumera los aspectos que deberá considerar el Coordinador respecto a la programación de la operación. Entre estos, se describen los siguientes: "(...) w. Pronóstico de temperaturas en las distintas zonas del país, en caso de requerirse para la determinación de la capacidad térmica de las instalaciones de transmisión.; y, x. Potencia nominal y disponibilidad de generación eléctrica pronosticada de las instalaciones que operen con Autodespacho. Pronóstico de temperaturas en las distintas zonas del país, en caso de requerirse para la determinación de la capacidad térmica de las instalaciones de transmisión." Respecto a los aspectos señalados, se considera que el contenido del literal w. resulta redundante con el inciso segundo del presente artículo (que no está contenido en el decreto con modificaciones, pero sí en el comparado). De esta forma, se sugiere eliminar el inciso segundo del presente artículo.	Se sugiere eliminar el inciso segundo del presente artículo. "(...) w. Pronóstico de temperaturas en las distintas zonas del país, en caso de requerirse para la determinación de la capacidad térmica de las instalaciones de transmisión.; y, x. Potencia nominal y disponibilidad de generación eléctrica pronosticada de las instalaciones que operen con Autodespacho. Pronóstico de temperaturas en las distintas zonas del país, en caso de requerirse para la determinación de la capacidad térmica de las instalaciones de transmisión."
9	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 57.-	El presente artículo define que el Coordinador deberá establecer un listado de prioridad de colocación, a partir de los resultados de la programación de la operación. Además, se enumeran los resultados que deberá entregar el proceso de programación de la operación, entre los que se menciona: "j. El nivel de generación conjunto de las instalaciones que operan con Autodespacho conectadas a la red de distribución, con ocasión de lo dispuesto en el artículo 45 bis del presente reglamento." Se sugiere que el nivel de generación conjunto de instalaciones bajo autodespacho no sea solamente entregado a nivel agregado de sistema. También debería entregarse de manera agregada para cada zona de distribución, de manera de cuantificar en cada punto de retiro el efecto de generación y consumo en la demanda neta.	Se solicita modificar el literal j. del inciso tercero del presente artículo: "j. El nivel de generación individual y conjunto de las instalaciones que operan con Autodespacho conectadas a la red de distribución, con ocasión de lo dispuesto en el artículo 45 bis del presente reglamento."
10	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 67.-	Eventos recientes han evidenciado la vulnerabilidad del sistema cuando la inyección renovable supera el umbral del 50% sin respaldo síncrono, provocando inestabilidad de frecuencia, pérdida de referencia de tensión y dificultades de reenergización.	Se solicitra incorporar un inciso final: "Cuando la proporción de generación solar y/o eólica en el despacho programado supere el 50% de la inyección horaria del SEN, el Coordinador deberá establecer límites operativos preventivos que aseguren reservas de inercia, rampas manejables, y criterios de desconexión controlada conforme a norma técnica. Dichos límites deberán ser justificados mediante estudios de estabilidad del sistema."
11	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 68.-	El presente artículo establece que la norma técnica definirá los criterios, estándares y metodologías de cálculo para la correcta elaboración de los pronósticos que se describen en el capítulo 3 del presente Reglamento. Se solicita aclarar si lo anterior se refiere a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, o alguno de sus anexos.	Se solicita aclarar si el presente artículo se refiere a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio ("NTSyCS"), o alguno de sus anexos.
12	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 76 bis.-	El presente artículo establece que la norma técnica definirá los criterios, estándares y metodologías de cálculo para la correcta elaboración de los pronósticos que se describen en el capítulo 3 del presente Reglamento. Se solicita aclarar si lo anterior se refiere a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, o alguno de sus anexos.	Se solicita aclarar si el presente artículo se refiere a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio ("NTSyCS"), o alguno de sus anexos.
13	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 84.-	El Coordinador debe formular los programas de mantenimientos así como programar y coordinar las solicitudes de trabajo. No obstante, el Coordinador no busca sinergias entre los distintos trabajos solicitados por los Coordinados de manera de reducir los tiempos de desconexión y costos de operación. Se propone que el Coordinador solicite a los Coordinados con anticipación el listado de actividades críticas de los mantenimientos preventivos mayores de manera que pueda identificar sinergias entre las diversas actividades de los diferentes agentes del sistema.	"Artículo 84.- El Coordinador formulará los programas de mantenimientos de las instalaciones sujetas a su coordinación. Asimismo, deberá programar y coordinar las solicitudes de trabajos en instalaciones sujetas a su coordinación, distintas a mantenimientos preventivos mayores, que emitan los Coordinados. Se entenderá por Mantenimiento Preventivo Mayor aquellos trabajos de mantenimiento programables que impliquen la indisponibilidad de instalaciones sujetas a Coordinación, de conformidad a lo establecido en la norma técnica. Tanto los mantenimientos como los trabajos en instalaciones deberán ser considerados por el Coordinador para efectos de la programación de la operación, en las etapas que correspondan. El Coordinador solicitará a los Coordinados las actividades críticas de los mantenimientos preventivos mayores que requieran indisponer activos, de manera de evaluar y coordinar con anticipación estas actividades con el objetivo de identificar sinergías entre estas actividades de los diferentes Coordinados."

14	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 84.-	Las suspensiones de mantenimientos preventivos mayores con escasa anticipación, incluso con menos de 24 horas, generan importantes perjuicios operativos y contractuales para las empresas de transmisión, tales como pago de garantías, recontratación de servicios, y pérdida de disponibilidad de ventanas de mantenimiento. Establecer un plazo mínimo garantiza certeza operacional y una mejor planificación de la continuidad del servicio. Excepciones por emergencia ya están contempladas en la legislación vigente.	Incorpórese un nuevo inciso al artículo 84 del siguiente tenor: "El Coordinador no podrá suspender, reprogramar o cancelar mantenimientos preventivos mayores aprobados en el programa semanal con menos de siete días hábiles de anticipación, salvo en situaciones de emergencia conforme lo dispuesto en el artículo 72-21 de la Ley."
15	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 88.-	En este artículo se exige a los Coordinados ingresar solicitudes de trabajo que comprendan cualquier intervención en las instalaciones pertenecientes al SEN. No obstante, debido a la compleja tarea de operar y mantener estas instalaciones lo cual consiste en variadas tareas de diversa profundidad, complejidad y potenciales riesgos resulta necesario definir el concepto de "intervención". De manera que los Coordinados tengan la claridad, sin dudas ni interpretaciones equivocadas, de las actividades, tareas o maniobras que se deben informar al CEN.	"Artículo 88.- Los Coordinados deberán presentar al Coordinador, en conformidad a lo establecido en la norma técnica, solicitudes de trabajos en sus instalaciones sujetas a coordinación, que comprendan las acciones de intervención, conexión y desconexión de instalaciones con el propósito de llevar a cabo trabajos, conexiones y pruebas de instalaciones, así como cualquier otra intervención en dichas instalaciones según lo defina la norma técnica. ..."
16	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 117.-	Los automatismos son esquemas para detectar, de manera predeterminada, condiciones del sistema frente a las cuales automáticamente tomar acciones correctivas para ajustar o desconectar generación, desconectar carga o reconfigurar el sistema. En las últimas discusiones regulatorias se ha planteado la incorporación de automatismos en el sistema eléctrico como una alternativa para hacer frente a los desafíos que enfrenta la operación del sistema debido a la creciente penetración de las energías renovables y las metas de carbono neutralidad para 2050. En este contexto, los esquemas de control automático podrían tener un papel relevante que desempeñar, por ejemplo, en el despacho económico automatizado que se propone en el presente artículo. Además, de acuerdo con el Artículo 72°-1 de la LGSE, el Coordinador es la organización que debe velar por los principios de la Coordinación de la Operación: i. Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico; ii. Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico; y iii. Garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión. Considerando lo anterior y lo dispuesto en el artículo 117 bis del presente reglamento, consideramos necesario que el Coordinador implemente esquemas automáticos siempre y cuando esto se realice para habilitar el despacho económico automatizado. Sin embargo, para el resto de las aplicaciones de los automatismos en el sistema eléctrico, el papel del Coordinador debe limitarse a la aprobación de los esquemas de control automático, asegurándose de que cumplen con los principios de la Coordinación de la Operación. Por lo tanto, en estos casos, la responsabilidad de proponerlo e implementarlo debe recaer en cada coordinado que esté interesado en incorporar estos esquemas al sistema. En este contexto, antes de aprobar los esquemas de control automático, es fundamental considerar los siguientes aspectos: Asegurar que se asignen adecuadamente las responsabilidades en caso de fallas o una operación inadecuada de los automatismos: Tal como señalan diversas autoridades a nivel internacional, como por ejemplo el procedimiento del Ministerio de Industria y Energía Español en el Procedimiento de Operación 11.3 sobre "Análisis y seguimiento del funcionamiento de las protecciones y automatismos del sistema" los propietarios de estos sistemas deben asumir la responsabilidad general del cumplimiento normativo y procurar salvaguardar la seguridad del sistema, así como los criterios de diseño, instalación y funcionamiento del automatismo. Establecer protocolos de monitoreo y mantenimiento: Se propone establecer protocolos de monitoreo y mantenimiento adecuados para asegurar el correcto funcionamiento de los automatismos a lo largo de su vida útil, basándose en documentos internacionales como "Guía IEEE para ingeniería, implementación y gestión de esquemas de protección de la integridad del sistema" publicada en el año 2020, que proporciona una visión integral del ciclo de vida de los SIPS (System Integrity Protection Schemes). Cabe destacar que en esta etapa es importante evaluar periódicamente si los cambios en el sistema eléctrico justifican la modificación o retiro de un esquema de control automático.	Se solicita realizar la siguiente modificación al literal j. e incorporar el nuevo literal k., además de efectuar el cambio correspondiente a la enumeración del resto de literales posteriores: "j. Aprobar Implementar esquemas automáticos de control, comunicación y monitoreo necesarios para la coordinación del sistema eléctrico que optimicen la operación del sistema eléctrico, manteniendo la seguridad previa. Estos esquemas son propuestos por los Coordinados, quienes serán responsables de la correcta y/o incorrecta operación de dicho esquema; k. Implementar esquemas automáticos de control, comunicación y monitoreo necesarios para el despacho económico automático del sistema eléctrico, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 117 bis;"
17	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 117 bis.-	El inciso primero del presente artículo indica que el Coordinador deberá hacer uso de herramientas automáticas de despacho económico. Además, menciona que dichas herramientas deberán optimizar los niveles de generación en base a la programación de la operación y a las condiciones operacionales del sistema en tiempo real. Respecto al detalle de las herramientas que utilizará el Coordinador para realizar el despacho económico automatizado, estas no son definidas, y en cambio, mediante el artículo primero transitorio del presente reglamento, se determina que el Coordinador tendrá 36 meses para implementar estas herramientas. Debido a que esto genera incertidumbre al sector eléctrico respecto a cómo serán despachadas las unidades, se solicita aclarar qué tipo de herramientas implementara para habilitar el despacho económico automático. Por otro lado, en el mismo inciso, no se hace referencia a como actuará el despacho económico automático frente a perturbaciones en tiempo real del sistema eléctrico, por ejemplo, si se ejecutara un redespacho automático en tiempo real frente a una contingencia en el sistema eléctrico. De esta forma, se solicita especificar qué acciones podrá ejecutar el despacho económico automatizado frente a escenarios irregulares, como perturbaciones o contingencias en tiempo real, los redespachos necesarios para mantener la integridad del sistema, y en un caso extremo, la recuperación de servicio. Finalmente, y en vista de la complejidad que se advierte en la implementación de este despacho automático, se requiere conocer cuáles son las referencias internacionales de operación con esta modalidad y utilizar dicha experiencia en la determinación de las mejores prácticas reglamentarias y de la tecnología mínima a implementar en términos de variables a monitorear (por ejemplo, inercia instantánea, niveles de cortocircuito en tiempo real, etc.)	En línea con lo observado, se solicita lo siguiente: •Se solicita aclarar qué tipo de herramientas implementará el Coordinador para habilitar el despacho económico automático. •Se solicita especificar qué acciones podrá ejecutar el despacho económico automatizado frente a escenarios irregulares, como perturbaciones o contingencias en tiempo real.
18	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 117 bis.-	El inciso segundo del presente artículo indica que los Coordinados tendrán el deber de implementar esquemas automáticos de control y despacho necesarios para la aplicación del despacho económico automático al que hace referencia el inciso precedente. Respecto a esto, si bien se señala que dichos esquemas se implementarán en los términos que disponga la NTSyCS, es por esta misma razón que en la actualidad se dificulta estimar el tipo y el nivel de las modificaciones que se tendrán que llevar a cabo en las instalaciones. Es por esto que se solicita incluir un listado de modificaciones no taxativo que se deberían llevar a cabo en las instalaciones de las empresas para cumplir con lo establecido en el artículo 117 bis. Por otro lado, si bien los términos de la implementación de los esquemas automáticos se dispondrán en la NTSyCS, consideramos que si resulta necesario determinar en el presente reglamento los principios sobre los cuales deben evaluarse e implementarse este tipo de automatismos. Dichos principios deben estar en conformidad a la Ley y los principios perseguidos por el Coordinador en su Procedimiento Interno, respecto a los cuales deben evaluarse e implementarse: i.Preservar la seguridad y calidad de servicio; ii.Promoción temporal de los automatismos ante necesidades específicas del SEN (hasta la entrada en operación de la infraestructura en desarrollo); iii.Existencia fehaciente de un beneficio económico sistémico; iv.Impactos y efectos acotados de las acciones de control del automatismo; y v.Costos de promoción y responsabilidad ante fallas del coordinado proponente.	En línea con lo observado, se solicita incluir un listado de modificaciones no taxativo que se deberían llevar a cabo en las instalaciones de las empresas para cumplir con lo establecido en el artículo 117 bis. Además, se solicita modificar el inciso segundo e incorporar un nuevo tercer inciso: "Por su parte, los Coordinados deberán implementar en sus instalaciones los esquemas automáticos de control y despacho necesarios para la aplicación de lo dispuesto en el inciso primero, en los términos que disponga la norma técnica y considerando los principios dispuestos en el presente reglamento. Adicionalmente, deberán comunicar la señal de disponibilidad de generación eléctrica en el sistema de información en tiempo real, en los términos dispuestos en el literal i de la letra c) del artículo 67 del presente reglamento, y en la respectiva norma técnica. Para efectos de los principios a seguir al momento de implementar los esquemas automáticos de control y despacho señalados en el inciso precedente, estos corresponderán a los siguientes: i.Preservar la seguridad y calidad de servicio; ii.Promoción temporal de los automatismos ante necesidades específicas del SEN (hasta la entrada en operación de la infraestructura en desarrollo); iii.Existencia fehaciente de un beneficio económico sistémico; iv.Impactos y efectos acotados de las acciones de control del automatismo; v.Costos de promoción y responsabilidad ante fallas del coordinado proponente."
19	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 120.-	Especificar la información mínima que debe darse en el proceso de una instrucción operativa.	Agregar un nuevo inciso tercero, del tenor: "Las maniobras en Activos del SEN son coordinadas por el CDC mediante las instrucciones a las empresas que prestan los servicios correspondientes en forma directa. Para tal efecto, el CEN deberá definir un protocolo de voz operativa para que, ante cualquier comunicación entre el personal del CDC y los Centros de Control de las empresas coordinadas, esta deba contener, en forma explícita, la siguiente información: - El nombre de la persona que emite la comunicación. - La identificación del activo al cual se le va a modificar alguna de sus condiciones operativas. - La instrucción operativa (Abrir, Cerrar, Mover TAPs, etc.). - La hora en la cual se imparte la instrucción. La persona que recibe la instrucción repetirá la misma para asegurar a quien la emitió que ella fue entendida claramente. Toda información operativa se emitirá a través de teléfono con grabación permanente o del que quede una constancia escrita."
20	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 126.-	Durante el blackout de febrero 2025, más de 2.000 MW de PMGD se desconectaron sin coordinación, exacerbando la pérdida de tensión. Actualmente, estos eventos no se integran de forma sistemática en el análisis operacional.	Incorpórese un nuevo artículo 126 bis.-: "El Coordinador deberá registrar en tiempo real la desconexión de instalaciones PMGD, incluyendo motivo (subfrecuencia, subtensión, protección por isla, etc.), ubicación, capacidad nominal y tecnología. Asimismo, deberá evaluar su efecto en la estabilidad local y global del sistema, y reportar mensualmente dicha información a la Comisión."

21	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 129.-	En el artículo 129 del mencionado Reglamento, se define que es deber del Coordinador planificar y efectuar las acciones necesarias para el restablecimiento de energía eléctrica en caso de fallas en las instalaciones sujetas a coordinación que impliquen la interrupción de suministro, en conformidad a la normativa vigente. En este contexto, actualmente se asigna la responsabilidad de ejercer funciones de COR a Coordinados que, no cuentan con todas las competencias, experiencia, ni con la información necesaria para desempeñar de forma adecuada la recuperación de servicio. Ahora bien, de acuerdo con el artículo 72-1 de la LGSE, una de las funciones principales del Coordinador corresponde a la coordinación de la operación del conjunto de instalaciones eléctricas que operan interconectadas entre sí en el SEN. Debido a ello, el Coordinador, cuenta con las competencias, experiencia e información necesarias para llevar a cabo la labor de COR. En efecto, los coordinados no deberían realizar la función de COR, debido a las siguientes razones: •El Coordinador realiza la supervisión y coordinación de la operación de todas las instalaciones que operen interconectadas entre sí, es decir, instalaciones de generación, transmisión, distribución, sistemas de almacenamiento, servicios complementarios, y clientes libres. Es por ello que el Coordinador es el organismo que cuenta con todas las competencias, experiencia, e información de cada uno de estos segmentos, necesaria para realizar dicha labor. •En el caso de los Coordinados, al ser cada uno compañías pertenecientes a algún segmento específico, generación, transmisión o distribución, y, por tanto, al disponer de un Centro de Control (CC) y operadores cuya experiencia se basa en la operación diaria de instalaciones de su respectivo segmento, bajo las instrucciones de coordinación definidas por el CDC del Coordinador, no cuenta con las competencias ni con la información necesaria para ejercer la función de COR. •Adicionalmente, la visibilidad del sistema no sólo contempla la incorporación de señales ICCP a sistemas SCADA, sino que también considera tener conocimiento de todas las limitaciones técnicas que podrían presentarse en instalaciones de otros Coordinados, conocimiento que los coordinados no tienen.	Considerando todo lo anteriormente expuesto, se solicita que el Coordinador sea responsable del Plan de Recuperación de Servicio, y que coordine su actuación mediante sus Centros de Control Regionales. A continuación, se presenta una propuesta de articulado: "Artículo 129.- El Coordinador es responsable y deberá planificar y efectuar las acciones necesarias para el reestablecimiento del abastecimiento de energía eléctrica en caso de fallas en las instalaciones sujetas a coordinación que impliquen la interrupción del suministro, en conformidad a la normativa vigente. El Coordinador deberá coordinar y dar las instrucciones necesarias a los Coordinados para el restablecimiento del servicio. El Coordinador podrá definir que la aplicación de etapas o acciones establecidas para la recuperación de servicio se realice a través de sus Centros de Control Regionales de Coordinados que éste determine, con el fin de lograr la normalización del sistema en forma eficiente, reduciendo el número de comunicaciones, efectuando acciones simultáneas en distintas zonas del sistema eléctrico y disminuyendo los tiempos de recuperación de servicio. Será responsabilidad del Coordinador el Plan de Recuperación de Servicio, y será responsabilidad de los Coordinados el cumplimiento de las instrucciones impartidas para el reestablecimiento del servicio, debiendo justificar y comunicar todo cambio respecto de las estrategias para dicha recuperación."
22	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 129.-	La actual legislación no contempla previsiones operacionales derivadas de la falta de mantenimiento por parte de los coordinados. En síntesis, existe: - Vacío normativo actual: El artículo 129 obliga al Coordinador a actuar ex post ante contingencias reales, pero no establece mecanismos de preparación práctica ex ante. - Estándares internacionales: Países como Argentina han implementado ejercicios de blackout obligatorios tras eventos masivos, como los de 2019 y 2023. - Mitigación de riesgos sistémicos: Las simulaciones permiten corregir fallas de coordinación, validar secuencias de arranque en negro ("black-start"), y reducir tiempos de inactividad en situaciones reales. - Responsabilidad pública y transparencia: La obligación de reportar resultados ante autoridades sectoriales refuerza la gobernanza del sistema eléctrico.	"Artículo 129 bis (nuevo).– Simulaciones de apagón total y pruebas del Plan de Recuperación del Servicio. El Coordinador deberá planificar y ejecutar, al menos una vez cada dos años, simulaciones técnicas y operativas del Plan de Recuperación del Servicio (PRS) frente a un escenario de apagón total del Sistema Eléctrico Nacional. Estas simulaciones deberán contemplar la participación de los Centros de Control, generadores, transmisores y otras instalaciones críticas sujetas a coordinación, permitiendo verificar la secuencia de energización, la coordinación regional, y los tiempos estimados de recuperación. Las simulaciones podrán ser desarrolladas en entorno controlado, mediante sistemas de entrenamiento virtual o pruebas físicas parciales, y deberán estar documentadas en un informe técnico que se pondrá a disposición de la Comisión y la Superintendencia dentro de los 60 días siguientes a su realización. El Coordinador podrá justificar la no realización de una simulación programada solo en caso de riesgo operacional fundado, lo cual deberá ser informado a la Comisión Nacional de Energía. Asimismo, el Coordinador deberá realizar, dentro de los 60 días siguientes a un evento de blackout total o parcial que afecte más del 10% de la demanda del SEN, un informe técnico de análisis detallado, que identifique causas, fallas secuenciales, comportamiento de recursos renovables variables, desconexión de instalaciones (incluidos PMGD), impacto en la calidad de servicio y desempeño del Plan de Recuperación de Servicio. Este informe deberá considerar las condiciones meteorológicas, los perfiles de generación intermitente y la secuencia de reconexión, y deberá remitirse a la Comisión, la Superintendencia y ponerse a disposición pública."
23	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 140.-	En el presente artículo se define que el Coordinador deberá adoptar las medidas pertinentes para garantizar la continuidad en la cadena de pagos de las transferencias económicas sujetas a su coordinación. En particular, en el inciso cuarto se señala que el Coordinador podrá habilitar a un tercero para intermediar las operaciones financieras resultantes del balance de transferencia económicas, sin embargo, no se detallan las labores que deberá cumplir el tercero en torno a esta intermediación. Se solicita, por tanto, incluir un listado no taxativo de facultades que tendrá el tercero que podrá habilitar el Coordinador para intermediar las operaciones financieras resultantes del balance de transferencias económicas. A su vez y para garantizar el cumplimiento de sus responsabilidades, se solicita que se estipule explícitamente cómo se evaluará el servicio que este prestará, para asegurar el cumplimiento de estándares mínimos definidos por el Coordinador, y con ello del objetivo para el cual fue habilitado.	Se solicita incluir un listado no taxativo de las facultades que tendrá el tercero mencionado en el inciso cuarto del presente artículo en la intermediación de las operaciones financieras resultantes del balance de transferencias económicas realizadas por el Coordinador. Además, se solicita modificar el inciso cuarto del presente artículo: "Artículo 140.- (...) Sin perjuicio de lo establecido en el inciso anterior, el Coordinador podrá habilitar a un tercero para intermediar las operaciones financieras resultantes del balance de transferencia económicas realizadas por este, con el objetivo de garantizar la eficiencia económica y operatividad de la cadena de pagos. La habilitación de este mecanismo no podrá generar mayores costos para los Coordinados y/o clientes finales. Para habilitar a un tercero para intermediar operaciones financieras, a efectos de lo señalado en el inciso anterior, el Coordinador deberá definir estándares mínimos para el servicio que el tercero prestará, siendo estos evaluados periódicamente."
24	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 156.-	El presente artículo señala que el Coordinador deberá garantizar la continuidad de la cadena de pagos entre los Coordinados que participan de las transferencias económicas del Mercado de Corto Plazo. Ahora bien, el artículo 72-11 de la Ley establece que le corresponderá al Coordinador "adoptar las medidas pertinentes que tiendan a garantizar la continuidad en la cadena de pagos de las transferencias económicas sujetas a su coordinación". Por otra parte, en el artículo 72-3 de la Ley se señala, que "le corresponderá al Coordinador la coordinación y determinación de las transferencias económicas entre empresas sujetas a su coordinación", por lo que se entiende que las "transferencias económicas sujetas a su coordinación" a las que se hace alusión en el artículo 72-11 de la ley son las referidas en el artículo 72-3, y por lo tanto, el resguardo que debe hacer el Coordinación deberá abordar las transferencias económicas entre empresas sujetas a su coordinación. Complementando lo anterior, se entiende que el concepto de coordinación no solamente abarca lo relacionado a la operación de instalaciones eléctricas de los Coordinados del sistema eléctrico, puesto que el mismo artículo 72-3 de la Ley se titula "Coordinación del Mercado Eléctrico". Considerando todo lo anteriormente señalado, actualmente existe una limitación reglamentaria que acota el resguardo de la cadena de pagos del Coordinador solamente al mercado de corto plazo, dejando fuera las transferencias económicas asociadas a los peajes y cargos únicos de transmisión. En la práctica, y desde el punto de vista de la transmisión, en la actualidad sólo se estaría resguardando la continuidad de la cadena de pago de las trasferencias económicas asociadas a los ingresos tarifarios, aunque esto no queda explícito. Respecto a lo anteriormente referido, el resguardo de las componentes de pago de la transmisión resulta importante considerando que esto habilita a las empresas a mantener la continuidad de suministro a través de sus instalaciones, entregando la confiabilidad financiera necesaria para participar en el mercado eléctrico. Mediante las medidas propuestas en la presente observación, se permitiría mejorar la asignación de riesgos relacionados al retraso o incumplimiento de pagos, y por lo tanto, mejorar también la sostenibilidad y eficiencia del sistema eléctrico. De esta forma, con el objetivo de que se resguarde la cadena de pago de las transferencias económicas sujetas a coordinación del Coordinador, es necesario ampliar la facultad del Coordinador establecida en el Reglamento, con el objetivo de incluir el resguardo del pago de las transferencias asociadas a todas las componentes de pago de la transmisión, como son los ingresos tarifarios, peajes de transmisión y cargo único.	Se solicita modificar el inciso primero del presente artículo: "Artículo 156.- El Coordinador deberá garantizar la continuidad de la cadena de pagos entre los Coordinados que participan de las transferencias económicas del Mercado de Corto Plazo, y los pagos regulados de transmisión, de acuerdo a las disposiciones establecidas en el presente Capítulo y en la normativa vigente. (...)" Por consistencia con lo anterior, se solicita ajustar todos los artículos del reglamento que hagan mencionar a resguardar solamente la cadena de pagos del mercado de corto plazo, y ampliarlo de acuerdo con lo indicado, así como también el título del Capítulo 3 del Título IV del presente reglamento: "CAPÍTULO 3 DE LA CADENA DE PAGOS EN EL MERCADO DE CORTO PLAZO"
25	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 160.-	El presente artículo señala el procedimiento que deberán seguir las empresas y el Coordinador frente a un incumplimiento de pago de acuerdo con los balances de transferencias del Mercado de Corto Plazo. El Portal de Pagos del Coordinador, que es la plataforma utilizada por las empresas del sector para acreditar las transacciones reguladas, permite que se acredite la realización de pago, mas no su recepción. Podría ocurrir entonces (así como ha ocurrido en el pasado) que, por distintos motivos, una empresa informe al Coordinador un incumplimiento de pago no acordado, siendo que la empresa "deudora" no se encuentra en esta situación. Para perfeccionar el cumplimiento de la obligación de pago y facilitar la revisión y toma de acciones por parte del Coordinador, se propone que previo a informar un incumplimiento de pago no acordado, las empresas involucradas puedan comprobar que el pago se realizó y se recibió de manera correcta, utilizando el sistema que el Coordinador determine (en este caso, el Portal de Pagos del Coordinador). Este comprobante debería provenir directamente de la plataforma dispuesta por el Coordinador para hacer seguimiento de cumplimiento de ejecución de instrucciones (facturación) y pago, y debería ser adjuntado en la notificación de incumplimiento a la que hace referencia este artículo.	Se solicita modificar el inciso primero, de la siguiente forma: "Artículo 160.- Las empresas Generadoras y los titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía de acuerdo con los balances de transferencias del Mercado de Corto Plazo deberán dar aviso individualmente al Coordinador en caso que se produzca un incumplimiento de pago no acordado, adjuntando como antecedente el comprobante de no pago obtenido de la plataforma que para estos efectos disponga el Coordinador. En tal caso, el Coordinador deberá requerir los antecedentes que estime necesarios para constatar el incumplimiento y deberá además: (...)"

26	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 160.-	El presente artículo señala el procedimiento que deberán seguir las empresas y el Coordinador frente a un incumplimiento de pago de acuerdo con los balances de transferencias del Mercado de Corto Plazo. Específicamente, se señala que las Empresas Generadoras y titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía deberán dar aviso de estos casos al Coordinador. Respecto a lo anterior, el incumplimiento de pago también puede darse con otros actores del sector eléctrico, tales como empresas de transmisión (mediante el mecanismo de los Ingresos Tarifarios), que deberían ser capaces de informar la ocurrencia de ese evento, en caso de ser afectadas. Se solicita flexibilizar el mecanismo de aviso de incumplimiento para que pueda ser utilizado por los actores que participan en el mercado eléctrico, incluidas las empresas de transmisión, por cuanto éstas también tienen pagos asociados al funcionamiento del mercado de corto plazo.	Se solicita modificar los incisos primero y tercero del presente artículo: "Artículo 160.- Las Empresas Generadoras y los titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía de acuerdo con los balances de transferencias del Mercado de Corto Plazo y los pagos regulados de transmisión, deberán dar aviso individualmente al Coordinador en caso que se produzca un incumplimiento de pago no acordado. (...)" Asimismo, se solicita ajustar el contenido de los artículos que, en base al contenido del presente artículo 160°, abordan la aplicación de garantías frente a incumplimiento de pago, para que estos también consideren los casos que involucren a las empresas de transmisión.
27	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 183.-	El presente artículo detalla el contenido mínimo de los sistemas de información pública del Coordinador, en los cuales se dan cuenta las principales características técnicas y económicas de las instalaciones sujetas a coordinación y del funcionamiento del sistema eléctrico. Respecto de esto último, es esencial el monitoreo de la cadena de pagos, y la utilización de la información asociada para perfeccionar su cumplimiento. En particular, se evidencia que el Coordinador debería llevar un registro público para los coordinados del grado de cumplimiento de las empresas. La utilización de métricas y rankings de cumplimiento de la ejecución de las instrucciones, entregarían un gran valor a la industria y reforzarían el rol de garantizar el cumplimiento de la cadena de pagos. Se sugiere entonces agregar como contenido mínimo del sistema de información pública del Coordinador, detalle de los incumplimientos, considerando al menos: - Empresas en condición de incumplimiento en: o Ejecución de instrucciones de emisión y recepción de facturas, de acuerdo a Cuadros de Pago del Coordinador o Pagos emitidos y recibidos de instrucciones - Montos adeudados - Evolución temporal - Indicadores o métricas asociadas, por ejemplo, a cumplimiento de plazos de acreditaciones de emisión, recepción y pagos de facturas.	Se solicita modificar literal e. del presente artículo como sigue: "Artículo 183.- (...) e. Información sobre transferencias económicas. Información detallada respecto a las transferencias económicas entre los Coordinados, tales como balances de transferencias de energía y potencia, costos marginales del sistema, demanda real por barra y retiro, antecedentes de cargo por uso de los sistemas de transmisión, de servicios complementarios, información relativa al cumplimiento de la ejecución de instrucciones y los pagos entre Coordinados a partir de los balances determinados por el Coordinador, y en particular a incumplimientos de estos, detallando empresas, montos y evolución temporal de dicho incumplimiento, así como y, en general, de todos aquellos pagos que le corresponda calcular al Coordinador de acuerdo a la normativa vigente."
28	Transmisoras de Chile A.G.	Otros	Tener información clara y actualizada sobre las obras en construcción es crucial para los Coordinados, ya que esto les permite planificar de manera más efectiva, tomar decisiones informadas sobre sus inversiones y gestionar mejor sus flujos de caja. En consecuencia, se incrementa la eficiencia en el mercado eléctrico, beneficiando a todos los agentes involucrados. Además, proporciona la transparencia para los participantes del mercado. En torno a lo anterior, en la actualidad no se dispone de un documento consolidado que permita realizar seguimiento a las fechas de entrada en operación, el estado de avance de las obras y el VATT de estas, toda esta información presentada de forma actualizada. De esta forma, se propone incorporar una disposición en el presente Reglamento que establezca que el Coordinador deberá generar y publicar un reporte detallado y actualizado en su sistema de información pública. Este reporte debe incluir, al menos, la siguiente información: 1.Obras en construcción: Identificación clara de todas las obras en construcción por empresa. 2.Fecha de entrada en operación actualizada: Fecha prevista de entrada en operación de cada obra, actualizada conforme avance el proyecto. 3.Etapas de las obras: Descripción de las diferentes etapas de las obras, indicando el progreso y los hitos alcanzados. 4.VATT: Valor Anual de Transmisión por Tramo asociado a cada obra y VATT asociados a las etapas, si aplica en el caso de un proyecto cuya EEO sea por etapas.	Se solicita incorporar el siguiente nuevo artículo en el Capítulo 1 del Título II del presente reglamento: "El Coordinador deberá emitir un informe detallado y actualizado, el cual será publicado en su sistema de información pública, y que debe incluir, al menos, la siguiente información: • Obras que cuenten con Declaración en Construcción por empresa; • Fecha prevista de entrada en operación, actualizada conforme al avance de la obra; • Etapas y avance de la obra, considerando una descripción de las etapas; y • Valor Anual de Transmisión por Tramo asociado a cada obra, y asociado a cada una de las etapas de esta, según corresponda."
29	Transmisoras de Chile A.G.	Otros	Actualmente, el Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional presenta un vacío regulatorio en relación con el tratamiento de las reliquidaciones de cuadros de pagos asociados al servicio de transmisión, en aquellos casos en que un Coordinado haya sido suspendido o haya cesado su participación en el mercado de corto plazo. Estas reliquidaciones pueden generarse, entre otras causas, por la dictación de nuevos decretos tarifarios, la rectificación de valorizaciones preliminares, la modificación de Costos Marginales o ajustes en las mediciones de inyección y retiro de energía consignadas en los balances de transferencias. Si bien el Reglamento establece procedimientos aplicables a la coordinación de pagos y a la ejecución de garantías en casos de incumplimiento, no contempla disposiciones específicas que regulen la gestión de las reliquidaciones correspondientes a periodos anteriores en que los Coordinados afectados se encuentren suspendidos o inhabilitados de manera definitiva. Esta omisión normativa introduce un riesgo de incertidumbre en la reliquidación de pagos, pudiendo generar acumulación de saldos impagos, provocar incobrables y afectar la continuidad de la cadena de pagos del sistema, en perjuicio tanto de los Coordinados suspendidos como del resto de los participantes del mercado. En virtud de lo anterior, se propone la incorporación de disposiciones específicas que establezcan un tratamiento normativo claro para las situaciones descritas, orientado a fortalecer la transparencia en los procesos de reliquidación. En particular, se sugiere considerar lo siguiente: • Excluir a los Coordinados suspendidos de las reliquidaciones correspondientes a los periodos en que se encuentren en dicha condición. • En caso de no ser posible su exclusión completa, minimizar los movimientos que pudieran aumentar el déficit de los Coordinados suspendidos. • Disponer que, en caso de reincorporación al mercado de corto plazo, las reliquidaciones realizadas se ajusten en función de la nueva condición de participación del Coordinado. La incorporación de estas medidas contribuiría a resguardar la estabilidad financiera del sistema.	Considerando la observación realizada, se solicita precisar los detalles faltantes respecto del tratamiento de reliquidaciones de cuadros de pago en un nuevo artículo, donde se regule: ·La gestión de las reliquidaciones de periodos previos para aquellos coordinados que están suspendidos o inhabilitados permanentemente del Mercado de Corto Plazo.
30	Transmisoras de Chile A.G.	Otros	La nueva Ley de Transmisión del año 2016 establece que el CEN debe disponer de una base de activos de transmisión (BDATx) para los procesos de valorización. Los procesos de carga de activos y de valorización son complejos y diversos. Los activos que están cargados en la plataforma y que están asociados a un proyecto u instalación, serán remunerados en su correspondiente proceso. Las empresas tienen el incentivo de cargar las instalaciones con el mayor detalle posible. El contenido en la plataforma de activos es diverso, incluso para proyectos similares. Su creación y completitud depende de si la instalación será o no valorizada en un proceso de valorización u homologación próximo. Además depende de la experiencia de cada empresa. Adicionalmente, todos los elementos que no están tabulados en las fichas se cargan como antecedentes complementarios. Dado lo anterior, se hace prioritario la creación de un anexo técnico de instalaciones de transmisión en la BDATx, consensuado entre la CNE (usuaria de los datos), el CEN (dueño de los datos) y las empresas, que simplifique y estandarice el proceso.		0
1	CERRO DOMINADOR	Artículo 2.-	Se hace referencia a DS244.	Modificar referencia del DS 244 por la del DS 88 de 2020	
2	CERRO DOMINADOR	Artículo 2.-	Autodespacho Un Sistema Almacenamiento de Energía no puede considerarse como autodespacho por la potencialidad que tiene de inyectar o retirar energía de la red: En ese momento, esa inyección debiera estar sujeta al despacho por su potencial efecto en la seguridad del Sistema. De lo contrario, no sería posible aplicárseles las exigencias establecidas en los incisos segundo y tercero de la definición contenida en el artículo 225º letra af) de la LGSE. Adicionalmente, una SAE no enfrentaría los pagos laterales en su rol de generador si no se distingue dicha etapa, ni tampoco los cargos asociados a retiros, impidiéndose dar cumplimiento a las exigencias de la LGSE.		0
3	CERRO DOMINADOR	Artículo 2.-	Autodespacho Se utiliza la abreviación SGC en forma previa a su definición.	Utilizar la expresión Sistema de Generación-Consumo	
4	CERRO DOMINADOR	Artículo 2.-	Autorpoductor La definición debe distinguir que el Autproductor no es un Sistema de Generación Consumo, de modo de hacer la diferencia en cuanto a la propiedad de las instalaciones y el tipo de generación utilizada que sí están contenidas en un SGC. Si se considera que no es necesario, se solicita explicar la necesidad de distinguir ambos agentes en la propuesta.		0

5	CERRO DOMINADOR	Artículo 2.-	Empresa Generadora Un SGC, al momento de inyectar excedentes a la red, es una Empresa Generadora. De lo contrario, se transforma en generación con beneficios diferenciadores estructurales (discriminación regulatoria) dentro de un sistema que debe operar bajo condiciones competitivas entre sus actores. Complementariamente, si dicha inyección no se distingue como generación, no tendría derecho de vender la energía a costo marginal (ni a ningún otro precio) en consistencia con el artículo 149 de la LGSE. La LGSE en el artículo 225-af no hace distinción entre los derechos de una Empresa Generadores y los excedentes de un SGC.	0
6	CERRO DOMINADOR	Artículo 2.-	Costo de Oportunidad La optimización del sistema debe incluir un horizonte en el cual se debe optimizar. Es diferente optimizar a una semana que a un año. Por tanto, el costo que se debe minimizar es aque costo total dentro del horizonte de planificación. Separar entre costo presente y costo futuro lleva a una indefinición de la frontera entre ambos y que pueden ser optimizaciones diferentes y por lo tanto arribar a un sub optimo. Esto, impide que el CEN cumpla en forma caval el mandato del artículo 72º-1 de la LGSE y la interpretación que ha establecido el Panel de Expertos. Se debe optimizar el costo total de abastecimiento entendido como el costo de operación y falla dentro del horizonte de operación.	Costo de Oportunidad: Costo de la energía gestionable, que es calculado y utilizado por el Coordinador para minimizar el costo total de operación y falla del sistema eléctrico nacional, en el horizonte de planificación que defina la respectiva Norma Técnica.
7	CERRO DOMINADOR	Artículo 2.-	Costo de Oportunidad: Se solicita definir "instalaciones con capacidad de almacenamiento" como todas aquellas centrales con capacidad de gestionar su energía almacenada, a saber, Centrales Renovables con Capacidad de Regulación, Centrales con Almacenamiento por Bombeo, Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento y Sistemas de Almacenamiento de Energía.	0
8	CERRO DOMINADOR	Artículo 2.-	Costo Variable Una definición enfocada en propietarios o empresa que sea dueña o la opere no se condice con cómo se gestionan en la práctica items como costos combustibles, mantenimientos, eficiencia de la máquina, entre otros. Es decir, por ejemplo, que si producir una unidad más de energía implica incurrir en un costo variable respecto esa energía producida, es independiente de quien sea el dueño, dado que depende de la tecnología y tipo de proceso, entre diversos otras componentes técnicas. Dichas compomenentes no son dependientes de un grupo empresarial o el arrendatario de turno. Por ejemplo, un sistema de almacenamiento que tenga prosibilidad de gestionar aquella energía tendrá un costo dependiente más del sistema que cualquier arreglo comercial sobre la operación o propiedad del sistema. Por otra parte, asociar a que el costo variable dependa de quien sea el que opere o dueño, puede conducir a comportamientos oportunistas para generar cambios en los costos variables en atención a decisiones administrativas, temporales, circunstanciales o juegos estratégicos y no a las características técnicas de la unidad.	Costo Variable: Costo en el que efectivamente se incurre, en cada unidad de generación, para producir una unidad adicional de energía eléctrica, incluyendo instalaciones que posean capacidad de almacenamiento para la generación o inyección de energía que corresponda, y que dependen del nivel de generación o inyección en una determinada condición de operación, determinado en conformidad al presente reglamento.
9	CERRO DOMINADOR	Artículo 2.-	Excedentes La definición considera los medios de generación. Sin embargo, las definiciones previas no consideran generación los excedentes de un SGC o un autoproductor. Se sugiere incorporarlos expresamente en la definición.	0
10	CERRO DOMINADOR	Artículo 2.-	Punto de Conexión Una línea termina siempre en un paño conectado a una barra. No en un arranque. Un punto de conexión también existe en distribución, donde no pertenecen ni a una línea ni a un paño ni a una barra.	Punto de Conexión Lugar físico de un Sistema de Transmisión o Distribución donde se realiza la interconexión con las instalaciones de un Coordinado, destinadas a la inyección, consumo o almacenamiento de energía eléctrica. Este punto delimita responsabilidades técnicas y comerciales.
11	CERRO DOMINADOR	Artículo 2.-	Instalaciones con Capacidad de Almacenamiento Se utiliza a lo largo de la propuesta de reglamento esta expresión, sin que se entienda en forma completa su alcance. Se sugiere incorporar una definición	0
12	CERRO DOMINADOR	Artículo 2.-	Energías Gestionables Esta expresión se utiliza a lo largo de la propuesta de reglamento, sin que se entienda en forma completa su alcance y generando la confusión de cuándo aplica exclusivamente a almacenamiento, centrales con almacenamiento, centrales con capacidad de regulación, autoproductores o SGC. Se sugiere incorporar una definición.	0
13	CERRO DOMINADOR	Artículo 10.-	Faltan los "Pequeños Medios de Generación"	Artículo 10.- Son Coordinados todos los propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quienes operen o exploten, a cualquier título, las siguientes instalaciones que se interconecten al sistema eléctrico: a. Centrales o unidades generadoras, incluidas aquellas de Autoproductores; b. Sistemas de transmisión; c. Instalaciones destinadas a la prestación de servicios complementarios; d. Sistemas de Almacenamiento de Energía; e. Instalaciones de distribución; f. Instalaciones de Clientes Libres; g. Pequeños Medios de Generación; h. Pequeños Medios de Generación Distribuida.; y i. Sistema Generación-Consumo.
14	CERRO DOMINADOR	Artículo 12.-	El mandato del CEN es de preservar la seguridad, garantizar la operación económica y garantizar el acceso abierto. Dicho organismo no puede garantizar la operación económica sólo con la función de monitoreo y verificación que la propuesta le otorga sobre los sistemas de distribución. Por lo tanto, el mandato del inciso segundo debe ser proactivo y específico y no circunscrito sólo a lo seálado en los artículos 45 bis y 126 del reglamento.	Reemplazar el inciso segundo por el siguiente: En el caso de las instalaciones que se encuentren interconectadas en el sistema de distribución, deberá efectuar la coordinación a efectos de dar cumplimiento a los Principios de la Coordinación señalados en el artículo 5º precedente, debiendo para ello instruir a las Empresas Distribuidoras las medidas pertinentes para el adecuado cumplimiento de las exigencias que dichos principios irrogan, así como las de calidad y seguridad de servicio en el Sistema Eléctrico Nacional.
15	CERRO DOMINADOR	Artículo 13.-	Se utiliza el concepto de excedentes respecto de su capacidad instalada, en tanto la definición de excedentes referida al Autoproductor en el artículo 2º se refiere a excedentes de generación. Por otro lado, los excedentes aparecerán en función de diversas variables, pocas de las cuales están bajo el control del operador de la instalación de generación, autoproducción o SGC. Más bien estarán determinados por el nivel de demanda, las condiciones de los sistemas de transmisión aledaños, tensión, frecuencia. En consecuencia, su aparición tiene una frecuencia horaria, quinceminutal o la que establezca en el futuro la Norma Técnica. Para ser consistentes, cualquier porción de energía inyectada debiera considerarse como excedente objeto de esta regulación. Así se propone uniformar la definición bajo este entendimiento.	Artículo 13.- Los Autoproductores y SGC deberán demostrar al Coordinador que están en condiciones de aportar Eexcedentes de energía al Sistema Eléctrico Nacional, al menos en forma horaria o con la frecuencia que establezca la respectiva Norma Técnica, a partir de su capacidad instalada de generación en relación a la demanda eléctrica máxima que utiliza para el desarrollo de sus procesos productivos y consumos eléctricos en general.
16	CERRO DOMINADOR	Artículo 13.-	Se señala que el autoproductor y SGC debe estar en condiciones de aportar excedentes en función de la capacidad instalada de generación y demanda máxima. Sin embargo, la capacidad de aportar excedentes depende de la relación entre la generación y el consumo en un instante determinado y no en los extremos que porpone el artículo.	El Coordinador deberá considerar adecuadamente para los diferentes procesos que lleve a cabo, cuando este corresponda de conformidad a la normativa vigente, tanto el excedente de potencia señalado, como la demanda respectiva.
17	CERRO DOMINADOR	Artículo 19.-	Los Sistemas de Transmisión de Servicio Público no existen como tal ni están contenidos en las definiciones. Se sugiere incorporar su definición o reemplazar dicha expresión por "Sistemas de Transmisión Nacional, Zonal y Dedicado en la proporción que suministran a usuarios no sometidos a regulación de precios"	0
18	CERRO DOMINADOR	Artículo 19.-	Se señala que La Comisión podrá formular observaciones a la solicitud de declaración en construcción presentada, las cuales deberán ser subsanadas por el titular dentro de un plazo máximo de quince días contados desde la notificación de las observaciones respectiva por medio de la plataforma electrónica dispuesta al efecto. En caso de que el titular no dé respuesta a las observaciones en el plazo señalado, o los antecedentes presentados resulten insuficientes según lo exigido por la normativa vigente, la Comisión rechazará la solicitud mediante resolución, poniendo fin al procedimiento. El rechazo de una solicitud no inhabilitará al titular para presentar una nueva solicitud de declaración en construcción. A efectos de minimizar elementos especulativos, se recomienda que el análisis de los antecedentes sólo pueda ocurrir cuando se han entregado todos los documentos requeridos y no parcialidades de los mismos.	Sólo una vez que se hayan entregado la totalidad de la documentación necesaria, comenzará la revisión de los respectivos antecedentes por parte de la Comisión. Entregas parciales, incompletas o erróneas serán descartadas por parte de la Comisión, puediendo el interesado presentar una nueva solicitud. La Comisión podrá formular observaciones a la solicitud completa de declaración en construcción presentada, las cuales deberán ser subsanadas por el titular dentro de un plazo máximo de quince días contados desde la notificación de las observaciones respectiva por medio de la plataforma electrónica dispuesta al efecto. En caso de que el titular no dé respuesta a las observaciones en el plazo señalado, o los antecedentes presentados resulten insuficientes según lo exigido por la normativa vigente, la Comisión rechazará la solicitud mediante resolución, poniendo fin al procedimiento. El rechazo de una solicitud no inhabilitará al titular para presentar una nueva solicitud de declaración en construcción.
19	CERRO DOMINADOR	Artículo 23.-	El establecer 60 días hábiles para el pronunciamiento de la CNE resulta desproporcionado en atención al flagrante retraso que enfrentan los proyectos por los procesos "de tramitología" en general. Razonable resultarían 10 días hábiles.	Su aprobación estará sujeta a la revisión de antecedentes por parte de la Comisión, la cual podrá rechazar las modificaciones de cronograma en la medida que estas no se encuentren debidamente fundadas, pronunciándose al efecto en un plazo de diez días.

20	CERRO DOMINADOR	Artículo 36.-	Incluir en las definiciones "Energía Gestionable". Si bien en la Norma Técnica de Coordinación de la Operación existe una definición, corresponde a un instrumento normativo de orden inferior al Reglamentos. Adicionalmente, dicha definción no permite conocer en forma definitiva qué tipos de tecnologías deben entenderse dentro del concepto Energías Gestionables.		0
21	CERRO DOMINADOR	Artículo 37.-	Se considera como objetivo la minimización de un costo presente/futuro de operación y falla, pero sin que exista un horizonte temporal de evaluación. Dicho horizonte debiera estar establecido en la Norma Técnica. En tanto no ocurra así, debiera establecerse un horizonte de mérito o una disposición transitoria.	En la programación de la operación, el Coordinador deberá calcular y utilizar el Costo de Oportunidad de la energía gestionable, que minimice el costo presente y el costo futuro esperado de operación y falla del sistema eléctrico, para el horizonte de análisis que señale la Norma Técnica, de aquellas instalaciones... Artículo Cuarto Transitorio: En tanto la Norma Técnica no establezca el horizonte a que hace referencia el artículo 37, el Coordinador deberá utilizar un horizonte de XX horas/días/meses.	
22	CERRO DOMINADOR	Artículo 37.-	Se sugiere una redacción que pareciera más clara para el inciso final	El Costo de Oportunidad de las instalaciones se utilizará como Costo de Producción para las centrales señaladas en los literales c, d, e y r del Artículo 2º.	
23	CERRO DOMINADOR	Artículo 38.-	Instalaciones con Capacidad de Almacenamiento Se utiliza a lo largo de la propuesta de reglamento esta expresión, sin que se entienda en forma completa su alcance. Se sugiere incorporar una definición		0
24	CERRO DOMINADOR	Artículo 38.-	Se utiliza el término Centrales con Capacidad de Almacenmaiento, descartándose las Centrales con Capacidad de Regulación. Estas últimas, son las que permiten la regulación de larga duración a que hace referencia el artículo.	El Coordinador deberá considerar criterios diferenciados para la determinación del Costo de Oportunidad de las centrales a que hacen referencia los literales c, d, e, y r del Artículo 2º, cuya capacidad de almacenamiento o regulación implique un impacto de larga duración en el sistema.	
25	CERRO DOMINADOR	Artículo 40.-	La facultad que se otorga al CEN de realizar un procedimiento simplificado para la determinación de los costos de oportunidad de las instalaciones con capacidad de almacenamiento impide que dicho Organismo cumpla con el mandato de GARANTIZAR la operación más económica, por lo que debe ser eliminada.	Eliminar inciso final	
26	CERRO DOMINADOR	Artículo 40.-	Instalaciones con Capacidad de Almacenamiento Se utiliza a lo largo de la propuesta de reglamento esta expresión, sin que se entienda en forma completa su alcance. Se sugiere incorporar una definición		0
27	CERRO DOMINADOR	Artículo 44.-	Faltan distinguir los SGC, distinguiéndolos de la letra x dado que un SGC es un sistema, no una instalación. Se propone un literal "y." nuevo.	y. Potencia nominal, Demanda esperada horaria y generación pronosticada de los SGC.	
28	CERRO DOMINADOR	Artículo 45 bis.	Falta incorporar los PMG		0
29	CERRO DOMINADOR	Artículo 45 bis.	El texto impide que distintos coordinados, previa autorización por parte del CEN, puedan acordar asignar el vertimientos a uno de ellos o una porción, esto sin variar el costo de operación del sistema, los costos marginales o los requerimientos de Servicios Complementarios. Se sugiere incorporarlos.	En todo caso, previa revisión y autorización por parte del Coordinador, las restricciones podrán ser asignadas a ciertos Coordinados en favor de otros, siempre y cuando exista acuerdo previo y por escrito entre éstos y ello no implique un incremento de del Costo de Operación del Sistema, la utilización de Servicios Complementarios adicionales o una alteración de los costos marginales donde se realice la asignación. El cambio de asignación de la restricción sólo podrá darse en la misma subzona o en el mismo nodo en el cual se encuentran los Coordinados.	
30	CERRO DOMINADOR	Artículo 52.-	Instalaciones con Capacidad de Almacenamiento Se utiliza a lo largo de la propuesta de reglamento esta expresión, sin que se entienda en forma completa su alcance. Se sugiere incorporar una definición		0
31	CERRO DOMINADOR	Artículo 52.-	Se debe agregar en el alcance del inciso segundo a los PMG		0
32	CERRO DOMINADOR	Artículo 57.-	La inyección fuera de orden de mérito de SGC y sistemas de almacenamiento debieran ser reconocida a Costo de Oportunidad y no a Costo Variable.	En caso de que debido a restricciones o limitaciones de cualquier tipo, sea necesaria la programación y despacho de instalaciones para el cumplimiento de lo indicado en el Artículo 72°-1 de la Ley, que no responda al orden creciente de colocación señalado en el inciso anterior, se entenderá que la central o unidad, SGC o Sistema de Almacenamiento de Energía fueron despachados fuera de Orden Económico, y deberá ser retribuida en sus Costos de Oportunidad de acuerdo con lo señalado en el Título IV del presente reglamento".	
33	CERRO DOMINADOR	Artículo 62.-	Se solicita incorporar las exigencias aplicables a PMG.		0
34	CERRO DOMINADOR	Artículo 80.-	Las proyecciones de demanda señaladas son insumos relevantes para las previsiones de la CNE. Se propone incorporar un "con copia".	...enviar sus proyecciones de demanda o Excedentes al Coordinador, con copia a la Comisión, según corresponda, en la forma y oportunidad que estos determinen.	
35	CERRO DOMINADOR	Artículo 103.-	La operación con autodespacho impide al CEN garantizar la operación más económica y aumenta el riesgo de pérdida de carga. Adicionalmente, resulta conveniente respaldar con estudios profundos el potencial efecto y no de PMGD's o autoconsumo en la red sino, además de almacenamiento autodespachado tanto en el resto de la industria cono en las redes donde serían instalados. Resultaría poco factible una operación economica o segura con más de 1 TW de almacenamiento autodespachado, cifra a la cual se podría llegar en el corto plazo. Esto, podría redundar en inestabilidad y pérdida de suministro, se aleja del despacho óptimo, invalida los ejercicios de cálculo de costos de oportunidad propuestos en el Reglamento, distorsiona señales de competencia, aumenta los pagos laterales por la incerteza de necesidades de reserva, Hace irresoluble la metodología de cálculo de la potencia de suficiencia del artículo 37 de dicho Reglamento, etc. En consecuencia, se solicita no aumentar los agentes con autodespacho dentro del Sistema.		0
36	CERRO DOMINADOR	Artículo 108.-	(108 bis: El menú de la planilla de observaciones no permite seleccionar el artículo 108 bis) No está definido en el reglamento qué se entiende por Instalaciones con Capacidad de Almacenamiento		0
37	CERRO DOMINADOR	Artículo 112.-	La forma en que el CEN considere a la central con Almacenamiento debe obedecer estrictamente al cumplimiento de los principios de la coordinación (de rango legal). En consecuencia, su modificación puede sujetarse no sólo a la existencia de "cambios relevantes" en las condiciones de operación o de la instalación.	Modificar la frase final del inciso segundo por la siguiente "Esta metodología podrá ser modificada por el Coordinador, con posterioridad a la entrada en operación, en tanto permita el cumplimiento de los principio de la coordinación a que hace referencia el artículo 5 del presente Reglamento.	
38	CERRO DOMINADOR	Artículo 116 bis.-	Se debe realizar un requerimiento al CEN. No se explicita en qué podría consistir dicho requerimiento, sus características mínimas y plazos administrativos para las respuestas, addendums orden de procesamientos y posibilidad de discrepar ante el Panel de Expertos.		0
39	CERRO DOMINADOR	Artículo 116 bis.-	Se solicita incorporar la forma en que los SGC participarán en el mercado en tanto generadores o consumos a efectos de conocer sus facultades en SSCC, mercado de potencia, pago de costos sistémicos, gestión de vertimientos, etc.		0
40	CERRO DOMINADOR	Artículo 116 bis.-	Se sugiere regular el régimen de inyección de modo de saber previamente si será en forma horaria, en períodos mayores o menores, estacional, etc.	Artículo 116 bis.- Las nuevas instalaciones que deseen operar como SGC, al momento de efectuar su respectiva solicitud de declaración en construcción de conformidad con el artículo 19 del presente reglamento, deberán presentar un requerimiento al Coordinador, acompañando los antecedentes que den cuenta de las características del proyecto, de forma de permitir a este verificar que dichas instalaciones estarán en condiciones de aportar Excedentes al Sistema Eléctrico Nacional al menos de manera horaria o en un períodos inferiores de tiempo conforme la Norma Técnica lo defina, y en caso de verificarse, determine el régimen o metodología de operación aplicable al mismo, de conformidad a lo dispuesto en el artículo siguiente.	

41	CERRO DOMINADOR	Artículo 116 ter.-	Se solicita no incorporar más inyección con autodespacho al sistema.	Eliminar último inciso.
42	CERRO DOMINADOR	Artículo 116 ter.-	Al considerarse el costo de producción igual al Costo Variable, el SGC entraría al despacho del CEN. Esto entra en conflicto con la naturaleza de los SGC (autodespacho) para autoabastecer sus consumos. Se solicita revisar y aclarar.	0
43	CERRO DOMINADOR	Artículo 116 sexies.	De acuerdo al artículo 147 numeral 2 de la LGSE, un generador puede abastecer a clientes regulados. Se solicita incorporar esta hipótesis para el caso de SGC	Los retiros de energía desde el sistema eléctrico efectuados durante el Modo Retiro estarán destinados exclusivamente para su consumo, y no podrán ser destinados al arbitraje de precios de energía o a la comercialización con Empresas Distribuidoras, Clientes Sometidos a Regulación de Precios a los que hace referecnia el artículo 147 numeral 2) de la LGSE o Clientes Libres.
44	CERRO DOMINADOR	Artículo 116 sexies.	Falta la figura en que el SGC retira para cargar un Sistema de Almacenamiento. Para este caso, se solicita incorporar la regulación asociada a cómo dicho sistema participa del mercado de energía, potencia, SSCC, pago de costos sistémicos, colocación en la lista de mérito, pago de cargos de retiro, etc	0
45	CERRO DOMINADOR	Artículo 117.-	En consistencia con el dictamen 26-2023, se solicita incorporar una letra q del siguiente tenor: "Evaluar y aplicar en forma oportuna las medidas operacionales disponibles que, en el marco de su competencia, sean procedentes y pertinentes para lograr una operación segura y más económica".	q. Evaluar y aplicar en forma oportuna las medidas operacionales disponibles que, en el marco de su competencia, sean procedentes y pertinentes para lograr una operación segura y más económica
46	CERRO DOMINADOR	Artículo 117 bis.-	Las herramientas deben ser una facultad y no una obligación. Se propone por tanto reemplazar el "deberá utilizar" por un "podrá utilizar". Se invoca incorrectamente el prinipio Nº1 de coordinación de la operación. Éste, mandata a PRESERVAR la operación segura y no a "garantizar". Se propone el cambio Se debe incorporar lo señalado por el Panel de Expertos en su dictamen 26-2023 en cuanto a la operación no solo segura si no también económica y en forma oportuna.	Artículo 117 bis.- Con el objeto de supervisar y coordinar la operación en tiempo real de las instalaciones, el Coordinador podrá hacer uso de herramientas automáticas de despacho económico, respecto de las funciones descritas en el artículo anterior según corresponda. Dichas herramientas deberán optimizar los nivel es de generación de las instalaciones conside rando los resultados obtenidos a partir de la programación de la operación, así como las condiciones operacionales del sistema en tiempo real. En todo caso, las referidas herramientas automáticas de despacho deberán preservar la seguridad del sistema y garantizar la operación más económica en forma oportuna, de acuerdo con las capacidades técnicas de las instalaciones.
47	CERRO DOMINADOR	Artículo 126.-	El CEN debe preservar la seguridad y garantizar la operación más económica. En este contexto, facultar el CEN a considerar condiciones especiales de operación para un uso óptimo de los recursos resulta confuso. Se sugiere explicitarlo en términos de los principios de la coordinación	Sin perjuicio de lo anterior, oportuna y excepcionalmente, el Coordinador podrá considerar condiciones especiales de operación para una utilización óptima de los recursos entanto resulte en una preservación de la seguridad y garantizar la operación más económica.
48	CERRO DOMINADOR	Artículo 140.-	La Ley le otorga la responsabilidad al Coordinador, el cual está sujeto a diversos controles y obligaciones. Tercerizar las obligaciones propias del Coordinador va en contra de lo establecido en el arreglo institucional. Si se observa que sería más eficiente tercerizar, entonces ese tercero debe tener y cumplir con las mismas características y obligaciones que el Coordinador o lo que es similar, se debiera licitar el servicio y remunerar el cargo de servicio público a la entidad ganadora.	Eliminar el inciso incorporado
49	CERRO DOMINADOR	Artículo 143 bis.-	La modificación este nuevo articulo solo replica procedimientos ineficaces de la SEC y distorsiona el mercado de clientes libres, impidiendo la terminación anticipada de contratos incumplidos y otorgando ventajas indebidas al permitir el suministro sin pago durante litigios. Además, es cuestionable que el CEN asuma funciones interpretativas sin criterios claros. Se propone alinear el articulo con el oficio N° 230570, permitiendo corte o suspensión al constatarse el no pago, con criterios definidos y sanciones por omisión. Las partes conservarían su derecho a resolver controversias contractuales, sin obligar al suministrador a mantener el servicio durante el juicio. El procedimiento que propone la modificación al DS 125 es engorroso, refleja básicamente lo establecido por la SEC el oficio ordinario electrónico N° 140382 que debió modificar por su falta de efectividad inicial por el oficio ordinario electrónico N° 170537 y tiene efectos perniciosos en el mercado de los contratos de suministro con clientes libres. El procedimiento que se propone incluir al mencionado decreto supremo impide la terminación anticipada de contratos incumplidos por parte de los clientes libres, dándoles mayores derechos que incluso los clientes regulados. El texto debiera permitir el corte y/o suspensión por no pago de una o más facturas, el procedimiento propuesto permite a los clientes incumplidores enervar el corte y/o suspensión del suministro con solo controvertir judicialmente la solicitud de corte del suministrador forzando un suministro sin pago, mientras se substancia un procedimiento judicial. El CEN actúa según el procedimiento propuesto como un juez en la resolución de una controversia dado que impedir el corte o suspensión del suministro viene a interpretar un contrato suscrito entre las partes. Asimismo, no es claro cuál será el criterio que utilizará el CEN para determinar cuándo un contrato está "indubitadamente" terminado. El procedimiento que se incluya en el DS 125 debe permitir el corte o suspensión, si el suministrador informa el no pago, total o parcial, de parte del cliente, en línea con el el oficio ordinario electrónico N° 230570, que establece la obligación de cortar a los clientes libres en zona de distribución. A ello se le puede agregar una regulación de cuando aplica en cada caso (corte o suspensión), podrían considerarse criterios de reiteración y duración del retardo en el pago como elementos que determinen cual sería procedente. Lo anterior no obsta a que si el cliente quiere demandar al suministrador o vice versa, las partes están en su derecho y pueden hacerlo bajo el mecanismo de resolución de conflictos de su contrato. Debiera bastar la sola notificación del suministrador para que proceda el corte y/o suspensión, el uso irregular o indebido de la facultad de corte debiera además generar efectos o sanciones a los suministradores que no lo hagan frente a una real falta de pago. La sentencia del juez o arbitro (según corresponda por contrato) deberá determinar si hubo incumplimiento del suministrador o del cliente y ordenar las reliquidaciones que correspondan, de proceder. Mientras dure el juicio el suministrador no debe quedar obligado a suministrar a un cliente incumplidor y el cliente puede pasar a ser suministrado por un tercero.	Nuevo inciso final articulo 143: "En caso que la Empresa Generadora o titular de Sistemas de Almacenamiento de Energía informen el término anticipado del contrato por incumplimiento de cláusulas pactadas bilateralmente entre las partes, estos podrán exigir la desconexión de los respectivos clientes libres"
50	CERRO DOMINADOR	Artículo 143 bis.-	En el inciso final del nuevo artículo 143 bis se da un plazo para que el Coordinador informe a un cliente libre el término de un contrato de suministro. Por un lado, no se ve la razón para que el Coordinador haga una nueva comunicación, ya que perfectamente se puede disponer que la primera notificación deba señalar que "en ausencia de respuesta en el plazo de 15 días, el Coordinador entenderá que el contrato de suministro se ha terminado anticipadamente y que el cliente ha dejado de poseer un suministrador." Por otro lado, según la normativa (artículo 144) corresponde que sea un Coordinado generador el que informe al Coordinador la suscripción de un contrato de suministro y no conviene introducir excepciones a la regla general.	Eliminar inciso cuarto y al final del inciso tercero agregar: "La comunicación del Coordinador deberá señalar que si el cliente no informa que ha impugnado el término anticipado dentro del plazo de 15 días señalado, el Coordinador entenderá que el cliente libre ha dejado de tener suministrador, por lo que no se podrán efectuar retiros de energía para su suministro eléctrico y se deberá informar un nuevo suministrador según las disposiciones del presente reglamento."
51	CERRO DOMINADOR	Artículo 165.-	El Costo Marginal no es el mayor Costo de Producción de energía en cada barra sino lo que señala la letra f) del artículo 225 de la LGSE. Se solicita eliminar o corregir en dicho sentido.	Eliminar último inciso o reemplazar por el siguiente: El costo marginal en cada barra corresponderá al costo en que se incurre para suministrar una unidad adicional de producto para un nivel dado de producción o, alternativamente, dado un nivel de producción, el costo que se evita al dejar de producir la última unidad.
52	CERRO DOMINADOR	Artículo 166 bis.-	Entendiendo el espíritu del artículo, se solicita revisar su concordancia con lo señalado en el inciso quinto del artículo 149 de la LGSE.	0
53	CERRO DOMINADOR	Artículo 183.-	Se solicita incorporar una condición de completitud, sin necesidad de enlaces externos y reproducibilidad de la información a fin de garantizar su utilidad, reemplazando la primera oración del inciso segundo.	Los sistemas de información pública deberán contener, en forma completa, sin enlaces externos y reproducible, al menos, la siguiente información:
1	Reliable Nueva Energía S.A.	Artículo 2.-	En el literal k, donde se define Empresa Generadora no se incluye a los Sistemas de Almacenamiento de Energía en la definición. Sin embargo, una de las modificaciones recurrentes del documentos es agregar donde dice "Empresa de Generación" un "o Sistema de Almacenamiento de Energía". Esto tenía sentido cuando los SAE no podían retirar energía del sistema para abastecer a clientes finales, pero hoy eso se permite y un SAE tienen la mismas atribuciones que una Empresa de Generación. Ya no hay necesidad de distinguir.	Se propone incluir en la definición de "Empresa Generadora" a los SAE. Incorpórase en el literal k., a continuación de la expresión "unidades generadoras", la frase "o sistema de almacenamiento de energía". C. Incorpórase en el literal k., a continuación de la expresión "Eléctricos", la frase ", con excepción de aquellas unidades generadoras que formen parte de un Sistema Generación-Consumo y los sistemas de almacenamiento que formen parte de la infraestructura de transmisiónr.". Conseuentemente, eliminar las modificaciones de incluir "o titular de Sistemas de Almacenamiento de Energía".

2	Reliable Nueva Energía S.A.	Artículo 2.-	En el literal w, se hace una definición de costos de oportunidad tratando de hacer una terminología especial para instalaciones que posean capacidad de almacenamiento. Esto al final confunde la interpretación ya que el documento queda con un Costo de Oportunidad (en mayúscula) para SAE y un costos de oportunidad (en minuscula) para las energía gestionables. Lo cual es muy confuso. Mejor dejar una definición general y en cada artículo dependiendo de si es SAE o energía gestionable indicar la particularidad que se aplicará	Se propone cambiar la definición a: "w. Costo de Oportunidad: costo calculado por el Coordinador durante el proceso de la Programación de la Operación para la valorización de la energía almacenada en los Recursos Gestionables.".
3	Reliable Nueva Energía S.A.	Artículo 2.-	En el literal "x", se define "Costo de Producción", pero más que una definición establece lo que considera y que es un costo de energía. Se solicita mejorar la definición, ya que del cuerpo del documento se entiende que el costo de producción permite relacionar el costos de oportunidad y el costo variable	Se propone cambiar la definición a: "x. Costo de Producción: costo de la energía para un sistema de almacenamiento, central renovable con capacidad de regulación o central renovable con capacidad de almacenamiento, que permite relacionar su costo de oportunidad y su costo variable, con el objeto que determinar el costo de energía para definir su orden económico."
4	Reliable Nueva Energía S.A.	Artículo 2.-	En el literal "y", se hace una definición de costo variable tratando de hacer una terminología especial para instalaciones que posean capacidad de almacenamiento. Esto al final confunde la interpretación, ya que el documento queda con un Costo Variable (en mayúscula) para SAE y un costo variable (en minuscula) para el resto. Lo cual es muy confuso. Además el costo variable no está relacionado con una empresa de generación, está relacionado con una unidad de generación, configuración. Una empresa de generación puede tener muchos costos variables dependiendo de cuantas unidades generadoras disponga. Mejor eliminar la definición particular para SAE	Eliminar la modificación que incorpora el literal "y"
5	Reliable Nueva Energía S.A.	Artículo 2.-	En el literal "z", se define lo que se entenderá por Excedente haciendo un definición en función de la demanda máxima y la potencia producida, pero si se compara demanda máxima y potencia produida no hay espacio para excedentes, salvo que la componente de generación se dimensione con mayor capacidad que la demanda máxima. La definición debería basarse en el consumo instantaneo y la potencia producida	Se porpone cambiar a: "z. Excedentes: Diferencia entre el consumo instantaneo que se utiliza para el desarrollo de los procesos productivos y la energía producida por un medio de generación, que son inyectados a un sistema interconectado o a las instalaciones de una Empresa Distribuidora, a través de su punto de conexión.
6	Reliable Nueva Energía S.A.	Artículo 45 bis.	En el artículo que se propone incluir, se usa la terminología de "disponibilidad de generación pronosticada", que genera confusión ya que la generación pronosticada es una cosa y generación disponible es otra cosa. El término usado combina dos conceptos en un solo término, lo cual confunde. Ahora bien, el artículo apunta a resolver las restricciones que se producierán durante en el periodo de aplicación del programa, por lo que se debería usar la generación disponible. Además la generación disponible es un parámetro que en tiempo real usa el automatismo del despacho del CEN. Se solicita eliminar la palabra "pronosticada".	Incorpórase el siguiente artículo 45 bis, nuevo: "Artículo 45 bis.-En caso de que exista más de una instalación de generación con igual costo considerado en el listado de prioridad de colocación, y no hubiese capacidad de colocación suficiente para todas ellas, la generación de estas deberá ser prorrateada por el Coordinador hasta alcanzar la capacidad de colocación máxima considerando las características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas, de acuerdo con lo establecido en el artículo anterior. Para las instalaciones conectadas a la red de transmisión, dicho prorrateo deberá realizarse utilizando como criterio la disponibilidad de generación eléctrica, o la capacidad máxima de inyección en el caso de Sistemas de Almacenamiento de Energía. Por su parte, para las centrales que operen con Autodespacho y se encuentren conectadas a la red de distribución, el ajuste será determinado por el Coordinador para el conjunto de instalaciones que operen dentro de un mismo alimentador, según su disponibilidad de generación eléctrica o, en su defecto, de acuerdo con su potencia nominal. Sin perjuicio de lo anterior, excepcionalmente, el Coordinador podrá considerar condiciones especiales de operación para una utilización óptima de los recursos."
7	Reliable Nueva Energía S.A.	Artículo 45 bis.	Se establece que el prorrateo se hace para los SEA en función de la capacidad máxima de inyección, lo cual no es correcto, ya que tendría que hacerse en función de capacidad de inyección programada que sería como la disponible para un SAE. La capacidad máxima de inyección tiene que ver con la potencia máxima del SAE y los SAE no inyectan siempre a capacidad máxima sino dependen de su programa de descarga	Se propone cambiar "capacidad máxima de inyección" por "inyección programa"
8	Reliable Nueva Energía S.A.	Artículo 45 bis.	En el caso de las centrales con Autodespacho y se encuentren conetados a red de distribución se establece que el ajuste será determinado por el Coordinador para el conjunto de instalaciones que operen dentro de una misma red de distribución, lo que es muy amplio para el fin de determinar el ajuste. Se entiende que el caso que cubre el artículo es para una prorrata generalizada, pero informar ajustes de forma tan amplia no da garantía para revisar el ajuste ni entender los porcentajes aplicables a cada PMGD. Se solicita que el ajuste se informe por alimentador o bien, por subestación primaria de distribución. Además es discriminatorio que la calidad de la información sea detallada para alguno y agrupada para otros. Además los ajuste deberán ser aplicados por las empresas de distribución, quien asume la tarea sin que sea su función de negocio, lo que posría acarrear aumentos de costos para las distribuidoras.	Incorpórase el siguiente artículo 45 bis, nuevo: "Artículo 45 bis.-En caso de que exista más de una instalación de generación con igual costo considerado en el listado de prioridad de colocación, y no hubiese capacidad de colocación suficiente para todas ellas, la generación de estas deberá ser prorrateada por el Coordinador hasta alcanzar la capacidad de colocación máxima considerando las características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas, de acuerdo con lo establecido en el artículo anterior. Para las instalaciones conectadas a la red de transmisión, dicho prorrateo deberá realizarse utilizando como criterio la disponibilidad de generación eléctrica pronosticada, o la capacidad máxima de inyección en el caso de Sistemas de Almacenamiento de Energía. Por su parte, para las centrales que operen con Autodespacho y se encuentren conectadas a la red de distribución, el ajuste será determinado por el Coordinador para el conjunto de instalaciones que operen dentro de un mismo alimentador, según su disponibilidad de generación eléctrica pronosticada o, en su defecto, de acuerdo con su potencia nominal. Sin perjuicio de lo anterior, excepcionalmente, el Coordinador podrá considerar condiciones especiales de operación para una utilización óptima de los recursos."
8	Reliable Nueva Energía S.A.	Artículo 45 bis.	Para las centrales con autodespacho y conetadas a la red de distribución el ajuste se hará en función de la disponibilidad de generación pronostica, lo que podría ser un problema, ya que los pronósticos para los PMGD están basado en un pronóstico mensual y es información de acceso público. Sería mejor dejar el ajuste en función de la potencia máxima, parámetro que tiene más trazabilidad.	"Incorpórase el siguiente artículo 45 bis, nuevo: "Artículo 45 bis.-En caso de que exista más de una instalación de generación con igual costo considerado en el listado de prioridad de colocación, y no hubiese capacidad de colocación suficiente para todas ellas, la generación de estas deberá ser prorrateada por el Coordinador hasta alcanzar la capacidad de colocación máxima considerando las características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas, de acuerdo con lo establecido en el artículo anterior. Para las instalaciones conectadas a la red de transmisión, dicho prorrateo deberá realizarse utilizando como criterio la disponibilidad de generación eléctrica pronosticada, o la capacidad máxima de inyección en el caso de Sistemas de Almacenamiento de Energía. Por su parte, para las centrales que operen con Autodespacho y se encuentren conectadas a la red de distribución, el ajuste será determinado por el Coordinador para el conjunto de instalaciones que operen dentro de un mismo alimentador, según su potencia nominal. Sin perjuicio de lo anterior, excepcionalmente, el Coordinador podrá considerar condiciones especiales de operación para una utilización óptima de los recursos."
9	Reliable Nueva Energía S.A.	Artículo 112.-	El artículo establece las formas que pueden incluirse las centrales renovables con capacidad de almacenamiento a la programación y en ambas opciones de indica costo variable declarado, lo que no tiene lógica en el sentido que este tipo de central también puede retirar energía del sistema priorizando la generación propia. Se podría dar el caso que este tipo de central en un periodo cargue con generación propia y con energía retirada del sistema, por lo que sería mejor hablar de "costo variable" y no incluir el declarado, ya que esto excluye el costo de retiro de energía del sistema.	Sustitúyase el inciso primero del artículo 112 por el siguiente "El Coordinador deberá incorporar en la programación de la operación a las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, optando por alguna de las siguientes metodologías: a. Considerar la central con un Costo de Producción igual a su Costo Variable; o b. Determinar la colocación óptima de la energía almacenada en la central en un determinado horizonte de tiempo, minimizando el costo total de abastecimiento, y preservando la seguridad del sistema, mediante un programa de generación eficiente. Para estos efectos, el Coordinador deberá determinar el valor de la energía almacenada en la central, el que no podrá ser inferior al Costo Variable y será considerado como Costo de Producción.".
10	Reliable Nueva Energía S.A.	Artículo 126.-	Se establece que el prorrateo se hace para los SEA en función de la capacidad máxima de inyección, lo cual no es correcto, ya que tendría que hacerse en función de capacidad de inyección programada que sería como la disponible para un SAE. La capacidad máxima de inyección tiene que ver con la potencia máxima del SAE y los SAE no inyectan siempre a capacidad máxima sino dependen de su programa de descarga	Se propone cambiar "capacidad máxima de inyección" por "inyección programa"
11	Reliable Nueva Energía S.A.	Artículo 126.-	Se establece que el ajuste se hará para el conjunto de instalaciones que operen dentro de una misma red de distribución. Lo cual deja un conjunto muy grande de instalaciones, haciendo difícil la revisión y complejo la asignación del ajuste en cada PMGD. Se solicita establecer que el conjunto de instalaciones sea más acotado, por alimentador o subestación primaria de distribución.	El penúltimo párrafo cambiar "dentro de una misma red de distribución" por "dentro de un mismo alimentador"
12	Reliable Nueva Energía S.A.	Artículo 126.-	Se solicita agregar una obligación al Coordinador para que las instrucciones queden registradas y a disposición de los Coordinados en una vitacora similar al movimiento de centrales, que se pueda consultar en tiempo real.	Al final del art. 126 incorpora "Será obligación del Coordinador llevar una vitácora de los ajuste que son comunicados a cada empresa distribuidora, quedará a disposición de los Coordinados en tiempo real"
13	Reliable Nueva Energía S.A.	Artículo 166 bis.-	La propuesta establece una regla, pero no se indica ni se estable donde estará indicada. Se solicita reformular el artículo.	Reformular el artículo 166 bis para que se entienda
15	Reliable Nueva Energía S.A.	Artículo 166 ter.-	Se da la garantía a los Sistemas de Almacenamiento de energía, pero no se establece para centrales renovables con capacidad de almacenamiento. Se debería incluir el caso cuando la central se despache fuera del orden económico, ya que el Coordinador tiene la facultad de hacer para esta centrales. Se solicita incorporar a las centrales renovables con capacidad de almacenamiento.	88. Incorpórase el siguiente artículo 166 ter, nuevo: "Artículo 166 ter.- Las inyecciones de los Sistemas de Almacenamiento de Energía y centrales renovables con capacidad de almacenamiento que hayan resultado despachadas en la operación real fuera de Orden Económico, con un Costo Variable superior al costo marginal del sistema, deberán ser retribuidas económicamente en sus Costos Variables, determinado conforme al mecanismo regulado en el artículo 105 del presente reglamento. Esta evaluación deberá realizarse considerando un periodo asociado con los eventos de carga y descarga de dichas instalaciones, determinado conforme a lo que disponga la norma técnica.".

1	Consejo Minero	Artículo 2.-	Se añade una definición de Sistemas de Generación Consumo o SGC (bb) que esencialmente repite la definición de la Ley, sin un desarrollo adicional. Por ejemplo, se hubiera esperado una complementación de los dos ejemplos que señala la ley: hidrógeno y desalinización). Además, a partir de este definición de SGC que asume la posibilidad de inyectar excedentes, todos los cambios posteriores al reglamento asociados a SGC parten de la base de una inyección de excedentes. En este sentido, se echa menos una precisión regulatoria para el caso en que no exista inyección de excedentes. El mismo comentario cabe para la definición de Autoproductor. En suma, falta que el reglamento aborde el caso de clientes libres que tienen generación y/o almacenamiento propios y no inyectan excedentes. A nuestro juicio, en estos casos la regulación aplicable es exactamente la misma que la de clientes libres. El que sus consumos desde el sistema se vean afectados por generación y/o almacenamineto propios que operan al interior de la instalación productiva, no cambia su condición de cliente. Una implicancia de esto es que, los cargos que correspondan, asociados a clientes finales, deben ser sólo en base a la energía y potencia retirada del sistema y en ningún caso por la energía y potencia autoabastecida. Fialmente, cabe aclarar que incluso si el autoabastecimineto llegase a afectara condiciones de seguridad del sistema, al no inyectar excedentes las exigecias de seguridad aplicables son aquellas de clientes libres.	Aclarar que la regulación aplicable para clientes libres con generación y/o almacenamiento al interior de las instalaciones productivas, que no inyectan excedentes al sistema, sigue siendo la de clientes libres. Esto implica, por ejemplo, que los cargos que correspondan, asociados a clientes finales, serán sólo en base a la energía y potencia retirada del sistema y en ningún caso por la energía y potencia autoabastecida.
2	Consejo Minero	Artículo 35	Con el objetivo de lograr una transición energética segura en el contexto del retiro de centrales termoeléctricas del sistema que está ocurriendo, se sugiere indicar explícitamente algunos contenidos mínimos del informe de seguridad del Coordinador.	El informe de seguridad elaborado por el Coordinador, deberá evaluar y pronunciarse fundadamente respecto a la afectación de los objetivos establecidos en el artículo 72°-1 de la Ley, considerando, al menos, lo siguiente: 1. Impacto en la seguridad de abastecimiento del sistema en escenarios de indisponibilidad de generación por escasez de suministro de combustible, condiciones hidrologicas extremas, indisponibilidad o limitaciones del sistema de transmisión, y periodos de baja disponibilidad de energía eólica. 2. Impacto en la disponibilidad de inercia y corriente de cortocircuito en el sistema considerando requerimientos de fortaleza de red que se hayan establecido. 3. Impacto en suministro de energía por restricciones del sistema de transmisión. 4. Impacto en oferta de SSCC de Control de Frecuencia. 5. Impacto en necesidades de recursos para Control de Tensión. 6. Condición de GNL contratado para asegurar un suministro confiable. 7. Impacto en el Plan de Reposición de Servicio, en caso que la unidad preste servicios de Partida Autónoma o que la unidad cumpla la función de apoyo a centrales con Partida Autónoma.
3	Consejo Minero	Artículo 67	El inciso final incorporado que indica: "El pronóstico enviado por cada Coordinado a que se refiere el presente artículo deberá procurar minimizar el error respecto de la disponibilidad de generación eléctrica en la operación real", no es un requerimiento claro, ya que no se indica una métrica o valor objetivo como referencia para minimizar el error. Al respecto, el artículo 2-91 de la NT de Coordinación de la Operación, capítulo de Programación y Operación, indica métricas de desempeño que deben cumplir los Coordinados.	El pronóstico enviado por cada Coordinado a que se refiere el presente artículo deberá procurar minimizar el error respecto de la disponibilidad de generación eléctrica en la operación real. Para ello, los Coordinados deberán cumplir, al menos, con el desempeño mínimo considerando los indicadores de desvío de pronóstico definidos en la NT.
4	Consejo Minero	Artículo 162	Dado que los clientes libres pueden tener más de un suministrador, no corresponde la "desconexión" una vez ejecutada la garantía de un suministrador. Solo corresponde interrumpir el suministro correspondiente.	a. En el caso de los Clientes Libres, dar aviso al respectivo cliente y proceder a interrumpir el suministro asociado a la empresa generadora, a partir del momento en que se extinga el monto total de la garantía.
5	Consejo Minero	Artículo 116 quinquies	La redacción es confusa, porque puede interpretarse como que un cliente libre libre pierde la calidad de coordinado cuando tiene un SGC en manos de un "suministrador" (tampoco queda clara la figura del "suministrador de un SGC"), pasando este último a ser el coordinado en 'reemplazo o en 'representación' del cliente libre.	Si la interpretación es la que señalamos acá, sugerimos eliminar el artículo; si no lo es, sugerimos aclarar el alcance de la norma.
6	Consejo Minero	Artículo 117 bis	Falta una norma transitoria asociada a esta exigencia que aclare en qué plazo deberá implementarse.	Especificar en una norma transitoria el plazo de implementación.
7	Consejo Minero	Artículo 156.-	No se ve la razón detrás de la eliminación de los seguros, ya que esto implica menos alternativas de instrumentos y por lo tanto un potencial encarecimiento del sistema.	Reincorporar los seguros.
8	Consejo Minero	Artículo 181	Este artículo actualmente dispone que el Coordinador deberá elaborar reportes periódicos con indicadores que den cuenta del desempeño del sistema eléctrico, entre otras materias. Añade que dichos indicadores deberán considerar aspectos económicos, técnicos y de suministro relacionados con la operación del sistema eléctrico, tales como "costo de suministro". Pese a la claridad de esta norma, en cuanto a que el Coordinador, entre otros indicadores, debe elaborar reportes periódicos con los costos de suministro, a la fecha no se ha cumplido. El Coodinador publica algunos indicadores, pero no uno que incluya todos los costos asociados al suministro de clientes.	En caso de existir alguna interpretación que haya llevado a que el Coordinador no publique un indicador con el costo de suministro 'completo', sugerimos hacer la corrección respectiva.
9	Consejo Minero	Artículo 183	En la letra f sobre información de contratación cabría incluir el tipo de fuente de generación cuando esta estuviese especificada en los contratos. Con este simple cambio el Coordinador podría hacer exigible la información que alimenta a Renova. Hoy, el Coordnador enfrenta el problema de que algunos generadores no entregan esta información porque no la consideran exigible. Por otra parte, en la letra m sobre información del Coordinador podría incluirse el cumplimiento de indicadores de desempeño previamente acordados con la CNE. Hoy, dichos KPI no se conocen y menos su nivel de cumplimiento, lo que dificulta el accountability del CEN.	En le letra f: "Información permanentemente actualizada con las características principales respecto de los contratos de suministro vigentes entre empresas suministradoras y clientes, incluyendo, al menos, fecha de suscripción del contrato, plazos de vigencia, tipo de fuente de generación en caso de estar especificada en los contratos, puntos y...". En la letra m: "Los procedimientos internos, protocolos, bases de datos que contengan la información de los puntos señalados precedentemente, documentación que dé cuenta de los criterios y metodologías empleados por el Coordinador para el cumplimiento de sus funciones, el grado de cumplimiento de indicadores de desempeño previamente acordados con la Comisión Nacional de Energía, entre otros."
11	Consejo Minero	Artículo tercero transitorio.-	No se justifica el tiempo para implementar el ajuste al que refiere el inciso tercero del artículo 126 del presente reglamento, para las centrales que cuentan con regimen de autodespacho. Sin perjuicio de contar o no con los sistemas de monitoreo y comunicación, es posible que las centrales con autodespacho ajusten su inyección por defecto en forma a priori, tal como sucede actualmente en aquellas centrales conectadas en SE de Distribución que se encuentran limitadas. Otra alternativa o complemento, es realizar un ajuste ex post en los Balances de Energía, corrigiendo los ingresos para considerar los ajustes de generación que deberian haber sido aplicados en tiempo real.	Sustituir el articulo tercero transitorio por: "Las instalaciones que operen con Autodespacho conectadas a la red de distribución serán consideradas en el ajuste al que refiere el inciso tercero del artículo 126 del presente reglamento ya sea ajustando en forma previa sus inyecciones máximas para considerar los niveles de ajustes esperados por temporada o en tiempo real siempre que las empresas distribuidoras cuenten con los sistemas de monitoreo y comunicación necesarios para su aplicación. En caso que alguna empresa no cumpla con las instrucciones de ajuste al que se refiere el inciso tercero del articulo 216 del presente reglamento, el Coordinador ajustará los ingresos de dicha emrpesa para efectos de corregir este incumplimiento. Lo dispuesto en el artículo 126 del presente reglamento será aplicable a las instalaciones que operen con Autodespacho conectadas a la red de distribución independientemente de la implementación de la herramienta automática a la que se refiere el artículo 117 bis del presente reglamento, en los términos establecidos en el inciso tercero del artículo 126 del presente reglamento".
1	oEnergy Holding SpA	Artículo 19.-	Existen casos donde se presentan situaciones de fuerza mayor no es posible cumplir con el hito de inicio de construcción dentro del plazo de 1 año, y pueden incluso paralizar el inicio de la obra en plazos superiores a los 2 años, por lo cual se requiere tener un mayor grado de flexibilidad a la hora de prorrogar este hito por razones externas al titular.	c. Cronograma acorde a la tecnología, características y la capacidad del proyecto, en el que se especifique, al menos, la fecha de inicio de construcción de proyecto en terreno, la fecha en que se alcanzará el 50% y 75% de avance de la obra y la fecha estimada de interconexión y entrada en operación. La fecha de inicio de construcción no podrá exceder el plazo de un año desde la presentación de la solicitud a la que se refiere el presente arítulo. En casos calificados, en atención a situaciones de fuerza mayor que imposibilite la ejecución de las obras por parte del titular de las nuevas instalaciones, el proyecto podrá acogerse a un periodo de congelamiento del plazo del hito de inicio de construcción, el cual se extenderá hasta que se dé por finalizada la situación de fuerza mayor no atribuible al titular del proyecto.
2	oEnergy Holding SpA	Artículo 29 bis.-	Considerar como cambio significativo a la incorporación o eliminación de un equipo respecto de lo declarado inicialmente, puede llevar a que cualquier cambio menor de algún equipo menor por eventuales requerimientos del CEN, o por algún inconveniente con un proveedor, sea clasificado como un cambio significativo y pueda significar la revocación de la Declaración en Construcción. Por otro lado, considerar como cambio significativo la modificación del trazado original de la línea de transmisión, sin definir algún margen de flexibilidad por razones de fuerza mayor que obliguen al proyecto a modificar levemente su trazado, podría significar la revocación de la Declaración en Construcción sin ser realmente relevante para la construcción del proyecto.	Se entenderá como cambio significativo todas aquellas modificaciones en las características técnicas de un proyecto, tales como el aumento o disminución de la potencia instalada del proyecto; el cambio de tecnología de alguno de los equipos primarios eléctricos, electromecánicos o electromagnéticos que serán parte de la instalación; la incorporación de un nuevo equipo primario o la eliminación de alguno respecto a lo declarado inicialmente, cuando se trate de equipos primarios eléctricos, electromecánicos o electromagnéticos relevantes para la construcción del proyecto; una modificación relevante del trazado original de la línea de transmisión, bajo los criterios definidos en la respectiva Norma Técnica; entre otros. Asimismo, la Comisión podrá revocar la declaración en construcción de una instalación cuando alguna de las autorizaciones, permisos, títulos, y demás antecedentes señalados en el artículo 19 del presente reglamento, sean revocados, caducados o dejen de tener vigencia, según corresponda.
3	oEnergy Holding SpA	Artículo 29 bis.-	Debiese existir una instancia formal de discrepancia ante el Panel de Expertos a partir de la revocación de declaraciones en construcción antes de que sean definitivamente excluidas en la resolución mensual a que hace referencia el artículo 21 del reglamento.	Las instalaciones cuya declaración en construcción haya sido revocada por la Comisión serán comunicadas a través de una resolución exenta particular para cada proyecto revocado, para la cual existirá un periodo de 10 días para la presentación de discrepancias ante el Panel de Expertos. En caso de presentarse una discrepancia ante el Panel de Expertos, la referida revocación quedará suspendida durante el periodo que medie entre la presentación de la discrepancia por parte de la empresa titular del proyecto en cuestión, y la resolución del Panel de Expertos. En caso de que el Panel de Expertos impugne la revocación de la declaración en construcción, la Comisión deberá volver a evaluar la situación en particular, teniendo en cuenta lo resuelto por el Panel. La Comisión tendrá un plazo de 10 días para emitir una nueva resolución atendiendo lo resuelto por el Panel. En caso de que no se presenten discrepancias ante el Panel de Expertos, las instalaciones cuya declaración en construcción haya sido revocada por la Comisión serán excluidas de la resolución mensual a que hace referencia el artículo 21 del presente reglamento.

4	oEnergy Holding SpA	Artículo 37.-	Este artículo indica que se deberán categorizar los SAE y CRCA cuya capacidad de almacenamiento individual implique un impacto de "larga duración" sobre la operación del sistema eléctrico según lo que indique la NT en base a una serie de criterios base. Sin embargo, estos criterios son muy amplios, y dejan una ventana de interpretación muy amplia que suma incertidumbre y riesgo a la planificación de la inversión en tecnologías de almacenamiento. Por lo tanto, para disminuir la incertidumbre, proponemos establecer un límite de potencia nominal de las componentes de almacenamiento de 9 MW, igualándolo al límite de potencia nominal que se exige para optar al autodespacho.	(...) Para ello deberá categorizar aquellas instalaciones cuya capacidad de almacenamiento individual implique un impacto de larga duración sobre la operación del sistema eléctrico, distinguiéndolas de aquellas cuya capacidad de almacenamiento individual implique un impacto de corta duración, las cuales deberán tener una potencia nominal de las componentes de almacenamiento, y generación en los casos que corresponda, menor o igual a 9.000 kW; y una capacidad de gestión de energía almacenada menor o igual a una hora.
5	oEnergy Holding SpA	Artículo 38.-	Se señala que el Coordinador deberá considerar criterios diferenciados para la determinación del Costo de Oportunidad para la energía gestionable categorizadas como de "corta duración". Sin embargo, no se ahonda más en dichos criterios diferenciados, ni se indica que se especificará en la norma técnica.	(...) El Coordinador deberá considerar criterios diferenciados para la determinación del Costo de Oportunidad de las energías gestionables cuya capacidad de almacenamiento implique un impacto de larga duración en el sistema. Estos criterios diferenciados deberán quedar debidamente definidos en la respectiva Norma Técnica.
6	oEnergy Holding SpA	Artículo 40.-	Se señala que el Coordinador revisará los Costos de Oportunidad de las instalaciones con capacidad de almacenamiento de "corta duración" pudiendo establecer un procedimiento simplificado para su recálculo. Sin embargo, esta responsabilidad recaería en un procedimiento interno elaborado por el mismo Coordinador. Proponemos que la elaboración del procedimiento simplificado quede en manos de la Comisión Nacional de Energía a través de la norma técnica.	(...) Adicionalmente, el Coordinador deberá revisar los Costos de Oportunidad de las instalaciones con capacidad de almacenamiento que no presentan un impacto de larga duración p ara el sistema, pudiendo establecerse un procedimiento simplificado para su recálculo. Este procedimiento simplificado deberá quedar determinado en la respectiva Norma Técnica.
7	oEnergy Holding SpA	Artículo 45.-	El artículo menciona que el Coordinador deberá considerar las limitaciones de centrales que resulten de la aplicación normativa relacionada con otros sectores, tales como el sector ambiental. Sin embargo, sabemos que hay centrales de generación hidroeléctrica de pasada que utilizan restricciones de operación como argumento para no disminuir su nivel de generación debido a sus compromisos con asociaciones regantes, en vez de utilizar mecanismos de mitigación tales como compuertas o válvulas by-pass, para cumplir tanto con las reglas de limitaciones de centrales con igual costo variable cuando no existe capacidad de colocación suficiente en el sistema, como con sus obligaciones ambientales y de comopromisos de riego.	(...) Dentro de las limitaciones a la operación de las instalaciones sujetas a coordinación, el Coordinador deberá considerar aquellas que resulten de la aplicación de normativa relacionada con otros sectores, tales como el sector ambiental. Los Coordinados serán responsables de informar estas limitaciones, las que serán consideradas por el Coordinador sólo en caso de que se encuentren debidamente justificadas, mediante auditorías o ensayos u otros medios de prueba. En cualquier caso, el Coordinador podrá efectuar auditorías para verificar parámetros informados, en los términos establecidos en el Título V del presente reglamento. Con todo, los puntos de operación factibles de las instalaciones a considerar en la programación de la operación, serán aquellos que permitan cumplir con todas las obligaciones normativas, independientemente de su origen, sin perjuicio de que, cuando existan medidas de mitigación para cumplir con la normativa de otros sectores, estas deban ser debidamente implementadas y utilizadas, con el fin de poder cumplir tanto con las exigencias del presente reglamento, como con las de normas o reglamentos de otros sectores.
8	oEnergy Holding SpA	Artículo 45 bis.	Incluir a los PMGD dentro de la capacidad de generación que debe ser limitada cuando no existe capacidad de colocación suficiente en el sistema, implica directamente una disminución de sus ingresos y un perjuicio a la generación distribuida en el país. La generación distribuida en Chile ha demostrado diversos beneficios tanto en la disminución de costos de operación del sistema (ahorros de 983 millones de dólares entre 2020 y 2023), en la reducción del despacho de generación termoeléctrica (un promedio de 2.863 GWh entre 2020 y 2023), en la reducción de pérdidas en transmisión (33,3 millones de dólares entre 2020 y 2023), en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (8,7 millones de tCO2e, valorados socialmente en 547 millones de dólares entre 2020 y 2023), como en la disminución de los costos marginales del sistema (en promedio entre 5,83 y 15,35 US$/MWh), de acuerdo con lo concluido por el Centro Energía FCFM de la Universidad de Chile en su estudio "Análisis Beneficios y Costos PMGD". Para evitar el perjuicio provocado por esta medida a la generación distribuida, se propone sólo limitar la proporción de inyecciones de los PMGD que fluye aguas arriba de la subestación primaria de distribución hacia los sistemas de transmisión (en instantes donde la generación distribuida total de una red de distribución supera la demanda local de la misma red). Así, se cumple con el objetivo de limitar la potencia que fluye por los sistemas de transmisión proveniente de centrales con igual costo variable cuando no existe capacidad de colocación suficiente, y al mismo tiempo se resguarda el propósito fundamental de la generación distribuida, que otorga suministro eléctrico cercano al consumo, mejora la estabilidad de la red de distribución, financia e implementa mejoras a las redes de distribución, reduce la demanda peak neta del sistema, y reduce los costos operativos del Sistema Eléctrico Nacional en general.	(...) Por su parte, para las centrales que operen con Autodespacho y se encuentren conectadas a la red de distribución, el ajuste será determinado por el Coordinador para la proporción de energía inyectada por medios energéticos distribuidos que fluya hacia los sistemas de transmisión desde una misma red de distribución, o parte de ella, según la disponibilidad de generación eléctrica pronosticada y la demanda eléctrica pronosticada dentro de una misma red de distribución, o parte de ella. La proporción de energía inyectada por medios energéticos distribuidos deberá ser calculada por el Coordinador en la simulación de las distintas etapas de la programación de la operación, de acuerdo a lo señalada en la respectiva Norma Técnica, teniendo en consideración, al menos, la disponibilidad de generación eléctrica pronosticada y la demanda eléctrica pronosticada en cada red de distribución.
9	oEnergy Holding SpA	Artículo 57.-	En base a las observaciones al artículo 45 bis, resulta necesario efectuar modificaciones en las disposiciones del presente artículo.	(...) l. El nivel de flujo inverso, es decir, que fluye desde las redes de distribución hacia los sistemas de transmisión, producto de la inyección conjunta de las instalaciones que operan con Autodespacho conectadas a la red de distribución, con ocasión de lo dispuesto en el artículo 45 bis del presente reglamento.
10	oEnergy Holding SpA	Artículo 95.-	Se establece que los SAE que formen parte de la infraestructura de transmisión no podrán efectuar retiros desde el sistema eléctrico para comercializar con clientes finales. Sin embargo, en pos de evitar la integración vertical de los segmentos de transmisión y generación, proponemos especificar que los SAE que formen parte de la infraestructura de transmisión no pueda efectuar retiros ni de energía ni de potencia para comercializar con clientes finales.	Los Coordinados titulares únicamente de Sistemas de Almacenamiento de Energía que formen parte de la infraestructura de transmisión no podrán efectuar retiros de energía ni de potencia desde el sistema eléctrico para comercializar con Empresas Distribuidoras o Clientes Libres.
11	oEnergy Holding SpA	Artículo 97.-	Los retiros de energía para el proceso de almacenamiento no estarán sujeros a los cargos asociados a clientes finales, donde se detalla que no estarán afectos al pago por uso de los sistemas de transmisión, ni de servicios complementarios. Sin embargo, se debe también especificar que no estarán afectos a los cargos asociados al uso de sistemas de distribución (VAD ni peajes de distribución), en el caso de que se conecten directamente a sus redes, y tampoco al Cargo por Uso Público.	(...) f. El pago asociado a clientes finales por concepto de Cargo de Uso Público, y g. El pago asociado a clientes finales por concepto de uso de sistemas de transmisión, como el pago del VAD y de peajes de distribución.
12	oEnergy Holding SpA	Artículo 103.-	El artículo establece que los SAE serán posicionados en el listado de prioridad de colocación de acuerdo a su Costo de Oportunidad. Sin embargo, no se establecen las reglas de programación de los programas de retiros para el proceso de almacenamiento de energía. Proponemos que esta programación siga lineamientos de eficiencia económica.	(...) Para tales efectos, el Coordinador deberá determinar el programa de retiros diarios de cada Sistema de Almacenamiento destinado al arbitraje de precios de energía, priorizando el Modo Retiro de los Sistemas de Almacenamiento en los periodos que presenten los menores costos marginales en las barras de retiro durante el día. Asimismo, el Coordinador deberá determinar la colocación de la energía almacenada en el Sistema de Almacenamiento de Energía o en la Central con Almacenamiento por Bombeo en un determinado horizonte de tiempo, minimizando el costo total de operación y falla, y preservando la seguridad del sistema. En este caso, para efectos de la programación de la operación, el Coordinador deberá determinar un Costo de Oportunidad para la energía almacenada. Este valor no podrá ser inferior al Costo Variable calculado según lo dispuesto en el artículo 105 del presente reglamento, y deberá ser considerado como el Costo de Producción para la instalación.
13	oEnergy Holding SpA	Artículo 105.-	El artículo establece las reglas para la determinación de costo variable de los SAE, donde se utilizará un factor que refleje la totalidad de las pérdidas de energía, el cual será determinado por el Coordinador según lo establecido en la Norma Técnica. Sin embargo, no se deja una opción de observar el cálculo de dicho factor, el cual podría afectar directamente el mecanismo de despacho de recursos gestionables.	(...) Dicho factor deberá ser determinado por el Coordinador, según lo establecido en la norma técnica, el cual podrá ser observado por el coordinado en el tiempo y forma determinados por la norma técnica.
14	oEnergy Holding SpA	Artículo 108.-	Artículo 108 bis.- ¿Cuáles serán las condiciones normales de operación? ¿Se despacharán con un costo de producción igual a un costo de oportunidad simplificado calculado por el Coordinador? Se debe especificar operación de instalaciones con capacidad de almacenamiento que no sean categorizadas de larga duración, para condiciones normales y especiales de operación.	Favor especificar operación de instalaciones con capacidad de almacenamiento que no sean categorizadas de larga duración.
15	oEnergy Holding SpA	Artículo 109.-	Se establece que los SAE que formen parte de la infraestructura de transmisión no podrán participar en los balances de transferencias por las inyecciones y retiros. Sin embargo, en pos de evitar la integración vertical de los segmentos de transmisión y generación, proponemos especificar que los SAE que formen parte de la infraestructura de transmisión no puedan participar de los balances de transferencias de energía ni de transferencias de potencia entre empresas generadoras.	(...) Los Coordinados titulares de dichos Sistemas de Almacenamiento de Energía, no participarán en los balances de transferencias de energía por las inyecciones y retiros asociadas a la operación señalada en el inciso anterior. Además, tampoco podrán participar en los balances de transferencias de potencia entre empresas generadoras. (...)
16	oEnergy Holding SpA	Artículo 112.-	Para facilidad de la planificación de la operación de un proyecto CRCA, en el contexto del financiamiento y construcción del modelo financiero, se propone dejar una sola opción de Costo de Producción.	El Coordinador deberá incorporar en la programación de la operación a las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, determinando la colocación óptima de la energía almacenada en la central en un horizonte de tiempo, minimizando el costo total de abastecimiento, y preservando la seguridad del sistema, mediante un programa de generación eficiente. Para estos efectos, el Coordinador deberá determinar el valor de la energía almacenada en la central a través de un Costo de Oportunidad, el que no podrá ser inferior al Costo Variable declarado y será considerado como Costo de Producción.
17	oEnergy Holding SpA	Artículo 113.-	Para facilidad de la planificación de la operación de un proyecto CRCA, en el contexto del financiamiento y construcción del modelo financiero, se propone dejar una sola opción de Costo de Producción. Por lo tanto, este artículo ya no sería necesario	Eliminar artículo
18	oEnergy Holding SpA	Artículo 114.-	Para facilidad de la planificación de la operación de un proyecto CRCA, en el contexto del financiamiento y construcción del modelo financiero, se propone dejar una sola opción de Costo de Producción. Por lo tanto, este artículo ya no sería necesario	Eliminar artículo
19	oEnergy Holding SpA	Artículo 117.-	Creemos que no basta con la supervisación de PMGD con autodespacho, sino que se debe instruir la implementación de esquemas de comunicación y monitoreo en tiempo real que permitan la implementación de los artículos 45 bis y 126.	(...) k. Supervisar la operación de los Pequeños Medios de Generación y Pequeños Medios de Generación Distribuida que operen con Autodespacho, a través de la implementación de esquemas de comunicación y monitoreo en tiempo real; (...)

20	oEnergy Holding SpA	Artículo 126.-	La operación en tiempo real y la limitación de centrales en tiempo real tiene que estar alineada con las reglas propuestas en el artículo 45 bis, por lo tanto, se deben adaptar también a este artículo. Por otro lado, debe ser el Coordinador y no la Empresa Distribuidora la responsable de calcular la proporción de energía generada o inyectada que debe ser limitada.	(…) En el caso de las instalaciones que operen con Autodespacho conectadas a la red de distribución, el Coordinador determinará en tiempo real el ajuste para la proporción de energía inyectada por medios energéticos distribuidos que fluya hacia los sistemas de transmisión desde una misma red de distribución, o parte de ella, según la disponibilidad de generación eléctrica en tiempo real y la demanda eléctrica en tiempo real dentro de una misma red de distribución, o parte de ella. La proporción de energía generada o inyectada por medios energéticos distribuidos deberá ser calculada por el Coordinador en tiempo real, de acuerdo a lo señalado en la respectiva Norma Técnica, teniendo en consideración, al menos, la disponibilidad de generación eléctrica en tiempo real y la demanda eléctrica en tiempo real en cada red de distribución. El Coordinador deberá determinar los montos de reducción y el ajuste que deberá realizar cada una de las instalaciones conectadas a una misma red de distribución, y deberá ser comunicado a través de la empresa distribuidora correspondiente.
21	oEnergy Holding SpA	Artículo 158.-	Se eliminan los seguros o pólizas de garantías como medios de materialización de garantías de continuidad de la cadena de pago. Sin embargo, su eliminación significa nuevas barreras de entrada para potenciales participantes del mercado de corto plazo que deseen suscribir contratos de suministro con empresas distribuidoras o clientes libres, perjudicando directamente la competencia en el mercado eléctrico. Se propone volver a incorporar a los seguros como método válido para entregar garantía, entendiendo que estos serán a través de pólizas de garantía que serán de ejecución inmediata a primer requerimiento y de caracter irrevocable.	El Coordinador deberá velar por que las garantías o seguros señalados en el artículo 156 del presente reglamento cumplan con, al menos, los siguientes requisitos: a.Corresponder a un instrumento de ejecución inmediata a primer requerimiento y de carácter irrevocable; b.Ser emitida a nombre del Coordinador; y c.Tener una vigencia tal que permita cumplir con las obligaciones de la Empresa Generadora o titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía respectiva para el año calendario en curso o siguiente, según corresponda, y por el período señalado en el artículo 157 del presente reglamento.
22	oEnergy Holding SpA	Artículo 159.-	Se eliminan los seguros o pólizas de garantías como medios de materialización de garantías de continuidad de la cadena de pago. Sin embargo, su eliminación significa nuevas barreras de entrada para potenciales participantes del mercado de corto plazo que deseen suscribir contratos de suministro con empresas distribuidoras o clientes libres, perjudicando directamente la competencia en el mercado eléctrico. Se propone volver a incorporar a los seguros como método válido para entregar garantía, entendiendo que estos serán a través de pólizas de garantía que serán de ejecución inmediata a primer requerimiento y de caracter irrevocable.	El Coordinador actualizará el monto de las garantías o seguros en caso de verificar cambios relevantes en las condiciones o instalaciones del sistema, tales como fallas o mantenimiento de unidades generadoras, Sistemas de Almacenamiento de Energía o instalaciones de demanda, modificación de la disponibilidad de los insumos para generación, cambios topológicos en las redes de transmisión, modificación de contratos de suministro, entre otros. (…)
23	oEnergy Holding SpA	Artículo 161.-	Se eliminan los seguros o pólizas de garantías como medios de materialización de garantías de continuidad de la cadena de pago. Sin embargo, su eliminación significa nuevas barreras de entrada para potenciales participantes del mercado de corto plazo que deseen suscribir contratos de suministro con empresas distribuidoras o clientes libres, perjudicando directamente la competencia en el mercado eléctrico. Se propone volver a incorporar a los seguros como método válido para entregar garantía, entendiendo que estos serán a través de pólizas de garantía que serán de ejecución inmediata a primer requerimiento y de caracter irrevocable.	Las Empresas Generadoras o titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía cuyas garantías o seguros hubiesen sido ejecutados no podrán participar en el Mercado de Corto Plazo a contar de que se extinga el monto total de los mismos. (…)
24	oEnergy Holding SpA	Artículo 166 bis.-	No se entiende y no se justifica socializar ingresos entre sistemas de Almacenamiento de Energía que inyectan a diferentes costos marginales, ya que estos podrían no sólo ser distintos por ser despachados en distinto horario en una misma barra, sino que podrían incluso tratarse de barras distintas, perdiendo por completo el propósito de las señales de localización entregadas por los costos marginales en un sistema operado según la teoría marginalista.	Eliminar artículo
25	oEnergy Holding SpA	Artículo tercero transitorio.-	Se indica que las instalaciones que operen con autodespacho deberán ser consideradas en el ajuste del Art. 126 siempre que las empresas distirbuidoras cuenten con los sitemas de monitoreo y comunicación necesarios, o transcurridos los 24 meses contados desde la publicación del decreto. Sin embargo, nos parece problemático que no sea un requisito obligatorio que las distribuidoras hayan implementado los sistemas necesarios para la aplicación del Art. 126, sino que quede condicionado a un periodo máximo de 24 meses. Por otro lado, nos parece que el periodo de 24 meses debería ser igual al periodo requerido para la implementación de las herramientas automáticas de despacho (1° transitorio). Proponemos establecer que las instalaciones con autodespacho deberán ser consideradas en el ajuste una vez que las empresas distribuidoras implementen los sistemas de monitoreo y comunicación necesarios, para lo cual contarán con un plazo de 36 meses.	Las instalaciones que operen con Autodespacho conectadas a la red de distribución serán consideradas en el ajuste al que refiere el inciso tercero del artículo 126 del presente reglamento, siempre que las empresas distribuidoras cuenten con los sistemas de monitoreo y comunicación necesarios para su aplicación, para lo cual tendrán un plazo de 36 meses contados desde la publicación del presente decreto en el Diario Oficial.
26	oEnergy Holding SpA	Otros	En el artículo 110 se establece que la carga de la componente de almacenamiento de una CRCA deberá priorizar lo proveniente de la componente de generación. Sin embargo, no se definen reglas claras para garantizar una priorización de la carga desde la componente de almacenamiento, lo cual podría provocar que instalaciones hagan que sus componentes de almacenamiento carguen directamente de la red sin necesitarlo, pudiendo provocar distorsiones de mercado. Se propone establecer una disposición transitoria que prohiba a los CRCA cargar desde la red antes de que la Norma Técnica defina debidamente las condiciones bajo las cuales los CRCA deberán priorizar la carga desde la componente de almacenamiento.	Artículo cuarto transitorio: Las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento no podrán retirar energía del sistema para el Modo Carga de las componentes de almacenamiento hasta que no se publiquen las reglas de priorización de carga desde la componente de generación en la respectiva Norma Técnica. Sin perjuicio de lo anterior, de manera excepcional el Coordinador podrá instruir retiros desde el sistema eléctrico en virtud de la obligación de preservar la seguridad y calidad de servicio, en caso de existir factibilidad técnica para ello.
1	Safira Energía Chile SpA	Artículo 15.-	Los Coordinados estarán obligados a proporcionar oportunamente al Coordinador y actualizar toda la información, en forma cabal, completa y veraz, que éste requiera para el cumplimiento de sus funciones. Para tales efectos, el Coordinador deberá disponer de plataformas informáticas que faciliten a los Coordinados el envío de toda la información requerida en tiempo y forma.	Los Coordinados estarán obligados a proporcionar oportunamente al Coordinador y actualizar toda la información, en forma cabal, completa y veraz, que éste requiera para el cumplimiento de sus funciones. que contenga al menos lo establecido en el literal f) del artículo 72°-8 de la Ley. Para tales efectos, el Coordinador deberá disponer de plataformas informáticas que faciliten a los Coordinados el envío de toda la información requerida en tiempo y forma.
2	Safira Energía Chile SpA	Artículo 80.-	Las Empresas Distribuidoras y los Clientes Libres conectados directamente a instalaciones de transmisión deberán enviar sus proyecciones de demanda al Coordinador, en la forma y oportunidad que éste determine.	Las Empresas Generadoras Distribuidoras que suscriban Contratos de Suministro cony los Clientes Libres que estén conectados directamente a instalaciones de transmisión en distribución o fuera de ella, deberán enviar sus proyecciones de demanda al Coordinador, en la forma y oportunidad que éste determine.
3	Safira Energía Chile SpA	Artículo 142.-	d. En caso de efectuar retiros de energía con el objeto de abastecer suministro a Usuarios Finales, deberán contar con un contrato de suministro destinado a esos efectos y cumplir con las medidas que determine el Coordinador para garantizar la continuidad de la cadena de pagos, de acuerdo a lo establecido en el Capítulo 3 del presente Título.	d. En caso de efectuar retiros de energía con el objeto de abastecer suministro a Usuarios Finales, deberán contar con un contrato de suministro destinado a esos efectos y cumplir con las medidas que determine el Coordinador para garantizar la continuidad de la cadena de pagos, de acuerdo con lo establecido en el Capítulo 3 del presente Título. Dichos contratos de suministro deberán ser informados al Coordinador de forma oportuna en conformidad al plazo e información definida en el artículo 144° del presente Reglamento.
4	Safira Energía Chile SpA	Artículo 143.-	Inciso 3 y 4 El Coordinador deberá informar con la debida antelación a los respectivos Clientes Libres suministrados por una Empresa Generadora el término del contrato de suministro, según los plazos y formas dispuestos en la norma técnica. En cualquier caso, si antes de 15 días de la fecha de término del contrato ninguna otra Empresa Generadora ha informado un contrato de suministro con el Cliente Libre y éste aún se encuentra conectado al sistema, la Empresa Generadora con contrato vigente podrá solicitar la suspensión del suministro al Coordinador o, en caso de Clientes Libres con peajes de distribución, a la Empresa Distribuidora correspondiente, con copia al Coordinador, al cliente respectivo y a la Superintendencia. En caso que la Empresa Generadora no haya informado el término del suministro asociado a un contrato de acuerdo al inciso anterior y al artículo 144 del presente reglamento, deberá mantener el reconocimiento de los retiros asociados al cliente en el Mercado de Corto Plazo.	El Coordinador tendrá la responsabilidad y deberá informar con la debida antelación a los respectivos Clientes Libres suministrados por una Empresa Generadora el término del contrato de suministro, según los plazos y formas que disponga dispuestos en la norma técnica. En cualquier caso, si previo a 30 días corridos antes de 15 días de la fecha de término del contrato ninguna otra Empresa Generadora que esté participando en el Mercado de Corto Plazo ha informado un contrato de suministro con el Cliente Libre y éste aún se encuentra conectado al sistema, la Empresa Generadora con contrato vigente tendrá la facultad de podrá solicitar la suspensión del suministro al Coordinador, a la Superintendencia y al Cliente Libre que este conectado en sistemas de transmisión fuera de los sistemas de distribución. Sin embargo, para el o, en caso de Clientes Libres con peajes de distribución, la solicitud deberá ser emitida al Coordinador con copia a la Empresa Distribuidora correspondiente, con copia al Coordinador, al Cliente Libre respectivo y a la Superintendencia. En un plazo máximo de 20 días, el Coordinador deberá entregar respuesta y una apropiada justificación respecto a dicha solicitud de suspensión de suministro eléctrico. En caso de que la Empresa Generadora no haya informado el término del suministro asociado a un contrato de acuerdo con el plazo indicado en el inciso anterior y en virtud de lo señalado en el artículo 144 del presente reglamento, deberá mantener el reconocimiento de los retiros asociados al cliente en el Mercado de Corto Plazo.

5	Safira Energía Chile SpA	Artículo 144.-	Cada Empresa Generadora será responsable de informar, con una antelación de al menos 30 días respecto del inicio del suministro, los contratos de suministro a ser considerados por el Coordinador en el Mercado de Corto Plazo, indicando, al menos, la identificación del Cliente Libre o Empresa Distribuidora, el período de suministro explicitando su inicio y término, las cantidades de energía y potencia asociadas a dicho contrato y toda aquella información que requiera el Coordinador. Asimismo, y con la misma antelación, deberá informar toda modificación de los contratos que implique cambios en el período de suministro o en las cantidades señaladas. En caso que el tiempo que medie entre la suscripción del contrato o modificación y el inicio del suministro sea inferior a 30 días, deberá informarlo al tercer día hábil siguiente a la suscripción. Asimismo, las Empresas Distribuidoras deberán informar al Coordinador los contratos de suministro que suscriban con Clientes Libres, indicando, al menos, las mismas características señaladas en el inciso anterior.	Cada Empresa Generadora será la responsable de informar, con una antelación de al menos 30 días corridos respecto del inicio del suministro, los contratos de suministro a ser considerados por el Coordinador en el Mercado de Corto Plazo, indicando, al menos, la identificación del Cliente Libre o Empresa Distribuidora, el período de suministro explicitando fecha de suscripciónsu, inicio y término de vigencia del contrato, renovación, las cantidades de energía y potencia contratadas para dicho Cliente en resolución anual asociadas a dicho contrato y toda aquella información que requiera el Coordinador. Asimismo, y con la misma antelación, deberá informar toda modificación de los contratos que implique cambios, tales como en el período de suministro o en las cantidades físicas señaladas anteriormente. En caso queEn caso de que el tiempo que medie entre la suscripción del contrato o modificación y el inicio del suministro sea inferior a 30 días, deberá informarlo a más tardar al tercer día hábil siguiente a la suscripción del contrato de suministro. Asimismo, las Empresas Distribuidoras deberán informar al Coordinador los contratos de suministro que suscriban con Clientes Libres, indicando, al menos, las mismas características señaladas en el inciso anterior. En el caso de que una Empresa Generadora no cumpla con la información requerida por el Coordinador a través de las plataformas que éste disponga, sujeto a lo establecido en el artículo 15 del presente Reglamento, y que tienen relación a los contratos de suministro suscritos, el Coordinador se reservará el derecho de notificar a la Superintendencia de Electricidad y Combustible el debido incumplimiento de esta información conforme a lo señalado en el artículo 20° del presente reglamento. Por otra parte, el Coordinador podrá tendrá la responsabilidad y deberá informar el incumplimiento a la Empresa Generadora determinando plazo de 30 días para envío de las informaciones requeridas, en caso que no, comunicar la posibilidad de suspensión de suministro al Cliente, al Suministrador y a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles y no considerar dicho consumo del Cliente Libre en las transferencias económicas de energía, balance de servicios complementarios, balance de potencia de suficiencia mensual y de todos los cargos que estén asociado.
6	Safira Energía Chile SpA	Artículo 151.-	Inciso 4 y 5 Las Empresas Distribuidoras deberán contar con el equipamiento de medida necesario que permita el registro continuo de la energía a facturar en cada punto de ingreso a su sistema de distribución, y su comunicación instantánea al Coordinador. Este equipamiento de medida deberá permitir la identificación de los flujos desde y hacia las redes de distribución, de forma tal que la información enviada al Coordinador represente adecuadamente las inyecciones y retiros asignables tanto a la generación como a la demanda, diferenciando los retiros destinados a Usuarios Finales libres o regulados. Las Empresas Distribuidoras deberán informar la asignación de suministro de cada uno de sus suministradores para cada período de facturación. Asimismo, para aquellos Clientes Libres que se ubiquen en sistemas de distribución, las Empresas Distribuidoras deberán informar al Coordinador el retiro a considerar para cada uno de estos clientes en el período de facturación respectivo, de acuerdo a las especificaciones señaladas en la norma técnica.	Las Empresas Distribuidoras deberán contar con el equipamiento de medida necesario que permita el registro continuo de la energía a facturar en cada punto de ingreso a su sistema de distribución, y su comunicación instantánea al Coordinador. Este equipamiento de medida deberá permitir la identificación de los flujos desde y hacia las redes de distribución, de forma tal que la información enviada al Coordinador represente adecuadamente las inyecciones y retiros asignables tanto a la generación como a la demanda, diferenciando los retiros destinados a Usuarios Finales libres o regulados. Para el caso de Usuarios Finales Libres, las Empresas Distribuidoras deberán disponer el acceso a la comunicación instantánea de los equipos de medición de energía a las Empresas Generadoras que cuentan con un contrato de suministro vigente. Las Empresas Distribuidoras deberán informar la asignación de suministro de cada uno de sus suministradores para cada período de facturación. Asimismo, para aquellos Clientes Libres que se ubiquen en sistemas de distribución, las Empresas Distribuidoras deberán informar al Coordinador el retiro a considerar para cada uno de estos clientes en el período de facturación respectivo, de acuerdo a las especificaciones señaladas en la norma técnica. En caso de que las Empresas Distribuidoras informen al Coordinador asignaciones de suministro de energía de Clientes Libres de carácter de medidas “estimadas o provisorias”, éstas deberán ser subsanadas e informadas al Coordinador como mediciones de consumos reales a más tardar antes del plazo que el Coordinador considere los cálculos de las respectivas reliquidaciones de los cuadros de pagos que impliquen diferencias físicas y valorizadas respecto a los cálculos que anteriormente haya emitido el Coordinador.
7	Safira Energía Chile SpA	Artículo 155.-	El Coordinador deberá mantener permanentemente actualizado como parte del sistema de información pública, los niveles de contratación de cada uno de los participantes del Mercado de Corto Plazo, incluyendo la identificación de los clientes suministrados, montos de contratación en energía y potencia, proyecciones de demanda y generación, plazos de suministro, y toda aquella información que considere relevante para el mercado eléctrico.	El Coordinador deberá mantener permanentemente actualizado como parte del sistema de información pública, los niveles de contratación de cada uno de los participantes del Mercado de Corto Plazo, incluyendo la identificación de los clientes suministrados, montos de contratación en energía y potencia, proyecciones de demanda y generación, plazos de suministro, y toda aquella información que considere relevante para el mercado eléctrico, en conformidad a lo establecido en el literal f) del artículo 72°-8 de la Ley. En caso de que las Empresas Generadoras no cumplan con la información requerida por el Coordinador conforme a lo señalado en el inciso anterior, el Coordinador deberá enviar un reporte de incumplimiento de dicha información a la Superintendencia de Electricidad y Combustible y tomar las medidas establecidas en el artículo 144.
8	Safira Energía Chile SpA	Artículo 183.-	Literal f. Información de contratación. Información permanentemente actualizada con las características principales respecto de los contratos de suministro vigentes entre empresas suministradoras y clientes, incluyendo, al menos, fecha de suscripción del contrato, plazos de vigencia, puntos y volúmenes de retiros acordados en los respectivos contratos con periodicidad al menos mensual, salvo aquellos aspectos de carácter comercial y económico contenido en los mismos. Asimismo, deberá calcular y publicar indicadores que den cuenta de los niveles de contratación destinada a suministrar a clientes finales de cada Empresa Generadora en relación con su capacidad instalada o generación, información histórica y evolución de contratación, información de contratos entre Empresas Generadoras, así como toda otra información relevante que facilite la transparencia y competitividad en el mercado eléctrico.	Asimismo, el Coordinador deberá calcular y publicar semestralmente indicadores que den cuenta de los niveles de contratación destinadas a suministrar a clientes finales de cada Empresa Generadora en relación con su capacidad instalada o generación, información histórica y evolución de contratación, información de contratos entre Empresas Generadoras, así como toda otra información relevante que facilite la transparencia y competitividad en el mercado eléctrico. Dichos indicadores deberán ser publicados en los medios que disponga el Coordinador para el acceso de cualquier interesado.
9	Safira Energía Chile SpA	Artículo 184.-	Será de responsabilidad del Coordinador verificar la completitud, calidad, exactitud y oportunidad de la información publicada en los respectivos sistemas de información pública, así como también establecer las medidas necesarias para resguardar la seguridad de la información contenida en ellos. El Coordinador deberá publicar en su sitio web, los formatos de entrega de información oportunamente, con el objeto de dar cumplimiento a los plazos contenidos en la normativa vigente. El Coordinador deberá mantener permanentemente actualizados los datos contenidos en los sistemas de información pública, conforme a la naturaleza de los mismos, los que serán de libre acceso y sin costo alguno para todo interesado. Asimismo, y sin perjuicio de los programas computacionales que utilice en los distintos procesos que realice, deberá disponer de la información en formatos de uso común que permitan la identificación de la información por parte de los usuarios, así como también mantener una nomenclatura común y única para las instalaciones sujetas a coordinación en los diferentes procesos que desarrolle.	Será de responsabilidad del Coordinador verificar la completitud, calidad, exactitud y oportunidad de la información publicada en los respectivos sistemas de información pública, así como también establecer las medidas necesarias para resguardar la seguridad de la información contenida en ellos. En el caso de que el Coordinador confirme que dicha información pública no cuenta con alguno de los aspectos señalados anteriormente, deberá notificar e informar a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles los incumplimientos que permitan contar con la información pública de forma cabal, completa y veraz, que permita el acceso a cualquier interesado. El Coordinador deberá publicar en su sitio web, los formatos de entrega de información oportunamente, con el objeto de dar cumplimiento a los plazos contenidos en la normativa vigente. El Coordinador deberá mantener permanentemente actualizados los datos contenidos en los sistemas de información pública, conforme a la naturaleza de los mismos, los que serán de libre acceso y sin costo alguno para todo interesado. Asimismo, y sin perjuicio de los programas computacionales que utilice en los distintos procesos que realice, deberá disponer de la información en formatos de uso común que permitan la identificación de la información por parte de los usuarios, así como también mantener una nomenclatura común y única para las instalaciones sujetas a coordinación en los diferentes procesos que desarrolle.
10	Safira Energía Chile SpA	Artículo 187.-	Para el cumplimiento de lo establecido en el presente Título, el Coordinador podrá solicitar a los Coordinados toda la información y todos los antecedentes que estime necesarios, tales como relaciones de propiedad de las empresas sujetas a coordinación, contratos de suministro de combustibles y de mantenimiento de instalaciones, contratos de suministro de energía eléctrica y servicios eléctricos a Clientes Finales y entre participantes del mercado, así como también todos los análisis técnicos y económicos que justifiquen la información entregada por los Coordinados. Los Coordinados tendrán la obligación de entregar los antecedentes solicitados al Coordinador, conforme a lo establecido en el inciso cuarto del artículo 72º-2 de la ley.	Para el cumplimiento de lo establecido en el presente Título, el Coordinador podrátendrá la responsabilidad y deber de solicitar a los Coordinados toda la información y todos los antecedentes que estime necesarios en virtud de lo señalado en el artículo 72°-8 de la ley, tales como relaciones de propiedad de las empresas sujetas a coordinación, contratos de suministro de combustibles y de mantenimiento de instalaciones, contratos de suministro de energía eléctrica y servicios eléctricos a Clientes Finales y entre participantes del mercado, así como también todos los análisis técnicos y económicos que justifiquen la información entregada por los Coordinados. Los Coordinados tendrán la obligación de entregar los antecedentes solicitados al Coordinador, conforme a lo establecido en el inciso cuarto del artículo 72º-2 de la ley y sujeto a sanciones que podrá aplicar la Superintendencia, conforme a lo señalado en el artículo 216° de la ley.

1	Generadoras de Chile	Otros	Principios para una operación y remuneración eficiente Una de los aspectos más relevantes para garantizar la coherencia regulatoria del reglamento, es la definición de principios que aporten con una visión estratégica que garantice la operación y remuneración eficiente de los distintos activos del sistema eléctrico, con énfasis en los sistemas con capacidad de gestión y/o regulación energética, como los sistemas de almacenamiento. Dado que en la propuesta no se percibe con claridad la existencia de principios, mediante la presente proponemos los siguientes: 1. Calcular siempre los costos de oportunidad para instalaciones con capacidad de almacenamiento de energía y regulación, con la periodicidad necesaria a efectos de garantizar un mejor despacho y mejor formación de precios. 2. Considerar el valor sistémico de sistemas de almacenamiento (en la fijación del costo marginal, pago de sobrecostos, servicios complementarios, etc). 3. Asignar adecuadamente los riesgos que resultan de brechas en la operación del Coordinador Eléctrico Nacional (ejemplo: remuneración de sobrecostos al operar fuera del orden de mérito incluyendo costos de oportunidad, aumento de granularidad y periodicidad de recálculo de costos de oportunidad). 4. Asegurar mejora continua en herramientas de programación y despacho. Lo anterior mediante exigencias mínimas que debe cumplir el Coordinador Eléctrico (ejemplo: incorporar métricas de desempeño cuantificadas a través de comparar la operación real con un despacho de referencia óptimo). 5. Definir esquemas de operación trazables, transparentes y escalables (ejemplo: modelos simplificados en corto plazo o heurísticas, con indicadores de desempeño, modelos de despacho de mediano y largo plazo, etc). 6. Garantizar un despacho de sistemas de almacenamiento no discriminatorio ni arbitrario, mediante una visión sistémica y definiciones regulatorias claras. A través de dichos principios, sería posible avanzar en una propuesta de reglamento coherente, reduciendo los aspectos de discrecionalidad, y permitiendo además un tránsito coherente a un mercado intermedio, que sea el punto de partida del avance hacia un mercado competitivo basado en ofertas.	0
2	Generadoras de Chile	Otros	Nuevo rol y potestad del Coordinador Eléctrico El Coordinador pasa de un rol técnico-operativo a uno con facultades económico-regulatorias relevantes sobre el almacenamiento, en un contexto donde los conceptos jurídicos habilitantes (seguridad, suficiencia, eficiencia) no tienen umbrales ni criterios preestablecidos, habilitando despachos fuera de mérito sin control ex ante ni mecanismos de revisión o compensación claros. Este cambio incrementa la percepción de riesgo regulatorio, y se aleja de los principios de buena regulación, tales como predictibilidad, proporcionalidad y responsabilidad por resultados. Además, se establecen cambios relacionados con los sistemas de almacenamiento y la manera en que el Coordinador podrá ejercer sus atribuciones de coordinación, como los incorporados en los artículos 96° y 108° bis, que se pueden entender que exceden las atribuciones legales de coordinación del CEN y se encuentran en tensión con derechos constitucionales de los titulares de las instalaciones. Esta posible pugna puede significar cuestionamientos desde la óptica de las atribuciones legales del Coordinador (quien coordina, no opera instalaciones) y de las garantías del titular de las instalaciones a desarrollar su actividad libremente en los términos del N°21 del artículo 19 de la Constitución Política de la República.	0
3	Generadoras de Chile	Otros	Mercado en transición Considerando el creciente desarrollo de proyectos de energías renovables y sistemas de almacenamiento, uno de los aspectos más importantes a considerar en la actualización del reglamento DS N°125 es que sus propuestas promuevan una transición coherente hacia un mercado de ofertas, donde los sistemas de almacenamiento puedan participar de forma competitiva, incluyendo aspectos intermedios que, reconociendo las condiciones actuales del sistema, preparen las reglas y herramientas necesarias para una reforma estructural de mercado basada en precios y ofertas. De esta manera, la propuesta debe contener aspectos de transición que permita operar hoy con más eficiencia y menor discrecionalidad, pero prepare la arquitectura legal, técnica y económica de un futuro mercado competitivo basado en precios.	0
4	Generadoras de Chile	Otros	Definiciones, metodologías y marco regulatorio del reglamento El texto propuesto introduce definiciones y facultades relevantes para la operación y programación del sistema eléctrico, sin que todas ellas estén adecuadamente definidas o respaldadas por un marco normativo claro. Conceptos como “Energía Gestionable”, “Instalaciones con Capacidad de Almacenamiento” o “Impacto de Larga Duración” no cuentan con una delimitación conceptual precisa en el reglamento, y su aplicación se delega al Coordinador sin establecer criterios explícitos ni su debida canalización a través de un proceso de consulta pública regulado por una Norma Técnica. Esta omisión genera incertidumbre respecto de la implementación práctica de estos conceptos, particularmente al permitir que decisiones relevantes sean establecidas mediante minutas o procedimientos internos sin un debido proceso formal. Se recomienda que el reglamento complemente y clarifique el tratamiento de estos conceptos, estableciendo definiciones generales, principios orientadores y la obligación de que los criterios técnicos, metodologías y procesos asociados sean definidos reglamentariamente en Normas Técnicas, aprobadas con participación del Comité Consultivo.	0
5	Generadoras de Chile	Otros	Coherencia regulatoria La propuesta de modificación al Reglamento no constituye un diseño autocontenido, ya que en varios aspectos remite a instrumentos normativos externos para definir criterios sustantivos que son indispensables para su implementación. A modo de ejemplo, se hace referencia al DS N° 88 para establecer los criterios que deben aplicar las empresas distribuidoras al informar limitaciones de colocación, sin que dichos criterios estén hoy definidos o en proceso de revisión pública. Esta remisión introduce un riesgo de incertidumbre regulatoria, más aún considerando que se establece un plazo de aplicación de 24 meses desde la publicación del reglamento, sin asegurar que las condiciones normativas necesarias estén plenamente vigentes en ese plazo. En este contexto, preocupa la falta de una articulación integral desde la autoridad sectorial para asegurar coherencia entre los distintos procesos regulatorios en curso. Esta necesidad se vuelve aún más relevante dada la simultaneidad de iniciativas como el Plan de Descarbonización, la implementación de la Ley de Transición Energética, el proyecto de ley de Subsidio Eléctrico, la actualización de la Norma Técnica para la conexión y operación de los PMGD, y las recomendaciones regulatorias derivadas del blackout del 25 de febrero. Se recomienda que el Ministerio de Energía convoque a un proceso coordinado de revisión y armonización regulatoria, que permita dar consistencia y certidumbre a las reformas en curso, y que asegure que todos los elementos necesarios para la implementación de este reglamento estén definidos con la debida anticipación.	0

6	Generadoras de Chile	Artículo 2.-	x) Costo de Producción La definición propuesta para el Costo de Producción en el literal x del artículo 2 no incluye explícitamente a las Centrales con Almacenamiento por Bombeo, lo que podría generar interpretaciones restrictivas en su aplicación. Se recomienda incorporar esta tecnología de forma expresa dentro del listado de instalaciones cuya valorización considera el Costo de Oportunidad. Asimismo, se sugiere simplificar la redacción del artículo, reemplazando el listado específico por una referencia genérica a "instalaciones con capacidad de almacenamiento", lo que permite abarcar de forma más clara y completa a todas las tecnologías relevantes. Por último, se propone explicitar que, para las instalaciones con capacidad de almacenamiento, el Costo de Producción debe corresponder al mayor valor entre el Costo Variable y el Costo de Oportunidad, tal como se ha aplicado en la práctica regulatoria vigente, asegurando así una señal económica consistente y no discriminatoria.	0
7	Generadoras de Chile	Artículo 2.-	z) Excedentes La redacción actual del literal z del artículo 2 no identifica explícitamente que los excedentes pueden provenir tanto de Autoproductores como de Sistemas de Generación Consumo (SGC), lo que podría dar lugar a interpretaciones restrictivas o inconsistentes con el resto del reglamento. Adicionalmente, se observa que la definición utiliza un enfoque que podría interpretarse como económico, sin precisar si se refiere a excedentes de energía o de potencia. Esto genera dudas respecto de su coherencia con otras definiciones existentes en la normativa eléctrica, como la empleada en la Norma Técnica de Coordinación y Operación.	0
8	Generadoras de Chile	Artículo 2.-	y) Costo Variable La definición actual de Costo Variable en el literal y del artículo 2 no incluye explícitamente a la componente de generación de los Sistemas de Generación Consumo (SGC), lo que resulta inconsistente con otras disposiciones del reglamento, considerando que el literal k del mismo artículo excluye a los SGC de la definición de Empresa Generadora. Adicionalmente, se observa que esta definición es redundante respecto al artículo 61 iniciso primero, dado que contempla los mismos elementos. Por lo que se sugiere evaluar su supresión en este artículo o en el artículo 61.	0
9	Generadoras de Chile	Artículo 2.-	w) Costo de Oportunidad La definición propuesta en el literal w) del artículo 2, que circunscribe el Costo de Oportunidad exclusivamente a instalaciones con capacidad de almacenamiento, es en general compartida como orientación conceptual adecuada. No obstante, se recomienda revisar si esta formulación deja fuera a otras tecnologías que también podrían tener costos de oportunidad relevantes, como unidades con tiempos de encendido largos o capacidad flexible sin almacenamiento explícito. Se pide precisar que la capacidad de almacenamiento referida corresponde a energía, para mantener consistencia.	0
10	Generadoras de Chile	Artículo 2.-	bb) Sistema Generación - Consumo o SGC La definición propuesta en el literal bb) del artículo 2 reproduce, en lo sustantivo, la definición contenida en la letra af) del artículo 225 de la LGSE, por lo que se sugiere evaluar la necesidad de su inclusión en este reglamento. De mantenerse, se recomienda realizar algunos ajustes para asegurar consistencia legal y mayor precisión regulatoria. Además, se propone incoporar explícitamente que la enumeración de fines como la producción de hidrógeno o desanilización es meramente ejemplar, y siendo su única limitación no incluir instalaciones destinadas a generación eléctrica como actividad principal.	0
11	Generadoras de Chile	Artículo 13.-	El texto propuesto para el artículo 13 establece que los Autoproductores y los Sistemas de Generación Consumo (SGC) deberán demostrar al Coordinador que están en condiciones de aportar excedentes al Sistema Eléctrico Nacional. Esta redacción, sin mayores precisiones, puede interpretarse como una obligación general de inyectar excedentes, lo que no se ajusta al marco legal vigente. De acuerdo con lo establecido en el artículo 225 literal af) del DFL N°4, los SGC se caracterizan por el abastecimiento prioritario de sus propios consumos, estando habilitados, pero no obligados, a inyectar sus excedentes al sistema. Por tanto, se recomienda ajustar la redacción del artículo para que la demostración de excedentes sea exigible solo en los casos que corresponda, conforme a lo definido en la normativa vigente. Asimismo, se sugiere explicitar que los SGC pueden incorporar sistemas de almacenamiento orientados exclusivamente a la gestión de autoabastecimiento interno, sin que esto implique automáticamente su participación en la programación o inyección al sistema. Por último, se propone homogeneizar los términos utilizados en este artículo respecto a la definición de Excedentes y a los conceptos de capacidad instalada o potencia, con el fin de evitar ambigüedades en su aplicación. Esta armonización también debe contemplar lo ya corregido en artículos como el 116 bis, para resguardar la coherencia normativa en el tratamiento de los SGC.	0
12	Generadoras de Chile	Artículo 19.-	1. Actualmente, el reglamento establece un plazo de 15 días para que el titular subsane observaciones, pero no fija un plazo para que la Comisión Nacional de Energía formule dichas observaciones. Esta asimetría puede generar incertidumbre en el proceso de tramitación. Se propone establecer un plazo máximo de 10 días hábiles para que la Comisión emita observaciones desde el ingreso de la solicitud. 2. La exigencia de presentar órdenes de compra u otros contratos sin condiciones puede ser incompatible con las prácticas habituales del financiamiento de proyectos, donde el cierre financiero se condiciona precisamente a la obtención de autorizaciones como la DeC. Si bien, entendemos que la exigencia de las órdenes de compra está en el artículo 72-17 de la ley, considerando la realidad de los desarrollo de proyectos y manteniendo el espíritu, se propone permitir instrumentos equivalentes que acrediten razonablemente el compromiso de ejecución, junto con documentos técnicos o justificativos de avances. Esta modificación evitaría un rechazo injustificado de solicitudes viables que cuentan con respaldo financiero en etapa temprana.	0
13	Generadoras de Chile	Artículo 23.-	Se incorpora como criterio de inicio de construcción la ejecución de obras de forma "sistemática, ininterrumpida y permanente". Este lenguaje puede resultar inaplicable o poco realista para muchos proyectos del sector eléctrico, especialmente aquellos con ejecución por etapas, ventanas de construcción planificadas no lineales o sujetos a eventos de fuerza mayor. La redacción actual deja espacio a interpretaciones discrecionales respecto del cumplimiento de hitos, lo que introduce incertidumbre para los titulares. Por ello, se sugiere eliminar o reformular ese párrafo para hacerlo coherente con la realidad de ejecución de los proyectos. Además, se solicita mayor claridad sobre los mecanismos de acreditación del avance constructivo, incluyendo los antecedentes mínimos exigibles y si existirá una periodicidad predefinida para su presentación.	0

14	Generadoras de Chile	Artículo 37.-	Se recomienda que el reglamento incorpore una definición y criterios objetivos para determinar cuándo una instalación con capacidad de almacenamiento se considera de “impacto de larga duración”. Esta precisión es clave para asegurar una aplicación consistente del artículo. Asimismo, se sugiere que el reglamento explicite que la categorización de instalaciones según su duración tiene como único propósito su uso dentro de los procesos de programación de la operación, evitando interpretaciones más amplias. Por último, se valora la inclusión de características técnicas para dicha categorización y se recomienda consolidar una lista mínima que considere elementos como la capacidad de gestión y almacenamiento, la potencia, los ciclos de carga y descarga, el impacto en la operación del sistema, eficiencia de carga y descarga, entre otros .	0
15	Generadoras de Chile	Artículo 38.-	El artículo 38 contempla la posibilidad de que el Coordinador utilice criterios diferenciados para determinar el Costo de Oportunidad de instalaciones cuya capacidad de almacenamiento tenga un impacto de larga duración en el sistema. Sin embargo, el reglamento no define cuáles son esos criterios ni establece principios orientadores mínimos, dejando su aplicación completamente a criterio del Coordinador. Se recomienda que el reglamento explicite que estos criterios deberán ser definidos en la Norma Técnica, pero ajustados a principios básicos establecidos en el propio reglamento, tales como: consistencia entre etapas de programación, trazabilidad del valor económico asignado y no discriminación entre tecnologías. Asimismo, se sugiere incorporar el deber de que el Coordinador publique, de manera oportuna y con antelación suficiente, las metodologías, modelos y parámetros utilizados para la determinación del Costo de Oportunidad. Esto es especialmente relevante en un contexto donde dicho valor afecta directamente la operación y valorización de recursos gestionables a lo largo de toda la cadena de programación.	0
16	Generadoras de Chile	Artículo 40.-	Los criterios para determinar cuándo deben considerarse “cambios relevantes”, “contingencias” o “desviaciones” que habiliten el recálculo del Costo de Oportunidad deben estar establecidos en la Norma Técnica correspondiente, no quedando a discrecionalidad del Coordinador. Esto permitirá contar con reglas objetivas y verificables que resguarden el trato equitativo entre instalaciones. El recálculo del Costo de Oportunidad debe realizarse de manera periódica y recurrente, con una frecuencia adecuada (por ejemplo, horaria), especialmente cuando existan desviaciones relevantes entre la programación y la operación real. Esta actualización es esencial para reflejar adecuadamente el valor de la energía gestionable y evitar distorsiones económicas en el despacho y en los ingresos de los sistemas de almacenamiento. El procedimiento simplificado para el recálculo debe ser público, técnicamente fundado y homogéneo, y estar definido con base en parámetros establecidos por la norma técnica. Además, se deben prever mejoras en las herramientas tecnológicas del Coordinador y establecer plazos realistas de implementación. Se recomienda establecer en el Reglamento la obligación del Coordinador de contar con una Política de Despacho específica para las energías gestionables, que incorpore el Costo de Oportunidad, el Costo Marginal real y otras variables relevantes. Esta política debe ser gestionada mediante métricas de desempeño y herramientas de monitoreo que aseguren su correcta implementación y evaluación.	0
17	Generadoras de Chile	Artículo 48.-	Se establece los criterios bajo los cuales el Coordinador podrá determinar si corresponde calcular un Costo de Oportunidad para una Central Renovable con Capacidad de Regulación. Si bien se valora la incorporación de variables técnicas para esta evaluación, se identifican aspectos que requieren ajustes para resguardar la claridad regulatoria y la consistencia normativa. En primer lugar, se señala que la referencia al “impacto de larga duración” —implícita en la relación entre este artículo y el artículo 37— genera ambigüedad al no estar claramente definida en el cuerpo del reglamento. La evaluación del impacto sistémico debe estar sujeta a criterios objetivos, rangos técnicos o metodologías cuantificables, los cuales deben ser establecidos en la Norma Técnica, pero al menos referenciados normativamente en este artículo. Además, se considera necesario que el artículo sea coherente con la categorización que establece el artículo 37 respecto a instalaciones con impacto de larga duración, a fin de evitar contradicciones entre ambos artículos en cuanto al uso del Costo de Oportunidad como Costo de Producción.	0
18	Generadoras de Chile	Artículo 57.-	El artículo 57 establece que las instalaciones despachadas fuera de orden económico serán retribuidas en sus Costos Variables. Sin embargo, este enfoque no resulta adecuado para tecnologías gestionables como los Sistemas de Almacenamiento de Energía, las Centrales con Almacenamiento por Bombeo o las Centrales Renovables con Capacidad de Regulación, cuyo costo operativo principal es su Costo de Oportunidad. Se recomienda ajustar el artículo para que dichas instalaciones sean retribuidas conforme a ese costo cuando se alejen del orden económico. Asimismo, se sugiere que el despacho en tiempo real se base en la versión más actualizada de la programación, incorporando el estado más reciente del sistema. Además, el proceso de programación debe incluir y publicar explícitamente los Costos de Producción y de Oportunidad para todas las tecnologías, de forma alineada con la prioridad de colocación.	0
19	Generadoras de Chile	Artículo 96.-	El artículo 96, en su redacción propuesta, otorga al Coordinador la facultad de instruir directamente el inicio o la suspensión de los modos de retiro e inyección de energía de sistemas de almacenamiento y centrales con bombeo, con el fin de preservar la seguridad del sistema eléctrico. Si bien se reconoce la necesidad de dotar al Coordinador de herramientas para enfrentar condiciones excepcionales, existen aspectos relevantes que deben ser revisados. En primer lugar, se considera necesario acotar esta atribución a situaciones justificadas y excepcionales, para evitar su aplicación en condiciones normales del sistema, ya que podría distorsionar señales de mercado, desincentivar inversiones y afectar el rol de coordinación que le asigna la ley al Coordinador. En segundo lugar, se propone que el artículo establezca explícitamente los mecanismos de compensación aplicables en estos casos, señalando que toda instrucción fuera de orden económico debe ser retribuida al menos en función del Costo de Oportunidad, conforme a lo dispuesto en el artículo 166 ter o en la Norma Técnica correspondiente. También se sugiere incluir expresamente a las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento y Regulación dentro del alcance de este artículo, para asegurar un tratamiento equitativo entre tecnologías. Asimismo, se requiere alinear esta disposición con el marco legal vigente, en particular con los artículos 72-1 y siguientes de la LGSE, que otorgan al Coordinador funciones de coordinación, pero no de operación directa de instalaciones. Instrucciones obligatorias de retiro, en ausencia de decretos de emergencia o racionamiento, podrían exceder el marco legal y afectar las atribuciones propias de los titulares, incluida su autonomía de gestión. Finalmente, se recomienda que el artículo contemple una vigencia diferida hasta la publicación en el Diario Oficial de la Norma Técnica que regule su implementación, asegurando así un marco técnico claro para su aplicación.	0

20	Generadoras de Chile	Artículo 103.-	Respecto del régimen de autodespacho para sistemas de almacenamiento con capacidad de inyección menor a 9 MW, se sugiere revisar su diseño considerando los potenciales impactos acumulados en la operación del sistema, especialmente en casos de agrupación o concentración geográfica de estas instalaciones. En este sentido, se propone establecer criterios técnicos claros para el acceso y la permanencia en dicho régimen, tales como el efecto agregado sobre la operación y la capacidad del sistema para absorber retiros e inyecciones no coordinadas sin comprometer la eficiencia del despacho. Además se recomienda revisar su interacción con mecanismos existentes, como el reconocimiento de suficiencia establecido en el DS 62.		0
21	Generadoras de Chile	Artículo 105.-	El artículo 105 define el Costo Variable para los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) y Centrales con Almacenamiento por Bombeo (CAB), incorporando componentes como el costo de carga, pérdidas y costos variables no combustibles. Sin embargo, esta formulación omite el Costo de Oportunidad, que constituye el componente principal del Costo de Producción para este tipo de tecnologías. En línea con lo establecido en el artículo 61 del mismo reglamento, se recomienda que el cálculo del Costo Variable para SAE, CAB y también Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento o Regulación (CRCA/CRCR) sea determinado conforme a la Norma Técnica, permitiendo incorporar los elementos relevantes según la naturaleza de cada tecnología.		0
22	Generadoras de Chile	Artículo 108 bis.-	Se recomienda que el despacho fuera de Orden Económico de instalaciones con capacidad de almacenamiento de corta duración sea considerado una condición especial de operación sujeta a criterios objetivos y fundados, definidos en la Norma Técnica de Programación de la Operación. Este tipo de instrucción no debe quedar a discrecionalidad del Coordinador. Asimismo, este despacho excepcional deberá realizarse en conformidad con la Política de Despacho de Energías Gestionables, la cual debe guiar el tratamiento operativo de estas instalaciones y ser gestionada mediante indicadores de desempeño, como ya se sugiere en el artículo 40. Es importante que este mecanismo resguarde el trato no discriminatorio entre instalaciones equivalentes, asegurando condiciones de operación homogéneas y coherentes para instalaciones de similares características. Finalmente, dada la variabilidad de las condiciones operativas del sistema, se considera necesario que el Coordinador cuente con herramientas para actualizar o estimar el costo de oportunidad en tiempo real, cuando las condiciones lo ameriten, de modo de evitar despachos ineficientes y mantener señales económicas consistentes con la operación a mínimo costo.		0
23	Generadoras de Chile	Artículo 112.-	El artículo 112 contempla dos metodologías para incorporar a las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento en la programación de la operación, una de las cuales considera únicamente el Costo Variable declarado de la central. Esta opción no refleja adecuadamente el valor operativo de la energía gestionable, y podría derivar en decisiones ineficientes para el sistema. Se recomienda establecer que estas instalaciones sean programadas considerando su Costo de Oportunidad, independientemente del origen de la energía almacenada, de forma coherente con el tratamiento aplicado a los Sistemas de Almacenamiento de Energía.		0
24	Generadoras de Chile	Artículo 116 bis.-	El artículo 116 bis establece los procedimientos para que nuevas instalaciones o instalaciones existentes pasen a formar parte de un Sistema de Generación Consumo (SGC). Se recomienda revisar este artículo en tres aspectos clave: Primero, se sugiere eliminar la exigencia general de demostrar la capacidad de aportar excedentes, señalando que dicha verificación debe realizarse solo en los casos que corresponda, de conformidad con la definición legal del SGC, que habilita, pero no obliga, a inyectar energía al sistema. Segundo, se plantea la necesidad de precisar el procedimiento administrativo, en particular el momento en que debe presentarse la información al Coordinador, la naturaleza del pronunciamiento que este debe emitir y los plazos para su resolución. Se recomienda que la entrega de información se realice después de la declaración en construcción, pero antes del inicio del proceso de conexión, para evitar demoras regulatorias. Tercero, se sugiere complementar el artículo incorporando explícitamente el procedimiento aplicable a instalaciones de consumo existentes que deseen integrarse a un SGC, dado que este caso no está contemplado en la redacción actual.		0
25	Generadoras de Chile	Artículo 116 ter.-	El artículo 116 ter establece dos metodologías para la incorporación de los Sistemas de Generación Consumo (SGC) en la programación de la operación, pero no define los criterios técnicos para optar entre ellas. Se recomienda explicitar en el reglamento los principios o condiciones que orientarán la aplicación de cada alternativa, con el fin de evitar discrecionalidad en su aplicación. Adicionalmente, se sugiere explicitar que los SGC pueden incorporar sistemas de almacenamiento destinados al autoabastecimiento, los cuales deberían ser considerados dentro de la programación bajo lineamientos definidos en la norma técnica. Esta precisión permite reflejar el diseño real de muchos SGC y mejorar la consistencia operativa. También se plantea la necesidad de aclarar si el régimen de autodespacho señalado en el inciso final aplica igualmente a SGC conectados a redes de distribución, y si la metodología del literal b) es equivalente a un régimen de autodespacho o solo aplica bajo ciertas condiciones. Finalmente, se sugiere asegurar que la programación de la operación respete el principio de autoabastecimiento que define a los SGC en la Ley General de Servicios Eléctricos, evitando que su generación propia quede restringida por criterios de orden de colocación, lo que podría impedir su operación para cubrir consumos internos.		0
26	Generadoras de Chile	Artículo 116 quinquies.-	Se establece que, para todos los efectos del reglamento, el suministrador del Sistema de Generación-Consumo (SGC) actuará como titular de la instalación frente al Coordinador. Esta disposición ha generado amplias dudas técnicas, conceptuales y de consistencia normativa. Por lo que se solicita aclarar la justificación y alcance de esta regla, especialmente considerando que el suministrador puede ser un tercero ajeno al SGC. Esto puede generar incertidumbre sobre las responsabilidades operativas, contractuales y representación ante el Coordinador. Se advierte que esta solución normativa es inconsistente con otros artículos del mismo reglamento, que reconocen a los SGC como Coordinados y titulares de instalaciones (artículo 10 y artículo 30) , así como con la lógica de reemplazo establecida en el artículo 11 del DS 125, en la cual un actor distinto al propietario puede actuar como coordinado, pero para todos los efectos de la coordinación, y que debe existir un coordinado titular por cada instalación. Esto contradice la noción de que una figura externa pueda representar al SGC solo en ciertos ámbitos, como el balance, pero no en operación o planificación.		0

27	Generadoras de Chile	Artículo 116 sexies.-	Se distingue dos modos de operación para los SGC: Modo Retiro y Modo Generación Directa, excluyendo otras posibles condiciones de operación que son viables desde el punto de vista técnico y coherentes con el diseño de los SGC. En particular, no se contempla el caso en que un SGC no realice inyecciones ni retiros al sistema eléctrico, situación prevista en la definición legal y que debe ser reflejada en el reglamento. Asimismo, el uso del término "Modo Retiro" podría inducir a confusión, dado que se trata de una expresión utilizada también en el contexto de los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE). Se recomienda reformular la nomenclatura para evitar solapamientos con otras definiciones reglamentarias. También se observa que no queda claro si los retiros de energía desde el sistema eléctrico por parte del SGC pueden destinarse a la carga de baterías integradas al propio sistema, las cuales posteriormente podrían suministrar energía a la infraestructura productiva interna. Este tipo de operación debe ser claramente habilitada por el reglamento para no limitar innecesariamente el diseño y eficiencia operativa de los SGC.	0
28	Generadoras de Chile	Artículo 117 bis.-	El artículo establece la obligatoriedad del uso de herramientas automáticas de despacho económico en la operación en tiempo real. Dado el impacto transversal de esta implementación en todas las instalaciones, se considera necesario que el reglamento incorpore disposiciones transitorias explícitas que establezcan qué ocurrirá con aquellas instalaciones que, por razones técnicas justificadas, no puedan cumplir con este requerimiento en los plazos definidos. Esto resulta especialmente relevante considerando experiencias recientes, como la implementación de los SSCC, donde los plazos han superado lo inicialmente previsto. Asimismo, se sugiere que el reglamento indique cómo deberá proceder el Coordinador durante la etapa de transición, tanto en términos de programación como de operación en tiempo real, para no afectar la participación de instalaciones que estén en proceso de adecuación. Finalmente, se solicita contar con información sobre los efectos concretos que estas herramientas automáticas tendrán en términos de eficiencia operativa y seguridad del sistema, a fin de sustentar técnica y regulatoriamente su implementación.	0
29	Generadoras de Chile	Artículo 140.-	El inciso final del artículo 140 introduce la posibilidad de que el Coordinador “habilite a un tercero” para intermediar en las operaciones financieras resultantes del balance de transferencias económicas. Esta disposición plantea dudas relevantes desde el punto de vista jurídico, institucional y operativo, que aconsejan su revisión. En primer lugar, la expresión “habilitar” resulta ambigua, al no quedar claro si se trata de una autorización administrativa, una contratación bajo criterios técnicos, o una delegación exclusiva. En la medida que se pretenda establecer por reglamento una figura que regule o condicione la actividad de intermediación financiera (como podría ser el factoring), surgen interrogantes sobre la legalidad de esta habilitación y su compatibilidad con el marco normativo vigente, particularmente en lo que respecta a la competencia del Coordinador. En segundo lugar, no se especifican las características mínimas ni las funciones esperadas de dicho tercero, lo que genera incertidumbre sobre su rol. Si se contempla que este actor reciba pagos de empresas deficitarias, transfiera recursos a empresas excedentarias, o incluso ejecute garantías asociadas a las obligaciones del sistema, ello debiese estar claramente delimitado y fundado en una norma técnica o procedimiento abierto y transparente, para evitar discrecionalidades o distorsiones. En tercer lugar, si bien se establece que la habilitación de este mecanismo no podrá generar mayores costos para los Coordinados o los clientes finales, la ausencia de una definición sobre cómo se financiaría esta operación podría dificultar su implementación práctica o limitar su efectividad. En ese sentido, se sugiere revisar esta restricción o bien establecer expresamente el mecanismo de financiamiento asociado. En conjunto, la incorporación de esta figura –en los términos actuales– podría afectar la libre operación de terceros en el mercado financiero, especialmente si se interpreta que solo el intermediario “habilitado” puede operar en este ámbito. Por lo anterior, se recomienda revisar en profundidad la necesidad, el alcance y el sustento legal de esta disposición, o considerar su supresión si no existe un diagnóstico claro que la justifique ni un marco jurídico que la respalde adecuadamente.	0
30	Generadoras de Chile	Artículo 143 bis.-	El procedimiento propuesto en el artículo 143 bis restringe excesivamente la posibilidad de poner término operativo a un contrato de suministro con un Cliente Libre, aun cuando exista un incumplimiento contractual evidente. Esto genera efectos adversos sobre la cadena de pagos, distorsiona el mercado de clientes libres y desincentiva el cumplimiento contractual. La exigencia de solicitar un acuerdo entre partes por resolución arbitral o judicial para validar el término anticipado de contrato impide ejercer oportunamente el derecho de corte o desconexión, incluso frente a no pago comprobado. Además se atribuye al Coordinador funciones interpretativas contractuales, al tener que determinar si el término del contrato ha sido “indubitado”, lo que no corresponde a sus competencias legales. Esta situación es inconsistente con la figura del Coordinador como agente técnico-operativo del sistema, y ajena al marco regulatorio previsto en la Ley General de Servicios Eléctricos.	0
31	Generadoras de Chile	Artículo 156.-	Se solicita restituir la opción de utilizar de los seguros ejecutables a primer requerimiento como respaldo financiero, tanto en el artículo 156, como en los artículo 157, 159 y 160. El artículo 156 suprime los seguros como instrumento válido de garantía para participar en el Mercado de Corto Plazo. Esta exclusión no se justifica técnica ni legalmente, y que representa un retroceso respecto de la práctica actualmente vigente y permitida por la ley. Se observa que los seguros ejecutables a primer requerimiento, debidamente estructurados, ofrecen un nivel de resguardo equivalente al de otros instrumentos aceptados como boletas bancarias o cartas de crédito stand-by . Además, estos seguros suelen tener un costo financiero significativamente menor, permitiendo una gestión más eficiente del capital de trabajo para las empresas participantes, sin comprometer la continuidad de la cadena de pagos. Además la eliminación de los seguros como instrumentos de garantías de pago podria tener efectos regresivos, afectando a empresas con menor acceso a financiamiento bancario tradicional, y eventualmente generar barreras competitivas injustificadas o situaciones de trato discriminatorio hacia las aseguradoras. La eliminación del seguro como instrumento de garantía aumentaría injustificadamente el costo financiero de los coordinados para participar en el mercado de corto plazo, lo que, en un extremo, podría considerarse como una limitación competitiva innecesaria e injustificada.	0

32	Generadoras de Chile	Artículo 166 bis.-	El artículo 166 bis, no establece con claridad los criterios ni condiciones bajo los cuales se aplicaría una reasignación de ingresos entre sistemas de almacenamiento con igual costo de producción. Tampoco se define el concepto de "ventana de tiempo" ni se detalla el procedimiento que permitiría dicha redistribución. Adicionalmente, la introducción de un mecanismo de compensación ex post entre instalaciones que han sido valorizadas según el costo marginal del sistema puede resultar inconsistente con el principio de valorización establecido en la legislación vigente. Se recomienda revisar el artículo, evitando mecanismos de redistribución posteriores y privilegiando medidas preventivas y reglas claras aplicables ex ante, que aseguren una operación eficiente y no discriminatoria.		0
33	Generadoras de Chile	Artículo 166 ter.-	El artículo establece que las inyecciones de los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) despachadas fuera de orden económico serán compensadas únicamente en función de sus Costos Variables. Esta formulación no refleja adecuadamente los costos relevantes que enfrentan estas tecnologías, cuyo valor operativo se expresa principalmente a través de su Costo de Oportunidad, calculado en la programación o reprogramación de la operación. Se recomienda que el artículo reconozca expresamente que las compensaciones en situaciones de despacho fuera de orden económico deberán considerar su Costo de Oportunidad, tal como se hace en el caso de otras tecnologías gestionables como centrales hidroeléctricas. Esta corrección permitiría una valorización más consistente, eficiente y no discriminatoria entre tecnologías. Adicionalmente, se propone extender el artículo para incluir una compensación a los retiros de energía (modo carga) que se efectúen fuera de orden económico, es decir, cuando estos se realicen a un costo marginal superior al Costo de Oportunidad calculado para la programación de carga. Finalmente, se sugiere que la aplicación del artículo quede supeditada a la entrada en vigencia de la Norma Técnica respectiva, asegurando que exista un marco metodológico claro para su implementación y evaluación.		0
34	Generadoras de Chile	Artículo primero transitorio.-	Se establece distintos plazos para el Coordinador (36 meses) y para los Coordinados (18 meses) respecto de la implementación de las herramientas automáticas de despacho y los esquemas de control automático señalados en el artículo 117 bis. Esta diferencia no se encuentra debidamente justificada y puede generar asimetrías relevantes en los tiempos de cumplimiento. El plazo de 18 meses otorgado a los Coordinados debería comenzar a contarse desde la publicación de la norma técnica correspondiente, ya que es esta la que definirá los requisitos técnicos que deben cumplir los esquemas automáticos.		0
1	Global Power Generation Chile SpA	Artículo 36.-	Se debe garantizar que la optimizacion que esta modificacion le otroga al Coordinador no interfiera con el regimen de autodespacho que otorgo la regulacion, desde el origen de esta normativa con el DS 244 y que luego concervo el DS 88.		Se solicita agregar a continuacion de la expresion "Adicionalmente, el Coordinador deberá optimizar a las instalaciones bajo el régimen de Autodespacho, con ocasión de la aplicación de lo establecido en el artículo 45 bis del presente reglamento.", lo siguiente: "Lo anterior no supondrá un impedimento para la libre ejecución del autodespacho por parte de los pequeños medios de generación distribuidos, tal como se establece en el DS 88 y que fue originado en el DS 244."
2	Global Power Generation Chile SpA	Artículo 117.-	Como se ha discutido en otras ocaciones, el modelo de negocio de los PMGD se funda, entre otras cosas, en las "simplificaciones" normativas que por su tamaño pueden adherir, tales como no requerir de un PPC (Power Plant Controller) o Sistema de Control de Planta o de personal in situ para operar la planta gracias a la facultad de autodespacho, por lo cual para los PMGD existentes es vital continuar bajo el esquema anterior, ya que, puede significar la diferencia entre un proyecto rentable y uno no rentable. Por lo anterior, es necesario que cualquier modificacion que se realice a la normativa que aplique a los PMGD mantenga las exigencias fisicas y de equipamiento con las cuales se construyeron las centrales PMGD.		Se solicita modificar el punto p) de la siguiente forma: "Instruir la operación conjunta de las instalaciones que operen con Autodespacho conectadas a redes de distribución, con ocasión de lo dispuesto en el artículo 126 del presente reglamento, sin que lo anterior requiera la implementación de un PPC (Power Plant Controller) o Sistema de Control de Planta que altere la infraestructura de estas centrales existentes."
3	Global Power Generation Chile SpA	Artículo 126.-	Se repite la observacion del articulo 117 y se solicita modifcar el articulo 126 en e lmismo tenor		Se solicita agregar al final del articulo lo siguiente: "Todo lo anterior no requerirá la implementación de infraestructura adicional a la establecida en la normativa vigente en el momento de la construccion de los pequeños medios de generacion distribuidos."
4	Global Power Generation Chile SpA	Artículo 126.-	Con el objeto de dar cumplimiento a las ajustes solicitados a las instalaciones conectadas a la red de distribucion, es necesario incorporar una instancia de verificacion y cumplimiento de las limitaciones instruidas.		0
5	Global Power Generation Chile SpA	Artículo 157.-	El calculo realizado para determinar el valor de la garantia para el mercado de corto plazo, no refleja de forma correcta la solvencia economica del Coordinado, ni su capacidad para enfrentar los costos provenientes del mercado de corto plazo, ya que, solo observa una dimension del negocio electrico, lo que repercute en un sobre dimensionamiento innecesario de la boleta de garantia, por lo cual solicitamos incorporar en el calculo de garantia, los ingresos de energia y potencia provenientes de los contratos de suministro que originan los retiros del sistema de cada Coordinado, en la medida que cada Coordinado este dispuesto a proporcionar dicha informacion sobre sus ingresos de energia y potencia contractual.		Artículo 157.- Para efectos de dar cumplimiento a lo señalado en el artículo anterior, el Coordinador deberá determinar anualmente los montos correspondientes. Para ello, deberá efectuar una proyección de la operación del sistema eléctrico y determinar, para cada empresa, la diferencia entre inyecciones y retiros y potencia destinados a Usuarios Finales y los ingresos monetarios provenientes de los contratos de suministro con estos Usuarios Finales, con la debida autorizacion del Coordinado para compartir esa información, considerando los contratos de compraventa entre Empresas Generadoras o titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía que den cuenta de inyecciones y retiros físicos, valorizados para cada período de facturación del año siguiente. El monto se determinará como la suma de (i) los tres meses en que la empresa se encuentre con mayor déficit coincidente entre la valorización a costo marginal de su generación en la barra de inyección y los retiros esperados destinados a abastecer a sus contratos de suministro incluidos los contratos de compraventa antes señalados; y (ii) los tres meses en que la empresa se encuentre conmayor déficit coincidente entre la valorización a precio de nudo de corto plazo de la barra correspondiente de su potencia de suficiencia definitiva determinada de conformidad a lo establecido en el Decreto Supremo N°62 de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba Reglamento de Transferencias de Potencia establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos, o el que lo reemplace y los retiros de potencia esperados destinados a abastecer a sus contratos de suministro incluidos los contratos de compraventa antes señalados. Para efectos de lo dispuesto en el inciso precedente, los retiros de potencia deberán ser ajustados según lo establecido en el decreto individualizado en el inciso anterior. La norma técnica determinará las características de la proyección de la operación del sistema eléctrico señalada en el inciso primero, la cual deberá considerar, al menos, tres escenarios hidrológicos, húmedo, medio y seco. Los tres meses que se seleccionen deberán corresponder al del escenario con mayor déficit para la empresa en análisis.
6	Global Power Generation Chile SpA	Artículo primero transitorio.-	Se solicita mas plazo para dar cumplimiento a este requerimiento.		Reemplazar "18 meses" por "36 meses"
7	Global Power Generation Chile SpA	Artículo tercero transitorio.-	Se repite la observacion del articulo 117 y se solicita modificar este articulo en el mismo tenor, precisando que ninguna modificacion de este reglamento requerira la implementacion de infraestructura adicional a las centrales PMGD existentes.		Se solicita incorporar lo siguiente: "Se precisa que cualquier modificación requerida en virtud de este articulo no conllevará la implementación de algun equipamiento que altere la infraestructura original de los pequeños medios de generacion distribuida existentes."
1	Statkraft	Artículo 2.-	Es necesario cambiar referencia a DS 244 DE 2005 POR ds 88 DE 2019 en el literal a)		0
2	Statkraft	Artículo 2.-	Se propone definición del concepto "Energía Gestionable", y el reemplazo de la referencia de "energía gestionable" en todo el reglamento. Es necesario ajustar el Reglamento propuesto en consecuencia con la inclusión de esta definición.		"bc. Energía Gestionable: corresponde a la energía embalsada por centrales hidroeléctricas, o almacenada por Centrales de Almacenamiento por Bombeo, Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento o Sistemas de Almacenamiento de Energía"
3	Statkraft	Artículo 2.-	Se propone modificación del concepto "Costo de Producción"		Se propone los siguientes cambios: x. Costo de Producción: Costo de la energía eléctrica que considera el Costo de Oportunidad de la Energía Gestionable Sistemas de Almacenamiento de Energía, Centrales Renovables con Capacidad de Regulación o Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento si corresponde, y el Costo Variable de otras unidades de generación en los términos señalados en el presente reglamento.

4	Statkraft	Artículo 2.-	Amplía ámbito de Empresa Generadora, para facilitar, entre otro, la definición de Costo Variable. Además no existe razón alguna por la cual una Empresa Generadora sólo deba limitrarse a operar o explotar solo centrales o unidades generadoras, dejando fuera a almacenamiento, en todas sus variantes.	Se propone la siguiente redacción: "k. Empresa Generadora: Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere o explote, a cualquier título, centrales o unidades generadoras, Sistemas de Almacenamiento de Energía, Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, Centrales con Almacenamiento por Bombeo interconectadas al sistema eléctrico, de acuerdo a lo establecido en el artículo 72º-17 de la Ley General de Servicios Eléctricos, con excepción de aquellas unidades generadoras que formen parte de un Sistema Generación-Consumo."
5	Statkraft	Artículo 2.-	Costo de Oportunidad también debería ampliarse a otras unidades con capacidad de gestión de energía: No vemos razón para restringirlo solo a Almacenamiento, y tampoco parece correcto, dado el tenor de otros artículos del Reglamento.	Eliminar última referencia, según se propone: "w. Costo de Oportunidad: Costo de la energía gestionable Energia Gestionable, que es calculado y utilizado por el Coordinador para minimizar el costo presente y el costo futuro esperado de operación y falla del sistema eléctrico", de aquellas instalaciones que posean capacidad de almacenamiento."
6	Statkraft	Artículo 2.-	* Se propone coherencia con la definición propuesta de Empresa Generadora. * Creemos que hay un error en limitarlo a Empresa Generadora, pues dada esta definición, se estarían excluyendo de los Costos Variables, a los SGC	Costo Variable: Costo en el que efectivamente incurre, por unidad de generación, cada Empresa Generadora o SGC para producir energía eléctrica o para almacenar energía, o cada propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere a cualquier título instalaciones que posean capacidad de almacenamiento para la generación o inyección de energía que corresponda, y que dependen del nivel de generación o inyección o retiro, segun corresponda, en una determinada condición de operación, determinado en conformidad al presente reglamento.
7	Statkraft	Artículo 19.-	Literal c.: Literal establece como obligación que el inicio de la construcción debe producirse dentro del plazo máximo de un año, o excepcionalmente dos años, desde la presentación de la solicitud, lo que es un error: No solo los tiempos pueden cambiar, sino que el inicio de la construcción muchas veces dependerá de permisos e incluso de construcción de obras de transmisión, lo que puede exceder con creces el plazo de un año y estas razones ni siquiera son fundamento para solicitar dos años. Es un grave error dejar esto restringido en un Reglamento. Se propone eliminarlo	c. Cronograma acorde a la tecnología, características y la capacidad del proyecto, en el que se especifique, al menos, la fecha de inicio de construcción del proyecto en terreno, la fecha en que se alcanzará el 50% y 75% de avance de la obra y la fecha estimada de interconexión y entrada en operación. La fecha de inicio de construcción no podrá exceder el plazo de un año desde la presentación de la solicitud a la que se refiere el presente artículo. En casos calificados, en atención a la tecnología y capacidad del respectivo proyecto u otros criterios que fundadamente determine la Comisión, a través de la resolución a la que se refiere el penúltimo inciso del presente artículo, podrá autorizar un mayor plazo para dicho hito, que en ningún caso podrá superar los dos años.
8	Statkraft	Artículo 19.-	Literal g.: No corresponde limitar la posibilidad de incorporar como ondición la obtención de declaración en construcción, pues precisamente problemas en la obtención de este permiso pueden ser determinantes de tener que modificar una licitación. Se propone eliminar esta referencia.	g. Órdenes de compra del equipamiento eléctrico, electromagnético o electromecánico principal respecto del cual se solicita la declaración en construcción, junto con los documentos de recepción y aceptación por parte del respectivo proveedor y/o, contrato de ingeniería, adquisición y construcción del proyecto, donde se indiquen montos e hitos de pago, junto con comprobantes de pago realizados a la fecha de la solicitud de declaración en construcción. Dichos instrumentos no podrán estar condicionados a la obtención de la declaración en construcción del proyecto;
9	Statkraft	Artículo 37.-	Mejora de redacción y da coherencia con la definición propuesta de "Energía Gestionable"	Se propone la siguiente redacción del primer párrafo: "En la programación de la operación, el Coordinador deberá calcular y utilizar el costo Costo de oportunidad Oportunidad de la energía gestionable Energia Gestionable, que minimice el costo presente y el costo futuro esperado de operación y falla del sistema eléctrico., de aquellas instalaciones que posean capacidad de almacenamiento. Para ello deberá categorizar aquellas instalaciones cuya capacidad de almacenamiento Energía Gestionable individual implique un impacto de larga duración relevante sobre la operación del sistema eléctrico, conforme lo señale la respectiva norma técnica., considerando al menos las siguientes características de las instalaciones:"
10	Statkraft	Artículo 37.-	Mejora de redacción y da coherencia con la definición propuesta de "Energía Gestionable"	Se propone la siguiente redacción del "último" párrafo: "El costo Costo de oportunidad Oportunidad de las energías gestionables Energías Gestionables será utilizado como el Costo de Producción costo asignado de las centrales o sistemas a las Centrales Renovables con Capacidad de Regulación o Almacenamiento y Sistemas de Almacenamiento de Energía según corresponda, para efectos de la elaboración del listado de prioridad de colocación señalado en el artículo 57 del presente reglamento.
11	Statkraft	Artículo 40.-	Para mantener coherencia con definición propuesta de Energía Gestionable, y señalar que el tratamiento específico quede contenido en la norma técnica respectiva	Artículo 40.- El Coordinador deberá actualizar la programación de la operación, incorporando variables y antecedentes, en las etapas que corresponda, en atención a cambios relevantes en la operación esperada del sistema, contingencias, o desviaciones respecto de lo programado. Adicionalmente, el Coordinador deberá revisar los Costos de Oportunidad de las instalaciones con capacidad de almacenamiento Energía Gestionable que no presentan un impacto de larga duración para el sistema, pudiendo establecer un procedimiento simplificado para su recálculo conforme lo señale la respectiva norma técnica.
12	Statkraft	Artículo 45 bis.	Propone criterio más justo de "desempate" por insuficiencia de capacidad de colocación	Mofificar el segundo párrafo del Artícula 45 bis. según la siguiente: "Para instalaciones conectadas a la red de transmisión, Ddicho prorrateo deberá realizarse utilizando como criterio la proporción individual en el total de disponibilidad de generación eléctrica pronosticada, o la capacidad máxima de inyección la proporción individual en el total de la energía almacenada, según corresponda, para las instalaciones conectadas a la red de transmisión en el caso de Sistemas de Almacenamiento de Energía. Por su parte, En el caso de para las centrales que operen con Autodespacho y se encuentren conectadas a la red de distribución, el ajuste será determinado por el Coordinador para el conjunto de instalaciones que operen dentro de una misma red de distribución, o parte de ella, según su disponibilidad de generación eléctrica pronosticada o, en su defecto, de acuerdo con su potencia nominal."
13	Statkraft	Artículo 57.-	Asegura retribución del Costo de Oportunidad a través de la mención específica al Costo de Producción	Modificar el segundo párrafo del Artículo 57., según lo siguiente: "El resultado de la programación de la operación deberá contener el nivel de generación o inyección de cada central generadora, o unidad generadora, SGC o Sistema de Almacenamiento de Energía, según corresponda, en función de sus Costos de Producciónlos costos del listado de prioridad de colocación. En caso queEn caso de que debido a restricciones o limitaciones de cualquier tipo, sea necesaria la programación y despacho de instalaciones para el cumplimiento de lo indicado en el Artículo 72°-1 de la Ley, que no responda al orden creciente de colocación señalado en el inciso anterior, se entenderá que la central o unidad, SGC o Sistema de Almacenamiento de Energía fueron despachados fuera de orden Orden económicoEconómico, y deberá ser retribuida en sus costos Costos Variables Costos de Producción de acuerdo a con lo señalado en el Título IV del presente reglamento."
14	Statkraft	Artículo 61.-	Se propone coherencia con la definición propuesta de Empresa Generadora	Artículo 61.- Los costos Costos variables Variables corresponderán a aquellos costos en los que incurre cada Empresa Generadora o SGC, por unidad de generación, para producir energía eléctrica, o para almacenar energía o cada propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere a cualquier título Sistemas de Almacenamiento de Energía que corresponda, para la inyección de energía, y que dependen del nivel de generación o inyección o retiro, según corresponda, en una determinada condición de operación.
15	Statkraft	Artículo 95.-	Evita duplicidad de propósito de Sistemas de Almacenamiento en el caso que formen parte de infraestructura de transmisión o hayan sido resultado de licitaciones de Servicios Complementarios.	Artículo 95.- Los Coordinados titulares únicamente de Sistemas de Almacenamiento de Energía que formen parte de la infraestructura de transmisión o que hayan sido resultado de licitaciones de Servicios Complementarios no podrán efectuar retiros desde el sistema eléctrico para comercializar con Empresas Distribuidoras o Clientes Libres, ni tampoco podrán participar de arbitraje de energía.
16	Statkraft	Artículo 96.-	Entendemos que las instruucciones establecidas en este artículo quedan cubiertos por lo establecido en el artículo 57	Artículo 96.- El Coordinador podrá instruir el inicio o la suspensión del retiro o inyección de energía, según corresponda, de un Sistema de Almacenamiento de Energía o de una Central con Almacenamiento por Bombeo en virtud del cumplimiento de la obligación de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico. Estas instrucciones se entenderán fuera de Orden Económico y deberán ser retribuidos conforme lo establecido en el articulo 57 y lo dispuesto en la respectiva norma técnica.
17	Statkraft	Artículo 108.-	Aclara retribución del Costo de Producción por despacho fuera de Orden económico, conforme lo establece la propuesta de modificación del Artículo 57	Artículo 108 bis: Para las instalaciones con capacidad de almacenamiento que no sean categorizadas de larga duración, el Coordinador deberá considerar como una condición especial de operación cuando se prevea que estas no serán despachadas conforme al Orden Económico en el horario determinado en la programación de la operación o posterior a este. Con el objetivo de asegurar el uso óptimo de los recursos energéticos el Coordinador podrá despachar dichas unidades fueran de Orden Económico, resguardando un trato no discriminatorio entre dichas instalaciones. Este despacho deberá ser retribuidos conforme lo establecido en el articulo 57 y lo dispuesto en la respectiva norma técnica.
18	Statkraft	Artículo 112.-	Aclara tratamiendo de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento en la programación de la operación	Artículo 112.- El Coordinador deberá incorporar en la programación de la operación a las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, considerando su optando por alguna de las siguientes metodologías: a. Considerar la central con un Costo de Producción igual a su Costo Variable declarado en modo de carga; o b. Determinar la colocación óptima de la energía almacenada en la central en un determinado horizonte de tiempo, minimizando el costo total de abastecimiento, y preservando la seguridad del sistema, mediante un programa de generación eficiente. Para estos efectos, el Coordinador deberá determinar el valor de la energía almacenada en la central, el que no podrá ser inferior al Costo Variable declarado y será considerado como y su Costo de Producción.
19	Statkraft	Artículo 117 bis.-	La obligación debiera ser solamente aplicable para aquellas centrales o sistemas que tienen un impacto relevante en el sistema.	Se propone el siguiente cambio, el segundo párrafo: "Por su parte, los Coordinados deberán implementar en sus instalaciones los esquemas automáticos de control y despacho necesarios para la aplicación de lo dispuesto en el inciso primero, en los términos que disponga la norma técnica. El Coordinador deberá determinar cuáles centrales o sistemas deberán cumplir con esta obligación, tamando en consideración la relevancia que cada central o sistema tiene en el sistema, y las características técnicas de cada instalación. Adicionalmente, deberán comunicar la señal de disponibilidad de generación eléctrica en el sistema de información en tiempo real, en los términos dispuestos en el literal i de la letra c) del artículo 67 del presente reglamento, y en la respectiva norma técnica.

20	Statkraft	Artículo 126.-	Establece coherencia en el principio de desempate establecido en el Artículo 45 bis.	En caso de que el Coordinador prevea que exista más de una instalación de generación con igual Costo de Producción, y no hubiese capacidad de colocación suficiente para todas ellas, este deberá ajustar los niveles de generación de las instalaciones pudiendo establecer límites operativos a dichas unidades en la herramienta referida en el artículo 117 bis del presente reglamento. El referido ajuste deberá realizarse a prorrata de la generación disponible de las instalaciones, o la capacidad máxima de inyección en el caso de Sistemas de Almacenamiento de Energía de acuerdo a lo establecido en el inciso segundo del Artículo 45 bis del presente reglamento. El Coordinador podrá definir criterios adicionales para asegurar el cumplimiento del artículo 72-1 de la Ley.
21	Statkraft	Artículo 140.-	Respecto al rol del intermediario propuesto en el último inciso del presente Artículo, se requiere mayor claridad del rol, responsabilidades, competencias, requerimientos de garantías, entre otros, lo requeriría un articulado específico para el mencionado rol	0
22	Statkraft	Artículo 143 bis.-	Mantener este artículo, deja a las Empresas Generadoras en una situación de indefensión en el caso de incumplimientos indubitados del cliente (No pago de obligaciones), pues estarían obligados a mantener el suministro, salvo que logren acuerdo con el cliente o bien obtengan una resolucion judicial o arbitral de término y pone en riesgo la cadena de pago del sistema eléctrico. Es además una situación desmejorada respecto de las distribuidoras, que sí pueden cortar el suministro en caso de incumplimiento y respecto del suministro en área de concesión, donde sí es posible requerir el corte. Se solicita eliminar todo el artículo. En su defecto, modificarlo como se propone.	Artículo 143 bis.- El término anticipado de un contrato de suministro entre un suministrador y un Cliente Libre conectado a la red de transmisión podrá ser informado al Coordinador por el cliente o el suministrador, o ambos, a más tardar, al tercer día hábil siguiente al hecho o acto que puso término indubitado al contrato. Si dicho aviso está acompañado de un acuerdo entre las partes o de una resolución arbitral o judicial que dé cuenta fehaciente del término del contrato, el Coordinador deberá notificar de aquello al cliente para que este informe si cambiará de empresa suministradora y los antecedentes de esta nueva contratación. Si el aviso al que se refiere el inciso primero no está acompañado de un acuerdo entre las partes o de una resolución arbitral o judicial, el Coordinador deberá notificar a la contraparte de la solicitud realizada dentro de los 5 días siguientes a la recepción del referido aviso. Dentro de los 15 días siguientes a la notificación, la contraparte podrá manifestar que ha impugnado, de acuerdo con los términos establecidos en el contrato, el término anticipado de este, en cuyo caso el Coordinador no podrá prooeder con la suspensión del suministro del Cliente Libre. Si, dentro de los 15 días a los que se hace referencia en el inciso precedente, la contraparte no se pronunciase respecto al término anticipado del contrato, el Coordinador deberá informar, en un plazo de 5 días hábiles, el término del contrato al Cliente Libre, de manera que este informe si cambiará de empresa suministradora y los antecedentes de esta nueva contratación, procediendo la suspensión del suministro del Cliente Libre cuando corresponda. Sin embargo, si el término anticipado es solicitado por el Suministrador, basándose en el incumplimiento de la obligación de pago por parte del Cliente, el procedimiento a seguir podra ser el siguiente: a) El Suministrador, bajo su entera responsabilidad, podrá solicitar al Coordinador la suspensión del suministro al Cliente Libre, acompañando el contrato y las facturas impagas respectivas, junto con una notificación al cliente, enviada con una anticipación mínima de 5 días, en la que se le indica que se requerirá la suspensión del suministro en caso de mantener el incumplimiento. b) Recibida dicha comunicación, el Coordinador, dentro del término de 5 días, notificará al Cliente, para que éste dé cuenta del pago pendiente y/o indique el eventual cambio de Suministrador, mediante el procedimiento que le indique el Coordinador. c) Si el dentro del término de 10 días desde la comunicación anterior, el Cliente no da cuenta del cumplimiento respectivo, se procederá a la suspensión del suministro.
23	Statkraft	Artículo 157.-	La propuesta original no incluía el costo asociado a la carga de los sistemas de amlacenamiento operados y/o explotados por Empresas Generadoras	Artículo 157.- Para efectos de dar cumplimiento a lo señalado en el artículo anterior, el Coordinador deberá determinar anualmente los montos correspondientes. Para ello, deberá efectuar una proyección de la operación del sistema eléctrico y determinar, para cada empresa, la diferencia entre inyecciones y retiros y potencia destinados a Usuarios Finales, considerando los contratos de compraventa entre Empresas Generadoras o titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía que den cuenta de inyecciones y retiros físicos, valorizados para cada período de facturación del año siguiente. El monto se determinará como la suma de (i) los tres meses en que la empresa se encuentre con mayor déficit coincidente entre la valorización a costo marginal de su generación, considerando además la valorización de sus retiros e inyecciones proyectados de su Energia Gestionable segun corresponda, y los retiros esperados destinados a abastecer a sus contratos de suministro incluidos los contratos de compraventa antes señalados; y (ii) los tres meses en que la empresa se encuentre con mayor déficit coincidente entre la valorización a precio de nudo de corto plazo de la barra correspondiente de su potencia de suficiencia definitiva determinada de conformidad a lo establecido en el Decreto Supremo N°62 de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba Reglamento de Transferencias de Potencia establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos, o el que lo reemplace y los retiros de potencia esperados destinados a abastecer a sus contratos de suministro incluidos los contratos de compraventa antes señalados.
24	Statkraft	Artículo 166 bis.-	Se debe incurporar la regla en la respectiva norma técnica	Artículo 166 bis.- La valorización de las inyecciones de los Sistemas de Almacenamiento de Energía que hayan resultado despachadas en la operación real deberá ser valorizada a costo marginal. Sin perjuicio de lo cual, en aquellos casos en que, en la ventana de tiempo que determine el Coordinador, se haya despachado a diferentes Sistemas de Almacenamiento con idéntico Costo de Producción a diferentes costos marginales, dichos ingresos deberán ser reasignados entre aquellos Coordinados conforme a las siguientes reglas: de forma que no se generen diferencias injustificadas en los ingresos percibidospor cada una de dichas instalaciones, según lo establezca la norma técnica.
25	Statkraft	Artículo 166 ter.-	Mantiene coherencia con la propuesta de retribución del Costo de Oportunidad de los SA en caso de operación fuera de Orden Económico	Artículo 166 ter.- Las inyecciones de los Sistemas de Almacenamiento de Energía que hayan resultado despachadas en la operación real fuera de Orden Económico, con un Costo Variable superior al costo marginal del sistema, deberán ser retribuidas económicamente en sus Costos de Producción Costos Variables, determinado conforme al mecanismo regulado en el artículo 105 del presente reglamento. Esta evaluación deberá realizarse considerando un periodo asociado con los eventos de carga y descarga de dichas instalaciones, determinado conforme a lo que disponga la norma técnica.
26	Statkraft	Artículo primero transitorio.-	Se estima que el plazo de 18 meses establicido para lo los Coordinados es insuficiento desde el punto de vista de viabilidad técnica	Se propone el siguiente cambio en el seguundo párrafo: "Por su parte, los Coordinados contarán con 18 24 meses contados desde la publicación del presente decreto en el Diario Oficial para implementar los esquemas de control automático a los que se refiere el artículo 117 bis del presente reglamento.
1	Enel X Chile SpA	Artículo 2.-	Actualmente, el único documento normativo que aborda la figura del agregador de demanda en Chile es el Informe de Servicios Complementarios 2025 del CEN, donde se define como: "Coordinado responsable de facilitar la agrupación de los Clientes Libres que prestan los Servicios Complementarios relacionados con los incrementos o reducciones de su demanda eléctrica, de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 73 y 74 del DS113/2017. Sin perjuicio de las tareas y responsabilidades del Agregador, los Clientes Libres son en todo momento e individualmente responsables de dar cumplimiento a todos los requisitos y exigencias del Servicio Complementario que prestan al sistema eléctrico." Sin embargo, el artículo 10 del DS125 delimita la definición de "Coordinado" solo a quienes operan instalaciones interconectadas al sistema eléctrico, lo que deja fuera al agregador de demanda, cuya función es coordinar, agrupar y representar a clientes "libres y regulados" para realizar reducciones o aumentos de carga, pero sin ser propietario ni operador de otras instalaciones eléctricas que no sean las de estos clientes. La exclusión reglamentaria actual impide el desarrollo efectivo de la demanda agregada en Chile, limitando la participación de actores clave para el mercado, práctica que está ampliamente reconocida a nivel internacional. Ejemplos relevantes son las directivas y reglamentos europeos como: Directiva (UE) 2019/944, Art. 2(18), que define al agregador independiente como "persona natural o jurídica que combina múltiples cargas de clientes o generación eléctrica para su venta, compra o subasta en cualquier mercado eléctrico.	ac. Agregador de Demanda (o Agregador): Persona natural o jurídica que combina múltiples clientes con consumo eléctrico, generación distribuida o almacenamiento para ofrecerlos de forma agregada en cualquier mecanismo del mercado eléctrico, incluyendo energía, servicios complementarios y potencia. El agregador toma la responsabilidad frente al mercado de cumplir con las instrucciones del Coordinador o las condiciones del mercado, conforme a la normativa vigente. Puede actuar de manera independiente, sin afiliación al suministrador de los clientes.
2	Enel X Chile SpA	Artículo 2.-	Definir a nivel reglamentario la defición de "Respuesta de la demanda"	ad. Respuesta de la Demanda: Modificación del consumo eléctrico por parte de los clientes finales, respecto de sus patrones normales, a cambio de incentivos económicos, en respuesta a señales del mercado, como precios variables de electricidad o la aceptación de ofertas de reducción o aumento de demanda a precios determinados en mecanismos del mercado eléctrico. El servicio de Respuesta de la Demanda puede ser entregado individualmente o a través de agregadores, participarndo en igualdad de condiciones en todos los mercados eléctricos.

3	Enel X Chile SpA	Artículo 10.-	El artículo 10 define quiénes son considerados “coordinados” en el sistema eléctrico, es decir, quienes deben cumplir con las obligaciones de coordinación, operación y despacho que establece el reglamento. pero deja fuera a los agregadores de demanda, aunque estos ya pueden participar en los SSCC (según el DS113/2017 y el Informe de SSCC preparado por el Coordinador) y son fundamentales para la gestión flexible del sistema. La inclusión del agregador de demanda como coordinado en el artículo 10 es necesaria para dar certeza jurídica y habilitar su participación formal en los procesos de coordinación y operación del sistema eléctrico. Esta inclusión no implica que los agregadores sean titulares de instalaciones interconectadas, sino que reconoce su rol de intermediarios entre clientes libres/regualdos y el mercado, permitiéndoles actuar bajo las reglas del DS125 y ser coordinados exclusivamente en el ámbito de los servicios y mercados en los que participen. Se propone agregar un inciso final al artículo 10 para reconocer como coordinados a los agentes que, sin ser titulares de instalaciones interconectadas, participen activamente en la operación del sistema a través de la gestión de cargas de terceros, como es el caso de los agregadores de demanda. Esto puede serviri para otras reglamentar como coordinados a figuras futuras del mercado eléctrico como los comercializadores de energía.	Artículo 10.- Son Coordinados todos los propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quienes operen o exploten, a cualquier título, las siguientes instalaciones que se interconecten al sistema eléctrico: a. Centrales o unidades generadoras, incluidas aquellas de Autoproductores; b. Sistemas de transmisión; c. Instalaciones destinadas a la prestación de servicios complementarios; d. Sistemas de Almacenamiento de Energía; e. Instalaciones de distribución; f. Instalaciones de Clientes Libres; g. Pequeños Medios de Generación Distribuida; y h. Sistema Generación-Consumo. Asimismo, serán considerados coordinados aquellos agentes que, sin ser titulares ni operadores de instalaciones propias interconectadas al sistema eléctrico, operen, gestionen o coordinen consumos, cargas u otras instalaciones de clientes finales para participar en los mercados eléctricos o prestar servicios complementarios, conforme a la normativa vigente, tales como los agregadores de demanda.
4	Enel X Chile SpA	Artículo 12.-	Actualmente el artículo 12 establece que todos los coordinados deben sujetarse a la coordinación del Coordinador. Sin embargo, con la incorporación de los agregadores de demanda como coordinados (propuesta al artículo 10), es necesario aclarar el alcance específico de esa coordinación, ya que los agregadores no son titulares ni operadores de instalaciones propias, sino que gestionan y operan consumos de terceros para participar en los mercados eléctricos y servicios complementarios. Por lo tanto, se sugiere agregar un inciso final que delimite claramente las obligaciones de coordinación aplicables a los agregadores de demanda, evitando interpretaciones que los equiparen con operadores de instalaciones físicas, y alineando el reglamento con las mejores prácticas internacionales.	Artículo 12.- Todos los Coordinados estarán obligados a sujetarse a la coordinación del Sistema Eléctrico Nacional que efectúe el Coordinador de acuerdo a la normativa vigente. El Coordinador deberá coordinar la operación de las instalaciones señaladas en el artículo 10 del presente reglamento que se encuentren interconectadas directamente a los sistemas de transmisión. En el caso de las instalaciones que se encuentren interconectadas en el sistema de distribución, deberá efectuar la coordinación a efectos de monitorear y verificar el cumplimiento de los principios de la coordinación a que se refiere el artículo 5 del presente reglamento, debiendo instruir a las Empresas Distribuidoras las medidas pertinentes para el adecuado cumplimiento de las exigencias de despacho económico, con ocasión de los artículos 45 bis y 126 del presente reglamento, así como las de calidad y seguridad de servicio en el Sistema Eléctrico Nacional. No obstante lo señalado en el inciso precedente, todo lo relativo a la operación en tiempo real de las instalaciones de distribución será efectuado por la respectiva Empresa Distribuidora. Los Clientes Libres conectados directamente a sistemas de transmisión deberán sujetarse a las instrucciones del Coordinador, en conformidad a las disposiciones establecidas en la norma técnica respectiva. Respecto de los agentes coordinados que no sean titulares ni operadores de instalaciones propias interconectadas al sistema eléctrico, tales como los agregadores de demanda, las obligaciones de coordinación se limitarán a su participación en los mercados eléctricos y la operación o gestión de los consumos de sus clientes finales, tanto en transmisión como en distribución, conforme a lo establecido en la normativa vigente.
5	0	0	0	0
1	Grenergy	Otros	El Texto Propuesto, si bien permite un régimen especial para centrales de menos de 9MW, no aborda explícitamente la situación particular de los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) que incorporan sistemas de almacenamiento, regulados por el DS 88, y requieren, para su operación óptima y para proveer beneficios al sistema, realizar retiros de energía desde la red de distribución para cargar dichos sistemas. Se propone un nuevo artículo transitorio, que establezca que, mientras no se modifique el DS 88, se permiten los retiros de los sistemas de almacenamiento de PMGD en las mismas condiciones que señala el presente reglamento. Por lo tanto, se sugiere añadir un artículo transitorio que permita los retiros de energía de los sistemas de almacenamiento de PMGD en las mismas condiciones que establece con alcance general el presente reglamento, hasta que se modifique el DS 88. Para que ello se pueda implementar, se requiere que dicho artículo transitorio habilite esta acción y defina los elementos básicos necesarios.	"Artículo [Nuevo Número] Transitorio.- Mientras no exista una modificación al Decreto Supremo N°88, de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba el Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala, que regule explícitamente la operación de sistemas de almacenamiento de energía asociados a dichos medios de generación, se permitirá a los titulares de PMGD que cuenten con sistemas de almacenamiento realizar retiros de energía desde la red de distribución, con el exclusivo propósito de cargar dichos sistemas, bajo reglas del presente reglamento. Las características técnicas principales del sistema de almacenamiento asociado al PMGD deberán ser informadas a la empresa distribuidora respectiva y al Coordinador.
2	Grenergy	Artículo 2.-	Para efecto del reglamento, proponemos definir conceptos que luego se van modificando en su forma de redacción, tanto en ésta normativa como otros reglamentos o normas técnicas. Entre ellos: 1. Unificar y definir en un solo concepto, los términos "modificación relevante," "cambio sustantivo," y "cambio significativo" para evitar ambigüedades en la normativa. 2. Unificar y definir la terminología relacionada con el impacto de larga duración en el sistema, dado que refiere en distintas partes del texto como "impacto de larga duración," "capacidad de almacenamiento de larga duración," "capacidad de almacenamiento sin impacto de larga duración," y "recurso gestionable de larga/corta duración", etc. 3. Se sugiere revisar la definición de Recurso(s) Gestionable(s) de baja/Larga Duración del capítulo de Programación de la Operación de la Norma Técnica de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional de marzo de 2025. 4. Se solicita incorporar la definición de programación intradiaria, de corto, mediano y largo plazo, desarrollar dichos conceptos en el capítulo respectivo. 5. En muchas partes del reglamento se habla de "energías gestionables" o "recursos energéticos gestionables", cuyo concepto parece englobar a Sistemas de Almacenamiento, Central con Almacenamiento por Bombeo, Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento y Central Renovable con Capacidad de Regulación. Si es así, favor definirlo para claridad y unificar conceptos. 6. Por otro lado, se habla de "instalaciones con capacidad de almacenamiento", no quedando claro si se refiere en conjunto a las sitemas de Almacenamiento, Central con Almacenamiento por Bombeo, Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento, excluyendo a Central Renovable con Capacidad de Regulación, dado que dicho concepto se usa en el capítulo de sistemas de almacenamiento. Es importante, por la definición de "Costo de Oportunidad" y "Costo Variable", excluiría a las Central Renovable con Capacidad de Regulación, entendiendo que no es el sentido, dado que se usa dicho concepto en los artículos 37 y siguientes.	0
3	Grenergy	Artículo 19.-	Se solicita eliminar del literal c) del artículo 19 la frase "acorde a la tecnología, características y la capacidad del proyecto", la que resulta innecesaria. Dicha frase podría limitar la consideración de otros factores relevantes, no taxativos, que influyen en el cronograma de un proyecto. Entre estos factores se pueden encontrar la zona geográfica de emplazamiento, la complejidad de la obtención de permisos sectoriales y ambientales, y la eventual conflictividad social o territorial.	0

4	Grenergy	Artículo 19.-	La redacción actual del literal c) del Art. 19 resulta confusa o puede inducir a error, en relación al plazo de inicio de obras. Al describirse el contenido del cronograma que debe presentarse en la solicitud, se incluye la posibilidad de que la Comisión autorice un "plazo mayor" en casos calificados para ello. Esto puede interpretarse erróneamente como un plazo máximo sobre el cual el titular no pueda solicitar modificaciones por causas justificadas según el Art. 23. Es necesario que la normativa distinga con claridad (i) el plazo base sobre el cual no debiese existir una limitación, como señalaremos más adelante; (ii) la facultad de la CNE para otorgar un mayor plazo en la resolución inicial; y (iii) la posibilidad de modificaciones posteriores (Art. 23), asegurando que los plazos no se entiendan como "plazos máximos" si existen causas justificadas para su ajuste. Por su parte, no vemos necesario fijar un plazo de 1 o 2 años para el inicio de construcción, y que la CNE deba autorizar la posibilidad de un plazo mayor a un año, dado que dicha autoridad tiene la facultad de revisar los antecedentes y determinar si el plazo presentado por el proponente se ajusta o no a las características del proyecto. Por último, y sin perjuicio de lo anterior, de la redacción no queda claro si es un año más 2 adicionales al plazo inicial.	c. Cronograma del proyecto, en el que se especifique, al menos, la fecha estimada de inicio de construcción en terreno, la fecha en que se alcanzará el 50% y 75% de avance de la obra y la fecha estimada de interconexión y entrada en operación. Dicho cronograma deberá ser debidamente fundado por el solicitante, considerando la naturaleza y complejidad del proyecto, y será evaluado por la Comisión al resolver sobre la solicitud a la que se refiere el presente artículo;
5	Grenergy	Artículo 19.-	Respecto al literal e. del artículo 19, creemos que el texto añadido excede el sentido y alcance de la norma de declaración en construcción, toda vez que dicha fundamentación es parte un servicio distinto., el cual no requiere una justificación equivalente. Se propone eliminar añadido.	0
6	Grenergy	Artículo 19.-	Se propone que mientras se realicen las observaciones de la solicitud de declaración en construcción, se suspenden los plazos de tramitación del proyecto, para todos los efectos legales.	Añadir a continuación de "La Comisión podrá formular observaciones a la solicitud de declaración en construcción presentada, las cuales deberán ser subsanadas por el titular dentro de un plazo máximo de quince días contados desde la notificación de las observaciones respectiva por medio de la plataforma electrónica dispuesta al efecto" el siguiente texto: " durante este periodo se suspenderá el cómputo de plazos de tramitación para todos los efectos legales"
7	Grenergy	Artículo 22.-	Debe incluirse las obras del inciso tercero del artículo 102.	0
8	Grenergy	Artículo 23.-	La redacción actual que exige "especificar detalladamente aquellas obras cuya ejecución acredite el cumplimiento" de los hitos es problemática, dado que resulta complejo asociar una o varias obras determinadas al avance del proyecto. Por su parte, la definición propuesta para el inicio de construcción ("ejecución de obras de modo sistemático, ininterrumpido y permanente") parece establecer un estándar demasiado alto para el comienzo de los trabajos, dado que si son obras sistemáticas, ya no sería en inicio de construcción. El inicio real puede implicar obras preparatorias o una movilización inicial. Se sugiere ajustar la definición para reflejar el comienzo efectivo de actividades constructivas. Dado el plazo de 60 días, se solicita suspender los plazos para todos los efectos legales.	En relación con los hitos del cronograma, se entenderá que un proyecto ha iniciado su construcción cuando se acredite la primera obra constructiva del proyecto. Asimismo, el titular deberá presentar antecedentes fidedignos a la Comisión que permitan verificar el cumplimiento de cada uno de los hitos porcentuales indicados en el literal c) del artículo 19 del presente reglamento.
9	Grenergy	Artículo 24.-	Si bien es una redacción que viene del reglamento anterior, se sugiere revisar la congruencia entre el inciso primero y el segundo del artículo, pues el inciso primero habla de la solicitud de la declaración en construcción, lo cual esta ya referido en el literal c) del artículo 19, pero luego habla del aviso de interconexión, que es una materia distinta al inciso primero. y que respecto al cual, no se requiere dar aviso al Coordinador y a la Superintendencia, que entendemos es el sentido de la norma.	Artículo 24.- El titular del proyecto deberá comunicar la fecha de interconexión e inicio de la puesta en servicio de la instalación a la Comisión, al Coordinador y a la Superintendencia, con una antelación mínima de tres meses.
10	Grenergy	Artículo 29 bis.-	Respecto al penúltimo inciso del artículo 29 bis, creemos que no todas las autorizaciones, permisos, títulos, y demás antecedentes señalados en el artículo 19 del presente reglamento deban dar opción de caducar la concesión. Por ejemplo, una orden de compra puede perder vigencia, pero realizarse una nueva. Se sugiere clarificar si "cambio significativo" es equivalente o no a "modificación relevante", pues el artículo señala que "se entenderá por cambio significativo todas aquellas modificaciones relevantes...", pero luego se habla solo de "modificaciones relevantes" en el artículo 33 y siguientes.	0
11	Grenergy	Artículo 33.-	A modo de promover la incorporación de almacenamiento a centrales existentes, y entendiendo que ello constituye una modificación relevante que implica una nueva declaración en construcción, se sugiere respecto al artículo 33, señalar que la incorporación de sistemas de almacenamiento no deberán cumplir el plazo antes señalado. Por su parte, dadas las implicancias de realizar una modificación relevante, se debería definir que se entiende por ello. Además, ello es de mayor importancia, pues tanto en éste como en otros reglamentos, además de normativa técnica, se usa indistintamente "modificación relevante" o "cambio sustantivo o no sustantivo", "cambio significativo", "cambio relevante", etc. (ver artículo 29 bis de la propuesta), pudiendo llevar a definiciones diversas. Como ejemplo, en la NTCO-PMGD, se señala como "cambio significativo", la incorporación de una componente de almacenamiento.	Inciso final Artículo 33.- Con todo, la modificación consistente en incorporar un sistema de almacenamiento a una central existente no estará sujeta a los plazos señalados en el artículo 31 del presente reglamento, sin perjuicio de que en caso de ser considerada una modificación relevante, deberá cumplir con el resto de requisitos de seguridad establecidos en la normativa.
12	Grenergy	Artículo 37.-	Se solicita aclarar si el costo de oportunidad se debe calcular para todas las energías gestionables o solo las de impacto de larga duración. Por otro lado, se solicita aclarar si el costo de oportunidad de las instalaciones de impacto de larga duración se puede determinar en una etapa diferente dentro del proceso de programación de la operación, respecto a otras instalaciones de bajo impacto. En ese sentido, observamos: 1. El reglamento propuesto no entrega ningún criterio orientador sobre qué constituye "impacto de larga duración" o "bajo impacto", y cual sería su implicancia regulatoria, generando incertidumbre hasta la dictación de la Norma Técnica. 2. No queda claro en el artículo el objetivo de la caracterización que se debe realizar. Si es para objeto de que sea declarada como larga duración, sin que quede claro el sentido de ello, o la forma u oportunidad de cálculo del costo de opotunidad, de acuerdo a la caracterización. 3. Se podría interpretar que al encabezado del inciso primero al referirse al costo de oportunidad, que ello solo rija para los sistemas de almacenamiento (y energía gestionable) que implique un impacto de larga duración, como pasa hoy en la norma técnica de coordinación y operación. Sin perjuicio de eso, el artículo 40 habla de "revisar" o "recalcular" el costo de oportunidad de las centrales de bajo impacto. 4. Se señala el inciso primero que "deberán considerarse características", pero al analizarlas, todas ellas, al ser genéricas, son compartidas por sistemas de largo y bajo impacto. ¿El sentido es que deberán definirse cuantitativamente los parámetros para dichas características, para ser considerado de alto impacto? 5. No se establecen métricas que definan un impacto de larga duración. El Costo de Producción debiese reflejar todos los costos asociados a la operación del SAE, que terminen incorporándose al listado de prioridad de colocación, por ejemplo: costos de carga a costo marginal, costo de oportunidad, costos variables y costo variable no combustible. 6. Si bien al artículo se refiere a las centrales renovables con alta incidencia, el inciso final se refiere de manera genérica a todas las centrales con almacenamiento o regulación. Si ese es el sentido, debiese establecerse en un artículo separado.	Se sugiere incorporar en el artículo 37: "La norma técnica establecerá los criterios objetivos para realizar la categorización señalada en el inciso anterior, considerando, al menos, las horas de almacenamiento de energía a potencia nominal y la capacidad energética total de la instalación, así como su rol potencial en la operación intradiaria del sistema. Así como en su caso definir otras características técnicas que se consideren para la categorización como de impacto de larga duración".

13	Grenergy	Artículo 38.-	De la lectura de la norma, pareciera que se pretende establecer un criterio diferenciado para: a. Unidades con almacenamiento de larga duración (o impacto) (por ejemplo embalses), cuyo costo de oportunidad surge de simulaciones de modelos de mediano/largo plazo (por ejemplo, actualmente con el modelo PLP para la Coordinación Hidrotérmica). b. Unidades con almacenamiento de menor duración, los cuales pueden programarse basándose en la simulación del corto plazo (día anterior), en donde eventualmente pueda establecer un procedimiento simplificado para su recálculo. La referencia a ese recálculo puede surgir por limitaciones de los modelos utilizados en la operación en tiempo real. Si dicho modelo es igual al utilizado para la programación de la operación, la solución es impracticable pues el tiempo de resolución puede ser mayor al tiempo donde la solución es válida (i.e. solución se obtiene en 2 horas y el tiempo de aplicación de dicha solución ya pasó). En la misma línea, es que se sugiere que se defina qué se entiende por "Instalaciones con almacenamiento que implique un impacto de larga o baja duración en el sistema", definiendo si es la idea del regulador es: (i) un tipo de tecnología o (ii) duración mínima o, incluso, (iii) relacionarla con las definiciones de programación de largo, mediano, corto e intradiaria, que se sugiere y se considera prioritario que deben ser definiciones que deben incorporadas y definidas en el reglamento, para claridad de los coordinados. Por otra parte, creemos que los "criterios" que define el artículo, deben ser desarrollados en la norma técnica y no definidos por el Coordinador, a quien corresponde solo aplicarlos.		0
14	Grenergy	Artículo 39.-	También aplicable al artículo 41: Sería necesario fijar horizontes mínimos y conocidos, incorporando los conceptos de programación intradiaria, corta, mediano y largo plazo, los cuales debiesen definirse de manera conceptual en las definiciones del reglamento, delegando a la norma técnica su detalle, pero estableciendo la utilidad de cada uno, respecto a la programación, tecnologías, altos o bajos impactos y cálculo de costos de oportunidad y sus parámetros mínimos, sin perjuicio que, para mayor flexibilidad se permita establecer otros horizontes o programaciones, para fines que determine el CEN, en caso de ser necesario. No es indiferente la simulación de un almacenamiento si el caso base va a ser su programación con horizonte diario, semanal, mensual o incluso anual. De hecho, se habla, por ejemplo, de un programa a lo menos diario (artículo 41), y en el artículo 60, se habla de "Programa de operación para los siguientes 12 meses", relacionado también con el inciso primero del artículo 52.		0
15	Grenergy	Artículo 40.-	En el inciso primero se debe establecer un mínimo o indicadores para que se ejecute la reprogramación, frente a desviaciones, lo cual puede ser luego desarrollado en la norma técnica. Se considera importante, también, establecer si el costo de oportunidad es "único" o "dinámico" en el tiempo, entendiendo que el costo de oportunidad de un SAE o CRCA varía con el tiempo para que pueda ajustarse a la operación diaria: no es un valor único pero así esta definido. Este costo de oportunidad se determinaría en base a las expectativas del Coordinador respecto de la operación futura del sistema (como en el caso del agua), cuestión que puede variar de forma relevante en la operación en tiempo real. La normativa habla del Costo de Oportunidad, pero es necesario aclarar que podría ser un costo que varía dentro de la operación intradiaria a efectos de la determinación del listado de prioridad de colocación.		0
16	Grenergy	Artículo 40.-	En el inciso segundo, se habla de "revisar" y "recalcular" los costos de oportunidad, pero no establece en que horizonte de programación. Además, ¿esto es un reconocimiento implícito que el párrafo final del artículo 37 aplica para todas las instalaciones de almacenamiento?		0
17	Grenergy	Artículo 45 bis.	Obligar a verter generación limpia y de bajo costo que se consume localmente o que alivia redes de transmisión impone un costo económico, que podría superar el beneficio de aliviar marginalmente una congestión en la red troncal. Un mecanismo eficiente debería ser capaz de identificar y priorizar los vertimientos basándose en el impacto real y localizado de cada generador en la red, algo que la propuesta actual no contempla. En este sentido, si se quisiera avanzar en esta propuesta, sería más eficiente aplicar vertimientos económicos a un PMGD sólo cuando éste efectivamente inyecta potencia "inversa", es decir, hacia la subestación primaria y potencialmente hacia el sistema de transmisión, contribuyendo así a la congestión que se busca gestionar. Sin embargo, los art. 46 bis y 126 propuestos ignoran completamente la dirección del flujo, los beneficios sistémicos o el impacto real en la interfaz distribución-transmisión.	"Artículo 45 bis.- En caso de que exista más de una instalación de generación con igual costo considerado en el listado de prioridad de colocación, y no hubiese capacidad de colocación suficiente para todas ellas," añadir "en el nodo de la red de transmisión a la que inyectan eventualmente su producción"	

18	Grenergy	Artículo 48.-	Se debe aclarar si el costo de oportunidad se va a calcular y usar en la programación y el despacho de todos los sistemas de almacenameinto y centrales de generación con capacidad de almacenamiento. No se entiende la relación entre el art. 37 y siguientes (en particular el artículo 38) con el artículo 48, dado que el primero aplica "para todas las instalaciones que posean capacidad de almacenamiento", salvo que la capacidad de regulación sea considerado almacenamiento (aún cuando no esté en su definición, señalando a su respecto que su característica es "gestionar temporalmente su recurso energético primario" -literal e. del artículo 2) y por tanto, no estarían dentro del concepto de alta o baja incidencia. Lo anterior, no parece concordante con el artículo 38, que señala de manera expresa que "El Coordinador deberá considerar criterios diferenciados para la determinación del Costo de Oportunidad de las energías gestionables cuya capacidad de almacenamiento implique un impacto de larga duración en el sistema". Además, el mismo artículo 37, en su inciso final, respecto al cálculo del costo de oportunidad, señala expresamente a las Centrales Renovables con Capacidad de Regulación. En relación a lo mismo, hay una discordancia, toda vez que el artículo 37 dispone que "el Costo de oportunidad de las energías gestionables será utilizado como el Costo de Producción asignado a las Centrales Renovables con Capacidad de Regulación", pero el 48 lo condiciona, señando que: "Asimismo, deberá informar al titular respectivo, antes del inicio de la puesta en servicio de sus instalaciones, respecto de si su instalación será de aquellas a las que se defina un costo de oportunidad", pudiendo no ser el costo de oportunidad el costo de producción. En definitiva, no hay una coherencia, que es lo mismo que se observará respecto a los artículo 48 y siguientes, con el artículo 112, por lo que se sugiere un nuevo orden del articulado que agrupe los artículos sobre un mismo tema o tecnología, según corresponda y se unifiquen los conceptos y se definan, cuando corresponda. En la misma línea, es que se sugiere que se defina que se entiende por " Instalaciones almacenamiento implique un impacto de larga duración en el sistema", definiendo si es la idea del regulador un tipo de tecnología o duración o, incluso, relacionarla con las definiciones de programación de largo, mediano, corto e intradiaria, que se sugiere incorporar y definir, para claridad de los coordinados.	0
19	Grenergy	Artículo 57	La programación de la operación debe arrojar también como resultado el listado de carga de los sistemas de almacenamiento o centrales renovables con almacenamiento que retiran de red para almacenar. En caso de despacho fuera de orden de mérito por motivos de seguridad u otros no económicos, estos sistemas deberán ser retribuidos a su Costo de oportunidad que hubiera resultado de un despacho ajustado al orden de mérito (se relaciona con el artículo 166 ter). La regla, en este caso, debiese ser que siempre se remunere el mayor valor entre el costo de oportunidad o el costo marginal, según sea el caso. Lo anterior, esta en línea con la experiencia y prácticas internacionales (slide 61 en adelante): https://cleanpower.org/wp-content/uploads/gateway/2025/04/Storage-Market-Reform-Roadmap-Analysis-4.6.25.pdf	0
20	Grenergy	Artículo 90.-	Señalar explícitamente que también podrían destinarse a la comercialización de energía a clientes libre o regulados, como ya se reconoce en el Artículo 143. Lo anterior, dado que el artículo 95 señala la excepción, por lo cual se requiere establecer la regla.	"Artículo 90. - Los Sistemas de Almacenamiento de Energía interconectados al sistema eléctrico podrán destinarse a la prestación de Servicios Complementarios, la comercialización con clientes, incorporarse como infraestructura asociada a los sistemas de transmisión o para el arbitraje de precios de energía.
21	Grenergy	Artículo 93.-	Se sugiere eliminar, toda vez que induce a error o adecuar la redacción, para que no se interprete que la energía retirada no se podrá comercializar, que es el sentido de la modificación del artículo 95.	0
22	Grenergy	Artículo 97.-	Articulo 98. Se eliminó este artículo, entendiendo que se sugiere que los retiros de energía para el modo retiro o carga, según corresponda según tipo de instalación, será centralizado. Pero consideramos necesario que ello no sea implícito si no que se señale expresamente y se establezcan reglas mínimas. Una regla mínima que debería establecerse es que en la ventana de retiro diaria, el costo de todas las BESS sea igual, dado que los coordinados no tendrán posibilidad de elegir el horario de retiro. Por otro lado, se debería dar la posibilidad del coordinado de establecer la opción de cargarse o no, en un periodo determinado.	0
23	Grenergy	Artículo 97.-	Respecto a la no sujeción a los cargos, se debería añadir un nuevo inciso f. otros, que deje claro que el listado actual no es taxativo. Por otra parte, debería aclarar se que esta exención es extensiva a toda la energía retirada, incluyendo las pérdidas y aquella que se consume en el proceso de almacenamiento, como energía auxiliar y que ello aplica a las BESS y a las CRCA.	0

24	Grenergy	Artículo 103.-	1. ¿Las reglas del inciso primero, no son reiterativas, respecto a las reglas fijadas en el Capítulo 1? Por orden y coherencia, se sugiere unificar y reordenar con los artículos 37 y siguientes. Pues podía entenderse que cada tecnología podría tener un articulado especial, mismo problema con el artículo 47 y siguientes que están en otro apartado, y son reglas para la energía hidráulica, donde no se utiliza el concepto de Centrales renovables con Capacidad de Regulación en el artículo 47 y tiene reglas que no conversan con el articulado precedente. 2. ¿Por qué no se incluyen las centrales renovables con capacidad de almacenamiento, que de acuerdo al artículo 37 también tienen un costo de oportunidad? 3. Por otro lado, se sugiere separar el inciso final a un nuevo artículo. En el mismo marco, respecto al inciso final del artículo, se sugiere aclarar que el "régimen de auto despacho autorizado" para fines de arbitraje con almacenamiento es una modalidad operativa específica que complementa el derecho al auto despacho general de los PMG y PMGD del DS 88, habilitando por tanto el retiro de la red, en concordancia con el DS 88. Lo anterior, pues podría provocarse una discordancia, dado que la forma de operación obligatoria de un PMGD, de acuerdo al DS 88, es el auto despacho, no siendo una opción, y este podría verse no autorizado por el CEN. En dicho sentido, más que una autorización del Coordinador para el régimen de auto despacho, debe entenderse como una verificación de requisitos técnicos y de impacto sistémico objetivos, transparentes y no discriminatorios, cuyos criterios principales deberían delinearse en el reglamento y detallarse en la norma técnica, sin que ello implique una facultad para denegar la operación en auto despacho, si no que solo verificarse el cumplimiento de los requisitos. Además deberían ventanas de plazos para cambiarse de régimen. Por otro lado, debe entenderse que la norma técnica que define los criterios de autorización y operación debe considerar las particularidades de los PMGD conectados a redes de distribución, estableciendo procedimientos claros para su interacción con el Coordinador. Finalmente, el requisito de informar diariamente un programa de retiros e inyecciones debe entenderse como una obligación de entrega de información para la programación global del Coordinador, sin que ello implique una supeditación de las decisiones de despacho del PMGD a la aprobación diaria del Coordinador, más allá de la verificación inicial del régimen operativo.	0
25	Grenergy	Artículo 105.-	La normativa de costos variables, costos de oportunidad y costos de producción debiesen estar juntos para un mayor orden. Más considerando que existe un capítulo en el reglamento para ello. Respecto a los costos variables no combustibles, es importante aclarar que la consideración del costo variable no combustible se considera también para SAE, pues está sólo incorporada en el párrafo de Central con Almacenamiento por Bombeo. Es importante esta aclaración para efectivamente reflejar eventuales costos de ciclado. Se sugiere tratarlo en un artículo separado, disponiendo que corresponderá a las SAE y la CRCA y señalando expresamente que, al menos, la degradación por ciclado deberá establecerse como tal, de acuerdo a lo que disponga la norma técnica.	0
26	Grenergy	Artículo 108.-	Si bien es positivo incluir el Artículo 108 bis propuesto, en cuanto busca habilitar al Coordinador para despachar instalaciones de almacenamiento no categorizadas de larga duración fuera de orden económico con el objetivo de "asegurar el uso óptimo de los recursos energéticos". Sin embargo, esta disposición genera preocupaciones sobre efectos adversos sobre dichas instalaciones y la eficiencia del sistema. En primer lugar, resulta indispensable definir con claridad y precisión técnica en la normativa, los términos "instalaciones con capacidad de almacenamiento que no sean categorizadas de larga duración" y "uso óptimo de los recursos energéticos". La ambigüedad de estos conceptos podría generar incertidumbre regulatoria y discrecionalidad en la aplicación del artículo. En segundo lugar, la propuesta no explicita el mecanismo de remuneración para las instalaciones despachadas bajo esta nueva figura. Existe preocupación de que, en ausencia de una regla clara o por la aplicación de otras disposiciones generales (Artículo 57 y Artículo 166 ter), la remuneración se limite al costo variable de la instalación o al costo marginal, pese a que tanto el costo de oportunidad, como la programación no es realizada por el Coordinado si no que por el CEN. Así, si no se despacha la unidad de acuerdo a la programación realizada por este último, y se opera fuera del orden económico, debiese remunerarse el costo fijado por el CEN que lo dejó fuera del despacho. Si se utilizara el esquema de remuneración de los Artículo 57 y Artículo 166 ter propuestos, resultaría insuficiente e inadecuado para los sistemas de almacenamiento. El costo variable de un sistema de almacenamiento, incluso si se define para incluir el costo de la energía utilizada para la carga, las pérdidas de eficiencia y los costos de degradación por uso, no captura el costo de oportunidad inherente a la decisión de descargar la energía almacenada en un momento específico instruido por el Coordinador, en lugar de hacerlo en otro momento que podría ser más rentable para el titular del activo. Remunerar únicamente a costo variable o al costo marginal del sistema desconocería este costo de oportunidad, desincentivando la inversión en almacenamiento y su disposición a ser despachado para el "uso óptimo" que persigue el artículo. Entendemos que este artículo fijaría un trato discriminatorio que se manifestaría si se compara esta remuneración limitada con la compensación que reciben otras unidades por servicios análogos, como los Servicios Complementarios instruidos por seguridad, cuya remuneración, definida en el Estudio de Costos de la Norma Técnica de Servicios Complementarios , permite incluir componentes adicionales y compensar la disponibilidad limitada (Artículo 2-42 NT SSCC), reconociendo así, implícita o explícitamente, costos de oportunidad. Asimismo, podría existir discriminación respecto a otras tecnologías flexibles despachadas fuera de mérito.	0
27	Grenergy	Artículo 108.-	Debiese definirse con mayor claridad qué se entender por "la ocurrencia de condiciones especiales de operación en sus instalaciones", pues de acuerdo a la norma técnica actual, se define como la imposibilidad de poder inyectar en un período de tiempo. Dicha definición, debería estar a nivel reglamentario, sin perjuicio de su desarrollo en la normativa técnica. Por otro lado, no queda claro si las Centrales Renovables con capacidad de Almacenamiento participarán de este mecanismo, en caso de que su energía sea parcial o totalmente cargada desde su componente de generación.	0

28	Grenergy	Artículo 110.-	1. No se entienden las diferencias en el tratamiento del articulado de las SAE, en que, en general, no se incluye a las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento expresamente. Se entiende que ello se da pues el inciso segundo del presente artículo se dispone que "En el caso de que la energía provenga del sistema, la Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento deberá ser considerada como un Sistema de Almacenamiento de Energía para todos los efectos del presente reglamento", pero podría ser que sin perjuicio de no haber hecho retiros, deberían aplicarse las reglas de los artículos precedente de la SAE. Por otro lado, muchas veces podría existir una central que tenga energía mixta, y no podría diferenciarse un tratamiento distinto respecto a la parte del almacenamiento con energía propia o de terceros. Se sugiere hacer un articulado similar a la Central con Almacenamiento por Bombeo, respecto a su costo de oportunidad (art. 105). Se sugiere ademas que si bien conjunción "o" no es excluyente, dado que el reglamento usa la formula "y/o", se utilice dicha conjunción en las frases "en su componente de generación o retirada desde el sistema eléctrico" y energía producida por la componente de generación o de la energía retirada del sistema". En este sentido, en artículo se señala "el caso de que la energía provenga del sistema", no poniéndose en el caso expreso que la energía que contenga la central sea mixta. Por último, y en relación a lo anterior, para el sistema, la función de las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, es equivalente a las SAE en relación a su operación para la seguridad, operación eficiente y a bajo costo del sistema. 2. Respecto a los modos de operación, lo que aplica también respecto al artículo 92, debería indicarse un modo de operación que complete las 24 horas del día, o que los modos completen el periodo completo de programación, a efecto de saber con exactitud el programa completo de la batería y su horario de indisponibilidad.	0
29	Grenergy	Artículo 111.-	Se sugiere señalar que el "modo carga" y el modo "retiro" del artículo 92 para efectos de la operación, generan la indisponibilidad de la central para ser despachada en dicho período de tiempo, salvo temas de seguridad, como se dispone en el articulado.	0
30	Grenergy	Artículo 112.-	Es reiterativo con los artículos 37 y siguientes, además de fijar distintos conceptos o reglas, que podrían tener una interpretación diversa y generar incertidumbre en la operación, toda vez que en dicho artículo (37) se señala que "El costo de oportunidad de las energías gestionables será utilizado como el Costo de Producción costo asignado a las Centrales Renovables con Capacidad de (...) almacenamiento". Además, el literal a. es contradictorio con el articulado antes citado, dando una facultad discrecional al Coordinador que podría tener impacto en la competitivad de la central. Por otro lado, este artículo da una discrecionalidad demasiado amplia que impacta de manera importante en el modelo de la operación esperada de la central. Además, no se entiende que por un lado se hable de una metodología para programación y luego se diga que sólo será modificable en atención a cambios relevantes de operación del SEN o de la instalación, lo que implica que es una regla estática en el tiempo.	0
31	Grenergy	Artículo 115.-	Se sugiere que lo referente a los pronósticos se incluya en el capítulo 3: "DEL PRONÓSTICO CENTRALIZADO DE GENERACIÓN", para mayor concordancia. Debería tener un tratamiento equivalente al del resto de coordinados	0
32	Grenergy	Artículo 116 quáter.-	Se sugiere que se explicite que "Todos los retiros del sistema que realice el SGC a través de su punto de conexión", incluidos aquellos que cuenten con sistemas de almacenamiento, estarán sujetos a los cargos asociados a clientes finales y suministradores.	0
33	Grenergy	Artículo 117 bis.-	Entendemos que el despacho económico automatizado es fundamental para el desarrollo normativo del reglamento, pero debiese ser complementado indicando, a lo menos: 1. La necesidad de optimizar los niveles de carga de los sistemas de almacenamiento (que puede ser incongruente con la carga centralizada que se estipula más adelante). 2. No hay especificidades del horizonte de tiempo que dicha herramienta debe considerar como mínimo a efectos de la operación en tiempo real. 3.Los costos marginales son resultantes de la herramienta de despacho económico, lo cual es incongruente con el inciso final, que dispone que "el costo marginal en cada barra corresponderá al mayor Costo de Producción de energía en cada barra". 4. Asimismo, el Artículo 165º contraviene potenciales resultados obtenidos de la herramienta de despacho.	0
34	Grenergy	Artículo 126	La metodología propuesta de ajuste a prorrata de la capacidad máxima de inyección puede resultar ineficiente en el caso de Sistemas de almacenamiento de energía que disponen de diferentes periodos de almacenamiento. Se sugiere que el concepto para ambas, para mayor claridad, sea "capacidad disponible de inyección", para que quede claro que es la misma regla para ambas instalaciones.	0
35	Grenergy	Artículo 165.-	El inciso final no es concordante con lo establecido en el artículo 117 bis.	0
36	Grenergy	Artículo 166 bis.-	El Artículo 166 bis establece un tipo de reliquidación expost de la operación en tiempo real para unidades con idéntico Costo de Producción de forma que de "no se generen diferencias injustificadas en los ingresos percibidos por cada una de dichas instalaciones". El artículo busca establecer equidad en los ingresos, no dejando en claro las reglas para ello (existe un error en la redacción que enuncia que se dirán las reglas y no aparecen). Además, dado que tanto la carga como la descarga será centralizada, debería también el costo de carga ser el mismo para todas las centrales, salvo aquella que se carguen completa o parcialmente de su componente de generación. Lo anterior, pues podrían producirse diferencias por particularidades técnicas de las instalaciones, por períodos más prolongados de carga o por periodos diferentes de carga en un mismo día, de acuerdo a lo que dicte el Coordinador. En este sentido, ¿una diferencia en el costo de oportunidad/producción, por decisión del coordinador o por diferencias técnicas, dejaría fuera a la central de la reasignación de ingresos? Por otro lado, a pesar que establece el principio de la reliquidación, la propia regla de operación ante igual costo variable establecida en el nuevo Artículo 45 bis, puede derivar en una inyección a distinto costo variable por diferencias en la duración/energía almacenada entre los activos. En este marco, dado que es el Coordinador quien determina la carga de los SAE (derogación de Artículo 98 y 99) vale preguntarse si la situación de los periodos de carga podría derivar en la misma situación expuesta en el Artículo 166 bis. Por último se hace necesario señalar si las Centrales Renovables con capacidad de Almacenamiento participarán de este mecanismo.	0

37	Grenergy	Artículo 166 ter.-	La redacción propuesta para el artículo 166 ter, al establecer que las inyecciones de los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) despachadas por seguridad "deberán ser retribuidas económicamente en sus Costos Variables, determinado conforme al mecanismo regulado en el artículo 105 del presente reglamento", genera una discordancia fundamental con los principios de remuneración establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) y la normativa técnica vigente, respecto a los servicios complementarios. Específicamente, el artículo 72°-7 de la LGSE dispone que los servicios complementarios prestados directamente deben ser valorizados mediante un "estudio de costos eficientes". La Norma Técnica de Servicios Complementarios (NT SSCC) vigente, en coherencia con ello, establece que la prestación excepcional de servicios complementarios por seguridad, no adjudicados previamente, debe ser retribuida "conforme lo señalado en el Estudio de Costos". Dicho Estudio de Costos, o un esquema basado en costos eficientes, permite y debe considerar la integralidad de los costos incurridos por el prestador del servicio, incluyendo los costos de oportunidad, los cuales son un componente económico real y reconocido en la valorización de servicios que implican una desviación del despacho óptimo. Limitar la remuneración de los SAE despachados por seguridad únicamente a sus "Costos Variables", especialmente si estos se definen de manera restrictiva en el artículo 105 propuesto (por ejemplo, limitándose al costo de la energía de carga), implicaría la no compensación del costo de oportunidad asociado a la imposibilidad de utilizar esa energía en momentos más rentables o para otros fines. Esta omisión no solo resulta en una compensación incompleta e inequitativa para los SAE, sino que también desincentiva su inversión y participación activa en la provisión de servicios de seguridad, pudiendo generar comportamientos estratégicos por parte de los operadores y una potencial utilización ineficiente de estos recursos por parte del Coordinador. Se solicita, por tanto, modificar la redacción del artículo 166 ter para asegurar que la remuneración de los SAE despachados por seguridad cubra la totalidad de los costos eficientes incurridos, incluyendo explícitamente los costos de oportunidad, en línea con lo dispuesto por la LGSE y el reglamento y norma técnica de SSCC. Por otro lado, el artículo se pone en el supuesto que el Costo Variable se sea superior al costo marginal del sistema, para que se de esta suerte de "compensación" (no recibir el costo marginal, si no un precio superior), lo que sería una situación muy excepcional, cuando lo que corresponde es que sea el costo de oportunidad el que es superior, de acuerdo a una operación normal.	0
1	AGR AG	Artículo 6.-	En un contexto en que se ha detectado que existen espacios de potencial arbitrariedad en la operación económica y segura del sistema, y que aquello tiene impacto en los criterios y procedimientos que emplea al operar el sistema el Coordinador Eléctrico Nacional (en adelante, "Coordinador" o "CEN"). Por ello, se estima necesario reforzar el principio de fundamentación de las decisiones del Coordinador, a fin de que en el ejercicio de sus potestades emplee criterios con fundamento en la regulación vigente, que promuevan la libre competencia y, en particular, en consistencia con los principios de la coordinación establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos.	Se propone adicionar un inciso final al artículo 6 del siguiente modo: "Las decisiones del Coordinador deberán siempre estar fundadas en el marco normativo vigente y promover la competencia del mercado eléctrico".
2	AGR AG	Artículo 9.-	En el marco del cumplimiento de estándares de transparencia y calidad de la información requerida para realizar análisis a partir de los documentos del Coordinador, se han identificado las siguientes oportunidades de mejora, entre ellos: i.En general, las plataformas utilizadas por el Coordinador no guardan consistencia entre ellas. Lo anterior se refleja, por ejemplo, en que las infraestructuras tienen nombres distintos, situación que dificulta la comprensión armónica de la información disponible y el funcionamiento eficiente del sistema eléctrico. ii.En algunos casos se ha detectado que no es posible encontrar en los informes diarios de la operación todas las restricciones operativas que se encuentran vigentes, pese a que la Ley General de Servicios Eléctricos exige al Coordinador verificar la completitud, calidad, exactitud y oportunidad de la información contenida en sus Sistemas de Información. iii.Existen herramientas de cálculo del Coordinador respecto de las cuales no es posible realizar un seguimiento de sus cálculos, a menos que se cuente con un conocimiento previo del funcionamiento de la planilla en particular. iv.Se requiere mayor claridad respecto de cómo se están aplicando y resolviendo las solicitudes de trabajo de curso normal y de curso forzoso. v.De momento, no hay una reportabilidad completa y exhaustiva asociada al mercado de corto plazo, de manera tal que los Coordinados puedan replicar las decisiones y criterios utilizados por el Coordinador. vi.En general, no es posible replicar los cálculos del Coordinador, ni tampoco entender cabalmente los criterios utilizados en la operación en tiempo real. Lo anterior es relevante dado que la disponibilidad y calidad de la información permite, en general, a todos los Coordinados y, en particular, a los titulares de unidades de generación y de los sistemas de almacenamiento, ejercer sus derechos respecto de: a) observar oportuna e informadamente la programación de la operación, junto con los documentos que se elaboran a partir de dicha información (por ejemplo, los balances de transferencias); y b) observar los actos de coordinación del Coordinador cuando ellos se aparten de la regulación aplicable. En este sentido, se propone realizar modificaciones que indiquen expresamente que en las distintas plataformas con las que debe contar el Coordinador, para efectos de publicar la información sean compatibles y consistentes entre ellas, dando cumplimiento al deber del Coordinador de velar por la completitud, calidad, exactitud, oportunidad y publicidad de la información. Atendidas las deficiencias que se han advertido en el último tiempo en esta materia, se considera necesario enfatizar que toda la información deberá ser pública, y que el Coordinador deberá desarrollar procedimientos explicativos respecto de los cálculos y herramientas que tiene para procesar los datos, de modo tal que cualquier agente, independiente de su experiencia particular en las herramientas del Coordinador, pueda reproducir íntegramente sus cálculos e identificar los criterios utilizados por el Coordinador para adoptar las decisiones inherentes a la operación del Sistema Eléctrico Nacional (en adelante, "SEN"), de modo que las exigencias de publicidad, reproducibilidad y trazabilidad de la información y los cálculos del Coordinador, así como de sus decisiones de operación, se cumplan.	Se propone incorporar el artículo 9 bis, en el siguiente sentido: "Para efectos de la Coordinación y Operación del Sistema, el Coordinador deberá mantener actualizada y a disposición pública, en forma gratuita, en su sitio web, todos los datos, información, metodologías, algoritmos y procedimientos, así como los resultados que emplee en el ejercicio de sus funciones y que sirva de fundamento a sus decisiones. El Coordinador deberá velar porque los datos e información de sus distintas plataformas sea consistente entre sí. En caso de inconsistencia entre los datos e información disponibles en las distintas plataformas, prevalecerá aquella reportada por los titulares de las instalaciones y aceptada por el Coordinador con fecha más reciente. Asimismo, en estos casos, el Coordinador deberá reportar, con periodicidad mensual, las inconsistencias en los datos e información, a la Superintendencia, la Comisión y el Ministerio, además de publicar dicho reporte en su sitio web, de modo que todos los interesados puedan conocer, oportunamente, los nuevos y subsanados datos e información. Asimismo, el Coordinador deberá desarrollar procedimientos explicativos respecto de los cálculos y herramientas que utiliza para procesar la información, de modo tal que cualquier agente pueda reproducir sus cálculos e identificar los criterios utilizados por el Coordinador para adoptar las decisiones inherentes a la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional".

3	AGR AG	Artículo 10.-	"El decreto no considera la operación de los Sistemas SATA (Storage as Transmission Asset), los cuales cumplen un rol clave al incrementar la seguridad de la red, aportar resiliencia y optimizar el rendimiento del sistema de transmisión.	i. Tipologías de Sistemas de Almacenamiento de Energía: Los Sistemas de Almacenamiento de Energía podrán clasificarse, para efectos operacionales y para comerciales, en las siguientes categorías: a. Sistemas de Almacenamiento de Energía de caracter Comercial: aquel cuya operación responde a señales económicas del mercado y participa en el despacho económico como unidad generadora equivalente, y que puede prestar Servicios Complementarios mediante subastas o con instrucción directa. b. Sistema de Almacenamiento como Activo de Transmisión (SATA): Instalación de almacenamiento cuya función es mitigar congestiones, evitar inversiones en refuerzos físicos, o entregar servicios de flexibilidad y confiabilidad como parte de la red de transmisión. Su operación está sujeta a criterios técnicos definidos por el Coordinador y aprobados por la Comisión Nacional de Energía, y su valorización regulada conforme a lo dispuesto en el Título VI del reglamento de planificación y expansión de la transmisión.
4	AGR AG	Artículo 12.-	Esto evita que el Coordinador los trate a los SATA como si fueran unidades generadoras, lo cual distorsionaría su propósito como activos de transmisión. Por lo cual, los SATA solo deben cumplir su rol de seguridad y resiliencia, no de despachar energía	Nuevo Inciso: "En el caso de Sistemas de Almacenamiento de Energía operados como activos de transmisión (SATA), el Coordinador Eléctrico Nacional deberá considerar criterios técnicos para la operación segura de la red, previamente definidos por la Comisión Nacional de Energía mediante la NTSyCs, los cuales primaran sobre las señales del despacho económico."
5	AGR AG	Artículo 13.-	Dado que no necesariamente existe una coincidencia entre la disponibilidad de autoproducción y demanda máxima que usa un Sistema de Generación-Consumo en sus procesos productivos, se propone complementar la capacidad instalada con la disponibilidad del recurso, y eliminar la expresión "máxima" a fin de permitir que se demuestren excedentes complementariamente, con base en la capacidad instalada y la disponibilidad del recurso.	Se propone modificar el artículo 13, del siguiente modo: "Los Autoproductores y SGC deberán demostrar al Coordinador que están en condiciones de aportar Excedentes al Sistema Eléctrico Nacional, a partir de su capacidad instalada de generación, considerando la disponibilidad de sus recursos, en relación a la demanda eléctrica máxima que utiliza para el desarrollo de sus procesos productivos y consumos eléctricos en general. El Coordinador deberá considerar adecuadamente para los diferentes procesos que lleve a cabo, cuando este corresponda de conformidad con la normativa vigente, tanto el excedente de potencia señalado, como la demanda respectiva".
6	AGR AG	Artículo 15.-	Si bien el artículo obliga a los Coordinados a proporcionar oportunamente información al Coordinador, no establece una obligación explícita de cumplir con plazos definidos. Esta falta de exigencia temporal puede dificultar el cumplimiento efectivo de las funciones del Coordinador. Por ello, se sugiere facultar expresamente al Coordinador para establecer plazos vinculantes y una única prórroga, con duración equivalente al plazo original.	Artículo 15.- Los Coordinados estarán obligados a proporcionar oportunamente al Coordinador, dentro de los plazos que este solicite, con opción de una única prórroga con igual plazo que el original, y actualizar toda la información, en forma cabal, completa y veraz, que éste requiera para el cumplimiento de sus funciones, siempre respetando el plazo que el Coordinador estipule y la condición de única prórroga con igual plazo que el original.
7	AGR AG	Artículo 17.-	Incorporación del SATA	"Toda nueva instalación de generación, Sistemas de Almacenamiento de Energía, Sistemas de Almacenamiento como Activos de Transmisión (SATA), SGC y de transmisión [...]"
8	AGR AG	Artículo 18.-	Para evitar interpretaciones erróneas, se sugiere dejar explícita la obligación de dar cumplimiento al artículo 12° del reglamento, tal como se establece en el artículo 110°, asegurando consistencia y claridad en la aplicación de obligaciones para los Pequeños Medios de Generación Distribuida.	Artículo 18.- A los Pequeños Medios de Generación Distribuida les serán aplicables las disposiciones establecidas en el Decreto Supremo Nº 88, de 2019, del Ministerio de Energía, que Aprueba Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala, o aquel que lo reemplace. A dichos proyectos también le serán aplicables las disposiciones contenidas en el presente reglamento, cuando corresponda, incluyendo lo indicado en el artículo 12° del presente reglamento.
9	AGR AG	Artículo 19.-	Los criterios indicados en el literal j. deja ambiguedades relacionadas con los antecedentes que se deben presentar. En particular, indica que "los antecedentes presentados resulten insuficientes según lo exigido por la normativa vigente", solicitamos que la Comisión Nacional de Energía publique mediante una resolución o oficio los criterios de revisión por los cuales resultarán insuficientes dichos antecedentes	j. Declaración jurada sobre la veracidad y autenticidad de los antecedentes que respaldan la solicitud de declaración en construcción del respectivo proyecto, según el formato que establezca la Comisión al efecto. La Comisión podrá formular observaciones a la solicitud de declaración en construcción presentada, las cuales deberán ser subsanadas por el titular dentro de un plazo máximo de quince días contados desde la notificación de las observaciones respectiva por medio de la plataforma electrónica dispuesta al efecto. En caso de que el titular no dé respuesta a las observaciones en el plazo señalado, o los antecedentes presentados resulten insuficientes según los criterios establecidos mediante resolución por la Comisión Nacional de Energía, y de acuerdo lo exigido por la normativa vigente , la Comisión rechazará la solicitud mediante resolución, poniendo fin al procedimiento. El rechazo de una solicitud no inhabilitará al titular para presentar una nueva solicitud de declaración en construcción. Una vez recibido conforme todos los antecedentes solicitados, la Comisión, en un plazo de diez días, deberá emitir la resolución que declare en construcción el respectivo proyecto, la cual deberá ser notificada al titular. En dicha resolución deberán constar los hitos de avance del cronograma indicados en el literal c) precedente, especificando qué abarca el cumplimiento de cada uno de dichos hitos, acorde a lo indicado por el titular. Una vez obtenida la declaración en construcción, será obligación del titular mantener actualizados los antecedentes indicados en los literales del presente artículo, en caso de que estos presenten alguna modificación.
10	AGR AG	Artículo 22.-	En general, los proyectos de transmisión presentan grados de retraso relevante, sin embargo, los distintos decretos de expansión de la CNE consideran un plazo de entrada en operación de la obra nueva o de ampliación, el que luego es establecido en la resolución de declaración en construcción de conformidad con el artículo 22 del Reglamento. Lo anterior incide en la planificación de la transmisión, y puede tener un impacto relevante en la evaluación de nuevos proyectos e incluso ser determinante en su inclusión y/o exclusión. De acuerdo con la presentación del Ministerio, el diagnóstico bajo el cual se considera el proceso de modificación del Reglamento señala que el proceso de declaración en construcción no considera mejoras que se han identificado como necesarias, haciendo referencia a que se consideren las resoluciones exentas individuales y el uso de herramientas tecnológicas que optimicen el proceso. Dentro de este marco, el factor de atraso en los proyectos de transmisión ya decretados en los planes de expansión debe ser considerado a la hora de evaluación de obras de expansión nuevas o de ampliación, considerando el hito específico de solicitud de Puesta en Servicio presentada al Coordinador, a efectos de decidir de forma óptima su inclusión o exclusión con un mejor pronóstico de la fecha de Entrada en Operación. La propuesta consiste en que la declaración en construcción considere, además de las fechas de los decretos, que sirven para constatar atrasos en los mismos, la fecha más probable de conexión, a partir de la información de que disponga el Coordinador. De este modo, sería posible que, realizando los ajustes en los otros cuerpos reglamentarios (por ejemplo, en el Reglamento de Planificación), se pueda considerar los atrasos que corresponda y de esta manera poder evaluar adecuadamente la factibilidad económica de nuevas obras de transmisión, o la determinación de los precios de nudo de corto plazo.	Se propone adicionar un inciso final al artículo 22 del siguiente modo: "Sin perjuicio de lo anterior, a partir de la información indicada en el artículo siguiente, la Comisión deberá ir actualizando en su resolución mensual la fecha de la solicitud de Puesta en Servicio de la instalación, la que deberá ser utilizada en sus distintos instrumentos regulatorios, tales como la fijación de precios de nudo de corto plazo y los procesos de la planificación de la transmisión y la evaluación de inclusión de obras, entre otros."

11	AGR AG	Artículo 29 bis.-	Del articulado del actual reglamento, se ha identificado un vacío relacionado con el acceso a la información actualizada sobre revocación de declaraciones en construcción de proyectos. Asimismo, esta situación se confirma de la práctica actual de obtención de información en sitio web institucional de la Comisión, la cual se encuentra desactualizada, o no figura de forma sistemática, lo que hace que sea de difícil acceso. De acuerdo con lo expuesto, es necesario incorporar un repositorio público sobre revocación de proyectos en construcción en el sitio web de la Comisión. Esta propuesta se fundamenta en los argumentos que se sintetizan a continuación: i.Desarrolla el principio de transparencia activa dispuesto en el literal g) del artículo 7° de la Ley N°20.285 sobre acceso a la información pública, al sistematizar el acceso a información relevante sobre los proyectos energéticos. ii.Reduce asimetrías de información y permite a interesados y organismos de control realizar un seguimiento objetivo de las decisiones administrativas, tal como ya ocurre con las publicaciones mensuales de la Comisión sobre declaraciones en construcción de proyectos. iii.La medida propuesta se articula técnicamente con la estructura normativa existente. Así, el actual artículo 19 del Reglamento ya exige comunicaciones electrónicas y plazos específicos para los titulares de proyectos, por lo que el repositorio público actuaría como contraparte institucional de estas obligaciones, creando un circuito integral de información.	Se propone adicionar los incisos tercero y cuarto al artículo 29 bis , del siguiente modo: "La Comisión mantendrá en su sitio web institucional un repositorio público y actualizado que contenga: a)Todas las resoluciones de revocación de declaraciones en construcción de proyectos; b) Las comunicaciones asociadas a incumplimientos de cronogramas o modificaciones sustanciales; c) Los documentos o antecedentes presentados por los titulares. d)las autorizaciones, permisos, títulos, y demás antecedentes señalados en el artículo 19 del presente reglamento, que sean revocados, caducados o dejen de tener vigencia. Este repositorio deberá permitir el acceso permanente a la información, con un buscador por nombre de proyecto, número o fecha de la resolución, garantizando la transparencia y seguimiento por parte de los interesados." Asimismo, la Comisión semestralmente deberá elaborar un informe que contenga el estado de avance de los distintos proyectos declarados en construcción.
12	AGR AG	Artículo 29 bis.-	Respecto de los cambios significativos en las instalaciones y que sean causal para la revocación, no van en línea de los criterios establecidos por otros organismos sectoriales, como por ejemplo, Medio Ambiente o el Coordinador Eléctrico Nacional, ya que una disminución en la potencia del proyecto no invalida los estudios medio ambientales, si no que mejora el impacto. Tampoco invalida los estudios preoperativos del Coordinador, ya que a menor potencia el impacto es menor. La Comisión Nacional de Energía solo debería tener criterios estrictos a la hora de subir la potencia.	Eliminar "…o disminución de potencia instalada del proyecto"
13	AGR AG	Artículo 29 bis.-	Respecto de los cambios significativos en las instalaciones y que sean causal para la revocación, no van en línea de los criterios establecidos por otros organismos sectoriales, como por ejemplo, Medio Ambiente o el Coordinador Eléctrico Nacional, ya que una disminución en la potencia del proyecto no invalida los estudios medio ambientales, si no que mejora el impacto. Tampoco invalida los estudios preoperativos del Coordinador, ya que a menor potencia el impacto es menor. La Comisión Nacional de Energía solo debería tener criterios estrictos a la hora de subir la potencia.	Eliminar "…o disminución de potencia instalada del proyecto"
14	AGR AG	Artículo 29 bis.-	Respecto de los cambios significativos en las instalaciones y que sean causal para la revocación, y que se deba a cambios de equipos posteriores; muchas veces esto se debe a indicaciones de los Estudios de Interconexión, y revisiones de Ingeniería por parte del Coordinador Eléctrico Nacional, y también por parte propia del proceso de construcción. Solicitamos que estos cambios y que sean gatillados por procesos técnicos por el Coordinador Eléctrico Nacional o por fundamentos técnicos, no sean causales de la revocación.	"También será causal de revocación el cambio de tecnología de alguno de los equipos que serán parte de la instalación, la incorporación de un nuevo equipo o la eliminación de alguno respecto de lo declarado inicialmente, la modificación del trazado original de la línea de transmisión, entre otros. Siempre y cuando, esto no sea producto de las adecuaciones o modificaciones emanadas de los Estudios de Interconexión, o de subsanar revisiones de Ingeniería por parte del Coordinador Eléctrico Nacional, tampoco de aquellas que tengan fundamento técnico emanado del proceso de construcción."
15	AGR AG	Artículo 29 bis.-	Las empresas deberán tener derecho a apelar la decisión de la Comisión Nacional de Energía mediante la presentación de observaciones y en caso de existir discrepancias, que se considere un periodo para presentarla ante el Panel de Expertos	Agregar el inciso siguiente "En caso de que la Comisión Nacional de Energía, revoque una declaración en construcción, deberá emitir un Informe Preliminar de Caducidad, al cual, la empresa dispondrá de 10 días habiles para presentar sus observaciones a dicho informe, en caso de no recibir observaciones el proyecto quedará revocado. En caso contrario, la Comisión Nacional de Energía emitirá un Informe Final de Caducidad, resolviendo las observaciones presentadas. En caso de discrepancia de dicho informe, la empresa podrá presentar una discrepancia al Panel de Expertos, posterior al dictamen, la Comisión Nacional de Energía emitirá un Informe Final de Caducidad.
16	AGR AG	Artículo 33.-	Si bien el nuevo tenor del artículo 33 incorpora la obligación de presentar ante la Comisión una propuesta de programa de retiro por parte del Coordinado interesado, el cual deberá considerar la operación esperada, no existe una obligación para que la Comisión realice análisis adicionales. En ese sentido, resulta oportuno que la Comisión verifique la correcta y oportuna validación de los efectos de anticipar el cese de operaciones de una unidad generadora en el mercado de corto plazo, tales como aumentos en los costos sistémicos, efectos en la competencia de los agentes, entre otros, así como los impactos medioambientales y la consistencia con las políticas públicas y la Ley Marco de Cambio Climático. Un ejemplo de lo anterior es el caso ocurrido con la exención de plazo de la central térmica Norgener, cuyo retiro anticipado ha implicado la incorporación de restricciones operativas para su despacho fuera de orden económico. Se propone que se establezca reglamentariamente que tanto la Comisión como el Coordinador (observación al artículo 35) deben realizar análisis complementarios frente a la exención de plazos de centrales generadoras, con tal de resguardar los efectos que tiene dicha exención en los distintos agentes del mercado y el medioambiente. Finalmente, en los incisos segundo y tercero se debe reemplazar la expresión "coordinador" por "coordinado" a fin de mantener la coherencia lógica del cumplimiento de las obligaciones dispuestas.	Se propone adicionar los incisos sexto y séptimo al artículo 33, del siguiente modo: "La Comisión en su resolución deberá incorporar, al menos, un análisis del efecto que tendría la exención de cumplimiento del plazo desde el punto de vista de la operación económica, segura y de la competencia en el sector, según corresponda. La solicitud y posterior aprobación de la exención en ningún caso podrá tener justificar alguna limitación en la operación a la que hace referencia el artículo 45 del presente reglamento".
17	AGR AG	Artículo 34.-	Experiencias recientes han evidenciado que la dictación y prolongación de la vigencia de decretos preventivos de racionamiento se pueden verificar con mayor frecuencia, atendido el cambio estructural del régimen de precipitaciones en vastas zonas de Chile y por ende del SEN, más allá de que estos instrumentos fueron diseñados originalmente para situaciones excepcionales y temporales. Esta recurrencia refleja las complejidades y desafíos estructurales que enfrenta el sistema eléctrico en su conjunto, lo que demanda una mayor capacidad de adaptación y respuesta. En este contexto, la flexibilidad operativa es un requisito fundamental para garantizar la seguridad y estabilidad del sistema eléctrico, especialmente cuando el retiro de centrales de generación podría agravar los déficits energéticos durante los periodos de mayor demanda de energía. Con fundamento en lo expuesto, resulta necesario flexibilizar excepcionalmente la antelación de la resolución que otorga el plazo de prórroga para el cese de operaciones de una central de generación, en reconocimiento a la importancia estratégica de ciertas centrales en escenarios de racionamiento. Esta modificación normativa no solo fortalecería la seguridad del sistema frente a contingencias operativas, sino que también contribuiría a mitigar los costos económicos asociados a la generación de respaldo forzada. Finalmente, se debe realizar una corrección gramatical reemplazando la expresión "anterior" por "anteriores" dado que se refiere a la expresión plural de artículos.	Se propone modificar el artículo 34, en el siguiente sentido: "Sin perjuicio de lo establecido en los artículos anteriores, en caso de que la salida de la respectiva instalación ponga en riesgo la seguridad del sistema, y previo informe de seguridad del Coordinador, la Comisión podrá prorrogar hasta por 12 meses el plazo de retiro informado o autorizado, según corresponda. Dicha prórroga deberá ser dispuesta mediante resolución de la Comisión, la cual deberá dictarse con una antelación de, al menos, 6 meses a la fecha de retiro, modificación, desconexión o cese de operaciones de la instalación. Excepcionalmente, y en caso de que exista un decreto de racionamiento, se podrá disponer de la prorroga en la respectiva resolución con un plazo menor a los 6 meses establecidos en el inciso anterior."
18	AGR AG	Artículo 35.-	En consistencia con lo señalado en la observación al artículo 33, se propone que se establezca reglamentariamente que tanto el Coordinador, como la Comisión, deben realizar análisis complementarios frente a la exención de plazos para el retiro de centrales generadoras, con tal de resguardar los efectos que tiene dicha exención en los distintos agentes del mercado.	Se propone adicionar un inciso final al artículo 35, del siguiente modo: "Adicionalmente, el análisis que debe realizar el Coordinador con ocasión del artículo 33, deberá ser complementado con un análisis de afectación a la competencia, lo que deberá ser parte de los antecedentes que presente a la Comisión. "

19	AGR AG	Artículo 35 bis.-	De acuerdo con el tenor del artículo 35 bis, la aplicación de condiciones especiales de operación, en el marco del retiro de centrales generadoras debe propender al uso eficiente de los recursos y resguardar la seguridad y operación económica del sistema, pero sin distorsionar el mercado. Sin embargo, no se establece un mecanismo claro para garantizar el cumplimiento de dicha condición. En este sentido se propone que la Unidad de Monitoreo de la Competencia del Coordinador evalúe y determine ex ante los mercados afectados y los efectos reales y potenciales en la competencia, asegurando que la aplicación de una condición especial de operación no se traduzca en conductas anticompetitivas, como lo sería el ejercicio abusivo de poder de mercado o una manipulación de precios que pueda perjudicar a los consumidores y a la eficiencia del sistema. Esta propuesta permite anticipar y mitigar posibles riesgos de conductas anticompetitivas derivadas del retiro de una central, especialmente en un mercado con alta concentración.	Se propone modificar el segundo inciso del artículo 35 bis , del siguiente modo: "Esta condición especial de operación no deberá significar sobrecostos para el sistema ni implicar afectaciones de libre competencia. A fin de garantizar estas condiciones, la aplicación de la condición especial de operación deberá estar precedida de un informe elaborado por la Unidad de Monitoreo de la Competencia que determine al menos los mercados en los que dicha condición incide y los efectos reales y potenciales de su aplicación en la libre competencia."
20	AGR AG	Artículo 44.-	Los insumos mínimos considerados para realizar el proceso de programación de la operación se encuentran enfocados esencialmente en aquellos aspectos que se tenían a la vista al momento de desarrollar el Reglamento de Coordinación y Operación (2016-2017). Por este motivo, se requiere actualizar dichos insumos considerando, al menos, a los sistemas de almacenamiento. Respecto a lo expuesto, se propone incorporar la cantidad de ciclos diarios y la profundidad de descarga de los sistemas de almacenamiento para preservar la vida útil de las instalaciones. A su turno, se recomienda considerar, como parte de los elementos a tomar en cuenta en la programación de la operación, los automatismos que ya se encuentran operando en el sistema eléctrico. Esto permitiría una planificación más coherente con las condiciones efectivas del sistema.	Se propone adicionar literales y y z, al artículo 44, del siguiente modo: "y. Ciclos diarios permitidos y grados de carga y descarga máximos de los Sistemas de Almacenamiento y de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento. z. Ciclos diarios permitidos y grados de carga y descarga máximos de los Sistemas de Almacenamiento y de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento"
21	AGR AG	Artículo 45.-	En la práctica se ha detectado que existe un gran número de restricciones operativas, declaradas por los propietarios de las instalaciones sujetas a coordinación, no justificadas adecuadamente y/o de origen distinto al de la normativa eléctrica, tales como restricciones ambientales, compromisos con terceros, u otras. En este escenario, se ha detectado que dichos Coordinados no tienen incentivos y/o la obligación para implementar planes que permitan mitigar dichas restricciones o eliminarlas. Lo anterior tiene un efecto económico sobre todos los agentes del mercado y, que es particularmente perjudicial para algunos de estos agentes, que se ven impedidos de inyectar la producción de energía que les corresponde de acuerdo con la regla del artículo 149° de la Ley General de Servicios Eléctricos. La falta de justificación de las restricciones operacionales o planes que permitan mitigar dichas restricciones o eliminarlas, de parte de los Coordinados, se da en un contexto en que el Coordinador no ejerce su deber de verificar los fundamentos de la restricción mediante auditorías, ensayos u otros medios de prueba, según lo exige el artículo 45 del DS 125/2017. A su vez, la información sobre las limitaciones o restricciones operativas no es publicada íntegramente en el sitio web del Coordinador, lo que impide a los Coordinados reproducir los cálculos que sustentan las decisiones del Coordinador. Por su parte, los artículos 167 y 168 del DS 125/2017 establecen como regla que en caso de centrales que hayan informado restricciones operativas que impliquen operación a mínimo técnico o bien, aquellas que informen niveles de despacho mínimos por restricciones diferentes de la normativa eléctrica, y que sean convocadas a despacho por el Coordinador fuera de orden económico, deberán ser retribuidas económicamente en sus costos variables no cubiertos por la valorización a costo marginal, por las Empresas Generadoras que realicen retiros para dar suministro a clientes finales, sean éstos libres o regulados, a prorrata de sus retiros físicos de energía. De acuerdo con lo anterior, se propone que las instalaciones sujetas a coordinación, que han informado y presentado formalmente ante el Coordinador restricciones operativas de origen distinto al de la normativa eléctrica, tales como restricciones ambientales, técnicas, compromisos con terceros u otras, no podrán recibir las retribuciones a las que hace referencia el artículo 167 y 168 del DS 125/2017, en caso de que no justifiquen la restricción operativa en cuestión, eliminándose de este modo el incentivo a no acreditar las restricciones operativas.	Se propone adicionar los incisos tercero y cuarto al artículo 45 , del siguiente modo: "El Coordinador deberá publicar las restricciones operativas consideradas en la operación del mes, junto con los antecedentes que las acrediten debidamente, así como el listado y estado de las auditorías, ensayos u otros medios de prueba. En los casos referidos a restricciones o limitaciones de operación, declaradas para determinadas instalaciones, que no sean debidamente justificadas y que sean convocadas a despacho fuera del Orden Económico, ellas no podrán recibir las retribuciones a que hacen referencia los artículos 167 y 168 del presente reglamento."
22	AGR AG	Artículo 46.-	Si bien el artículo faculta al Coordinador a solicitar información a los Coordinados, no establece una obligación explícita de cumplir con plazos definidos. Esto puede afectar la oportunidad y calidad de la programación de la operación. Por tanto, se sugiere facultar al Coordinador a establecer plazos vinculantes para el cumplimiento de este artículo, incluyendo la posibilidad de una única prórroga.	Artículo 46.- El Coordinador podrá requerir niveles distintos de información a los Coordinados, para efectos de los procesos de programación de la operación, en atención a las características de sus instalaciones, su tamaño o el impacto sistémico que la operación de las mismas implique sobre la eficiencia económica y seguridad del sistema, en consistencia con la normativa vigente. Los criterios asociados a estos requerimientos de información deberán ser públicos. Los Coordinados estarán obligados a proporcionar oportunamente al Coordinador, dentro de los plazos que este solicite, con opción de una única prórroga con igual plazo que el original.
23	AGR AG	Artículo 60.-	Se considera necesario ampliar el periodo de proyección del Programa de operación del Coordinador a 48 meses. Así como precisar que dichas proyecciones tengan granularidad horaria. Esto permitirá que los distintos agentes participantes del mercado puedan tener más información respecto del funcionamiento esperado del sistema eléctrico en su conjunto.	Se propone adicionar los literales i. y j. al artículo 60, del siguiente modo: "i. Costos marginales en distintas barras del Sistema; j. Niveles de vertimiento esperados para las tecnologías eólicas, solar e hidroeléctrica. Los análisis contenidos en el presente artículo deberán tener una granularidad, al menos, horaria."
24	AGR AG	Artículo 96.-	De acuerdo con la propuesta del Ministerio, se mantiene la posibilidad de que el Coordinador pueda instruir el inicio o suspensión de retiros o inyecciones de un Sistema de Almacenamiento o de una Central con Almacenamiento por Bombeo para preservar la seguridad del sistema. Dado el tenor del artículo propuesto en la Consulta, esta norma se aplicaría a cualquier tecnología, sin embargo, debiese ser excepcional, de tal modo que la regla debiese ser que, si la intervención del Coordinador es para preservar seguridad de servicio, entonces, esto debiese ser adecuadamente reconocido como una prestación de Servicio Complementario y, por lo tanto, ser remunerada bajo esa categoría.	Se propone modificar el artículo 96, en el siguiente sentido: "El Coordinador podrá instruir excepcionalmente el inicio o la suspensión del retiro o inyección de energía, según corresponda, de un Sistema de Almacenamiento de Energía o de una Central con Almacenamiento por Bombeo en virtud del cumplimiento de la obligación de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico. Cuando el Coordinador ejerza esta potestad, la prestación efectuada por la respectiva instalación deberá ser remunerada en calidad de servicio complementario, de acuerdo con las reglas de dicha categoría de servicio En caso de que la operación excepcional no pueda ser catalogada como servicio complementario, el propietario de la infraestructura deberá ser indemne económicamente".
25	AGR AG	Artículo 110.-	De acuerdo con el actual Reglamento, no existe un estado para los Sistemas de Almacenamiento y Centrales Renovables con almacenamiento que sea "En espera", es decir, actualmente esta infraestructura debe encontrarse inyectando o retirando energía del sistema; por lo cual se propone incorporar el modo de operación pertinente.	Se propone modificar el inciso primero del artículo 110, del siguiente modo : "En las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento se distinguen tres modos de operación. El Modo Carga es aquel en el cual se transforma parte de la energía eléctrica producida en su componente de generación o retirada desde el sistema eléctrico en otro tipo de energía para su almacenamiento; el Modo Descarga, mediante el cual se transforma la energía previamente almacenada en la componente de almacenamiento, en energía eléctrica para su inyección al sistema eléctrico; el Modo Generación Directa, en el que se inyecta energía al sistema eléctrico desde su componente de generación, sin haber pasado previamente por un proceso de almacenamiento, y el Modo En Espera, en el que la infraestructura no se encuentra en el Modo Carga, Modo Descarga ni en Modo Generación Directa."

26	AGR AG	Artículo 117 bis.-	De acuerdo con la propuesta del Ministerio [artículo primero transitorio], el plazo para que el Coordinador implemente las herramientas automáticas de despacho económico es de 36 meses, contados desde la publicación en el Diario Oficial del decreto que incorpore estos cambios al Reglamento, mientras que a los Coordinados les otorga un plazo de 18 meses desde dicha publicación para implementar los esquemas automáticos de control y despacho, estimándose ambos plazos excesivos. En consecuencia, se propone un plazo máximo de 6 meses desde la referida publicación en el Diario Oficial para que todos los Coordinados tengan implementados dichos esquemas y, a partir de ello, 6 meses adicionales para que el Coordinador tenga implementadas las herramientas automáticas de despacho. Asimismo, para dar aplicación a la hipótesis de prorrateo de la generación de los PMGD, la propuesta de Ministerio [artículo tercero transitorio] otorga un plazo de 24 meses para que la distribuidora cuente con los sistemas de control y monitoreo requeridos, el cual se estima excesivo. Al respecto, se propone que este plazo sea mínimo, considerando las disposiciones del DS 88/2020 y que, por razones de seguridad, como lo evidencia el reciente apagón del 25 de febrero de 2025, los PMGD deben contar con capacidad de respuesta en tiempo real o similar, no excediendo los doces meses.	Se propone sustituir el artículo primero y el artículo tercero, ambos transitorios, en el siguiente sentido: "Artículo primero transitorio.- En un plazo máximo de seis meses contados desde la publicación del presente decreto en el Diario Oficial, todos los Coordinados deben tener implementados los esquemas automáticos de control y despacho a que se refiere el artículo 117 bis del Reglamento. A partir de la expiración, el Coordinador dispondrá de seis meses adicionales para tener implementadas las herramientas automáticas de despacho". Artículo tercero transitorio.- Las instalaciones que operen con Autodespacho conectadas a la red de distribución serán consideradas en el ajuste al que refiere el inciso tercero del artículo 126 del presente reglamento, siempre que las empresas distribuidoras cuenten con los sistemas de monitoreo y comunicación necesarios para su aplicación, o transcurridos doce meses contados desde la publicación del presente decreto en el Diario Oficial. Lo dispuesto en el artículo 126 del presente reglamento será aplicable a las instalaciones que operen con Autodespacho conectadas a la red de distribución independientemente de la implementación de la herramienta automática a la que se refiere el artículo 117 bis del presente reglamento, en los términos establecidos en el inciso tercero del artículo 126 del presente reglamento".
27	AGR AG	Otros	Es importante que se defina de modo explícito que el Coordinador tendrá la obligación de incrementar la flexibilidad operacional de las instalaciones sujetas a coordinación, disponiendo, por ejemplo, la implementación de automatismos de control de transferencias en los sistemas de servicio público de transmisión, que permitan aprovechar de manera más eficiente los recursos e infraestructura disponible. Lo anterior considerando, por ejemplo, que el Dictamen N°26 de 2023 (página 62) del Panel de Expertos interpretó que los automatismos de control de transferencia para optimizar los flujos de energía más económica, eran de iniciativa de los Coordinados. El Coordinador es quien puede y debe, a diferencia de cualquier Coordinado, desarrollar una mirada prospectiva que identifique soluciones de optimización en la operación del sistema eléctrico que permitan la promoción de la oferta y faciliten la competencia, al amparo de una definición amplia en la regulación del concepto de flexibilidad operacional y respetando los criterios de seguridad, sin degradar la confiabilidad de las instalaciones existentes. Precisamente, de acuerdo con el diagnóstico del Ministerio de Energía, el objetivo general de discutir la modificación al Reglamento es que la regulación de coordinación de la operación se adapte para incentivar el desarrollo de soluciones flexibles, que permitan la operación segura del sistema de forma eficiente, a través de nuevas soluciones tecnológicas y operacionales. Esta obligación debe ser cumplida por el Coordinador realizando los estudios para definir los proyectos anteriormente señalados y que se ajusten a la definición regulatoria amplia del concepto de flexibilidad operacional y bajo los cuales el mismo Coordinador deberá instruir la implementación de los proyectos que atiendan a dicha flexibilidad de las instalaciones a los Coordinados.	Se propone incorporar el artículo 117 ter, en el siguiente sentido: "El Coordinador, deberá incorporar en su solicitud presupuestaria los recursos necesarios para realizar anualmente estudios que permitan incrementar la flexibilidad operacional de las instalaciones sujetas a coordinación, tales como: IDefinición e implementación de automatismos de control de transferencias en el sistema de transmisión de servicio público que permitan aumentar la flexibilidad operacional, maximizando las transferencias de energía a través de la infraestructura existente. El Coordinador deberá definir la zona de influencia del automatismo, de acuerdo con las disposiciones establecidas en la respectiva norma técnica. IIDefinición e implementación de sistemas de medición dinámicos de la capacidad térmica de las instalaciones de transmisión nacional y zonal, para maximizar las transferencias de energía a través de la infraestructura de transmisión existente. IIIDefinición e implementación de inversiones que permitan un incremento de la flexibilidad operacional de las centrales termoeléctricas, con el objeto de reducir, al menos, los parámetros de mínimos técnicos, tiempos de partida y detención, incrementar la frecuencia de encendido y apagado, entre otros. IVCualesquiera otros desarrollos tecnológicos futuros que permitan incrementar la flexibilidad operacional de las instalaciones de generación y transmisión nacional o zonal. Los análisis que realice el Coordinador deberán ser consistentes con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que establece la Ley para el sistema eléctrico. Los interesados tendrán un plazo de 15 días para realizar observaciones a los estudios, y el Coordinador deberá aprobar un informe final que apruebe o rechace fundadamente dichas observaciones en los 15 días siguientes."
28	AGR AG	Otros	Observando la exitosa experiencia del sistema automático de control de transferencias SICT-ZN, impulsado de oficio por el entonces CDEC-SIC y posteriormente por el Coordinador para la zona norte del Sistema Interconectado Central, entre 2015 y 2019, se dispone que el financiamiento de estos automatismos de optimización económica de transferencia de flujos sea de cargo de los Coordinados que resultan beneficiados por el incremento de las transferencias económicas de energía eficiente, la que, sin el automatismo, no podría ser despachada al Sistema Eléctrico Nacional. A nuestro juicio, se trata de un mecanismo ágil y eficiente, que contribuye efectivamente a materializar la anhelada flexibilidad operacional, junto con mitigar los crecientes vertimientos anuales de producción de energía renovable no convencional.	Se propone incorporar el artículo 117 quáter, en el siguiente sentido: "Los propietarios de los automatismos de control de transferencias identificados en el numeral I del inciso primero del Artículo 117 ter, que permitan aumentar la capacidad de transporte del sistema de transmisión de servicio público, serán las empresas generadoras beneficiadas de su implementación. Dicho beneficio será determinado por el Coordinador a partir del aumento esperado de las inyecciones físicas de las instalaciones de generación en el área de influencia del automatismo de control de transferencias. El Coordinador definirá en el respectivo informe, las instalaciones de generación y almacenamiento que deben participar del automatismo de control de transferencias y que deberán ejecutar la instalación, mantención y operación de las instalaciones, equipamientos y sistemas de comunicaciones que ellos requieren para el correcto funcionamiento del automatismo de control de transferencias. Asimismo, en el mencionado informe, el Coordinador definirá la empresa generadora que obtendrá el mayor beneficio con la instalación del automatismo, quien será el propietario y operador de las instalaciones comunes del automatismo de control de transferencias. El pago de la inversión, operación, administración y mantención de las instalaciones comunes del automatismo se determinará a prorrata de la potencia máxima de las instalaciones de generación de los Coordinados beneficiados, en la zona de influencia del automatismo. Las instalaciones que cada empresa generadora, que participe del automatismo de control de transferencias deba instalar y mantener, serán de cargo de cada una de ellas. El propietario y operador de las instalaciones comunes deberá proponer al Coordinador una calendarización de los trabajos para la instalación del automatismo. En caso de que el propietario comunique que no logra acuerdo con las partes para la calendarización de los trabajos, será el Coordinador el que defina el calendario de trabajos de acuerdo con lo que establezca la norma técnica. Sin perjuicio de lo antes señalado, y sobre la base de los análisis del Coordinador, en virtud de la implementación de los automatismos de control de transferencias, el Coordinador podrá realizar actualizaciones en los requerimientos de servicios complementarios para su correcta implementación"
29	AGR AG	Otros	Se estima importante explicitar que los automatismos de control de trasferencias para optimizar económicamente las transferencias de energía pueden fallar y, en caso de que esa falla sea imputable a una infracción que cause indisponibilidad de suministro a usuarios finales, debe determinarse el pago de las compensaciones que correspondan, según lo dispuesto en el artículo 72°-20 de la Ley. Con todo, naturalmente la responsabilidad infraccional si la hubiere corresponderá a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, la que, tras la investigación de rigor, deberá determinar al o los Coordinados responsables de haber infringido una o más obligaciones cuyo resultado haya sido la falla antes mencionada.	Se propone incorporar el artículo 117 quinquies, en el siguiente sentido: "Sin perjuicio de las sanciones que corresponda aplicar, todo evento o falla, que ocurra en los automatismos de control de transferencias, que provoque indisponibilidad de suministro a usuarios finales, y que se encuentre fuera de los estándares establecidos en la respectiva norma técnica, dará lugar a las compensaciones que establece el artículo 72°-20 de la Ley. En caso de una falla en los automatismos de control de transferencia, que afecte la continuidad de suministro de clientes finales, las empresas beneficiadas con el automatismo de control de transferencias deberán dar inmediato aviso al Coordinador en los plazos y formatos que establezca la normativa. A continuación, dichas empresas deberán elaborar y enviar al Coordinador un informe de falla, según establezca la normativa vigente, el que contendrá al menos, el detalle de las instalaciones afectadas, fecha y hora de inicio y término de la falla, causa presunta de la falla, entre otros. Luego, el Coordinador en los plazos que establezca la normativa, y sobre la base del informe individualizado en el inciso anterior, como de cualquier otro antecedente que disponga, deberá elaborar un estudio para análisis de falla, el que deberá ser publicado en su página web y enviado a la Superintendencia. Dicho estudio contendrá, al menos, una descripción detallada de la falla y del equipo afectado, estimación de energía no suministrada, y las conclusiones del Coordinador resultantes de la investigación de los hechos que derivaron de la falla, entre otros. La normativa podrá definir que el contenido del estudio de análisis de falla realizado por el Coordinador presente análisis diferenciados dependiendo de la profundidad de la falla."

30	AGR AG	Otros	Los sistemas de monitoreo en tiempo real de las variables meteorológicas y de factores como la temperatura del conductor de una línea de transmisión, para hacer un uso más eficiente de las capacidades de transferencia de las líneas de transmisión existen desde hace ya varios años en Chile (por ejemplo, sistema DLR o Dynamic Line Rating). En consecuencia, el nuevo artículo 117 sexies se hace cargo de dar reglas más específicas para la incorporación de sistemas que ya estaban presentes, como tecnología, en algunas instalaciones de los sistemas de transmisión, dándole un sentido de racionalidad económica a su incorporación en el marco de consolidar la flexibilidad operacional del sistema y la mitigación de los crecientes vertimientos de producción de energía renovable variable.	Se propone incorporar el artículo 117 sexies, en el siguiente sentido: "La definición e implementación de sistemas de medición dinámicos de la capacidad térmica de las instalaciones de transmisión nacional y zonal, individualizados en el numeral II del inciso primero del Artículo 117 ter, destinados a maximizar las transferencias de energía a través de la infraestructura de transmisión existentes, seguirán las mismas reglas generales establecidas en el artículo 117 quater. Lo indicado en el inciso precedente será sin perjuicio de la incorporación de esta categoría de sistemas como parte de las obras nuevas de expansión de la transmisión, por parte de la Comisión en el proceso de planificación de la transmisión a que hace referencia el artículo 87° de la LGSE. En dicho caso, esos sistemas serán adjudicados, operados y remunerados según las reglas que dispone la Ley para las obras nuevas de expansión del servicio público de transmisión."
31	AGR AG	Otros	El nuevo artículo 117 septies persigue internalizar la experiencia, procedente de la operación del sistema eléctrico y las interacciones que en él se dan entre Coordinados con intereses contrapuestos, con el objeto de perfeccionar permanentemente los anexos técnicos de la NTSyCS o de otras normas técnicas en consistencia con objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que establece la Ley para el sistema eléctrico. Por ejemplo, el Anexo Técnico de Determinación de Mínimos Técnicos de Unidades Generadoras constituyó un avance regulatorio en la dictación de reglas que disminuyeran espacios de declaración de parámetros potencialmente sobre o subdimensionados que afectaran negativamente la operación económica del SEN.	Se propone incorporar el artículo 117 septies, en el siguiente sentido: "Los análisis que propendan a otorgar una mayor flexibilidad operacional de las plantas termoeléctricas, individualizadas en el numeral III del inciso primero del Artículo 117 ter, deberán ser un insumo que entregará el Coordinador a la Comisión, para efectos de los procesos de actualización normativa a los que hace referencia el artículo 72°-19 de la Ley."
32	AGR AG	Otros	En consistencia con las propuestas anteriores, se debe regular el numeral IV del artículo 117 ter propuesto.	Se propone incorporar el artículo 117 octies, en el siguiente sentido: "Los otros desarrollos individualizados en el numeral IV del inciso primero del Artículo 117 ter, deberán ser canalizados por el Coordinador armónicamente, e informados a los agentes que corresponda, de acuerdo con las disposiciones establecidas en la Ley, reglamentos y demás normativa vigente."
33	AGR AG	Otros	Se incorpora un transitorio para el primer análisis del CEN.	Se propone incorporar el siguiente artículo cuarto transitorio, en el siguiente sentido: "El Coordinador tendrá un plazo de 120 días corridos una vez publicado el presente decreto para efectos de desarrollar el primer reporte que contenga las disposiciones establecidas en el artículo 117 ter."
34	0	Artículo 126.-	Se solicita que se publique la información relativa a la asignación efectiva en zonas de congestión	El Coordinador deberá publicar en su sitio web, de manera diaria, la asignación efectiva de capacidad en zonas con congestión, indicando los criterios aplicados y la proporción asignada a cada Coordinado.
35	AGR AG	Artículo 127.-	En consistencia con lo observado respecto de la propuesta de incorporación del artículo 9 bis, en el caso del análisis de las solicitudes de trabajo de curso normal y forzoso, se propone que el Coordinador deba emitir un reporte, con al menos, un análisis de los Coordinados que realizan solicitudes de intervención de curso normal que son aprobadas y las que son denegadas. Asimismo, también se debe emitir un reporte con las solicitudes de intervención de curso normal que son rechazadas, pero que de todas formas realizan la intervención a partir de una solicitud de curso forzoso.	Se propone adicionar un inciso final al artículo 127, del siguiente modo: "El Coordinador deberá emitir, con una periodicidad mensual, un reporte que incluya un registro de los Coordinados que realizan solicitudes de intervención de curso normal, indicando las que son aprobadas y las que son denegadas, y que incluya un registro de las solicitudes de intervención de curso normal que son rechazadas, pero que igualmente se realizan a partir de una solicitud de curso forzoso."
36	AGR AG	Artículo 140.-	En el contexto del envío de información por parte del Coordinador a la Superintendencia relacionado con cualquier conducta que ponga en riesgo la continuidad de la cadena de pagos referente al Mercado de Corto Plazo, se ha detectado que el Coordinador ha enviado dicha información con retrasos relevantes. Es decir, el Coordinador ha informado a la Superintendencia respecto de eventuales situaciones de riesgo que ya han sido subsanadas por los agentes. En este sentido, se propone establecer una fecha de corte para que el Coordinador envíe la información relativa a la continuidad de la cadena de pagos.	Se propone incorporar el siguiente párrafo nuevo al final del actual inciso tercero del artículo 140, del siguiente modo: "La información enviada por el Coordinador a la Superintendencia, deberá corresponder, como máximo, al estado de la cadena de pagos de dos días antes a la fecha de envío."
37	AGR AG	Artículo 157.-	La propuesta del Ministerio incorpora los retiros de potencia en el cálculo de la garantía que deben rendir los Coordinados para garantizar la continuidad de la cadena de pagos, lo que aumentaría el monto de las garantías que se deban colocar, lo que a la postre, aumentará los costos de los suministradores sin una causa real. A nuestro juicio, la determinación de las garantías de acuerdo con las reglas vigentes ya es bastante conservadora, por lo que no resulta comprensible la razón para proponer que las cuantías de las garantías aumenten más. En ese contexto, se requiere un análisis y propuesta para mitigar este efecto, como, por ejemplo, considerar, en la determinación de las garantías, escalas de tiempo menores a un año, como sería un período de seis meses. Por otro lado, en el caso de los retiros de contratos regulados, existen garantías establecidas para el cumplimiento de dichos contratos. Colocar más garantías a raíz de los retiros necesarios para su suministro, encarecería los costos de operación de estos mismos lo que implicaría una posible activación de la cláusula de revisión de precios, la cual se fundamenta en el Artículo 134 de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), ya que este costo estaría ligado directamente sobre la operación de los contratos regulados.	Se propone modificar el nuevo artículo 157, de la siguiente forma: "Artículo 157.- Para efectos de dar cumplimiento a lo señalado en el artículo anterior, el Coordinador deberá determinar anualmente los montos correspondientes. Para ello, deberá efectuar una proyección de la operación del sistema eléctrico y determinar, para cada Empresa Generadora, la diferencia entre inyecciones y retiros destinados a Usuarios Finales, considerando los contratos de compraventa entre Empresas Generadoras o titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía que den cuenta de inyecciones y retiros físicos, valorizados para cada período de facturación de siguientes. El monto se determinará como los tres meses en que la empresa se encuentre con mayor déficit coincidente entre la valorización a costo marginal de su generación en la barra de inyección y los retiros esperados destinados a abastecer a sus contratos de suministro, incluidos los contratos de compraventa antes señalados. La norma técnica determinará las características de la proyección de la operación del sistema eléctrico señalada en el inciso primero, la cual deberá considerar, al menos, tres escenarios hidrológicos, húmedo, medio y seco, respectivamente. Los tres meses que se seleccionen deberán corresponder al del escenario con mayor déficit para la empresa en análisis."
38	AGR AG	Artículo 165.-	A diferencia de las disposiciones vigentes, las herramientas automáticas de despacho podrían arribar a que, como solución óptima de la variable dual, debido a restricciones de las centrales generadoras, el costo marginal sea menor que cero, poniendo en jaque la transición energética, toda vez actualmente ya hay más de 3.000 horas de costo marginal cero, en que las renovables no pueden obtener ingresos, y además, de aplicarse las disposiciones propuestas por el Ministerio, los costos marginales menor a cero implicarían que deban pagar, perjudicándolas directamente. Por su parte, de aplicarse las disposiciones propuestas por el Ministerio, las compensaciones por operación fuera de Orden Económico serían mayores a las actuales, aumentando los costos hacia los clientes finales, y que desde el 2027, una parte será asumida por los clientes regulados, en la proporción que corresponda. En virtud de lo anterior, se debe enfatizar que el costo marginal en todo momento debe ser igual o mayor que cero. Sólo a modo de ejemplificar, otros mercados eléctricos que han adoptado el despacho automatizado y con ello han aparecido costos marginales menores a 0 USD/MWh son: PJM, CAISO, MISO, Alemania, Paises Bajos, Auistralia y España (este último desde 202$).	Artículo 165.- El cálculo de los costos marginales de energía deberá considerar el Costo de Producción y el costo de falla en los términos que establece el presente reglamento y las normas técnicas respectivas. Para efectos de lo señalado en el inciso anterior, el Coordinador deberá calcular el costo marginal del sistema a partir de las herramientas automáticas de despacho a las que se refiere el artículo 117 bis del presente reglamento. En aquellos casos excepcionales en que no sea posible utilizar las herramientas automáticas de despacho a las que se refiere el inciso primero o en tanto estas no sean implementadas, el cálculo de los costos marginales de energía deberá considerar el listado de prioridad de colocación referido en el artículo 57 del presente reglamento. El costo marginal en cada barra corresponderá al mayor Costo de Producción de energía en cada barra de acuerdo con lo establecido en el presente artículo, según corresponda. Sin perjuicio de lo antes señalado, en todo momento el costo marginal en cada barra deberá ser mayor o igual que cero.
39	AGR AG	Artículo 166 bis.-	La propuesta del Ministerio de Energía considera que el Coordinador podrá determinar una ventana de tiempo en que, la valorización de las inyecciones de los sistemas de almacenamiento deberá reasignarse entre ellos en una ventana de tiempo, sin embargo, no queda del todo clara la motivación para aquello, ni tampoco, se hace una diferenciación clara respecto de las condiciones en que debe realizarse, más allá de la temporal, tales como la capacidad de almacenamiento, la ubicación geográfica de los sistemas de almacenamiento, prestaciones de servicios complementarios, entre otros.	Se solicita otorgar los detalles que llevan a diseñar esta regla de mercado. Por su parte, en caso de que se persista en esta definición, se solicita que todos los criterios para esta definición sean determinados en la norma técnica que corresponda.
40	AGR AG	Artículo 167.-	A nuestro juicio, es muy positivo que la compensación por operación Fuera de Orden Económico sea solo respecto de la componente de costos variables, y no considere los costos de oportunidad. Esto es muy relevante dado que actualmente los sobrecostos presentan una magnitud importante en el sistema, y además, deberán ser asumidos por los clientes regulados desde el 2027 en la proporción que corresponda. Por lo tanto, la redacción propuesta permite disminuir la compensación por operación fuera de orden económico	0
41	AGR AG	Artículo 168.-	A nuestro juicio, es muy positivo que la compensación por operación Fuera de Orden Económico sea solo respecto de la componente de costos variables, y no considere los costos de oportunidad. Esto es muy relevante dado que actualmente los sobrecostos presentan una magnitud importante en el sistema, y además, deberán ser asumidos por los clientes regulados desde el 2027 en la proporción que corresponda. Por lo tanto, la redacción propuesta permite disminuir la compensación por operación fuera de orden económico	0

42	AGR AG	Artículo 170.-	Considerando que el Reglamento contempla distintos casos en que una unidad generadora podría operar y recibir una remuneración mayor al costo marginal y que, en el contexto actual del mercado, estas retribuciones o pagos laterales han ido en aumento por distintas razones (necesidad de unidades operando a MT, proveer de inercia al sistema, aumento del costo de los insumos primarios o combustibles utilizados por estas unidades generadoras, etc.) es necesario perfeccionar las reglas aplicables a ellas. Así, se propone, por un lado, evitar la distorsión de las señales de inversión del mercado, en el marco de políticas públicas que buscan la transición energética, y, por otro lado, evitar que determinadas unidades generadoras obtengan sobre rentas que tienen como causa situaciones coyunturales y una regulación que, actualmente, no vela por la operación más económica del sistema. Se considera, además, que los propietarios de las unidades generadoras que están recibiendo sus costos de operación no tienen incentivos a reducir sus mínimos técnicos y sus eventuales restricciones operacionales. Lo anterior tiene como consecuencia que los sobrecostos por operaciones fuera de orden económico son una componente relevante de los pagos laterales, los que se han visto incrementados incontroladamente en escenarios de altos precios de combustibles.	Se propone adicionar los incisos segundo y tercero al artículo 170, del siguiente modo: "Con todo, para efectos de recibir las remuneraciones por sobre los costos marginales de energía, se deberá cumplir la condición de que, diariamente, la suma de los costos variables de la unidad generadora no cubiertos sea inferior a sus ingresos por energía, en el mismo horizonte de tiempo. En ese caso, se retribuirá la diferencia diaria entre la suma de los costos variables no cubiertos y los ingresos por energía."
43	AGR AG	Otros	En el marco de la Ley General de Servicios Eléctricos ("LGSE"), el Decreto Supremo N°52 de 2017 ("DS 52/2017") y el Decreto 125 de 2017, el Coordinador desarrolla la programación de la operación y ejecuta la operación técnico-económica del Sistema Eléctrico Nacional ("SEN"), desempeñando funciones de alta complejidad y relevancia para garantizar principios como la seguridad y eficiencia económica del sistema. En ese contexto de funciones críticas, se hace imperativo que la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, con una periodicidad al menos anual, instruya la realización de auditorías técnicas, las que podrán ser externas, para constatar que todos los actos críticos del Coordinador cumplen con la normativa vigente. Esta auditoría deberá ser incorporada en el cargo por servicio público.	Se propone incorporar el artículo 174 bis, en el siguiente sentido: "La Superintendencia deberá realizar una auditoría anual al Coordinador, con el objeto de verificar el cumplimiento de sus funciones, la correcta administración de sus recursos, la adecuación de sus actuaciones a la normativa eléctrica vigente, y el cumplimiento de las obligaciones establecidas en la Ley. Esta auditoría será financiada con cargo al presupuesto del Coordinador, conforme a lo dispuesto en el artículo 178 del presente Reglamento. La Superintendencia notificará al Coordinador el inicio de la auditoría, señalando su objetivo y fecha de inicio, con una anticipación no inferior a quince días hábiles. El Coordinador deberá facilitar toda la información, antecedentes y documentación que la Superintendencia requiera para el adecuado desarrollo de la auditoría. El informe resultante de esta auditoría será remitido al Coordinador, a la Comisión Nacional de Energía y al Ministerio de Energía, y deberá estar disponible en el sistema de información pública del Coordinador a que se refiere el artículo 72º-8 de la Ley dentro de los 5 días siguiente al término de la misma."
44	AGR AG	Artículo 179.-	En consistencia con lo observado respecto de la propuesta de incorporación de los artículos 9 bis, y 180 bis; y de las modificaciones a los artículos 127 y 184, respecto de la transparencia y calidad de la información requerida para que los Coordinados puedan realizar análisis a partir de los documentos del Coordinador, se propone modificar el artículo 179, en el sentido que en el marco de la realización de las auditorías técnicas, cuando se presente información amparada por causales de secreto o reserva, el Coordinador deba elaborar una versión pública de los antecedentes que determine que no pueden ser publicados en el sistema de información pública, para que dicha versión pública sea publicada en el sistema de información pública del Coordinador, y sea conocida por los Coordinados interesados.	Se propone modificar el artículo 179, del siguiente modo: "Los antecedentes, notificaciones, comunicaciones, observaciones e informes que se generen a partir de la realización de una auditoría deberán estar disponibles en el sistema de información pública del Coordinador a que se refiere el artículo 72º-8 de la Ley dentro de los 15 días siguiente al término de la misma, salvo que concurra alguna de las causales de secreto o reserva que establece la ley y la Constitución, o que su publicidad, comunicación o conocimiento afecte el debido cumplimiento de las funciones del Coordinador o derechos de las personas, especialmente en el ámbito de su vida privada o derechos de carácter comercial o económico, lo que deberá ser debidamente fundado por el Coordinador. En estos casos, el Coordinador deberá elaborar una versión pública de los antecedentes que determine que no pueden ser publicados en el sistema de información pública, para que dicha versión pública sea publicada el sistema de información pública del Coordinador, dentro de los 15 días siguientes al término de la auditoría."
45	AGR AG	Otros	En consistencia con lo observado respecto de la propuesta de incorporación del artículo 9 bis; y de las modificaciones a los artículos 127, 179 y 184, respecto de la transparencia y calidad de la información requerida para que los coordinados puedan realizar análisis a partir de los documentos del Coordinador, se propone incorporar el nuevo artículo 180 bis, mediante el cual, el Coordinador deberá informar en su sitio web, con una periodicidad, al menos, mensual, el estado de las auditorias en curso y el estado de avance de sus cronogramas, indicando justificadamente cualquier atraso que pudiese existir.	Se propone incorporar el artículo 180 bis, en el siguiente sentido: "Artículo 180 bis.- El Coordinador deberá informar en su sitio web, con una periodicidad, al menos, mensual, el estado de las auditorías en curso y el estado de avance de sus cronogramas, indicando justificadamente cualquier atraso que pudiese existir."
46	AGR AG	Artículo 183.-	El Coordinador, conforme a sus atribuciones legales y estatutarias, elabora procedimientos internos destinados a determinar las normas internas que rijan su actuar, las comunicaciones con las autoridades, los coordinados y el público en general, y/o las metodologías de trabajo y requerimientos de detalle que sean necesarios para el adecuado cumplimiento y ejecución de sus funciones y obligaciones. Estos procedimientos, los cuales son aprobados por el Consejo Directivo del Coordinador, deben ajustarse a las disposiciones de la LGSE, reglamentos, normas técnicas y demás normativa eléctrica vigente, según lo señala artículo 30 del Decreto Supremo N°52 de 2017 y el literal m) del artículo 3 de los estatutos internos del Coordinador. Cada uno de estos actos críticos de las funciones del Coordinador debe ser objeto de la auditoría técnica de cumplimiento normativo que instruya la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. Lo anterior es sin perjuicio del derecho de todo Coordinado a solicitar a la Superintendencia el escrutinio específico de una o más materias a la luz de la función de fiscalización que el artículo 72°-16 de la Ley establece a la Superintendencia respecto del cumplimiento de las funciones y obligaciones que la Ley asigna al Coordinador y a sus consejeros.	Se propone modificar el literal i. del artículo 183, en el siguiente sentido: "i.Auditorías. Los informes de las auditorías desarrolladas o solicitadas por el Coordinador en conformidad con la ley y lo establecido en el presente reglamento, incluyendo el informe de auditoría anual que realice la Superintendencia al Coordinador conforme a lo dispuesto en el artículo 174 bis."
47	AGR AG	Artículo 184.-	En consistencia con lo observado respecto de la propuesta de incorporación de los artículos 9 bis, y 180 bis; y de las modificaciones a los artículos 127 y 179, respecto de la transparencia y calidad de la información requerida para que los coordinados puedan realizar análisis a partir de los documentos del Coordinador, se propone que el Coordinador publique con una periodicidad mensual un reporte sobre el estado de sus sistemas de información pública, indicando el grado de completitud, calidad y exactitud de la misma, indicando la información que no conste en ellos y todas las gestiones realizadas para completar y actualizar dichos sistemas. Por otra parte, se requiere incorporar mayor reportabilidad respecto del mercado de corto plazo, de modo tal que los agentes y el regulador puedan contar con mayor grado de información y se puedan replicar los cálculos y conocer los criterios utilizados en la toma de decisiones.	Se propone adicionar un inciso final al artículo 184, del siguiente modo: "El Coordinador deberá emitir y publicar, al menos con una periodicidad mensual, un reporte sobre el estado de sus sistemas de información pública, indicando el grado de completitud, calidad y exactitud de la misma, indicando la información que no conste en ellos y todas las gestiones realizadas para completar y actualizar dichos sistemas."
48	AGR AG	Artículo 185.-	Se recomienda agregar una letra adicional que refuerce el rol del Coordinador en materia de libre competencia, específicamente en el contexto del régimen de Acceso Abierto. Es necesario explicitar que el monitoreo debe incluir la verificación de que no existan prácticas anticompetitivas ni especulativas que afecten negativamente la eficiencia del sistema o atenten contra la libre competencia, provocando aumentos innecesarios en los costos de operación.	Agregar letra o. Aplicación del regimen de Acceso Abierto sin prácticas anticompetitivas y/o especulativas que atenten contra la libre competencia y que estén encareciendo el costo de operación del sistema.

49	AGR AG	Artículo 189.-	La función de monitoreo de la competencia en el mercado eléctrico chileno, asignada al Coordinador, según consta en el artículo 72°-10 de la LGSE establece que el Coordinador debe monitorear permanentemente las condiciones de competencia y denunciar ante la Fiscalía Nacional Económica ("FNE") cualquier indicio de atentado en contra de la libre competencia. Sin embargo, el artículo 189 del Reglamento introdujo una especificación sobre el ejercicio de la obligación de monitoreo de la competencia señalando que toda decisión respecto a la denuncia de indicios del Consejo Directivo debía quedar consignada en las actas de la sesión ordinaria respectiva o en la extraordinaria convocada al efecto. Esta exigencia, la cual en la práctica implica que la decisión de reportar a la FNE es del Consejo Directivo, podría generar riesgos de interferencia o dilación en la comunicación oportuna de hechos anticompetitivos a la FNE, afectando la eficacia del sistema de defensa de la libre competencia. Asimismo, de acuerdo con las disposiciones vigentes, la UMC no estaría habilitada para analizar las propias actuaciones del Coordinador que podrían atentar a la competencia del sector eléctrico en su conjunto. En este sentido, se propone modificar el artículo 189 del DS 125, a fin de dotar de mayor independencia a la UMC respecto del Consejo Directivo, en cumplimiento estricto de la obligación que le impuso la LGSE en su artículo 72°-10 de reportar los indicios de conductas que pudieran atentar contra la libre competencia directamente a la FNE.	Se propone modificar el inciso primero y adicionar un inciso final al artículo 189, del siguiente modo: "Si con motivo de la función de monitoreo, la Unidad de Monitoreo de la Competencia del Coordinador detectara indicios de actuaciones que pudieran constituir infracciones a la libre competencia, conforme a lo descrito en las normas del Decreto con Fuerza de Ley Nº 1, del año 2004, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que Fija el Texto Refundido, Coordinado y Sistematizado del Decreto Ley Nº 211, de 1973, deberá ponerlos en conocimiento de la Fiscalía Nacional Económica o de las autoridades que correspondan, acompañando toda la información y análisis que estime necesarios para una mejor comprensión de la conducta que representa un posible atentado contra la libre competencia. El Coordinador deberá poner a disposición del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, la Fiscalía Nacional Económica, la Superintendencia o de la autoridad correspondiente, toda la información que, en el ámbito de su competencia, dichas autoridades le requieran para el desarrollo de sus funciones. La Unidad de Monitoreo de la Competencia podrá formular la denuncia directamente ante la Fiscalía Nacional Económica, sin requerir para ello de la aprobación del Consejo Directivo del Coordinador".
1	Colbún	Artículo 57.-	En este artículo se habla de que las centrales o unidades (todas las tecnologías) que operen fuera de orden económico deberán ser retribuidos en sus costos variables. Sin embargo, las Centrales Renovables con Capacidad de Regulación no poseen un costo variable incurrido en la carga de acuerdo a lo que se establece en el reglamento, sin embargo si tienen un costo que es el costo de generar esa agua en un momento del tiempo vs decidir guardarla para su operación/generación posterior, eso es lo que se conoce como costo de oportunidad. Por esa razón, sus retribuciones por operar fuera de orden económico debiesen ser con respecto a sus costos de oportunidad calculados por el CEN. Además, se establece que el proceso de programación de la operación deberá entregar los retiros e inyecciones de energía de los SAE y CAB, lo que implica que tanto la carga como la descarga de los SAE y CAB la determina el CEN. La carga de los SAE y CAB es un retiro del sistema (que tiene un costo asociado) por lo que debiesen ser los Coordinados dueños de estos activos los que puedan gestionar sus propios riesgos y decidir cuando cargarse (retirar energía del sistema). Por otro lado, si el CEN establece la carga y la descarga de los SAE, debiesen haber criterios que el Coordinado pueda establecer, como la cantidad de ciclos de carga y descarga diarios máximos del SAE.	Agregar al final del segundo párrafo: Las CRCR que operen fuera de orden económico deberán ser retribuidos con respecto a sus costos de oportunidad.
2	Colbún	Artículo 112.-	No se establecen criterios para la elección de la metodología de operación	0
3	Colbún	Artículo 166 bis.-	Este artículo establece que si dos SAE tiene el mismo costo de oportunidad y son despachados a distinto CMg, los ingresos deberán ser reasignados entre ellos. No se entiende el espíritu de este artículo. Se pide que se den más detalles sobre las condiciones que se tienen que cumplir para que esto ocurra, como por ejemplo, estar conectados en la misma zona (sin congestiones) o en el mismo punto de conexión. Por otro lado, no se entiende el sentido económico que dos SAE con mismo costo de oportunidad (recordar que el CEN puede utilizar una metodología simplificada para el cálculo del costo de oportunidad de SAE de no larga duración), ubicados en zonas distintas sean despachados a distinto CMg y sus ingresos se repartan entre ellos. El mecanismo de redistribución de ingresos entre SAE con costos de producción idénticos podría distorsionar las señales de localización propias de un esquema de precios nodales, desincentivando decisiones de inversión basadas en proyecciones de costos marginales locales.	Restringir la reasignación de ingresos a situaciones muy excepcionales justificadas por el Coordinador, excluyendo diferencias derivadas de condiciones nodales estructurales o previsibles.
4	Colbún	Artículo 166 ter.-	Las compensaciones por operación fuera de orden económico debiesen ser con respecto al costo de producción de las centrales, es decir, con respecto al costo de oportunidad para el caso de los SAE, CAB, CRCR y CRCA.	0
5	Colbún	Artículo 2.-	En la definición de Central con Almacenamiento por Bombeo, faltaría aclarar si el bombeo se realiza retirando desde la red o también puede realizarse con la generación propia de otra unidad generadora instalada en el reservorio de agua que genere energía. En la definición de excedentes, la diferencia se establece entre la demanda eléctrica máxima y la potencia producida. Al utilizar la demanda máxima, este valor es fijo, por lo que no se tiene una correlación temporal sobre los excedentes que realmente se inyectan al sistema hora a hora. Se propone que la definición de excedentes incluya la diferencia entre la demanda y la potencia generada hora a hora. En la definición de Autoproductor, es importante destacar que el ministerio mencionó, en la presentacion conceptual del reglamento, que la idea era no superponer las definiciones de autoproductor y SGC por lo que iba a eliminar cierta parte de la definición. Con el objetivo de tener más claridad en la diferencia entre autoproductor y SGC, consideramos que se deberia entregar mayor claridad en la definición, entendiendo que el espiritu de la nueva definición de autoproductor es una instalación que producto de su proceso productivo genera energía eléctrica. En la definición de Sistema Generación Consumo, según la presentación conceptual del ministerio, se menciona que no se restringirá la definición a produccion de hidrógeno o desalinización de agua. Sin embargo, la modificación da a entender que se estaría limitando a estos usos. Por lo que realizamos una propuesta de texto con la finalidad de ampliar el alcance. En la definición de Punto de conexión, consideramos que sería oportuno abordar las disposiciones de este, de la misma forma que en la modificación de los reglamentos de transmisión, por lo que se sugiere incluir una definición explicita para los SGC, en donde se establezca el criterio de designación del punto unico de conexión. La definición de "Costo Variable" establece que debe ser un costo en el que se "efectivamente incurre", lo que puede interpretarse como un costo realizado y verificable. Sin embargo, en artículos posteriores como el 62, se habla de costos que deben ser "declarados" por los Coordinados. Esta diferencia conceptual puede generar ambigüedad sobre el grado de estimación permitido o sobre la exigencia de evidencia documental.	"Autoproductor: Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien explote a cualquier titulo centrales generadoras o sistemas de almacenamiento de energia, cuya generación o almacenamiento de energia electrica ocurra como resultado de abastecer los consumos asociados a procesos productivos propios, en el mismo punto de conexion a la red, y que puedan presentar excedentes de energia a ser inyectados al sistema electrico." "Sistema Generación Consumo: Sistema formado por toda infraestructura productiva destinada a fines tales como la produccion de hidrogeno o la desalinización del agua, entre otros, con capacidad de generación propia, mediante medios de generación renovables, que se conecta al sistema eléctrico a través de un único punto de conexión y que pueda retirar energía del sistema eléctrico a través de un suministrador o inyectarle sus excedentes" Además, se sugiere clarificar en la definición si el término "efectivamente incurrido" incluye estimaciones proyectadas con base en condiciones operativas conocidas o si se restringe únicamente a costos devengados y documentados. Alternativamente, se puede remitir a la norma técnica para precisar los criterios aceptables.
6	Colbún	Artículo 13.-	Este artículo establece para los SGC y autoproductores la obligación de aportar excedentes al sistema. Sin embargo, según la definición de SGC establecida en el articulo 225 literal af) del DFL4, los SGC pueden inyectar sus excedentes y establece también que el objetivo de esta figura es de autoabastecer los consumos propios, por lo tanto, el inyectar sus excedentes no debería ser una obligación. Por otro lado, es relevante detallar que el generador del SGC también puede incluir un sistema de almacenamiento, de acuerdo a la propuesta de texto presentada.	"Los autoproductores y SGC deberán informar demostrar al coordinador cuando estén que están en condiciones de aportar excedentes al sistema eléctrico nacional, a partir de su capacidad instalada de generación en relación a la demanda eléctrica máxima que utiliza para el desarrollo de sus procesos productivos y consumos eléctricos en general. El coordinador deberá considerar adecuadamente para los diferentes procesos que lleva a cabo, cuando este corresponda de, conformidad a la normativa vigente, tanto el excedente de potencia señalado, como la demanda respectiva. Asimismo, los SGC podrán incorporar algún tipo de sistema de almacenamiento destinado exclusivamente para la gestión de autoabastecimiento interno"
7	Colbún	Artículo 36.-	Este artículo establece que la programación de la operación minimizará los costos totales de abastecimiento, considerando la suma de los costos totales de operación, reservas y fallas. En este contexto y sumando la herramienta de automatización del despacho, significa que se co-optimizará energía y reservas?	0
8	Colbún	Artículo 37.-	Si bien se establecen las características mínimas a considerar para determinar la energía gestionable de larga duración, faltan establecer criterios y bandas para determinar en qué casos se tiene una central de larga duración y en qué casos no. Actualmente, deja todo a criterio del CEN sin una metodología, ni bandas claras, por lo que se propone que se detalle.	0
9	Colbún	Artículo 38.-	No se establece un plazo para que las metodologías, supuestos y parámetros se encuentren públicos en la página web del CEN	0
10	Colbún	Artículo 116 bis.-	En este artículo se establece el procedimiento para formar parte de un SGC para instalaciones nuevas e instalaciones de generación existentes. Consideramos que es necesario explicitar el procedimiento que deben seguir las instalaciones de consumo existentes que pasen a formar parte de un SGC, ya que no se menciona. Por otro lado, en línea con la observación de eliminar la obligatoriedad de aportar excedentes al sistema, consideramos que se deberian modificar los aspectos de este artículo que mencionan la condiciones de aportar excedentes.	"

11	Colbún	Artículo 31.-	El artículo establece a los coordinados que para retiro, modificación relevante, desconexión o cese de operaciones deben informar al Coordinador, entre los cuales se encuentran empresas generadoras, sistemas de almacenamiento y sistemas de transmisión. Consideramos que, al definir a los SGC como coordinados, estos se debieran estar incluidos en este artículo.	0
12	Colbún	Artículo 116 ter.-	Se deberia analizar la modificación de las disposiciones de la figura de SGC, con el fin de explicitar que un SGC puede incorporar generación con sistema de almacenamiento interno. Para esto, al menos se deberia modificar la metodologia de incorporacion a la programación e incluir criterios para la elección de la metodologia de operación, entre otros aspectos.	0
13	Colbún	Artículo 48.-	Si bien se establecen ciertos aspectos a considerar para determinar aquellas Centrales Renovables con Capacidad de Regulación a las que se les calculará un costo de oportunidad, faltan establecer criterios y bandas para determinar en qué casos es de larga duración y en qué casos no lo es. Como está escrito actualmente. deja todo a criterio del CEN sin una metodología, ni bandas claras.	0
14	Colbún	Artículo 117.-	En este artículo el punto j) habla sobre implementar esquemas automáticos de control que optimicen la operación del sistema eléctrico. Para tener una operación más segura y eficiente con una mejor asignación de los recursos consideramos importante que se consideren restricciones intertemporales que permitan incluir condiciones futuras de operación en la optimización. Por lo que proponemos aumentar la ventana de optimización, donde se reflejen por lo menos las condiciones de operación del resto del día.	0
15	Colbún	Artículo 110.-	Este artículo establece que el modo carga de las CRCA puede ser con la energía desde la componente de generación o con energía retirada del sistema. Sin embargo, la componente de almacenamiento del CRCA podría cargarse de ambas a la vez, se propone cambiar el "o" por un "y/o", para que quede claro que la carga puede provenir de ambas fuentes a la vez. Por otro lado, en este artículo no se detalla a que se refiere con la priorización de la carga proveniente de la energía producida por la central. Esta priorización tiene múltiples interpretaciones, por lo que se pide especificar y detallar a qué se refiere y a que precio será valorizada la energía almacenada cuando provenga desde la central. Esto es relevante ya que puede ocurrir que si se prioriza la carga desde la central, el almacenamiento se este cargando en horas donde el CMg es alto (pero existe generación desde la central) por lo que la central dejaría de percibir ese CMg alto, siendo que puede haber otro horario en donde el CMg sea más bajo y convenga retirar en esos horarios desde el sistema.	0
16	Colbún	Artículo 108.-	Articulo 108 bis.- Se recomienda precisar cuándo el Coordinador podrá instruir la descarga de sistemas de almacenamiento fuera de Orden Económico, especialmente en casos donde ello implique su vaciado total ("reseteo") para habilitar arbitraje en días siguientes. Dado que el costo de oportunidad en estos casos es mayor al costo marginal del momento, es fundamental transparentar el momento de la instrucción y los criterios que definirán su oportunidad, a fin de evitar arbitrariedades y dar certezas operacionales a los agentes. Se propone definir los criterios operativos que justifican esta intervención y establecer un marco económico para su compensación.	Incorporar una remisión a la norma técnica que defina de forma precisa los criterios para activar esta condición especial, el procedimiento de trazabilidad operativa, el tratamiento económico de las desviaciones respecto al orden económico, y los resguardos necesarios para asegurar un trato no discriminatorio entre instalaciones comparables.
17	Colbún	Artículo 35.-	El informe de seguridad debiese contar con una etapa de observaciones de los Coordinados, con un plazo específico de respuestas a estas del Coordinador. Además, el artículo enumera ciertas situaciones operacionales particulares que el Coordinador deberá considerar en los informes de seguridad. Sin embargo, se recomienda no limitarse a una lista cerrada y dejar explícitamente abierta la posibilidad de incluir otras condiciones operativas relevantes, tales como automatismos de control, esquemas del PDCE u otras circunstancias que afecten la seguridad del sistema.	Agregar un inciso final al Art. 35°: " El Coordinador deberá publicar e informar a los Coordinados sobre el informe de seguridad. Los Coordinados podrán realizar observaciones en un plazo de XX días. El Coordinador tendrá un plazo de XX días para responder las observaciones de los Coordinados. " Además, modificar de la siguiente forma: ... así como también analizar la respuesta del sistema frente a situaciones operacionales particulares, tales como, operación forzada por requerimientos de inercia, variabilidad de los recursos renovables, considerando las tasas de salida forzosa de unidades generadoras, la aplicación del plan de recuperación de servicio, entre otras condiciones relevantes.
18	Colbún	Artículo 39.-	Actualmente, el Coordinador Eléctrico Nacional, ante observaciones formuladas por los Coordinados en las distintas etapas del proceso de programación de la operación, en muchas ocasiones no entrega respuesta formal ni oportuna. Esta omisión impide realizar un adecuado seguimiento de las eventuales modificaciones introducidas con posterioridad a la publicación de las bases de programación, afectando la transparencia, trazabilidad y legalidad del proceso. Cabe recordar que las observaciones a la programación de la operación tienen efectos inmediatos y no retroactivos, por lo que su tramitación oportuna y fundada es esencial para garantizar que las decisiones adoptadas reflejen fielmente la información y restricciones disponibles al momento de cada etapa de programación. El actual diseño, que remite genéricamente la revisión a informes mensuales y según el criterio discrecional del Coordinador, vulnera dicho principio y deja a los Coordinados en una situación de desprotección procedimental. Esta problemática debiera abordarse en el marco de la presente modificación reglamentaria, en línea con los objetivos contenidos en la propuesta del Ministerio de Energía sobre "Trazabilidad y Mejora Continua de los Procesos del CEN".	Agregar un inciso segundo en el Art. 39 del siguiente tenor: "El Coordinador deberá entregar una respuesta formal y fundada a las observaciones que los Coordinados presenten respecto de las bases de programación de la operación, dentro de un plazo máximo de un (1) día contado desde su recepción. La Norma Técnica podrá establecer plazos más acotados para etapas específicas del proceso de programación. En todos los casos, las observaciones deberán ser tramitadas antes de la aplicación efectiva de los programas correspondientes, de forma tal de garantizar su efecto inmediato y no retroactivo."
19	Colbún	Artículo 45 bis.	El uso de la generación eléctrica pronosticada como criterio de prorrateo presenta importantes limitaciones. Al tratarse de una estimación, no refleja necesariamente la generación real disponible en tiempo real, lo que puede conducir a asignaciones ineficientes cuando las condiciones operativas difieren del pronóstico. Además, existe un desfase entre el horizonte temporal de los pronósticos y la dinámica de la operación en tiempo real. Las decisiones operativas requieren información actualizada al minuto, por lo que basarse en pronósticos elaborados con varias horas de antelación resulta poco consistente con las necesidades reales del sistema. A esto se suma la falta de incentivos para que los Coordinados entreguen pronósticos precisos. No existen mecanismos que penalicen errores reiterados o sobreestimaciones intencionadas, lo que puede distorsionar la asignación de capacidad disponible. Por otro lado, el Coordinador también realiza sus propios pronósticos, que no necesariamente coinciden con los de los propietarios, generando incertidumbre sobre cuál será utilizado en el prorrateo. En este contexto, es preferible utilizar como criterio la generación real disponible según recurso en tiempo real, especialmente en tecnologías variables, ya que entrega una base objetiva, verificable y más coherente con las condiciones operativas del sistema. Esto permite una asignación más justa y técnicamente robusta de la capacidad de colocación. Por último, el artículo señala que, para los Sistemas de Almacenamiento de Energía conectados a la red de transmisión, se considerará su "capacidad máxima de inyección". No obstante, el concepto no está definido en el reglamento, lo que genera ambigüedad respecto a si se refiere a la potencia máxima instantánea (MW) o a la capacidad energética total disponible para inyección (MWh).	Eliminar la palabra "pronosticada": "Para instalaciones conectadas a la red de transmisión, dicho prorrateo deberá realizarse utilizando como criterio la disponibilidad de generación eléctrica pronosticada, o la capacidad máxima de inyección en el caso de Sistemas de Almacenamiento de Energía. Por su parte, para las centrales que operen con Autodespacho y se encuentren conectadas a la red de distribución, el ajuste será determinado por el Coordinador para el conjunto de instalaciones que operen dentro de una misma red de distribución, o parte de ella, según su disponibilidad de generación eléctrica pronosticada o, en su defecto, de acuerdo con su potencia nominal." Además, se propone incluir una definición expresa de "capacidad máxima de inyección" aplicable a los Sistemas de Almacenamiento de Energía, especificando si corresponde a potencia nominal, energía disponible para inyección, o algún otro parámetro técnico normalizado.
20	Colbún	Artículo 19.-	El artículo habla que una vez que la Comisión reciba conforme todos los antecedentes solicitados, emitirá en un plazo de diez dias la resolución que declare en construcción el respectivo proyecto. Sin embargo, en el artículo no queda claro cuál es el plazo para emitir la resolución en el caso de que la Comisión no haya formulado observaciones. Se asume que también serían diez días pero debiese quedar explícito.	Agregar el siguiente inciso: "En el caso que la Comisión no formule observaciones, en un plazo de diez días, deberá emitir la resolución que declare en construcción el respectivo proyecto, la cual deberá ser notificada al titular. En dicha resolución deberán constar los hitos de avance del cronograma indicados en el literal c) precedente, especificando qué abarca el cumplimiento de cada uno de dichos hitos, acorde a lo indicado por el titular."
21	Colbún	Artículo 165.-	Este artículo determina que el CEN deberá calcular el costo marginal del sistema a partir de las herramientas automáticas de despacho. Sin embargo, no detalla el horizonte de optimización que utilizará para dicho cálculo. En este contexto, para tener una operación más segura y eficiente con una mejor asignación de los recursos consideramos importante que se consideren restricciones intertemporales que permitan incluir condiciones futuras de operación en la optimización. Por lo que proponemos que la referida herramienta automática también debería tener como objetivo la incorporación de las condiciones de operación futuras del sistema. Por otro lado, este artículo establece que el costo marginal corresponderá al mayor costo de producción en cada barra, lo cual es un símil a tener una lista de mérito (en la presentación realizada por el ministerio se dió a entender que la lista de mérito dejaría de utilizarse). Esto no conversa con las funciones de la herramienta automática de despacho donde se establece que el costo marignal será el resultado del modelo. Consideramos importante detallar de mejor manera los parámetros y características de la herramienta, en conjunto con la metodología de cálculo del costo marignal.	0
22	Colbún	Artículo 181.-	Este artículo habla sobre el reporte de desempeño del sistema eléctrico que el CEN debe elaborar, donde se incluyen las desviaciones de los pronósticos de generación de energías renovables variables, el cual debe ser comunicado a la CNE y a la SEC. Creemos que es importante que se establezcan incentivos para la mejora de los pronósticos de los Coordinados (dueños de las centrales renovables variables) y mejoras en los pronósticos del CEN, esto con el fin de disminuir la brecha existente entre la generación programada y la generación real. Como consecuencia, estos incentivos otorgan responsabilidad a cada agente en el envío de sus pronósticos.	0

23	Colbún	Artículo 44.-	El literal w), relativo al pronóstico de temperaturas, se encuentra duplicado en el cuerpo del artículo.	Corregir lo señalado, eliminando el último párrafo del artículo 44.	
24	Colbún	Artículo 45.-	El artículo señala que el Coordinador deberá considerar, dentro de las limitaciones a la operación, aquellas derivadas de normativas de otros sectores, mencionando como único ejemplo al sector ambiental. Sin embargo, dado que pueden existir restricciones relevantes provenientes de otros ámbitos normativos, la mención de un solo sector puede resultar insuficiente y dar la impresión de una lista taxativa.	Incluir una frase como: "…tales como el sector ambiental, entre otros que puedan imponer restricciones operacionales."	
25	Colbún	Artículo 60.-	Se detecta que el último párrafo del artículo, referido a los programas de mantenimiento, no tiene asignado un literal identificador. Además, los literales identifcadores comienzan desde la i) y no desde la a).	Asignar el literal correspondiente al párrafo final del artículo	
26	Colbún	Artículo 62.-	El artículo obliga a declarar costos variables, pero no excluye expresamente a los sistemas de almacenamiento o centrales de almacenamiento por bombeo, a pesar de que el artículo 105 indica que su costo es calculado por el Coordinador.	Aclarar que los sistemas de almacenamiento y centrales con bombeo no están sujetos al artículo 62, y que sus costos variables serán determinados conforme al artículo 105.	
27	Colbún	Artículo 117 bis.-	No se establecen criterios para la elección de la metodología de operación automática ni se especifica si se trata de un SCED (redespacho de unidades encendidas) o un SCUC (cooptimización completa), lo que genera ambigüedad sobre su alcance operativo. Además, no se precisa si los resultados de la programación de la operación incluyen tanto los puntos de operación como la lista de mérito o política de operación, o si se refiere únicamente a uno de estos elementos. Además, no es claro si dichos resultados deben considerarse solo como referencia o si deben cumplirse obligatoriamente durante la operación en tiempo real. Por otro lado, este artículo define el uso de la herramienta de automatización del despacho económico, la cual debe garantizar la seguridad del sistema. En este contexto, para tener una operación más segura y eficiente con una mejor asignación de los recursos consideramos importante que se consideren restricciones intertemporales que permitan incluir condiciones futuras de operación en la optimización. Por lo que proponemos que la referida herramienta automática también debería tener como objetivo la incorporación de las condiciones de operación futuras del sistema	Incorporar un inciso que establezca que la norma técnica deberá definir el tipo de modelo de optimización utilizado y sus implicancias operativas (por ejemplo, si redefine compromisos de unidades (ON/OFF), entre otros). Además, se propone aclarar en el artículo que las herramientas automáticas podrán apartarse de los resultados programados únicamente en caso de condiciones operativas justificadas, garantizando trazabilidad entre el programa y la operación real. Asimismo, se debe precisar cuáles elementos del programa se consideran vinculantes y cuáles son referenciales.	
28	Colbún	Artículo 143.-	La siguiente observación es referente al Artículo 143 bis, pero no está en el listado desplegable, favor corregir. Corregir redacción del penúltimo inciso.	Corregir redacción del penúltimo inciso.	
29	Colbún	Artículo 167.-	Corregir error de redacción "...deberán ser retribuidas económicamente en sus Costo Variable no cubiertos, por las Empresas Generadoras…"	Reemplazar "...deberán ser retribuidas económicamente en sus Costos Variables no cubiertos, por las Empresas Generadoras…"	
30	Colbún	Artículo primero transitorio.-	El artículo primero transitorio establece un plazo de 18 meses, contado desde la publicación del decreto, para que los Coordinados implementen los esquemas de control automático requeridos por el artículo 117 bis. Sin, embargo en el artículo 117 bis mandata los terminos de aplicación de estos esquemas a lo que disponga la norma técnica, la cual no tiene plazos estimados de modificación y podría superar los 18 meses del transitorio. Además, en este artículo se establece un plazo para que los Coordinados implementen las herramientas automáticas de despacho, sin embargo, para algunas centrales, un cambio súbito de consigna puede afectar limitaciones externas como lo son los compromisos de riego.	En el inciso 2: Por su parte, los Coordinados contarán con 18 meses contados desde la publicación del presente decreto en el Diario Oficial de la norma técnica respectiva, para implementar los esquemas de control automático a los que se refiere el artículo 117 bis del presente reglamento" Además, se propone incluir un inciso final: "En casos debidamente justificados, el Coordinador podrá eximir a algunos Coordinados de la exigencia de implementar esquemas de control automático a los que se refiere el artículo 117 bis del presente reglamento".	
31	Colbún	Artículo 143.-	Observación por 143 bis. Si nos ponemos en el caso que un cliente dejó de pagar el suministro el primer año de los cuatro que establece un contrato, y el cliente impugna el término anticipado, no existe otra forma de terminar el contrato que no sea una resolución arbitral o judicial ? Podria ser una alternativa que el Coordinador solicite los comprobantes de pago tal como se hace para los Coordinados en el Portal de Disconformidades.		0
32	Colbún	Artículo 45 bis.	El prorrateo debería realizarse de acuerdo a los Principios del Coordinador, es decir, basado en una operación eficiente y minimizar los costos, y preservar la seguridad del servicio. Por lo tanto, el prorrateo debería considerar aspectos como la afectación de las pérdidas de transmisión en el costo de operación, y además con restricciones que preserven la seguridad del sistema.		0
1	Qualitas Energy	Artículo 114.-	En caso de cambio del modo de operación de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento (CRCA) para preservar la seguridad, se debe asegurar el pago del Costo de Oportunidad. Además, las instrucciones de cambio de modo de operación podrán gatillarse una vez que se hayan utilizado las reservas de Servicios Complementarios del sistema y en último caso las CRCA. En caso de activarse, se deberá determinar, valorizar y remunerar el costo de oportunidad y todo costo que se genere con motivo que el cambio de modo de operación instruido a la Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento.		0
2	Qualitas Energy	Artículo 45 bis.	Eliminar el párrafo final del inciso 2° referido a las centrales que operen con Autodespacho y hacer referencia al DS88, donde se regula. Para evitar contradicciones y conflictos de interpretación, es necesario referirse al cuerpo legal donde se regula el Autodespacho (DS88).		0
3	Qualitas Energy	Artículo 45 bis.	Agregar que el CEN publiquará las metodologías de cálculo de vertimientos (recortes) así como las planillas de cálculo y el detalle horario tanto para centrales renovables como para centrales renovables con capacidad de almacenamiento.		0
4	Qualitas Energy	Artículo 29 bis.-	En el numeral 3 del Artículo debiese quedar la posibilidad de justificar cambios significativos al proyecto. Como está redactado actualmente, es posible que la CNE revoque la Declaración en Construcción en caso de cambios significativo al proyecto. Puede ocurrir que el proyecto tenga cambios en el trazado de la línea de Tx por ejemplo.		0
5	Qualitas Energy	Artículo 19.-	Incluir causal de Silencio Administrativo: pasado X días sin observaciones, se da por aprobado y la CNE sólo podrá emitir una resolución de aprobación a contar de esa fecha.		0
6	Qualitas Energy	Artículo 19.-	El artículo dice: "Las órdenes de compra no pueden quedar condicionadas a la obtención de la Declaración en construcción". Para que la incodicionalidad de las Órdenes de compra sea practicable, se requiere acotar los plazos de aprobación a 60 días, incluyendo que cumplido el plazo y si no ha habido más observaciones, se da por aprobado: Silencio administrativo		0
7	Qualitas Energy	Artículo 19.-	Incluir plazo máximo para que la CNE emita consultas y aprobación o rechazo.		0
8	Qualitas Energy	Artículo 23.-	Incluir causal de Silencio Administrativo: pasado X días sin observaciones, se da por aprobado y la CNE sólo podrá emitir una resolución de aprobación a contar de esa fecha.		0

9	Qualitas Energy	Artículo 117 bis.-	Respecto del SITR: clarificar si los PMGDs también quedan afectos a este artículo. Y en caso de ser afirmativo, ¿con quién se van a comunicar (al CEN o a la Dx)? Esto corresponde regular en el DS88 y para evitar contradicciones y conflictos de interpretación, es necesario sólo referirse al cuerpo legal donde se regula: DS88		0
10	Qualitas Energy	Artículo 45 bis.	Especificar las condiciones especiales de operación a las que se refiere el inciso 3 del artículo 45bis.		0
11	Qualitas Energy	Artículo 57.-	El Artículo dice: El nivel de generación conjunto de las instalaciones que operan con Autodespacho conectadas a la red de distribución, con ocasión de lo dispuesto en el artículo 45 bis del presente reglamento. Consideramos que debería ser referido a las instalaciones de la zona de influencia, y siempre que haya inversión de flujos. Esto corresponde regularlo en el DS88 para evitar contradicciones y conflictos de interpretación, es necesario sólo referirse al cuerpo legal donde se regula.		0
12	Qualitas Energy	Artículo 126.-	Aclarar a qué se refiere con" una misma red de distribución".		0
13	Qualitas Energy	Artículo 126.-	Es necesario que en este documento se definan las reglas que deberá seguir la Distribuidora para prorratear la generación de los PMGD.		0
14	Qualitas Energy	Artículo 96.-	Agregar que en cualquier caso, en caso de alterarse el Orden de Mérito, se pagarán los Costos de Oportunidad.		0
15	Qualitas Energy	Artículo 112.-	Agregar al final del último inciso que tanto la definición de la metodología como cualquier cambio posterior, deberán ser debidamente y técnicamente justificado por la CNE mediante un informe.		0
16	Qualitas Energy	Artículo 166 bis.-	En el párrafo final, dice: "de forma que no se generen diferencias de ingresos injustificadas en los ingresos percibidos por cada una de dichas instalaciones." Esto resulta muy ambiguo por lo que deberían especificarse más claramente los criterios específicos.		0
17	Qualitas Energy	Artículo tercero transitorio.-	Eliminar plazo máximo de 24 meses. Es incongruente con un proceso de reforma de la distribución en marcha que tiene a las distribuidoras invirtiendo lo mínimo hace años. El plazo máximo debe ser coherente con lo que establezca la reforma a la distribución en materia de exigencia de un despacho y monitoreo de generación por parte de las distribuidoras, función que actualmente no les corresponde.		0
1	ACESOL	Otros	Deben actualizarse todas las referencias en donde existan reglas derogadas.	Aprovechar la oportunidad de modificación del DS 125 para actualizar todas las referencias normativas.	
2	ACESOL	Otros	Los considerandos del decreto que modifica el Reglamento de Coordinación y operación no se refieren de forma alguna a los cambios relevantes que se realizan en materia de PMGD, autodespacho y otras normas. Más aún, se señala - y se da a entender- que el ejercicio de la potestad reglamentaria tiene sólo relación con los sistemas de generación consumo, lo cuál no se condice con las modificaciones propuestas.	Incluir en los considerandos las razones detrás de las modificaciones al régimen de los PMGD y en general a todas las modificaciones que no tienen relación con los sistemas de generación consumo.	
3	ACESOL	Otros	Si bien como se indica previamente no está en el objetivo de la modificaciones incluir a las PMG y PMGD , se observa que su inclusión en las prorratas de vertimiento tiene complicaciones técnicas relevates que no han sido consideradas. En efecto, al ser infraestructura considerada como autodespacho (que prácticamente generan todo lo que su recurso primario les permite), no está contemplada las modificaciones de consignas de operación. Es altamente probable que no existan los sistemas de control y operadorares para esas tareas. A ello se suma la carga operativa a las empresas distribuidoras de administrar esta situación en tiempo real.		0
4	ACESOL	Otros	Falta un análisis de coherencia normativa que no se expresa en los considerandos, ni en las razones para el ejercicio de la postestad reglamentaria en relación al diseño regulatorio de los PMGD.	Se propone llamar a mesas de trabajo para diseñar una regulación coherente y que cumpla con la necesaria estabilidad regulatoria, lo pordía incluir artículos transitorios para lograr una implementación gradual.	
5	ACESOL	Otros	Las modificaciones que se incorporarán al DS 125 no hacen referencia alguna a los ICC, que son determinantes para la conexión y posterior operación de los PMGD. En efecto, la consideración de los ICC en un mismo alimentador pueden tener incoradas capacidad de inyección que deben considerarse al momento de realizar el prorrateo de los vertimiento. Es importante considerar que algunos ICC ya consideran limitaciones de inyección, por consiguiente, no nos parece coherente incluir una limitación adicional.		0

6	ACESOL	Otros	De acuerdo a lo señalado en el DS 125, el sistema de generación consumo (SGC): es un [s]istema formado por toda infraestructura productiva destinada a fines tales como la producción de hidrógeno o la desalinización del agua, con capacidad de generación propia, mediante medios de generación renovables, que se conecta al sistema eléctrico a través de un único punto de conexión y que puede retirar energía del sistema eléctrico a través de un suministrador o inyectarle sus Excedentes". Al respecto surgen las siguientes dudas: (i) No hay claridad en el tratamiento de un sistema que tenga generación, consumo y almacenamiento. (ii) No se establece la forma en que se reconocerá el pago por potencia de suficiencia. (iii) Se definen "Excedentes" como "[d]iferencia entre la demanda eléctrica máxima que se utiliza para el desarrollo de procesos productivos y la potencia producida por un medio de generación, descontado su consumo propio, determinados con el fin de ser inyectados a un sistema interconectado o a las instalaciones de una Empresa Distribuidora, a través de su punto de conexión". Al respecto, la duda es ¿qué ocurre si es que se pueden tener excedentes de potencia temporales (horarios), entonces no calificaría como SGC? (iv) Podría entenderse de la definición que solo aplica para plantas desaladoras y de hidrógeno. Por ejemplo un proceso industrial distinto si instala una generación que ocurra con el objeto de abastecer consumos propios con excedentes, ¿será un autoproductor o un SCG?	Por favor aclarar las dudas presentadas, para que no queden vacíos en la regulación.
7	ACESOL	Artículo 2.-	Literal a).- Se límita a quienes se entienden como autoproductores. Bajo las modificaciones propuestas por la Comisión,la generación eléctrica debe ocurrir como resultado de abastecer los consumos asociados a procesos productivos propios, en el mismo punto de conexión a la red, y que puedan presentar excedentes de energía a ser inyectados al sistema eléctrico. Es decir, ya no calificaría como autoproductor un cliente que disponga de generación interna para autoabastecimiento (con el objetivo de), sino que sólo sería a partir de energía de un proceso productivo que resulte en energía que pueda ser enviada al sistema, como la cogeneración.	Aclarar si el objetivo es efectivamente limitar la calidad de autoproductores, y calificarlos bajo el SGC (con el fin de evitar problemas de interpretación a futuro). Si esto es correcto, es necesario redefinir lo que se entiende por SGC, puesto que está limitado solo a ciertas actividades productivas. En efecto, se entiende que la definición está orientada a plantas desaladoras y plantas de hidrógeno, por lo que podría entenderse que un cliente que no tenga esta característica no tendría la naturaleza de autoproductor. | Aclarar si el objetivo es efectivamente limitar la calidad de autoproductores, y calificarlos bajo el SGC (con el fin de evitar problemas de interpretación a futuro). Si esto es correcto, es necesario redefinir lo que se entiende por SGC, puesto que está limitado solo a ciertas actividades productivas. En efecto, se entiende que la definición de SGC está orientada a plantas desaladoras y plantas de hidrógeno, por lo que podría entenderse que un cliente que no tenga esta característica no tendría la naturaleza de SGC. En concreto, debiera clarificarse que el SGC está asociado a cualquier proceso productivo si el autoproductor se limita a generación asociada al proceso.
8	ACESOL	Artículo 2.-	En la letra a), en la definición de autodespacho se sugiere eliminar la referencia al DS 244/2005 del Ministerio de Economía que ya se encuentra derogado. Asimismo la referencia al presente reglamento es a efectos de la regulación especial para los SAE y las Centrales por Bombeo. Tener presente que en el DS 88/2019 también se define autodespacho, definición que no debiese ser distinta a la que se proponga en este reglamento	Se sugiere ajustar la definición en los siguientes términos: Autodespacho: Régimen de operación de una instalación de generación, SGC o Sistema de Almacenamiento de Energía interconectado al sistema eléctrico que no se encuentra sujeto al resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por el Coordinador en los términos establecidos en el Decreto Supremo N° 88, de 2019, del Ministerio de Energía, que Aprueba Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala Decreto Supremo Nº 244, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que Aprueba Reglamento para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación Establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos, o aquel que lo reemplace, y en el presente reglamento, que puede ser aplicado en tanto se dé cumplimiento al principio de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico y a lo regulado en el presente reglamento.
9	ACESOL	Artículo 12.-	La inclusión del concepto despacho económico afecta la concepción misma del autodespacho, en efecto limita la posibilidad de autodepacharse, afectando la certeza regulatoria del sector. La concepción del autodespacho hasta antes de la introducción de estas modificaciones suponía que sus limitaciones estaban relacionadas a la seguridad del sistema; es de la esencia del autodespacho que sus limitaciones no estén dadas por temas de despacho económico. Restringir la facultad de "autodespacho" que tienen algunos coordinados que se conectan a nivel de distribución (entre ellos los PMGD) para efecto de optimizar su operación conforme a un orden de prioridad de despacho por costo marginal, restinge la facultad de "autodespacho" en forma casi absoluta, ya que impide que dichos geneadores puedan despachar energía con preferencia de otros generadores de igual costo marginal no autodespachados, que representan una potencia instalada mayor. Este cambio propuesto es una seria modificación a las reglas y regulación vigente al momento de haberse tomado las decisiones de inversión. | Actualmente no existe un requerimiento de que las limitaciones a las inyecciones de los PMGD por seguridad y calidad de servicio sean revisadas y actualizadas de manera permanente por el Coordinador, lo cual puede crear distorsiones indeseadas que tengan efectos sobre la operación eficiente del sistema. Adicionalmente, el agregado del inciso segundo implicaría que, para cumplir con el despacho económico, el Coordinador deberá instruir a la Distribuidora de manera instantanea las medidas pertinenetes de reducciones de generación, a efectos de que estas, con al misma periodicidad y sin retardo informen a los PMGD los ajustes de dichas modificaciones. Cualquier retraso o simplificación de la instrucción implicará que no se realiza debidamente la operación más económica del sistema, principio y eje central de las obligaciones del Coordinador. Es del caso señalar que actualmente las restricciones impuestas por razones de seguirdad y calidad de servicio no tienen una periodicidad de revisión.	Toda limitación que se imponga por razones de seguridad y calidad de servicio, deberán ser revisadas mensualmente por el Coordinador, a efectos de establecer la permanencia de la misma."
10	ACESOL	Artículo 12.-	No existe un orden de prelación claro respecto de como deben imponerse las limitaciones. Es importante resaltar que, según la LGSE el sistema debe ser operado a mínimo costo. Por consiguiente, la programación de la operación debiese hacerse de acuerdo a un flujo óptimo de potencia que incluyan los flujos en las redes de distribución. Esto, por cuanto los flujos de energía que circulan por dichas redes son influenciados por la generación conectada a ella.	0
11	ACESOL	Artículo 12.-	La modificación propuesta no se ajusta a ley toda vez que la LGSE no faculta al CEN para delegar sus funciones propias en las distribuidoras como es la determinación de los recortes que debe aplicarse a las inyecciones de los PMGD en consistencia con las observaciones realizadas respecto de los artículos 45 bis y 126	Eliminar modificación por estimarse que las propuestas del art 45 bis y 126 no se ajustan a la LGSE
12	ACESOL	Artículo 19.-	Literal c).- Es complejo poner plazos rígidos a un año o dos, para la interconexión o entrada en operación, ya que en muchos casos los proyectos no pueden iniciar construcción -a pesar de tener sus permisos- por causas ajenas al desarrollador/constructor. A modo de ejemplo, podemos indicar las siguientes situaciones que hemos evidenciado en la práctica: (i) Falta de las obras adicionales o de rezuerzo por parte de la Distribuidora. (ii) Imposibilidad de acceder o tomar control sobre el terreno por haber sido ocupados ilegalmente. Al respecto, se podría establecer que la "ocupación ilegal" de los predios suspenda el plazo para "iniciar la construcción" desde la fecha de presentación de las acciones legales tendientes a expulsar a los ocupantes y hasta la fecha en que el predio se encuentre sin ocupantes efectivamente. (iii) Recursos judiciales presentados por miembros de la comunidad en contra del Proyecto o sus permisos (Recursos de Protección, Reclamación Ambiental, entre otros). Debiera establecerse la posibilidad de suspender el plazo de vigencia de la DeC desde la fecha de presentación de tales recursos hasta la fecha en que sean resueltos mediante una sentencia ejecutoriada. (iv) Retraso por parte de la autoridad en la entrega de un permiso necesario para iniciar la construcción.	0
13	ACESOL	Artículo 19.-	Literal e),.- En letra e. se agrega "En caso de que el proyecto no sea susceptible de causar impacto ambiental" no es correcto. Incluir una frase que haga referencia simplemente al cumplimiento ambiental.	0
14	ACESOL	Artículo 19.-	La forma de acreditar que un proyecto no debe ingresar al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) es a través de una Pertinencia Ambiental aprobada por el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA).	0
15	ACESOL	Artículo 19.-	Literal f).- Si se exige ambos RCA e IFC, entonces el plazo para obtener el IFC debe empezar a correr desde la fecha de obtención de la RCA. Ello porque habitualmente ocurre la tramitación ambiental "se come" casi todo el plazo para la obtención del IFC.	0
16	ACESOL	Artículo 19.-	Literal g).- La Declaración de Conexión (DeC) constituye un hito clave para viabilizar la construcción de un proyecto. Exigir que las empresas adquieran equipos sin contar con la certeza de que podrán conectar sus instalaciones implica exponerlas a riesgos innecesarios y genera un nivel de incertidumbre que puede afectar gravemente la viabilidad de las inversiones. Resulta poco razonable que se espere dicho compromiso sin las garantías básicas de conexión. En la práctica, esto obligaría a las empresas a contratar seguros para cubrir ese riesgo, lo que elevaría significativamente los costos de desarrollo de los proyectos.	Eliminar el agregado.
17	ACESOL	Artículo 36.-	Restringir la facultad de "autodespacho" que tienen algunos coordinados que se conectan a nivel de distribución (entre ellos los PMGD) para efecto de optimizar su operación conforme a un orden de prioridad de despacho por costo marginal, restinge la facultad de "autodespacho" en forma casi absoluta, ya que impide que dichos geneadores puedan despachar energía con preferencia de otros generadores de igual costo marginal no autodespachados, que representan una potencia instalada mayor.	0

18	ACESOL	Artículo 37.-	Se dispone que el Costo de Oportunidad de las energías gestionables será utilizado como el Costo de Producción, pero la central puede tener también Costos Variables. Como se plantea, la redacción es algo contradictoria con la definición del artículo 2.	Ajustar redacción a: "El Costo de Oportunidad de las energías gestionables será sumado al Costo Variable para determinar el Costo de Producción asignado a las Centrales Renovables con Capacidad de Regulación o Almacenamiento y Sistemas de Almacenamiento de Energía"
19	ACESOL	Artículo 38.-	Es necesario precisar en el reglamento el concepto de "criterios diferenciados" y establecer un marco para los mismos. En caso que se estime necesario podría incluso delegarse el detalle de estos criterios a la Norma Técnica, pero no se ajusta a la legalidad vigente entregar esta competencia "ilimitada" al Coordinador. El Coordinador no es competente para establecer la normativa vigente sino que debe aplicarla y estos criterios son parte de la normativa vigente.	0
20	ACESOL	Artículo 44.-	Literal x).- Únicamente debiera considerarse el pronóstico de generación eléctrica de los generadores que operan con "autodespacho", ya que considerar la potencia "nominal" supone que las generadoras pueden ser despachadas, lo que va en contra de la facultad de "autodespacho" en cuanto a la facultad que les habilita a no inyectar (lo que sumado a la limitación a inyectar energía a voluntad, terminaría de anular completamente la facultad de "autodespacho"). Ver comentario al artículo 12.	Eliminar la potencia nominal de las instalaciones que operen con autodespacho de los aspectos que debe considerar la programación de la operación.
21	ACESOL	Artículo 45.-	Sugerimos que las limitaciones a la "operación" derivadas de "la aplicación de normativa relacionada con otros sectores", no puedan tener un origen contractual entre privados, sino que respondan a restricciones establecidas por resolución. Esto pretende evitar la elusión de la norma, como puede ser el caso de un convenio de riego, donde el titular de la instalación de generación es el mismo que los regantes.	0
22	ACESOL	Artículo 45 bis.	La redacción otorgada a la regla contenida en el inciso segundo, relativo a la aplicación de recortes a los PMGD , permite entender que la prorrata será única por distribuidora, lo cual se contradice con la operación económica (principios detallados en el art 5). Lo anterior ya que existen distribuidras con una amplia red geográfica lo que podría llevar a reducir la generación en areas que requieren inyección y en las cuales no existen problema de limitación. Por ejemplo en caso de formarse subsistemas de precio, y existiendo una distribuidora que participa en ambos subsistemas, podría reducirse tanto a los PMGD que estan en el lado exportador como al que está en el lado importador. Este efecto es claramente contradictorio con el de la operación más económica del sistema. | La redacción de la regla contenida en el artículo está orientada solo a reducir a las plantas solares producto de limitaciones de inyección cuando hay costos marginales cero. Sin embargo, las limitaciones o subsistemas con precios diferentes pueden producirse también con costos marginales mayores que cero, lo que genera complejidades de las cuales el Reglamento no se hace cargo. A efectos de clarificar el diseño existente entre despacho y recuperación de costos, la regulación considera que el Coordinador debe operar el sistema a mínimo costo, y de la operación real se determina el CMg como la unidad más cara en operación. De esta manera todas las centrales recuperan sus costos, pero el reglamento considera que los PMGD sólo forman parte de la operación a mínimo costo, pero no de la segunda, lo que es una contradicción que va en contra del diseño regulatorio del sector. De hecho el articulo 57 del reglamento considera que si hay unidades despachadas fuera de orden económico, por orden del Coordinador, a estas se les retribuye su costo de producción, pero este no es le caso de los PMGD, ya que operan con Autodespacho. | El orden de despacho económico pretende que el precio y costo de la energía sean los mas eficiente posibles, respondiendo a la idea de "eficiencia económica del sistema", lo que va más allá de la idea de "Operación más Económica". Así se desprende de las normas que regulan el listado de prioridad de colocación de la energía, las que consideran además de los costos de operación los costos variables y de oportunidad. Por lo demás, la programación de la operación, debe considerar las transferencia de energía por líneas del sistema de transmisión y sus limitaciones (inc. 3° letra d, art. 57). En este contexto, al igualar los recortes entre generadores centralizados y distribuidos va en contra de la idea de "eficiencia del sistema", ya que se pone una mayor presión en la expansión del sistema de transporte de energía, el que es financiado por los consumidores finales. La operación del sistema eléctrico debe considerar las inversiones en infraestructura que son condición para el transporte de la energía desde las las generadoras a los consumidores. Así, frente a dos tipos de generación de igual costo marginal, debe preferirse aquella que requiere una inversión menor en materia de transporte de energía, la que representa una eficiencia económica para el sistema por ser menos costosa. En el caso concreto, siempre debería preferise la generación distribuida, cuya regulación vigente les traspasa el costo de las inversiones en infraestructura (costos de refuerzo de las redes de distribución) siendo nulos para los demás actores del sistema; por sobre la generación centralizada que no financia la infraestuctura de transporte de la que hace uso, la cual es pagada por los consumidores.	0
23	ACESOL	Artículo 45 bis.	El inciso final "Sin perjuicio de lo anterior, excepcionalmente, el Coordinador podrá considerar condiciones especiales de operación para una utilización óptima de los recursos." resulta inaplicable si no se encuentran previamente definidas las condiciones especiales de operación. Estas condiciones o las establece el reglamento o se delegan a la norma técnica, pero no pueden quedar indeterminadas para que las defina el CEN. Como se ha señalado eso es contrario a la LGSE	Sin perjuicio de lo anterior, excepcionalmente, el Coordinador podrá considerar condiciones especiales de operación para una utilización óptima de los recursos, de acuerdo a lo que defina la norma técnica.
24	ACESOL	Artículo 103.-	En el inciso segundo se sugiere mejorar redacción para que los SAE y Centrales con Almacenamiento de 9 MW estén incluidas en la opción de autodespacho, siendo ello consistente con el límite de los PMGD y PMG. La redacción da a entender que en algunos casos la opción de autodespacho pudiera no estar disponible debido a que faltaría la autorización del coordinador	Para el caso de los coodinados a que se refiere el artículo, eliminar el requisito de pedir autorización al Coordinador para optar al autodespacho.
25	ACESOL	Artículo 117.-	Se agrega la letra p. en la que se señala que el CEN debera instruir la operación conjunta de las instalaciones que operen con Autodespacho conectadas a redes de distribución. Sin embargo, no se señala los criterios sobre los cuales se deben agrupar las mencionadas instalaciones. No se debe delegar dicha facultad al CEN, pues corresponde a criterios regulatorios que deben establecerse en el reglamento o en la norma técnica.	Identificar los criterios para agrupar instalaciones conectadas en distribución.
26	ACESOL	Artículo 126.-	Ver comentarios al artículo 45 bis.	0
27	ACESOL	Artículo primero transitorio.-	El artículo presenta una serie de dificultades ya que no es posible que el plazo de 18 meses establecidos para los coordinados se cuente a partir de la publicación en el Diario Oficial de la modificación de reglamento ya que el plazo solo podría iniciar su cómputo una vez que esté completa la regulación, es decir, a partir de la publicación en el diario oficial de la norma técnica que se requiere para que detalle las exigencias técnicas necesarias	Por su parte, los Coordinados contarán con 18 meses contados desde la publicación en el Diario Oficial de la norma técnica referida en el artículo 117 bis del DS 125/2017 del Ministerio de Energía para implementar los esquemas de control automático.
28	ACESOL	Artículo tercero transitorio.-	Se señala que para las instalaciones que operen con autodespacho conectadas a la red de distribución serán consideradas para efectos de disminuir su generación, siempre que las empresas distribuidoras cuenten con los sistemas de monitoreo y comunicación necesarios para su aplicación, o transcurridos 24 meses contados desde la publicación del reglamento. En relación a esta disposición y considerando el impacto de la medida, se debe aclarar que se entiende por "sistema de monitoreo y comunicación necesario para su aplicación". Aunque hayan transcurrido los 24 meses, esta regulación no podrá ser implementada si es que la distribuidora, por alguna razón, no ha sido capaz de contar con los sistemas de monitoreo y comonucación necesarios.	Aclarar el alcance del concepto "necesario" - Se propone eliminar "... o transcurrridos 24 meses contados desde la publicación del reglamento".
29	ACESOL	Artículo tercero transitorio.-	En caso de mantenerse el art. 126 corrigiendo las ilegalidades señaladas, esta norma debe tener una vigencia diferida a partir de la total tramitación de los actos administrativos que contengan los criterios y las normas técnicas aplicables para su implementación.	En caso de mantenerse la regla propuesta por el Ministerio, se debe condicionar su aplicación a la implementación de las herramientas necesarias para aplicarla correctamente y también a la determinación de los criterios específicos, que se están delegando al DS88 en el artículo 126 de la propuesta. "Artículo tercero transitorio.- Las instalaciones que operen con Autodespacho conectadas a la red de distribución serán consideradas en el ajuste al que refiere el inciso tercero del artículo 126 de la modificación al DS 125/2017 del Ministerio de Energía señalado en el presente decreto del presente reglamento, siempre que las empresas distribuidoras cuenten con los sistemas de monitoreo y comunicación necesarios para su aplicación de acuerdo a lo que defina la norma técnica. o transcurridos 24 meses contados desde la publicación del presente decreto en el Diario Oficial. Lo dispuesto en el artículo 126 del presente reglamento será aplicable a las instalaciones que operen con Autodespacho conectadas a la red de distribución independientemente de la implementación de la herramienta automática a la que se refiere el artículo 117 bis del presente reglamento, en los términos establecidos en el inciso tercero del artículo 126 del presente reglamento."

30	ACESOL	Otros	Incorporar un artículo transitorio que condicione la entrada en vigencia de las modificaciones del 125 una vez que se hagan las modificaciones pertinentes en el DS 88 y a la modificacion de la regulacion asociada a las distribuidoras. Esta entrada en operación debiera resguardar un plazo razonable (estabilidad tarifaria) para no afectar las inversiones de los PMGD. Cabe precisar que en algunos contratos de crédito de financiamiento de los PMGD presentan ciertas limitaciones en caso de que se modifique e autodespacho.	Artículo cuarto transitorio: Todas las normas referidas a los PMGD y a los PMG entrarán en vigencia lo que ocurra más tarde entre (i) que se hayan realizado las modificaciones necesarias al Decreto Supremo 88, que Aprueba Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala, y las modificacines a la regulación de las distribuidoras que permitan tener un despacho en linea, y (ii) ocho años.
1	Aigor Energías SpA	Artículo 1.-	Como se consideran elementos tambien a los PMGD, se sugiere agregar Distribucion en el literal aa)	Punto de Conexión: Barra, o punto de arranque en una línea de transmisión o distribución, segun corresponda, en el cual se interconectan instalaciones explotadas por distintos Coordinados o instalaciones que, pudiendo ser explotadas por el mismo Coordinado, correspondan a diferentes categorías de instalaciones según lo dispuesto en el artículo 10 del presente reglamento.
2	Aigor Energías SpA	Artículo 62.-	El artículo da entender que todo generador que opere con Autodepacho, está exento en el cumplimiento de declarar los Costos variables. Al respecto el DS88 en su artículo 102 da una excepción para los PMGD (que son considerados como autodespacho) cuya operación no sea en base a recursos primarios variables, de acuerdo a lo que establece el artículo 65 del Decreto Supremo Nº 125, de 2017 deben declarar sus CV, se sugiere agregar.	Los Coordinados, que no operen con Autodespacho y que además no sea en base a recursos primarios variables, de acuerdo a lo que establece el artículo 65 del presente reglamento, deberan…
3	Aigor Energías SpA	Artículo 63.-	El artículo da entender que todo generador que opere con Autodepacho, está exento en el cumplimiento de declarar Costos de Partida y Detención. Al respecto el DS88 en su artículo 102 da una excepción para los PMGD (que son considerados como autodespacho) cuya operación no sea en base a recursos primarios variables, de acuerdo a lo que establece el artículo 65 del Decreto Supremo Nº 125, de 2017 deben declarar sus CV, se sugiere agregar.	Los Coordinados, que no operen con Autodespacho y que además no sea en base a recursos primarios variables, de acuerdo a lo que establece el artículo 65 del presente reglamento, deberan…
4	Aigor Energías SpA	Artículo tercero transitorio.-	Es necesario establecer el punto fisico para dar cumplimiento a lo señaldo por el articulo 126. Por cuanto presisar el punto físico que debe cumplir el presente transitorio es importante. El punto de conexión y Empalme según los señala la NTCO de PMGD en su artículo 1-11 numerales 5 y 20, correspondientemente, es la forntera divisoria entre la red de distribución y la generacion distribuida y donde además la NTCO es explicita en cuanto a funciones de protección y medida. Por su parte el DS88 artículo 90, señala que los Empalmes pertenecen a la red de Distribución. En este sentido, los emplames, hasta antes de la emision del DS88, pertenecen a los PMGD . Se sugiere ingresar un cuarto transitorio. Lo anterior es fundamental, dado que los PMGD no tienen libre acceso a extraer datos o manipular el elemento de proteccion segun los Procedmiento de Operación entre PMGD y Dx. Desde que el CEN ha estado pidiendo información respecto de los distintos eventos ocurridos, los PMGD no tienen una estandarización para emitir la información en tiempo y forma de los solcitado por el CEN asi como la libertad de operacion en las protecciones.	La información será extraída desde el punto de conexión, donde la Empresa Distribuidara deberá implementar el equipamiento necesario para dar cumplimiento al inciso anterior en aquellos Empalmes que fueron construídos con posterioridad a la promulgación del DS 88 artículo 90.
5	Aigor Energías SpA	Otros	Es necesario establecer , en base a lo indicado anteriormente la responsabilidad por aquellos PMGD que construyeron empalmes antes de la promulgación del DS88, en cuyo caso la propiedad pertenece a los PMGD. Lo importante es dar una estandarizacion entre la Distribuidora, el CEN y el PMGD.	Para dar cumplimiento a lo establecido en el artículo transitorio tercero, aquellos PMGD que cuenten con Empalmes construidos antes de la emisión del DS88, deberán dar cumplimento en un plazo de transcurridos 24 meses contados desde la publicación del presente decreto en el Diario Oficial, lo que además deberán coordinar con la Empresa Distribuidora correspondiente
1	FENACOPEL (CEC, COPELEC, COELCHA, COOPELAN, SOCOEPA, COOPREL y CRELL)	Artículo 80.-	El artículo establece que las empresas distribuidoras, SGC y Clientes Libres conectados a transmisión deben remitir al Coordinador sus proyecciones de demanda o excedentes. No obstante, no se contempla expresamente la situación de PMGD conectados a través de alimentadores o subalimentadores pertenecientes a una empresa distribuidora distinta de la responsable de la instalación, lo cual genera un vacío en la trazabilidad y coordinación operativa. En estos casos, la empresa titular del PMGD (por ejemplo, una cooperativa como CRELL) no tiene control directo sobre la red de conexión, lo que dificulta el envío oportuno y preciso de proyecciones, afectando la calidad de la coordinación con el Coordinador Eléctrico Nacional.	Se sugiere adicionar un inciso al artículo 80 con el siguiente contenido: "En los casos en que una empresa distribuidora alimente las redes de distribución de otra empresa distribuidora, dondo se conecten instalaciones con Autodespacho, el Coordinador deberá establecer procedimientos y formatos específicos que permitan a ambas empresas distribuidora (la red donde se conecta el PMGD y la dueña del alimentador o subalimentador) reportar de manera coordinada las proyecciones de demanda o Excedentes. Esto con el fin de garantizar la coherencia y completitud de la información operativa necesaria para el despacho del sistema."
2	FENACOPEL (CEC, COPELEC, COELCHA, COOPELAN, SOCOEPA, COOPREL y CRELL)	Artículo 103.-	El último inciso del artículo 103 señala lo sieguiente: "Los Sistemas de Almacenamiento de Energía y las Centrales con Almacenamiento por Bombeo, con capacidad de inyección menor a 9 megawatts, podrán optar por un régimen de Autodespacho el cual deberá ser autorizado por el Coordinador de acuerdo con los criterios definidos en la norma técnica, la cual deberá considerar al menos el impacto individual o agrupado de dichas instalaciones". Lo anterior se contradice con la definición de autodespacho para los PMGD, que debe ser menor o igual a los 9 megawatts. Esto se respalda por el artículo 149 de la Ley General de Servicios Eléctricos, que señala lo siguiente: "… así como los mecanismos de estabilización de precios aplicables a la energía inyectada por medios de generación o sistemas de almacenamiento cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no superen los 9.000 kilowatts y la forma en la que se realizará el despacho y la coordinación de estas centrales por el CDEC respectivo. Los concesionarios de servicio público de distribución de electricidad, así como aquellas empresas que posean líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público, deberán permitir la conexión a sus instalaciones de distribución correspondientes de los medios de generación sistemas de almacenamiento cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no superen los 9.000 kilowatts, sin perjuicio del cumplimiento de las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes".	"Los Sistemas de Almacenamiento de Energía y las Centrales con Almacenamiento por Bombeo, con capacidad de inyección menor o igual a 9 megawatts, podrán optar por un régimen de Autodespacho el cual deberá ser autorizado por el Coordinador de acuerdo con los criterios definidos en la norma técnica, la cual deberá considerar al menos el impacto individual o agrupado de dichas instalaciones".
3	FENACOPEL (CEC, COPELEC, COELCHA, COOPELAN, SOCOEPA, COOPREL y CRELL)	Artículo 126.-	i. Los nuevos incisos del artículo 126, se indica que: "En el caso de las instalaciones que operen con Autodespacho conectadas a la red de distribución, el Coordinador determinará el ajuste para el conjunto de instalaciones que operen dentro de una misma red de distribución, o parte de ella, según su disponibilidad de generación eléctrica, o en su defecto, de la generación disponible pronosticada a la que se refiere el inciso segundo del artículo 45 bis del presente reglamento, y de los criterios referidos en el inciso anterior, según corresponda. Será la empresa distribuidora correspondiente la encargada de determinar y comunicar a las instalaciones conectadas a su red, el ajuste que deberá realizar cada una de ellas para dar cumplimiento a la instrucción del Coordinador, de acuerdo con los criterios establecidos en el Decreto Supremo No 88, de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala, o aquel que lo reemplace" El artículo señala que el Coordinador instruirá a la empresa distribuidora sobre el ajuste a la generación conectada a sus redes, y que esta deberá comunicar dicha instrucción a los PMGD, conforme al Reglamento contenido en el D.S. N°88. Sin embargo, no queda claro el mecanismo jurídico-operativo que habilitaría a la distribuidora a modificar el despacho de los PMGD, considerando que el artículo 94° del D.S. N°88 establece que las instrucciones que la distribuidora puede impartir al PMGD deben estar orientadas exclusivamente a resguardar la calidad y seguridad del servicio de la red de distribución. Asimismo, el artículo 102° del mismo reglamento indica que es el Coordinador quien debe instruir la limitación de inyecciones de los PMGD, y sólo en situaciones de contingencia que pongan en riesgo la seguridad del sistema. Por tanto, según el marco normativo vigente, las instrucciones para limitar inyecciones por parte de la distribuidora o del Coordinador sólo serían procedentes en condiciones excepcionales, y no en escenarios de operación normal como lo plantea el nuevo inciso del artículo 126.	"En el caso de las instalaciones que operen con Autodespacho conectadas a la red de distribución, el Coordinador, en el caso de contingencias que pongan en riesgo la seguridad de servicio en el sistema eléctrico, determinará el ajuste para el conjunto de instalaciones que operen dentro de una misma red de distribución, o parte de ella, según su disponibilidad de generación eléctrica, o en su defecto, de la generación disponible pronosticada a la que se refiere el inciso segundo del artículo 45 bis del presente reglamento, y de los criterios referidos en el inciso anterior, según corresponda. Será la empresa distribuidora correspondiente la encargada de determinar y comunicar a las instalaciones conectadas a su red, el ajuste que deberá realizar cada una de ellas para dar cumplimiento a la instrucción del Coordinador, de acuerdo con los criterios establecidos en el Decreto Supremo No 88, de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala, o aquel que lo reemplace"
4	FENACOPEL (CEC, COPELEC, COELCHA, COOPELAN, SOCOEPA, COOPREL y CRELL)	Artículo 126.-	Se estima que el nuevo rol asignado a las Empresas Distribuidoras, consistente en determinar e informar los ajustes de inyección de los PMGD por instrucción del Coordinador, podría dar lugar a complicaciones o controversias entre las Distribuidoras y los generadores. En este contexto, se sugiere incorporar en los artículos 45 BIS y 126 que dichos ajustes deberán ser determinados y comunicados por las Empresas Distribuidoras conforme a una metodología y formato definidos por el Coordinador, siguiendo los criterios establecidos en el Decreto Supremo N°88. Esta metodología deberá quedar formalizada en un documento técnico elaborado por el Coordinador, con participación de los agentes interesados: Empresas Distribuidoras, PMGD y Empresas Transmisoras.	En el caso de las instalaciones que operen con Autodespacho conectadas a la red de distribución, el Coordinador determinará el ajuste para el conjunto de instalaciones que operen dentro de una misma red de distribución, o parte de ella, según su disponibilidad de generación eléctrica, o en su defecto, de la generación disponible pronosticada a la que se refiere el inciso segundo del artículo 45 bis del presente reglamento, y de los criterios referidos en el inciso anterior, según corresponda. Será la empresa distribuidora correspondiente la encargada de determinar y comunicar a las instalaciones conectadas a su red, el ajuste que deberá realizar cada una de ellas para dar cumplimiento a la instrucción del Coordinador, conforme a la metodología y formatos determinados por el Coordinador, que deberpa elaborarse con participación de las partes interesadas y de acuerdo con los criterios establecidos en el Decreto Supremo Nº 88, de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala, o aquel que lo reemplace.

5	FENACOPEL (CEC, COPELEC, COELCHA, COOPELAN, SOCOEPA, COOPREL y CRELL)	Artículo 126.-	Se advierte que la implementación práctica del inciso cuarto del artículo 126 podría generar complicaciones en aquellos casos en que sistemas de generación o almacenamiento con autodespacho se encuentren conectados a subalimentadores de distribución. Por ejemplo, cuando una instalación con autodespacho está conectada a la red de distribución de una empresa X, pero dicha red corresponde a un subalimentador que nace de un alimentador principal operado por una empresa Y, cuya red está conectada directamente a la subestación de poder de la red de transmisión zonal. En este escenario, surge la duda respecto a si el Coordinador deberá instruir el ajuste de inyección a la empresa Y, para que esta determine y comunique el ajuste a todas las instalaciones aguas abajo (incluyendo las conectadas a la red de la empresa X), o si el Coordinador deberá notificar de forma separada a cada empresa distribuidora involucrada, incluso aquellas que operan subalimentadores, aun cuando el Coordinador no tenga conocimiento detallado de sus redes. En este sentido, se propone que la empresa distribuidora titular del alimentador conectado al transformador de poder sea la responsable de determinar y comunicar los ajustes de inyección de las instalaciones con autodespacho conectadas aguas abajo. Esta definición permitiría simplificar el procedimiento y mejorar la eficiencia operativa, evitando la necesidad de que el Coordinador interactúe con múltiples empresas y reduciendo el riesgo de descoordinaciones entre distribuidoras que comparten infraestructura de distribución.	En el caso de las instalaciones que operen con Autodespacho conectadas a la red de distribución, el Coordinador determinará el ajuste para el conjunto de instalaciones que operen dentro de una misma red de distribución o parte de ella, que esté alimentado de una instalación de transmisión, según su disponibilidad de generación eléctrica, o en su defecto, de la generación disponible pronosticada a la que se refiere el inciso segundo del artículo 45 bis del presente reglamento, y de los criterios referidos en el inciso anterior, según corresponda. Será la empresa distribuidora correspondiente, cuya red esté conectado directamente a las instalaciones de transmisión, la encargada de determinar y comunicar a las instalaciones conectadas, incluyendo las instalaciones conectadas en las redes de otras empresas distribuidoras que son alimentadas por su red de distribución, el ajuste que deberá realizar cada una de ellas para dar cumplimiento a la instrucción del Coordinador, conforme a la metodología y formatos determinados por el Coordinador, que deberpa elaborarse con participación de las partes interesadas y de acuerdo con los criterios establecidos en el Decreto Supremo Nº 88, de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala, o aquel que lo reemplace.
6	FENACOPEL (CEC, COPELEC, COELCHA, COOPELAN, SOCOEPA, COOPREL y CRELL)	Artículo 126.-	CONSULTA: En la modificación al artículo 126 se incorpora una nueva responsabilidad para las Empresas Distribuidoras, relacionada con la instrucción a las instalaciones con autodespacho conectadas a sus redes de distribución, a fin de que acaten las instrucciones impartidas por el Coordinador Eléctrico Nacional. En concreto, se establece que la Empresa Distribuidora deberá determinar o calcular el ajuste de inyección correspondiente a cada instalación y comunicar dicha instrucción. Esta nueva obligación implicará un costo adicional para las Empresas Distribuidoras, particularmente en términos de horas-hombre (HH), lo que podría ser especialmente significativo para aquellas distribuidoras conectadas a instalaciones de transmisión que presentan congestión debido a la operación de PMGD. En este contexto, solicitamos al Ministerio de Energía aclarar su interpretación respecto a la asignación de estos costos adicionales: ¿Debe asumirlos exclusivamente la Empresa Distribuidora? ¿Se contempla alguna fórmula de recuperación o traspaso de costos hacia los PMGD? ¿Existe otra vía de financiamiento o compensación asociada a esta nueva responsabilidad?		0
7	FENACOPEL (CEC, COPELEC, COELCHA, COOPELAN, SOCOEPA, COOPREL y CRELL)	Artículo tercero transitorio.-	Lo planteado en el artículo tercero transitorio que indica que: "Las instalaciones que operen con Autodespacho conectadas a la red de distribución serán consideradas en el ajuste al que refiere el inciso tercero del artículo 126 del presente reglamento, siempre que las empresas distribuidoras cuenten con los sistemas de monitoreo y comunicación necesarios para su aplicación, o transcurridos 24 meses contados desde la publicación del presente decreto en el Diario Oficial. " Se establece que la distribuidora debería contar con los sistemas de monitoreo y comunicación necesarios para ajustar el despacho de los PMGD. En este caso, sería necesario que existiera una instrucción más directa que indique que los equipos del punto de conexión sean de propiedad de la distribuidora, implementados por esta y con cargo al PMGD, tanto para el costo de instalación,mantenimiento y reemplazo. Actualmente el Reglamento contiene el artículo 90° que indica que: "Los nuevos empalmes y nuevos equipos de medida necesarios para la conexión de un PMGD a las instalaciones de la Empresa Distribuidora son parte de la red de distribución." Se podría interpretar, entonces, que los equipos del punto de conexión quedarían bajo administración de la distribuidora, pero la redacción del artículo, al no ser explícita respecto de la propiedad de estos equipos y de quién se debe hacer cargo de sus costos, ha sido fuente de controversia con desarrolladores de PMGD que se oponen a entregar el acceso y control del reconectador y demás equipos del punto de conexión.	¿Respecto a si el tema de la propiedad y el costo de los sistemas de comunicación y monitoreo de los PMGD, será resuelto en la modificación del D.S. N°88?. Si no fuese el caso, consideramos encesario incluir en este reglamento un texto similar al siguiente: "Las instalaciones que operen con Autodespacho conectadas a la red de distribución serán consideradas en el ajuste al que refiere el inciso tercero del artículo 126 del presente reglamento, siempre que las empresas distribuidoras cuenten con los sistemas de monitoreo y comunicación necesarios para su aplicación o transcurridos 24 meses contados desde la publicación del presente decreto en el Diario Oficial. La instalación, mantenimiento o reemplazo de los sistemas de monitoreo y comunicación antes señalados, serán con cargo del propietario de la instalación que opera con autodespacho, según lo indicado en el Reglamento del D.S: N°88 del 2019 o aquel que lo reemplace."
8	FENACOPEL (CEC, COPELEC, COELCHA, COOPELAN, SOCOEPA, COOPREL y CRELL)	Artículo tercero transitorio.-	Lo planteado en el artículo tercero transitorio que indica que: "Las instalaciones que operen con Autodespacho conectadas a la red de distribución serán consideradas en el ajuste al que refiere el inciso tercero del artículo 126 del presente reglamento, siempre que las empresas distribuidoras cuenten con los sistemas de monitoreo y comunicación necesarios para su aplicación, o transcurridos 24 meses contados desde la publicación del presente decreto en el Diario Oficial. " Pero revisando el artículo 126, creemos que la referencia al inciso tercero es incorrecta y debería ser el inciso cuarto del artículo 126, según lo señalado en el artículo 126: Artículo 126.- El Coordinador deberá registrar las desviaciones que se produzcan entre la operación en tiempo real y la programada, con justificación de aquellas más relevantes, debiendo adoptar las medidas correctivas que correspondan en la programación de la operación. En caso de que el Coordinador prevea que exista más de una instalación de generación con igual Costo de Producción, y no hubiese capacidad de colocación suficiente para todas ellas, este deberá ajustar los niveles de generación de las instalaciones pudiendo establecer límites operativos a dichas unidades en la herramienta referida en el artículo 117 bis del presente reglamento. El referido ajuste deberá realizarse a prorrata de la generación disponible de las instalaciones, o la capacidad máxima de inyección en el caso de Sistemas de Almacenamiento de Energía. El Coordinador podrá definir criterios adicionales para asegurar el cumplimiento del artículo 72-1 de la Ley. En el caso de las instalaciones que operen con Autodespacho conectadas a la red de distribución, el Coordinador determinará el ajuste para el conjunto de instalaciones que operen dentro de una misma red de distribución, o parte de ella, según su disponibilidad de generación eléctrica, o en su defecto, de la generación disponible pronosticada a la que se refiere el inciso segundo del artículo 45 bis del presente reglamento, y de los criterios referidos en el inciso anterior, según corresponda. Será la empresa distribuidora correspondiente la encargada de determinar y comunicar a las instalaciones conectadas a su red, el ajuste que deberá realizar cada una de ellas para dar cumplimiento a la instrucción del Coordinador, de acuerdo con los criterios establecidos en el Decreto Supremo Nº 88, de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala, o aquel que lo reemplace.	Solicitamos revisar la referencia al inciso tercero del artículo 126 que menciona el artículo tercero transitorio, en el que según nuestra interpretación debería quedar de la siguiente manera: "Las instalaciones que operen con Autodespacho conectadas a la red de distribución serán consideradas en el ajuste al que refiere el inciso cuarto del artículo 126 del presente reglamento, siempre que las empresas distribuidoras cuenten con los sistemas de monitoreo y comunicación necesarios para su aplicación, o transcurridos 24 meses contados desde la publicación del presente decreto en el Diario Oficial. "
1	DPP Holding Chile	Artículo 2.-	Literal aa. Considerando que el punto de conexión de los PMGD es dentro de la red de distribución, se solicita incluir una referencia expresa, para efectos de tener una definición más completa. Cambio se marca en azul.	Se solicita modificar literal aa. en el siguiente sentido: "aa. Punto de Conexión: Barra, o punto de arranque en una línea de transmisión o distribución, según corresponda, en el cual se interconectan instalaciones explotadas por distintos Coordinados o instalaciones que, pudiendo ser explotadas por el mismo Coordinado, correspondan a diferentes categorías de instalaciones según lo dispuesto en el artículo 10 del presente reglamento.".

2	DPP Holding Chile	Artículo 12.-	Inciso segundo. Considerando que la gran mayoría de las instalaciones conectadas a las redes de distribución operan con Autodespacho, no estando, por tanto, sujetas a los resultados de la optimización de la operación realizada por el Coordinador, es decir al "despacho económico", es que solicitamos eliminar referencia al concepto de "despacho económico" en esta norma, manteniendo el mismo sentido y alcance de la modificación propuesta. Lo anterior, a efectos de evitar confusiones y resguardar la coherencia entre las distintas disposiciones que regulan esta materia en especial el DS N°88/2019. Cambio se marca en azul.	Se solicita modificar inciso segundo en el siguiente sentido: "El Coordinador deberá coordinar la operación de las instalaciones señaladas en el artículo 10 del presente reglamento que se encuentren interconectadas directamente a los sistemas de transmisión. En el caso de las instalaciones que se encuentren interconectadas en el sistema de distribución, deberá efectuar la coordinación sólo a efectos de monitorear y verificar el cumplimiento de los principios de la coordinación a que se refiere el artículo 5 del presente reglamento, debiendo instruir a las Empresas Distribuidoras las medidas pertinentes para el adecuado cumplimiento de las exigencias de ajustes de generación a que se refieren despacho económico con ocasión de los artículos 45 bis y 126 del presente reglamento, así como las de calidad y seguridad de servicio en el Sistema Eléctrico Nacional."
3	DPP Holding Chile	Artículo 18.-	Observación general. Considerando que la modificación al artículo 18 dispone que las disposiciones del DS N°125/2017 aplicarán "también" a los PMGD "cuando corresponda", es necesario y esencial que se establezca expresamente en cada disposición de este Capítulo 1 del Título II, si ésta aplica o no para PMGD, y de tal forma se debe entender que reemplaza la normativa prevista en el DS N°88/2019 que también regula esta etapa. Lo anterior, habida consideración que las disposiciones contenidas en este reglamento, en términos generales, no se encuentran diseñadas para que apliquen a los PMGDs o para que reemplace la normativa existente que los regula, es decir el DS N°88/2019. De esta manera, si no se incluyen referencias expresas a los casos en que sí aplican estas disposiciones para los PMGDs se pueden generar antinomias y problemas interpretativos graves y perjudiciales para la certeza jurídica, considerando que el DS N°88/2019 contiene disposiciones especiales en estas mismas materias. Cabe advertir que la referencia a que esta normativa aplicará "también" a los PMGD "cuando corresponda" es sumamente amplia y deja a consideración de terceros cuales son las normas que finalmente corresponde aplicar para los PMGDs y cuales no. En caso contrario, se solicita eliminar referencia a que las disposiciones del DS N°125/2017 aplicarán "también" a los PMGD "cuando corresponda".	Se solicita incorporar en cada artículo del Capítulo 1 del Título II una referencia expresa a si aplica(n) o no a los PMGD. Se sugiere que no se aplique a los PMGDs el literal "d" del texto propuesto en el borrador.
4	DPP Holding Chile	Artículo 19.-	Considerando lo señalado en la observación realizada al artículo 18 en esta misma instancia; y que el DS N°88/2019 contiene una disposición especial que se refiere a la Solicitud de Declaración en Construcción para PMGDs y sus requisitos, se solicita excluir expresamente de la aplicación de este artículo a este tipo de proyectos. De esta manera, es necesario realizar una mención expresa a que esta norma no es aplicable a los PMGDs efectos de evitar antinomias o errores interpretativos a futuro que contravengan la certeza jurídica de los administrados. Considerando, además, que hay elementos que aplican únicamente para proyectos "utility" o de gran escala y no podrían ser aplicados a los PMGD. Asimismo cabe señalar que lo anterior es bajo el entendimiento que esta propuesta normativa no viene en afectar la vigencia y aplicación del DS N°88/2019. Cambio se marca en azul.	Nuevo inciso: "Para efectos de lo establecido en el presente artículo, los Pequeños Medios de Generación Distribuida se regirán por lo dispuesto en el Decreto Supremo Nº 88 de 2019, del Ministerio de Energía, que Aprueba el Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala, o aquel que lo reemplace".
5	DPP Holding Chile	Artículo 19.-	De no acogerse la observación anterior (la realizada al artículo 19 propuesto), si el presente artículo busca aplicarse también a los PMGD, debe establecerse una mención o excepción expresa respecto de aquellos hitos, requisitos o antecedentes que corresponden o no aplicar a este tipo de proyectos. A modo de ejemplo, el literal d. se refiere a la autorización de conexión a instalaciones de conexión, lo que claramente no aplica para PMGD, a los cuales se exige la obtención del Informe de Criterios de Conexión (ICC) según regulado en el DS N°88/2019. Cambio se marca en azul.	Se solicita indicar expresamente qué incisos o literales del artículo aplican para los PMGD. Adicionalmente, modificar literal d en el siguiente sentido: "d. Autorización de conexión a los sistemas de transmisión de servicio público otorgada por el Coordinador, Informe de Criterios de Conexión para el caso de los Pequeños Medios de Generación Distribuida, o autorización de uso de la capacidad técnica disponible en los sistemas de transmisión dedicada , o carta de reconocimiento por parte del Coordinador del proyecto fehaciente en las instalaciones propias del titular, en los términos dispuestos por el artículo 49 del decreto supremo N°37 de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento de los sistemas de transmisión y de la planificación de la transmisión, y de acuerdo con lo señalado en la Ley. Tratándose de una modificación relevante y/o exención de plazo, según corresponda, presentada en conformidad al Capítulo 2 del Título II del presente reglamento, el titular deberá presentar la resolución correspondiente a dicha tramitación cuando en ella se establezca que el proyecto debe ser declarado en construcción."
6	DPP Holding Chile	Artículo 19.-	Inciso final. Se solicita indicar expresamente de qué forma se deberá informar a la CNE las actualizaciones de antecedentes ante modificaciones de éstos. Cambio se marca en azul.	Se solicita modificar inciso final en el siguiente sentido: "Una vez obtenida la declaración en construcción, será obligación del titular mantener actualizados los antecedentes indicados en los literales del presente artículo, en caso de que estos presenten alguna modificación, lo que deberá realizarse a través de la plataforma electrónica a que se refiere el presente artículo."
7	DPP Holding Chile	Artículo 20.-	Se entiende que las modificaciones que deben informarse son aquellas a que se refiere el inciso final del artículo 19. No obstante, se solicita incluir una mención expresa para otorgar certeza y claridad normativa. Cambio se marca en azul.	Se solicita modificar artículo 20 en el siguiente sentido: "Artículo 20.- La entrega de información falsa, incompleta o manifiestamente errónea, por parte del solicitante, o la omisión del deber de informar las modificaciones a la misma conforme a lo dispuesto en el inciso final del artículo 19, será sancionada por la Superintendencia de acuerdo con las normas establecidas por parte del solicitante, será sancionada por la Superintendencia de acuerdo a las normas establecidas en la Ley Nº 18.410, que Crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles."
8	DPP Holding Chile	Artículo 24.-	Inciso segundo. Se establece la obligación de informar, con al menos 3 meses de anticipación, la interconexión del proyector respectivo, no obstante, no se indica a qué organismos y de qué forma se debe realizar dicho aviso. Se solicitar señalar lo anterior en forma expresa. Cambio se marca en azul.	Se propone la siguiente modificación: "El aviso de interconexión deberá ser efectuado a la Comisión, al Coordinador y a la Superintendencia, al menos, tres meses antes de la fecha de interconexión, en la forma que establezca la normativa o, en su defecto, cada autoridad."
9	DPP Holding Chile	Artículo 29 bis.-	Considerando que el DS N°88/2019 contiene una disposición especial que se refiere a la revocación de la Declaración en Construcción para PMGD, describiéndose qué cambios se consideran significativos para este tipo de proyectos, se solicita excluir de la aplicación de este artículo a PMGD. De esta manera, es necesario realizar esta mención expresa a efectos de evitar antinomias o errores interpretativos a futuro que contravengan la certeza jurídica. Considerando, además, que hay elementos que aplican para proyectos "utility" o de gran escala que no aplican a los PMGD. Cambio se marca en azul.	Se solicita incorporar un nuevo inciso final: "A los Pequeños Medios de Generación Distribuida no les será aplicable lo dispuesto en el presente artículo."
10	DPP Holding Chile	Artículo 29 bis.-	De no acogerse la observación anterior, si el presente artículo busca aplicarse también a los PMGD, debe establecerse una excepción expresa en relación a los cambios significativos. Lo anterior, mediante una modificación del inciso segundo. Lo anterior, considerando que el DS N°88/2019 tiene una disposición especial respecto a qué modificaciones se consideran cambios significativos, y a que las establecidas en el DS N°125/2017 no aplican, en general, a los PMGD. Cambio se marca en azul.	Se solicita modificar inciso segundo en el siguiente sentido: "Se entenderá por cambio significativo todas aquellas modificaciones relevantes en las características técnicas de un proyecto, tales como el aumento o disminución de la potencia instalada del proyecto, el cambio de tecnología de alguno de los equipos que serán parte de la instalación, la incorporación de un nuevo equipo o la eliminación de alguno respecto de lo declarado inicialmente, la modificación del trazado original de la línea de transmisión, entre otros. Para el caso de los Pequeños Medios de Generación Distribuida se entenderá por cambio significativo aquellas modificaciones a que se refiere el Capítulo 3 del Título II del Decreto Supremo Nº 88 de 2019, del Ministerio de Energía, que Aprueba el Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala, o aquel que lo reemplace"

11	DPP Holding Chile	Artículo 36.-	Inciso segundo. Considerando que el régimen de operación de Autodespacho implica no estar sujeto al proceso de optimización de la operación realizado por el Coordinador, se solicita modificar referencia a la "optimización" de las instalaciones con Autodespacho, manteniendo el mismo sentido y espíritu de la modificación propuesta. Lo anterior, a efectos de mantener la coherencia entre las distintas disposiciones y evitar diferencias o errores interpretativos a futuro. Cambio se marca en azul.	Se solicita modificar inciso segundo en el siguiente sentido: "La programación de la operación deberá garantizar la operación más económica para el conjunto de instalaciones, minimizando el costo total actualizado de abastecimiento, esto es, la suma de los costos totales esperados de operación, reservas y falla, para un determinado horizonte de tiempo, preservando la seguridad y calidad del servicio en el sistema eléctrico. La programación de la operación determinará el valor de los recursos de la energía embalsada o almacenada, en adelante, energía gestionable, el nivel de colocación de las energías y reservas, y el uso óptimo de las instalaciones, según corresponda, conforme al presente reglamento y a la norma técnica respectiva. Adicionalmente, el Coordinador deberá optimizar coordinar a las instalaciones bajo el régimen de Autodespacho, con ocasión de la aplicación de lo establecido en el artículo 45 bis del presente reglamento. El Coordinador deberá realizar la programación de la operación del Sistema Eléctrico Nacional optimizando de manera conjunta el nivel de colocación de la energía para abastecer la demanda y las reservas operacionales necesarias que permitan cumplir adecuadamente los principios de la coordinación a que se refiere el artículo 5 del presente reglamento."
12	DPP Holding Chile	Artículo 37.-	En el presente artículo se trata el Costo de Oportunidad de la energía gestionable, esto es, la energía embalsada o almacenada. Por otro lado, mediante la Norma Técnica de Coordinación y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión de 2024 se reguló la conexión al sistema eléctrico de PMGD con Capacidad de Almacenamiento. Tanto en esta propuesta de modificación como en el nuevo Capítulo de Programación de la Operación de la NTCO de 2025 se indica que la regulación asociada al Costo de Oportunidad (energía gestionable) aplica sólo a Centrales Renovables con Capacidad de Regulación, Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento y Sistemas de Almacenamiento. Todos estos tipos de instalaciones se encuentran definidos en ambas normas, no pudiendo abarcar ninguna de ellas a los PMGD, según los términos utilizados en las definiciones. Por el contrario, de la definición de PMGD con Capacidad de Almacenamiento establecida en la NTCO de PMGD se desprende que éstos son una categoría de instalación especial, no siendo aplicables, por tanto, las disposiciones asociadas al Costo de Oportunidad. A modo de ejemplo, se apuntan dos diferencias esenciales: (i) los PMGD se conectan directamente a las redes de distribución; y (ii) éstos no pueden realizar retiros de energía del sistema para almacenar en su componente de almacenamiento. De esta manera, y para evitar problemas interpretativos y aportar a la certeza jurídica, es necesario indicar expresamente que las disposiciones relativas al Costo de Oportunidad no aplican a PMGDs. Cambios marcados en azul.	Se solicita modificar inciso primero en el siguiente sentido: "En la programación de la operación, el Coordinador deberá calcular y utilizar el Costo de Oportunidad de la energía gestionable, que minimice el costo presente y el costo futuro esperado de operación y falla del sistema eléctrico, de aquellas instalaciones que posean capacidad de almacenamiento, con excepción de los Pequeños Medios de Generación Distribuida. Para ello deberá categorizar aquellas instalaciones cuya capacidad de almacenamiento individual implique un impacto de larga duración sobre la operación del sistema eléctrico, conforme lo señale la respectiva norma técnica, considerando al menos las siguientes características de las instalaciones:"
13	DPP Holding Chile	Artículo 45 bis.	El inciso segundo del presente artículo indica, en su segunda parte, que "Por su parte, para las centrales que operen con Autodespacho y se encuentren conectadas a la red de distribución, el ajuste será determinado por el Coordinador para el conjunto de instalaciones que operen dentro de una misma red de distribución, o parte de ella, según su disponibilidad de generación eléctrica pronosticada o, en su defecto, de acuerdo con su potencia nominal." El criterio propuesto para ajustar la generación de los recursos distribuidos no considera las ventajas y beneficios que estos proyectos aportan al sistema eléctrico. En efecto, al estar cerca de los centros de consumos, una cantidad importante de lo generado por la generación distribuida es consumido directamente en distribución. De esta manera, la energía que éstos efectivamente aportan a nivel de sistemas de transmisión es menor a lo que se estaría considerando en la propuesta de modificación, la cual busca prorratear en base a toda la generación pronosticada o, en su defecto, a la potencia nominal. Adicionalmente, se deber tener en consideración que la energía generada en distribución y consumida en la misma red posee menores perdidas eléctricas que la energía proveniente de los sistemas de transmisión. Lo anterior se puede graficar en la siguiente figura: Como se logra apreciar en la imagen anterior, el generador distribuido esta cerca de los consumos, y no participa de la energía en transmisión en su totalidad. Dicho de otra forma, la energía proveniente de generador distribuido (potencia nominal) es, en primer término, consumida por los usuarios de la red, y posteriormente los excedentes se inyectan a nivel de transmisión (energía neta). Considerando lo anterior, hacer referencia a la potencia nominal de las plantas o la generación eléctrica pronosticada sin tomar en cuenta los consumos, no es una forma eficiente de considerar a los recursos distribuidos y su aporte al sistema en su conjunto. De esta forma, se propone que los ajustes de generación se realicen en razón de la energía neta pronosticada, entendiendo por tal a la generación pronosticada menos la demanda pronosticada en la red de distribución o parte de ella. Cambios marcados en azul.	Se solicita modificar inciso segundo del artículo 45 bis en el siguiente sentido: "Por su parte, para las centrales que operen con Autodespacho y se encuentren conectadas a la red de distribución, el ajuste será determinado por el Coordinador para el conjunto de instalaciones que operen dentro de una misma red de distribución, o parte de ella, según su disponibilidad de generación eléctrica pronosticada neta o, en su defecto, de acuerdo con su potencia nominal. Para efectos de lo dispuesto en este artículo, se entenderá como la generación eléctrica neta de las instalaciones conectadas a la red de distribución, a la diferencia entre las inyecciones y la demanda asociados a esa misma red o parte de ella."
14	DPP Holding Chile	Artículo 126.-	Inciso cuarto. El inciso cuarto indica que "Será la empresa distribuidora correspondiente la encargada de determinar y comunicar a las instalaciones conectadas a su red, el ajuste que deberá realizar cada una de ellas para dar cumplimiento a la instrucción del Coordinador (...)". Es el Coordinador quien debe determinar los ajustes de generación necesarios, debiendo las distribuidoras solamente comunicar dichos ajustes a los titulares de centrales conectadas en sus redes. Mantener el artículo en los términos propuestos dotará a las empresas distribuidoras de una potestad que no les corresponde y que se puede prestar para un ejercicio arbitrario y/o abusivo, pudiendo generarse controversias entre empresas en forma constante. De mantenerse el artículo en la forma propuesta por este Ministerio se estaría entregando una potestad demasiado amplia a las distribuidoras para la limitación de centrales conectadas a las redes de distribución. Considerando lo anterior, se solicita eliminar la facultad de las distribuidoras de "determinar" los ajustes que los PMGD deberán realizar. Asimismo, se realiza referencia a generación eléctrica pronosticada neta, conforme a artículo 45 bis. Cambios marcados en azul.	Se solicita modificar el inciso cuarto en el siguiente sentido: "En el caso de las instalaciones que operen con Autodespacho conectadas a la red de distribución, el Coordinador determinará el ajuste para el conjunto de instalaciones que operen dentro de una misma red de distribución, o parte de ella, según su disponibilidad de generación eléctrica, o en su defecto, de la generación disponible pronosticada neta a la que se refiere el inciso segundo del artículo 45 bis del presente reglamento, y de los criterios referidos en el inciso anterior, según corresponda. Será la empresa distribuidora correspondiente la encargada de determinar y comunicar a las instalaciones conectadas a su red, el ajuste que deberá realizar cada una de ellas para dar cumplimiento a la instrucción del Coordinador, de acuerdo con los criterios establecidos en el Decreto Supremo Nº 88, de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala, o aquel que lo reemplace."

15	DPP Holding Chile	Artículo 126.-	Inciso cuarto. Sin perjuicio de la observación anterior, es necesario, incluir criterios no arbitrarios ni discriminatorios que la distribuidora deberá seguir para efectos de comunicar los ajustes de generación correspondientes. Es urgente a contar expresamente el rol de la empresa distribuidora en esta instancia. Actualmente la modificación propuesta hace referencia a los criterios establecidos en el DS N°88/2019. No obstante, dicha referencia es demasiado amplia. Se solicita confirmar si los criterios a que se refiere el artículo son aquellos establecidos en el artículo 102 del DS N°88/2019, esto es, de eficiencia económica y prorrateo en los casos en que haya dos o más PMGD con igual prioridad. En este sentido, se propone que modificación haga referencia expresa al artículo para evitar errores interpretativos y otorgar certeza jurídica. Asimismo, se realiza referencia a generación eléctrica pronosticada neta, conforme a observación a artículo 45 bis. Cambios marcados en azul.	Se solicita modificar el inciso cuarto en el siguiente sentido: "En el caso de las instalaciones que operen con Autodespacho conectadas a la red de distribución, el Coordinador determinará el ajuste para el conjunto de instalaciones que operen dentro de una misma red de distribución, o parte de ella, según su disponibilidad de generación eléctrica, o en su defecto, de la generación disponible pronosticada neta a la que se refiere el inciso segundo del artículo 45 bis del presente reglamento, y de los criterios referidos en el inciso anterior, según corresponda. Será la empresa distribuidora correspondiente la encargada de determinar y comunicar a las instalaciones conectadas a su red, el ajuste que deberá realizar cada una de ellas para dar cumplimiento a la instrucción del Coordinador, de acuerdo con los criterios establecidos en el artículo 102 del Decreto Supremo Nº 88, de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala, o aquel que lo reemplace."	
1	Sonnedix Chile Holding SpA	Artículo 2.-	En definición de Empresa Generadora se debiera incorporar una empresa que tiene solo activos de almacenamiento, porque de lo contrario, se podría interpretar que no son "empresas generadoras" aquellas empresas que cuenten únicamente con sistemas de almacenamiento. Lo anterior, implicaría problemas, por ejemplo (acá solo 3 pero hay más): 1) Art 72-7 de la Ley: "…será de cargo de las empresas generadoras que efectúen retiros…", es decir, un almacenamiento con un contrato (ahora que se está habilitando) no paga los retiros de SSCC? 2) Art 72-20 de la Ley: "En el caso de las empresas generadoras..." es decir, ¿una empresa solo con almacenamientos no paga compensaciones? 3) Art 147 y otros del DS125: "…contratos entre Empresas Generadoras…", es decir, una empresa con un almacenamiento no podría hacer contrato entre empresas generadoras? En la misma línea los SGC también podrían ser empresas generadoras, "en caso que corresponda". Esto da mayor flexibilidad para incluirlos si corresponde vs la redacción actual. Cabe señalar que, en la ley de almacenamiento solo se diferencia "centrales" vs "sistemas de almacenamiento", pero no respecto de "empresas", y tampoco a nivel legal existe la definición de "empresa generadora", por lo que creemos que es posible este cambio a nivel reglamentario.	k. Empresa Generadora: Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere o explote, a cualquier título, centrales, unidades generadoras, sistemas de almacenamiento o Sistemas Generación-Consumo, en caso que corresponda, interconectadas al sistema eléctrico, de acuerdo a lo establecido en el artículo 72º-17 de la Ley General de Servicios Eléctricos, con excepción de aquellas unidades generadoras que formen parte de un Sistema Generación-Consumo.	
2	Sonnedix Chile Holding SpA	Artículo 2.-	En la definición de "Costo de Producción" se sugiere clarificar si corresponde a la suma del Costo de Oportunidad y Costo Variable, o bien es uno u otro.		0
3	Sonnedix Chile Holding SpA	Artículo 19.-	Se sugiere explicitar el mecanismo para mantener actualizados los antecedentes o si será la misma plataforma que disponga la CNE indicada en el inciso 2.		0
4	Sonnedix Chile Holding SpA	Artículo 19.-	En el literal k. se solicita aclarar en qué casos se deberá entregar como antecedente en las "Ordenes de Compra" además el contrato de EPC, puesto que en el texto se indica y/o.		0
5	Sonnedix Chile Holding SpA	Artículo 23.-	Para dar certeza a los promotores de los proyectos sobre la aprobación de los cambios en el cronograma, se sugiere disminuir el plazo de la pronunciación de la CNE con respecto a modificaciones del cronograma, el cual es 60 días (esto implica 3 meses). Todos los plazos de este proceso están entre 5 y 15 días.	…Su aprobación estará sujeta a la revisión de antecedentes por parte de la Comisión, la cual podrá rechazar las modificaciones de cronograma en la medida que estas no se encuentren debidamente fundadas, pronunciándose al efecto en un plazo de quince días....	
6	Sonnedix Chile Holding SpA	Artículo 23.-	Se sugiere explicitar el medio en que la CNE hará la solicitud de antecedentes de estado de avance. Será la misma plataforma que disponga la CNE indicada en el inciso 2 del art 19?. Si es así se sugiere explicitarlo.		0
7	Sonnedix Chile Holding SpA	Artículo 33.-	Se debe dejar claro que el programa de retiro (operación esperada) es solo informativo (no vinculante) y que en la operación real el CEN podría no cumplir esta operación esperada, lo cual no puede implicar alguna restricción al funcionamiento normal del sistema. Lo anterior, para evitar las situaciones en los últimos retiros de centrales a carbón.	…Adicionalmente, el Coordinado respectivo deberá enviar al Coordinador, con copia a la Comisión, una propuesta de programa de retiro consistente con la fecha de retiro informada a la Comisión, debiendo acompañar los antecedentes fundantes que correspondan. El programa de retiro deberá considerar la operación esperada, que permita el cumplimiento de todos los requerimientos normativos y operacionales aplicables a dicha instalación. Cabe señalar que, dicho programa no es vinculante para la operación del sistema eléctrico, y en caso de que no sea cumplido, su autorización no implicará limitaciones o restricciones adicionales al funcionamiento normal de las instalaciones del sistema eléctrico...	
8	Sonnedix Chile Holding SpA	Artículo 34.-	Dada la relevancia del estudio, se sugiere dar un espacio acotado de observaciones de los Coordinados al estudio de seguridad del CEN.		0
9	Sonnedix Chile Holding SpA	Artículo 35 bis.-	Se debe dejar claro que esta condición especial no puede implicar restricciones al funcionamiento normal del sistema. Lo anterior, para evitar las situaciones en los últimos retiros de centrales a carbón.	…Esta condición especial de operación no deberá significar sobrecostos para el sistema, ni implicar limitaciones o restricciones adicionales al funcionamiento normal de las instalaciones del sistema eléctrico…	
10	Sonnedix Chile Holding SpA	Artículo 37.-	Se dice: "cuya capacidad de almacenamiento individual implique un impacto de larga duración". Al respecto, podrían haber polos del sistema con gran cantidad de almacenamiento, que individualmente no son relevantes pero en conjunto si. Al respecto, se sugiere incluir la posibilidad de considerar efecto agregado para efectos de calificar el impacto.		0
11	Sonnedix Chile Holding SpA	Artículo 37.-	Se sugiere especificar algún indicador o al menos indicar los criterios que permitirán calificar el impacto de larga duración. Además, se puede replicar la lógica establecida para embalses del artículo 48 para efectos de justificar el impacto de larga duración en almacenamiento.		0
12	Sonnedix Chile Holding SpA	Artículo 37.-	Se sugiere definir qué se entiende por capacidad de gestión de energía almacenada.		0
13	Sonnedix Chile Holding SpA	Artículo 38.-	Se indica que el CEN deberá considerar criterios diferenciados para la determinación del Costo de Oportunidad. Al respecto, se sugiere indicar más detalles sobre estos criterios, la redacción actual queda muy abierta.		0

14	Sonnedix Chile Holding SpA	Artículo 40.-	Se indica que el CEN podrá establecer un procedimiento simplificado para el recálculo de los costos de oportunidad. Al respecto, se sugiere indicar una periodicidad tanto para el recálculo del costo de oportunidad como para el recálculo simplificado. Los costos de oportunidad serán clave en el despacho, por lo que se sugiere establecer en el reglamento que una frecuencia con la cual se deben actualizar.		0
15	Sonnedix Chile Holding SpA	Artículo 45 bis.	Se sugiere no incluir a los PMGD en la prorrata en caso de que no hubiese capacidad de colocación suficiente por los siguientes motivos: 1) No es una medida eficiente para el sistema, pues los PMGDs están abasteciendo demanda local en distribución. 2) Tanto a Netbilling como PMGD la ley estableció características diferenciadas respecto de un utility scale. De hecho, art 72°-2 indica que "El reglamento podrá establecer exigencias distintas para los coordinados de acuerdo a su capacidad, tecnología, disponibilidad o impacto sistémico, entre otros criterios técnicos". Bajo este artículo se basa la definición actual de que no se realizan recortes en PMGD a diferencia de un utility scale, en el entendido de que se abastecen localmente clientes en distribución, que es una política pública que se ha intentado impulsar por los distintos gobiernos y que presenta beneficios sistémicos. 3) Los PMGDs se encuentran mayoritariamente entre las regiones entre Coquimbo y el Maule, por lo que realizar recortes en PMGDs generaría mayor tránsito por el corredor norte-centro generando mayores pérdidas en transmisión y distribución, así como moyores riesgos de desacople en dicho corredor de transmisión. En un año seco, el mayor riesgo de desacople económico generará un encareciendo costos de retiros de SE Polpaico al Sur. 4) Importante mencionar que en la actualidad los PMGD están teniendo limitaciones por restricciones en transmisión y distribución, las cuales están siendo instruidas por valores más altos a los debidos, por la falta de tecnologías de monitoreo por parte de las empresas distribuidoras. Por tanto, cualquier modificación que se haga en materia de de recortes a PMGD debería considerar la realidad actual, incluyendo en la operación en tiempo real las limitaciones actuales de los PMGD (por ejemplos, limitaciones de ICCs y limitaciones temporales y estacionales). De lo contrario, generaría una doble limitación a los PMGD (doble imposición). 5) No existe una forma de financiamento de los costos de inversión y operativos que implica esta modificación. Sin perjuicio de los argumentos planteados anteriormente, si el Ministerio decidiera avanzar en este propuesta se sugiere que el recorte se realice solo en las zonas de distribución donde el flujo de potencia sea invertido (es decir, cuando el flujo salga de la zona de distribución y entre a transmisión zonal), en los instantes que eso ocurra y en la prorrata en que los PMGDs de dichas zonas contribuyan a ese flujo invertido. Adicionalmente a lo anterior, considerando que el autodespacho fue una condición que estableció la normativa, y que ha permitido el financiamiento y desarrollo de estos proyectos, los cuales tenían esto en consideración para el despliegue de las inversiones, y por tanto ha sido clave para la generación distribuida (segmento que los distintos gobiernos han fomentado con diversas políticas públicas), se sugiere establecer un periodo transitorio para que se implemente el cambio a efectos de que las empresas puedan adaptar sus flujos económicos. Se propone que este transitorio se acople al 2ro transitorio del DS88 (año 2034).		0
16	Sonnedix Chile Holding SpA	Artículo 57.-	La lista de prioridad debiera quedar en un artículo transitorio. En el caso de artículo permanente solo debiera ser considerada en caso de que falle el despacho económico automático. Adicionalmente, en caso de operación fuera de orden económico se debe compensar costo de oportunidad, no costo variable. Cabe señalar que, el costo real de 1MWh de un sistema de almacenamiento es justamente el costo que le permite al sistema "ahorarse" por haber dejado de generar ese MWh con una tecnología más cara. Por tanto, si se utiliza este sistema de almacenamiento para otro motivo, que puede ser completamente razonable y justificable, se debe compensar a ese sistema con el costo de oportunidad determinado. De lo contrario, existirían 2 distorsiones económicas: 1) Se diluyen incentivos para la participación de los BESS en el mercado de SSCC. En el corto plazo se reducirían pagos laterales por no compensar costo de oportunidad BESS pero en el mediano plazo se encarecerían pagos laterales por SSCC porque estas tecnologías no tendrían incentivos para participar en este mercado; 2) No existen incentivos para el CEN para operar adecuadamente estas instalaciones, producto de que tendría a disposición un recurso flexible a costo muy bajo (pues solo es el costo de carga), pero esto que no corresponde a su valor económico para el sistema en ese momento.		0

17	Sonnedix Chile Holding SpA	Artículo 96.-	Se sugiere mantener que los retiros sean decididos por los Coordinados, para efectos de darle un grado de flexibilidad a los propietarios y una herramienta para disminuir el riesgo en la carga (debido a lo anterior sugerimos no derogar artículos 98 y 99). Creemos que se puede mantener la metodología actual, es decir, que el propietario puede decidir él los retiros o bien entregarle esta función al CEN, puesto que en caso de que existan descoordinaciones o alteraciones en el CMg de carga de sistemas de almacenamiento (que entendemos son los motivos por los cuales se quiere modificar esta metodología), naturalmente los Coordinados reaccionarán o incluso le traspasarían la función al CEN. Asimismo, actualmente nuestro mercado tiene un grado de centralización relevente (cantidad y precio centralizado) respecto de otros mercados como los de oferta, dejando escasa posibilidad a la gestión de riesgos por parte de sus agentes. Ha sido ampliamente recomendado avanzar hacia una descentralización del mercado, incluso ir a un mercado de ofertas, pues generaría beneficios para el sistema y permitiría una adecuada gestión de los riesgos de nuevas tecnologías, las cuales no es evidente sus costos y cantidades (por ejemplo, sistemas de almacenamiento, gestión de demanda, Sistemas Generación-Consumo, centrales híbridas, entre otras). Nuestro mercado debiera ir avanzando gradualmente hacia allá, primero con descentralización de la cantidad (como puede considerarse que el propietario decida la carga del BESS) y luego avanzar hacia una descentralización de precios, junto con la regulación acorde a dichos avances. Claramente, esto será un proceso gradual y el centralizar los retiros va justamente en la dirección contraria. Sin perjuicio de lo anterior, en caso de que el ministerio decida mantener la modificación propuesta, se sugiere establecer un periodo transitorio vinculado al 1ro transitorio del DS70 con la metodología actual.	0
18	Sonnedix Chile Holding SpA	Artículo 97.-	Se sugiere explicitar que los retiros para la carga del almacenamiento no están sujetos a ningún pago por retiro ni cargo a cliente final. En el artículo no es exhaustivo, pues falta, por ejemplo, pagos por mínimo técnico, partidas y paradas, pagos a retiros por SSCC, compensaciones por impuesto verde, etc.	Artículo 97.- Los retiros de energía para el proceso de almacenamiento no estarán sujetos a los cargos asociados a clientes finales ni los cargos a prorrata de retiros físicos de energía. Para tal efecto, los señalados retiros no se considerarán para, entre otros aspectos: a. La acreditación del cumplimiento de la obligación a que se refiere el artículo 150º bis de la Ley; b. El pago correspondiente a clientes finales por uso de los sistemas de transmisión; c. La asignación que se origine a partir del mecanismo de estabilización de precios a que puedan optar los Pequeños Medios de Generación y Pequeños Medios de Generación Distribuida establecidos en la Ley; d. El cálculo de las prorratas de la asignación de los certificados emitidos producto de la inyección de energía licitada y efectivamente inyectada a que se refiere el inciso tercero del artículo 150º ter de la Ley, y e. El pago asociado a clientes finales por concepto de Servicios Complementarios, de acuerdo a la normativa vigente. f. El pago que deben realizar Empresas Generadoras que realicen retiros para dar suministro a clientes finales, a prorrata de sus retiros físicos de energía, por conceptos tales como: mínimo técnico, partidas y detenciones, Servicios Complementarios.
19	Sonnedix Chile Holding SpA	Artículo 100.-	Esta observación está relacionada con la observación del artículo 96 puesto que lo propuesto en este artículo resulta inconsistente con la lógica de realizar una operación centralizada por parte del CEN para inyecciones y retiros. Si el CEN realiza una operación centralizada, es decir, los Coordinados no tienen la opción de gestionar sus riesgos, no es razonable que sean los mismos Coordinados quienes asuman eventuales pérdidas que se produzcan producto de esa operación del CEN. En este sentido, se sugiere mantener una operación descentralizada, al menos, los para la carga del sistema, o bien en caso de que se decida modificar la metodología actual y establecer una operación centralizada, entonces los riesgos se una operación "a pérdida" se deberían socializar a nivel diario, por ejemplo, a prorrata de los retiros. De hecho, está lógica sigue el artículo 109°, para sistemas de almacenamiento por transmisión o infraestructura de SSCC, que son operados centralizadamente por el CEN, y los saldos son a prorrata de retiros.	0
20	Sonnedix Chile Holding SpA	Artículo 102.-	Se sugiere derogar este artículo. Entendemos que ya no tiene utilización, sobretodo si se deroga el DS128.	0
21	0	Artículo 108.-	Observación al Artículo 108 bis (planilla no lo permitía). Si bien el artículo es razonable, con el objetivo de mitigar el riesgo de una subutilización del almacenamiento, es importante establecer el criterio de que el activo no debiera ser despachado para operar en pérdida (salvo que el Coordinado respectivo entregue su consentimiento). Esto asimilándolo a la condición de vertimiento evitable de centrales hidroeléctricas que dicha solicitud nace del mismo Coordinado. Además, se entiende que la operación fuera del orden económico se refiere a un costo marginal menor al costo de oportunidad del almacenamiento. Si es así se sugiere plantearlo en esos términos. Finalmente, no queda claro por qué esto aplica solo para las categorizadas de larga duración. Se sugiere establecer un mecanismo similar para dichas instalaciones.	Artículo 108 bis: Para las instalaciones con capacidad de almacenamiento que no sean categorizadas de larga duración, el Coordinador deberá considerar como una condición especial de operación cuando se prevea que estas no serán despachadas conforme al Orden Económico en el horario determinado en la programación de la operación o posterior a este. Con el objetivo de asegurar el uso óptimo de los recursos energéticos el Coordinador podrá despachar dichas unidades cuando Costo Marginal previsto sea menor al Costo de Oportunidad de la respecta instalación, resguardando que el margen operacional de la instación sea positivo, salvo que el respectivo Coordinado comunique su consentimiento, en los términos que el Coordinador lo establezca, y siempre resguardando un trato no discriminatorio entre dichas instalaciones.
22	Sonnedix Chile Holding SpA	Artículo 116 bis.-	Para regular adecuadamente los SGC, además de los cambios planteados en este reglamento, se requieren modificaciones en transmisión, SSCC y Potencia. Al respecto, se sugiere lo siguiente: 1) Potencia: Incluir un tratamiento (general) para la potencia de estos sistemas, a través de una modificación al DS62 mediante este mismo decreto. Este tratamiento debiera ser similar a los actuales autoproductores. 2) Incluir en este reglamento un artículo general, similar al actual artículo 90 (para almacenamiento), donde se indique que los SGC podrán participar en SSCC a través de su generación o consumo. Con esto queda cubierto, al menos, el mercado de corto plazo, y quedaría pendiente solo los temas de transmisión (para lo cual ya hay modificaciones planificadas).	0
23	Sonnedix Chile Holding SpA	Artículo 116 quáter.-	Se observa que no exite un tratamiento para un SGC que posee internamente un sistema de almacenamiento. Esto queda en evidencia en este artículo cuando se indica que "Todos los retiros del sistema que realice el SGC a través de su punto de conexión, estarán sujetos a los cargos asociados a clientes finales.". Al respecto, en caso de ser retiros para la carga de sistemas de almacenamiento no deberían estar sujetos a cargos asociados a clientes finales.	0
24	Sonnedix Chile Holding SpA	Artículo 126.-	Se recomienda no avanzar en la medida de recorte a PMGDs por las razones planteadas en comentarios de Artículo 45 bis. Sin perjuicio de lo anterior, si el Ministerio tomara la decisión de avanzar en esta medida, surgen las siguientes observaciones a este artículo: 1) El CEN debiera instruir prorratas por SE primaria de distribución y no por empresa distribuidora, pues hay distribuidoras que abarcan varias zonas del país y los recortes no podrían ser idénticos en ellas pues iría en contra del principio de operación más económica (art 72-1 de la Ley). Lo anterior, sería más crítico en caso de desacople económico. 2) Se debe dejar claro que las instrucciones deben ser realizadas con la misma resolución y en tiempo real que centrales conectadas en transmisión. No puede ocurrir que las distribuidoras den instrucciones de limitaciones (como en la actualidad) por trimestres o bien a nivel diario (solo con resultados de la programación) pues estarían sobreestimando las limitaciones. Se solicita explicitar que las instrucciones deben ser realizadas en tiempo real y que las distribuidoras tienen un tiempo máximo para instruir a los PMGDs. 3) Las limitaciones actuales (por ICC, asociadas al sistema de distribución, o por restricciones zonales) deberían estar inmersas en los recortes a propósito del artículo 45 bis. Dicho de otra manera, no podrían aplicarse recortes por causa del art 45 bis por sobre las actuales pues sería una doble restricción y mucho más gravoso que las restricciones actuales de las utility.	0
25	Sonnedix Chile Holding SpA	Artículo 158.-	Se sugiere no eliminar los seguros como medios para garantizar la continuidad de la cadena de pagos entre los Coordinados. Actualmente, los seguros de garantías son una parte integral de la estructura de financiamiento de las compañías. Limitar las opciones de financiamiento reduce las alternativas disponibles para que las empresas obtengan las condiciones necesarias para asegurar el funcionamiento de la cadena de pagos, así como aumentando también sus costos.	0

26	Sonnedix Chile Holding SpA	Artículo 183.-	Se requiere explicitar que el CEN debe publicar los niveles de vertimiento programados y e instruidos en tiempo real, para las distintas tecnologías, y clasificados por el motivo de la instrucción (por capacidad de transmisión o prorrata generalizada -CMg=0-)	b. Operación esperada del sistema. Antecedentes de la operación esperada del sistema, tales como costos marginales del sistema, proyección de demanda, cotas y niveles de embalses, programas de operación y mantenimiento, disponibilidad de combustibles e insumos para generación, proyección de generación por tipo de tecnología, pronóstico centralizado de generación renovable con recursos primarios variables, variables meteorológicas, niveles de recortes esperados por tecnología, incluyendo centrales con Autodespacho, y clasificados por el motivo del recorte, y antecedentes relacionados que incidan en la operación del sistema, así como también los modelos matemáticos utilizados para estos fines, entre otros. d. Operación real del sistema. Antecedentes de la operación real del sistema, tales como demanda, generación, informes de falla, costos marginales, niveles de recortes reales por tecnología, incluyendo centrales con Autodespacho, y clasificados por el motivo del recorte, y potencia transitada, entre otros, incluyendo las desviaciones respecto de la operación programada, la que deberá estar disponible en tiempo real.
27	Sonnedix Chile Holding SpA	Artículo 167.-	Se propone que las compensaciones por mínimo técnico sean calculadas con una ventana mensual y no horaria, como en la actualidad, para garantizar una operación sin pérdidas en dicha ventana de tiempo. Cabe señalar que, va en la misma dirección que la medida adoptada por la CNE al dejar sin efecto la Resolución N° 52, del 31 de enero de 2018, eliminando la Compensación B, lo cual está alineado con las políticas públicas asociadas a la meta de descarbonización de la matriz energética.	La energía generada por aquellas unidades de generación que se encuentren operando en niveles de mínimo técnico, deberá ser valorizada a costo marginal. En caso que éstas operen fuera de Orden Económico, con un costo variable superior al costo marginal, deberán ser retribuidas económicamente en sus costos variables no cubiertos a nivel mensual, por las Empresas Generadoras que realicen retiros para dar suministro a clientes finales, sean éstos libres o regulados, a prorrata de sus retiros físicos de energía.
28	Sonnedix Chile Holding SpA	Artículo 63.-	Se propone que las compensaciones por partidas y detenciones sean calculadas con una ventana mensual y no horaria, como en la actualidad, para garantizar una operación sin pérdidas en dicha ventana de tiempo. Cabe señalar que, va en la misma dirección que la medida adoptada por la CNE al dejar sin efecto la Resolución N° 52, del 31 de enero de 2018, eliminando la Compensación B, lo cual está alineado con las políticas públicas asociadas a la meta de descarbonización de la matriz energética.	Los costos de partida y detención no deberán ser considerados en la determinación del costo marginal del sistema. Sin perjuicio de lo anterior, aquellas unidades generadoras que realicen el proceso de partida o detención para inyectar su energía al sistema y cuya remuneración a costo marginal no permita cubrir dichos costos, deberán ser remuneradas por los costos de operación incurridos en el señalado proceso, procurando que se retribuyan los costos no cubiertos a nivel mensual. Estos costos deberán ser pagados por las Empresas Generadoras que realicen retiros para dar suministro a clientes finales, a prorrata de sus retiros físicos de energía.
29	Sonnedix Chile Holding SpA	Artículo 117.-	Se sugiere establecer una forma de llevar a la práctica la obligación del literal j. En particular, se propone que el reglamento establezca que el CEN realice una propuesta anual de automatismos factibles de implementar en el CEN.	j. Implementar esquemas automáticos de control, comunicación y monitoreo necesarios para la coordinación del sistema eléctrico que optimicen la operación del sistema eléctrico. Para efectos de lo anterior, el Coordinador realizará anualmente un estudio donde se realice una propuesta de automatismos factibles de implementar en el SEN.
30	Sonnedix Chile Holding SpA	Artículo tercero transitorio.-	Se sugiere reordenar el artículo. Además, la actual redacción no deja claro el plazo que en definitiva será exigible el ajuste del artículo 126, puesto que algunas distribuidoras lo prodrán realizar antes que otras, habiendo en la actualidad situaciones dispares. Tampoco queda claro cómo se realizaría el ajuste si luego de los 24 meses mencionados en el artículo las distribuidoras no tienen las implementaciones operacionales realizadas. Al respecto, se sugiere establecer la obligación a las distribuidoras y a partir de eso aplicar el requerimiento (texto propuesto).	Artículo tercero transitorio.- Las empresas distribuidoras tendrán un plazo de 24 meses contado desde la publicación del presente decreto en el Diario Oficial para contar con los sistemas de monitoreo y comunicación necesarios para la aplicación del inciso tercero del artículo 126 del presente reglamento. Las instalaciones que operen con Autodespacho conectadas a la red de distribución serán consideradas en el ajuste al que refiere el inciso tercero del artículo 126 del presente reglamento, una vez vencido el plazo mencionado en el inciso anterior. Lo dispuesto en el artículo 126 del presente reglamento será aplicable a las instalaciones que operen con Autodespacho conectadas a la red de distribución independientemente de la implementación de la herramienta automática a la que se refiere el artículo 117 bis del presente reglamento, en los términos establecidos en el inciso tercero del artículo 126 del presente reglamento.
31	Sonnedix Chile Holding SpA	Artículo 45 bis.	Se sugiere incluir la posibilidad de que los Coordinados puedan realizar acuerdos bilaterales para transferencias de vertimientos entre empresas generadoras. Esta metodología incrementa la eficiencia económica del mercado al ajustar los vertimientos de forma más equitativa y alineada con los intereses de los agentes, sin alterar los Principios de la Coordinación y Operación del SEN establecidos en el artículo 72°-1 de la Ley y sin necesidad de implementar un mercado de ofertas, que resultaría más complejo.	Agregar inciso final de la siguiente forma: "Los Coordinados podrán realizar acuerdos bilaterales entre Empresas Generadoras para efectos de transferir sus vertimientos, los cuales deberán ser informados al Coordinador para ser considerados en la operación del sistema"
32	Sonnedix Chile Holding SpA	Otros	Dependiendo de cómo el CEN opere los BESS, éstos podrían tener distintos niveles de degradación. Que sean operados fuera de parámetros permitidos (para estado de carga, ciclos de diarios de carga, etc) implicará tener una degradación acelerada. Al respecto, se sugiere establecer un mecanismo para mitigar este riesgo operacional (dicho sea de paso, al ser una operación centralizada, corresponde a un riesgo donde el Coordinado no dispone de mecanismos de mitigación). En consecuencia, en la regulación se visualizan 2 opciones posibles: 1) Que cada Coordinado pueda declarar los parámetros con sus respectivos umbrales para evitar una degradación acelerada y que el CEN opere los BESS dentro de dichos parámetros; 2) Que se pueda declarar un CVNC asociado al mayor desgaste que puedan tener los BESS producto de la operación. Cabe señalar que, este efecto ha sido reconocido en el DS37 (art 103 y 104) para sistemas de almacenamiento, que si bien son establecidos por el plan de expansión, son operados centralizadamente por el CEN, por lo que corresponden al mismo caso de los almacenamientos para arbitraje de energía, que bajo este reglamento sería operados centralizadamente. En ambas opciones propuestas u otra que considerara el Ministerio, se sugiere establecer una modificación (general) en este reglamento para dejarlo explícito y de esa forma dar la indicación para que la CNE, posteriormente, pueda regularlo en más detalle en la NTCO o bien el CEN en un procedimiento interno.	0
1	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 2.-	a.- Autodespacho Se cita Cita el DS244/2005 que está derogado por el DS88/2019	Reemplazar DS244/2005 por DS88/2019
2	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 2.-	b.- Autoproductor Se elimina el texto " o con el objetivo". De esta forma se da a entender que un Autoproductor no puede hacerse de una central generadora para poder abastecer su proceso productivo. Se estima necesario que el Reglamento considere un transitorio para que los Autoproductores que realizaron cambios luego de derogado el DS291/2007 puedan regularizar su situación.	Incluir un transitorio en el decreto para que los Autoproductores que realizaron cambios luego de derogado el DS291/2007 puedan regularizar su situación.
3	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 2.-	x.- Costo de Producción El Costo de Producción no tiene relación con el Costo de Oportunidad. Dicho de otra forma, el “Costo de Producción” es un dato y el “Costo de Oportunidad” es un resultado de la optimización. Por otra parte, dado que el "Costo de Producción" de una instalación y su "Costo de Operación" son sinónimos no se estima necesaria esta definición.	Eliminar "Costo de Producción"
4	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 2.-	z.- Excedentes Se definen a los "Excedentes" como la diferencia entre la "demanda eléctrica máxima" y la "potencia producida", descontado los consumos propios. Se observan dos aspectos: 1) Los "Excedentes" se inyectan al SEN y ocurren por la diferencia positiva entre la producción y la demanda, por lo tanto no tienen relación con la "demanda eléctrica máxima" que pueda tener un determinado proceso sino con la demanda que pueda presentar en un determinado momento y su relación con la producción en ese momento. 2) Los "Consumos Propios" se asocian generalmente a la componente de generación, y constituyen la energía eléctrica que la propia central generadora utiliza para poder operar y funcionar. Sin embargo, ante un Autoproductor o un Sistema Generación-Consumo, los Consumos Propios no se distinguen necesariamente del proceso productivo. En ese sentido se recomienda que los "Excedentes" se refieran exclusivamente a la energía inyectada al SEN o a la red de la empresa distribuidora si corresponde.	Modifcar definición de excedentes por la siguiente: z. Excedentes: Diferencia positiva entre la energía producida y la demanda que se utiliza para el desarrollo de procesos productivos, y que es inyectada a un sistema interconectado o a las instalaciones de una Empresa Distribuidora, a través de su punto de conexión.

5	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 2.-	aa.- Punto de Conexión: La NTSyCS define el Punto de Conexión de la siguiente forma: "Punto de Conexión: Barra, o punto de arranque en una línea de transmisión, en el cual se interconectan instalaciones explotadas por distintos Coordinados o instalaciones que, pudiendo ser explotadas por el mismo Coordinado, correspondan a diferentes categorías según la definición del punto 29. El Punto de Conexión de una central generadora al ST corresponde a la barra de alta tensión de sus transformadores de poder. El Punto de Conexión de los Coordinados Clientes al ST se produce en las respectivas Barras de Consumo". La diferencia entre el Art. 10 del DS125/2017 y el Punto 29 de la NTSyCS es que el Art. 10 incluye a los PMGD. Eso significa que el DS125/2017 establecería que los Puntos de Conexión ahora estarían también dentro de las redes de distribución. En ese sentido, desde esta definición, el SEN se extiende a las instalaciones del sistema de transimisión y también a las instalaciones que están dentro de las empresas de distribución y que facilitan la conexión de los PMGD y de los Clientes Libres a las redes de distribución. Esta definición de Punto de Conexión y su extensión a las instalaciones que permiten la conexión a las redes de distribución no se ajusta a la definición de empresa coordinada que está en el Art. 72°-2 de la LGSE.	Se recomienda recoger la definición de Punto de Conexión de la NTSyCS vigente.
6	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 13.-	Se estima conveniente que el DS125/2017 indique que los Autoproductores deben tener siempre Excedentes.	Modificar el artículo de acuerdo a lo siguiente: Los Autoproductores y SGC deberán demostrar al Coordinador que están en condiciones de aportar Excedentes al Sistema Eléctrico Nacional, a partir de su capacidad instalada de generación en relación a la demanda eléctrica máxima que utiliza para el desarrollo de sus procesos productivos y consumos eléctricos en general. Los Autoproductores deben aportar siempre excedentes al sistema eléctrico en cambio los SGC pueden también ser abastecidos desde el sistema eléctrico.
7	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 19.-	Respecto de lo que se indica: "La Comisión podrá formular observaciones a la solicitud de declaración en construcción presentada, las cuales deberán ser subsanadas por el titular dentro de un plazo máximo de quince días contados desde la notificación de las observaciones respectiva por medio de la plataforma electrónica dispuesta al efecto.": Se propone incorporar el plazo en el que CNE formulará sus observaciones a la solicitud de declaración en construcción, esto en el entendido que de no existir observaciones CNE resuelve otorgar la declaración en construcción en 10 días conforme se indica en el penúltimo inciso de la propuesta de reglamento: "Una vez recibido conforme todos los antecedentes solicitados, la Comisión, en un plazo de diez días, deberá emitir la resolución que declare en construcción el respectivo proyecto, la cual deberá ser notificada al titular".	Modificar el artículo de acuerdo a lo siguiente: "La Comisión podrá formular observaciones a la solicitud de declaración en construcción presentada, en un plazo de diez (10) días hábiles contados desde la recepción de la mencionada solicitud, las cuales deberán ser subsanadas por el titular dentro de un plazo máximo de quince días contados desde la notificación de las observaciones respectiva por medio de la plataforma electrónica dispuesta al efecto.".
8	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 19.-	El Coordinador Autoriza los Proyectos Fehacientes mediante Informe de Autorización de Proyecto Fehaciente por lo que debiese ser individualizado como tal en la modificación del DS125.	Modificar el literal d) del artículo 19 de acuerdo a lo siguiente: Autorización de conexión a los sistemas de transmisión de servicio público otorgada por el Coordinador, autorización de uso de la capacidad técnica disponible en los sistemas de transmisión dedicada, o carta de reconocimiento por parte del Coordinador del proyecto fehaciente en las instalaciones propias del titular junto con el Informe de Autorización de Proyecto Fehaciente, en los términos dispuestos por el artículo 49 del decreto supremo N°37 de 2019
9	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 30.-	Se dice que los SGC pueden participar de las transferencias de potencia. Por consistencia también deben incluirse a los Autoproductores.	Modificar el artículo de acuerdo a lo siguiente: Sólo las instalaciones de generación, Autoproductores, SGC y Sistemas de Almacenamiento de Energía que se encuentren en operación tendrán derecho a participar en las transferencias de potencia. Las inyecciones de energía en la etapa de puesta en servicio se remunerarán por las normas generales de transferencias. Sin perjuicio de lo anterior, las instalaciones de generación, Autoproductores, SGC o Sistemas de Almacenamiento de Energía que se encuentren en etapa de puesta en servicio no determinarán el costo marginal del sistema, ni deberán considerarse para la repartición de ingresos por potencia.
10	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 33.-	El nuevo artículo establece la entrega de un "programa de retiro" por parte del Coordinado que desea obtener una exención para retirar una central generadora del sistema, programa que no debe implicar limitaciones o restricciones adicionales al funcionamiento normal de las instalaciones. Sin embargo, no se indica cómo se resuelve si es esto no ocurre en la práctica, es decir, por ejemplo, si la central generadora debe generar obligada para terminar su combustible antes de su retiro. Por otra parte se requiere especificar qué se quiere incluya el "programa de retiro".	Ver propuesta Art 35 bis
12	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 36.-	Se establece que "el Coordinador deberá optimizar a las instalaciones bajo el régimen de Autodespacho, con ocasión de la aplicación de lo establecido en el Art. 45 bis del presente reglamento". Se sugiere modificar definición de Autodespacho para evitar un conflicto entre el artículo 45 y la definición vigente de autodespacho.	Modificar definición de Autodespacho agregando que con ocasión de la aplicación de lo establecido en el Art. 45 bis del presente reglamento, se puede modificar su régimen de operación.
13	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 37.-	La determinación de costos de oportunidad, a través de variables duales o lagranjianos, de sistemas de almacenamiento con capacidad de regulación intradiaria a partir de la modelación utilizada en la progragamación de operación (etapa corto plazo e intradiaria) podría estar sujeto a valores con discontinuidades debido al acoplamiento de múltiples restricciones (capacidades técnicas, reservas control de frecuencia, tx, etc) en el proceso de optimización matematica. De acuerdo con lo anterior, se requiere que el reglamento establezca flexibilidad para determinar el método de cálculo y actualización de los costos de oportunidad, independiente del tamaño o impacto en la operación del SEN. De acuerdo con lo anterior, no es necesario establecer categorías tales como impactos de corto o larga duración, sino más bien definir un marco general para que el Coordinador determine y justifique la metodología a utilizar.	Modificar el artículo de acuerdo a lo siguiente: Artículo 37.- En la programación de la operación, el Coordinador deberá calcular y utilizar el costo Costo de Oportunidad de la energía gestionable, que minimice el costo presente y el costo futuro esperado de operación y falla del sistema eléctrico, de aquellas instalaciones que posean capacidad de gestión temporal de su energía. capacidad de almacenamiento. Para ello deberá categorizar aquellas instalaciones cuya capacidad de almacenamiento individual implique un impacto de larga duración relevante sobre la operación del sistema eléctrico, conforme lo señale la respectiva norma técnica., considerando al menos las siguientes características de las instalaciones: a. Capacidad de gestión de energía almacenada; b. Capacidad de almacenamiento de energía; c. Potencia nominal de las componentes de almacenamiento, y generación en los casos que corresponda; d. Estadísticas y pronósticos de energía afluente, en los casos que corresponda; e. Vida útil y ciclo de carga/descarga de la componente de almacenamiento; y f. Impacto en la seguridad o eficiencia económica en el sistema eléctrico. El costo Costo de oportunidad Oportunidad de las energías gestionables será utilizado para como el Costo de Producción costo asignado a las Centrales Renovables con Capacidad de Regulación o Almacenamiento, y Sistemas de Almacenamiento de Energía y Centrales de Almacenamiento por Bombeo, según corresponda, para efectos de la elaboración del listado de prioridad de colocación señalado en el artículo 57 del presente reglamento

14	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 38	Se agrega que "El Coordinador deberá considerar criterios diferenciados para la determinación del Costo de Oportunidad de las energías gestionables cuya capacidad de almacenamiento implique un impacto de larga duración en el sistema." Sin embargo, el término "impacto de larga duración" es ambiguo y no es funcional para efectos de la programación y operación, dado que según lo indicado en el artículo 37, todos los sistemas de almacenamiento se les debe cálcular un costo de oportunidad. De acuerdo con lo anterior, no es necesario establecer categorías tales como impactos de corto o larga duración, sino más bien definir un marco general para que el Coordinador determine y justifique la metodología a utilizar para el cálculo del costo de oportunidad.	Modificar el artículo de acuerdo a lo siguiente: Para la determinación del costo Costo de Oportunidad señalado en el artículo anterior, el Coordinador deberá considerar las restricciones de operación de embalses, restricciones ambientales, convenios de riego, caudales ecológicos, la representación de los sistemas de transmisión y demanda, entre otros. El Coordinador deberá considerar criterios diferenciados para la determinación del Costo de Oportunidad de la energía gestionable de Sistemas de Almacenamiento y Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento y Central de Almacanenamiento por Bombeo. las energías gestionables cuya capacidad de almacenamiento sea de r implique un impacto de larga duración en el sistema. El Costo de Oportunidad corresponderá a la variación incremental del costo esperado de operación del sistema dado el uso de una unidad adicional de la energía almacenada de las instalaciones antes señaladas. El Coordinador deberá considerar utilizar, para la obtención de los Costos de oportunidad de las energías gestionables antes señalado, todos los antecedentes y modelos utilizados y los mismos modelos e información aplicados en la programación de la operación, así como las metodologías que adopte para estos fines. Con el objetivo de procurar un aprovechamiento óptimo de la energía gestionable, el Coordinador deberá actualizar el Costo de Oportunidad frente a cambios relevantes y efectivos en el margen de energía disponible en el sistema debido a desviaciones con respecto de los valores utilizados en la programación de la operación sobre la disponibilidad de energía desde fuentes renovables variables, consumo del sistema o ante la indisponibilidades de unidades generación o del sistema de transmisión. Adicionalmente, si en base al pronóstico centralizado del Coordinador y pronósticos enviados por las empresas coordinadas se proyecta un cambio relevante en el margen de la energía disponible previsto en el horario determinado en la programación de la operación vigente o posterior a este, el Coordinador podrá actualizar el Costo de Oportunidad en los términos y condiciones indicados precedentemente, Estas Las metodologías, supuestos y parámetros deberán ser públicos y transparentes, y estar disponibles en la página web del Coordinador.
15	Coordinador Eléctrico Nacional	0	Considerando que el perfil de carga y descarga resultante de la programación de la operación permite una gestión adecuada de las energías gestionables y que el cálculo de costos de oportunidad, de instalaciones con energía gestionable con capacidad de regulación intradiaria, esta sujeto a desafíos técnicos, se requiere un plazo de hasta 24 meses para implementar las metodologías de cálculo del costo de oportunidad. Durante dicho periodo, el Coodinador mantendría la operación de las energías gestionables de acuerdo a los resultados de la programación de la operación.	Agregar un nuevo artículo transitorio: El Coordinador deberá implementar y aplicar las metodologías señaladas en el artículo 38 luego de transcurrido 24 meses de la publicación del presente Decreto. Entre el periodo comprendido desde la públicación del Decreto y el plazo antes señalado, la operación de los Sistemas de Almacenamiento y Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento y Central de Almacanenamiento por Bombeo se realizará conforme a los resultados de la programación de la operación y al costo de carga incorporado en el Listado de Prioridad de Colocación.
16	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 40.-	Ver comentarios a Artículo 38	Eliminar segundo párrafo de este artículo
17	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 45 bis.-	El artículo dispone que para instalaciones conectadas a la red de transmisión, el prorrateo deberá realizarse utilizando como criterio la disponibilidad de generación eléctrica pronosticada, o la capacidad máxima de inyección, en el caso de Sistemas de Almacenamiento de Energía y que para las centrales que operen con Autodespacho el ajuste será determinado por el Coordinador para el conjunto de instalaciones que operen dentro de una misma red de distribución, o parte de ella, según su disponibilidad de generación eléctrica pronosticada o, en su defecto, de acuerdo con su potencia nominal. Al respecto: •Esto implica que el ajuste sería a prorrata de la generación disponible, pero este concepto no está definido en el artículo 2. •Falta indicar un criterio para el caso en que los PMGD entran limitados y en el que la prorrata podría ser mayor que la misma potencia limitada. •No se establece la granularidad para el cálculo de las prorratas. •No se indica expresamente en qué caso se debe utilizar la potencia nominal, se entiende debería ser en los casos en que no se disponga de la generación disponible.	Modificar el segundo párrafo de este artículo de acuerdo a lo siguiente: Para instalaciones conectadas a la red de transmisión, dicho prorrateo deberá realizarse utilizando como criterio la disponibilidad de generación eléctrica pronosticada, o la capacidad máxima de inyección, en el caso de Sistemas de Almacenamiento de Energía. Por su parte, para las centrales que operen con Autodespacho y se encuentren conectadas a la red de distribución, el ajuste será determinado por el Coordinador para el conjunto de instalaciones que operen dentro de una misma red de distribución, o parte de ella, según su disponibilidad de generación eléctrica pronosticada o, en su defecto, en caso de no contar con dicha información, de acuerdo con su potencia máxima permitida generar conforme a respectivo ICC nominal.
18	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 57	Las instalaciones que son despachadas por seguridad de servicio deberían ser retribuidas por costo de oportunidad.	Modificar el segundo párrafo de este artículo de acuerdo a lo siguiente: El resultado de la programación de la operación deberá contener el nivel de generación o inyección de cada central generadora, unidad generadora, SGC o Sistema de Almacenamiento de Energía, según corresponda, en función de sus Costos de Producción. En caso de que debido a restricciones o limitaciones de cualquier tipo, sea necesaria la programación y despacho de instalaciones para el cumplimiento de lo indicado en el Artículo 72°-1 de la Ley, que no responda al orden creciente de colocación señalado en el inciso anterior, se entenderá que la central o unidad, SGC o Sistema de Almacenamiento de Energía fueron despachados fuera de Orden Económico, y deberá ser retribuida en sus Costos de Oportunidad de acuerdo con lo señalado en el Título IV del presente reglamento.
19	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 63	Se dice que "Estos costos deberán ser pagados por las Empresas Generadoras o titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía que realicen retiros para dar suministro a clientes finales, a prorrata de sus retiros físicos de energía". Los Sistemas de Almacenamiento no realizan retiros para clientes finales, en consecuencia no participan de la prorrata.	Modificar la última frase de este artículo de acuerdo a lo siguiente: Estos costos deberán ser pagados por las Empresas Generadoras que realicen retiros para dar suministro a clientes finales, a prorrata de sus respectivos retiros físicos de energía. O, en su defecto, indicar: "Estos costos serán de cargo de las empresas coordinadas que realicen retiros del SEN para dar suministro a clientes finales, a prorrata de sus retiros físicos de energía".
20	0	Artículo 68	Se indica que en la norma técnica se definirán los criterios, estándares y metodologías de cálculo para la elaboración de los pronósticos, entre otros el nivel de desviaciones. Al respecto, se considera inconveniente incorporar los estándares para desviaciones en una NT toda vez que quita flexibilidad a una materia que debería ser establecidea por el COordinador, de acuerdo a lo que sea factible poner como objetivo, de acuerdo con el comportamiento de los pronósticos	Modificar este artículo de acuerdo a lo siguiente: La norma técnica definirá los criterios y metodologías de cálculo para la elaboración de los pronósticos referidos en el artículo anterior, incluyendo consideraciones respecto de la calidad de información, medición de variables meteorológicas, cálculo de la disponibilidad de generación, y equipamiento requerido.
21	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 95	Se dice que "Los Coordinados titulares únicamente de Sistemas de Almacenamiento de Energía que formen parte de la infraestructura de transmisión no podrán efectuar retiros desde el sistema eléctrico para comercializar con Empresas Distribuidoras o Clientes Libres". De acuerdo con lo señalado los SAE no están habilitados para dar energía a clientes finales los SAE no debieran poder retirar para dar suministro a clientes finales porque no producen electricidad. (Ver comentarios al Art. 63). Se propone reponer el artículo original.	Reponer el artículo con el texto vigente: "Los Coordinados titulares únicamente de Sistemas de Almacenamiento de Energía no podrán efectuar retiros desde el sistema eléctrico para comercializar con Empresas Distribuidoras o Clientes Libres".
22	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 103.-	Se establece el résimen de autodespacho para sistemas de almacenamiento. Al respecto, el régimen de autodespacho debiera ser modificado en virtud de la operación del sistema. Adicionalmente, el autodespacho podría producir una operación subóptima del sistema en su conjunto. Por lo tanto, el Coordinador debiera también contar con las atribuciones para suspender o modificar el autodespacho por razones de eficiencia económica.	Agregar al final del artículo, el siguiente texto: Los Sistemas de Almacenamiento de Energía y las Centrales con Almacenamiento por Bombeo, con capacidad de inyección menor a 9 megawatts, podrán optar por un régimen de Autodespacho el cual deberá ser autorizado por el Coordinador de acuerdo con los criterios definidos en la norma técnica, la cual deberá considerar al menos el impacto individual o agrupado de dichas instalaciones. Aquellas instalaciones que operen bajo este régimen deberán informar diariamente un programa de retiros e inyecciones destinadas al arbitraje de energía, con el fin de ser consideradas por el Coordinador en la programación de la operación. Sin perjuicio de lo anterior, el coordinador podrá modificar el programa de retiro e inyecciones en virtud de preservar la seguridad del sistema. Adicionalmente, en caso que el coordinador de manera justificada prevea que las instalaciones antes señaladas y que cuenten con el régimen de autodespacho, según lo indicado precedentemente, no permitan alcanzar la operación más económica del sistema, el Coordinador podrá suspender el régimen de autodespacho.

23	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 105	Se dice: "En caso de que corresponda, se deberá considerar además el costo variable no combustible, en conformidad con lo establecido en la norma técnica respectiva". Los SAE y las centrales de bombeo no tiene CVNC. Si así fuera, el reglamento debiera extender esta exigencia a todas las demás ERNC e hidros del SEN, es decir todas ellas también debieran disponer de su propio CVNC.	Eliminar: "En caso de que corresponda, se deberá considerar además el costo variable no combustible, en conformidad con lo establecido en la norma técnica respectiva".
24	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 108 bis	En el artículo 108 bis se indica que el Coordinador deberá considerar como una condición especial de operación cuando se prevea que los SAE no serán despachados conforme a lo programado, pudiendo despachar dichas unidades fueran de Orden Económico y resguardando un trato no discriminatorio entre dichas instalaciones. Al respecto, se considera que realizar estos despachos asegurando un despacho no discriminatorio, sin disponer de una regla específica, podríanser complejo. En estos casos sería conveniente ver la posibilidad de mantener la programación para los SAE, a excepción que ocurran situaciones en el sistema que requieran adelantar o atrasar sus inyecciones. Por otra parte, este artículo debería ser aplicable a los SAE en general y no sólo a los que sean categorizados de una u otra manera.	Modificar este artículo de acuerdo a lo siguiente: Para las instalaciones con capacidad de almacenamiento que no sean categorizadas de larga duraciónConsiderando que el Costo de Oportunidad esta sujeto a desviaciones entre las antecedentes considerados en el cálculo con respecto a la operación real del sistema, el Coordinador deberá considerar como una condición especial de operación de los Sistemas de Almacenamiento, Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento y Centrales de Almaenamiento por Bombeo cuando se prevea que estas no serán despachadas conforme al Orden Económico en el horario determinado en la programación de la operación o posterior a este. Con el objetivo de asegurar el uso óptimo de los recursos energéticos el Coordinador podrá despachar dichas unidades fueran de Orden Económico, resguardando un trato no discriminatorio entre dichas instalaciones. El Coordinador podrá adoptar criterios adicionales, por ejemplo, en base a la disponibilidad y calidad de la información de las instalaciones antes señaladas, en virtud de preservar la seguridad del servicio.
25	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 109	Se dice: "Los Coordinados titulares de dichos Sistemas de Almacenamiento de Energía, no participarán en los balances de transferencias por las inyecciones y retiros asociadas a la operación señalada en el inciso anterior. Los saldos que se produzcan a partir de dicha operación deberán ser asignados a las Empresas Generadoras o titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía que realicen retiros para dar suministro a clientes finales, sean éstos libres o regulados, a prorrata de sus retiros físicos de energía. Las Empresas Generadoras o titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía deberán traspasar los montos a los titulares de los Sistemas de Almacenamiento de Energía o de las obras de expansión de la transmisión, según corresponda, y deberán ser considerados en la determinación del cálculo del siguiente cargo único a que se refiere el artículo 115º de la Ley". En consistencia con las observaciones a los Art. 63 y 95, los SAE no debieran poder retirar para dar suministro a clientes finales así como tampoco hacerse cargo/margen de este recurso.	Reponer el artículo con el texto vigente: "Los saldos que se produzcan a partir de dicha operación deberán ser asignados a las Empresas Generadoras que realicen retiros para dar suministro a clientes finales, sean éstos libres o regulados, a prorrata de sus retiros físicos de energía. Las Empresas Generadoras deberán traspasar los montos a los titulares de los Sistemas de Almacenamiento de Energía o de las obras de expansión de la transmisión, según corresponda, y deberán ser considerados en la determinación del cálculo del siguiente cargo único a que se refiere el artículo 115º de la Ley".
26	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 110	Se dice: "Se entenderá que la energía almacenada en la componente de almacenamiento puede provenir de la energía producida por la componente de generación o de la energía retirada del sistema, debiéndose priorizar lo proveniente de la componente de generación". Se estima que no es necesario disponer qué se debe priorizar en el almacenamiento y en qué proporción. La regla debiera ser qué resulta seguro y económico para el SEN.	Se propone modificar el texto: "Se entenderá que la energía almacenada en la componente de almacenamiento puede provenir de la energía producida por la componente de generación o de la energía retirada del sistema, debiéndose priorizar lo proveniente de la componente de generación". Por "Se entenderá que la energía almacenada en la componente de almacenamiento puede provenir de la energía producida por la componente de generación o de la energía retirada del sistema".
27	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 112	Se establece que el Coordinador deberá incorporar en la programación de la operación a las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, optando por alguna de las siguientes metodologías que se describen. De acuerdo con las modificaciones al reglamento las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, estas no tienen un "Costo Variable declarado".	Eliminar el Artículo 112
28	Coordinador Eléctrico Nacional	CAPÍTULO 7 DE INSTALACIONES CON ESQUEMAS DE AUTOCONSUMO	El término "esquemas de autoconsumo" está reservado para clientes domésticos o aislados, como por ejemplo los definidos en el Art. 149 bis de la LGSE: "Los usuarios finales sujetos a fijación de precios, que dispongan para su propio consumo de equipamiento de generación de energía eléctrica por medios renovables no convencionales, de sistemas de almacenamiento, incluyendo aquellos sistemas de almacenamiento que forman parte de un vehículo eléctrico o de instalaciones de cogeneración eficiente de manera individual o colectiva, tendrán derecho a inyectar la energía que de esta forma generen o almacenen a la red de distribución a través de los respectivos empalme"... Se recomienda definir "De los Sistemas de Generación Consumo en el Sistema Eléctrico".	Cambiar "DE INSTALACIONES CON ESQUEMAS DE AUTOCONSUMO" por "DE LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN CONSUMO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO"
29	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 116 bis	Se dice que las instalaciones existentes pueden pasar a formar parte de un SGC para ello deben presentar un requerimiento al Coordinador, acompañando los antecedentes que den cuenta de las características del proyecto, de forma de permitir a este verificar que dichas instalaciones estarán en condiciones de aportar Excedentes al SEN. En los hechos el SEN observa que una central generadora ERNC se "retirará del sistema" y, a continuación, un SGC se "conectará al sistema". En estos términos la regla para resolver este intercambio de instalaciones es a través del Art. 72°-18 de la LGSE y del Capítulo 2 del DS125/2017. Además, se considera que esta es una interpretación muy amplia, no concordante al espíritu de la Ley que dejaba restringido los SGC sólo a ciertos procesos productivos. Tampoco parece coherente con el objetivo de la Ley, que se entendía era incentivar nuevos proyectos y no la de convertir generación existente en SGC. Por otra parte, la Ley no exige que la condición para ser un SGC sea aportar excedentes al sistema, la ley sólo indica que pueden inyectar excedentes a través de un suministrador, razón por la que no parece pertinente esta sóla exigencia de aportar excedentes. Por otra parte, se considera inconveniente que a cualquier generador que se le conecte un consumo en el mismo punto de conexión pueda ser convertido en un SGC, toda vez que hay un incentivo asociado que es utilizar el beneficio que se les otorgó a los SGC, de no tener que asumir los cargos asociados a clientes finales por la parte del consumo que queda neteada con la generación, situación que sólo implicaría encarecer los cargos asociados al resto de los clientes finales. Finalmente, no queda claro que en esta propuesta la figura que le permite a los generadores existentes convertirse en SGC, se pueda hacer extensiva a los clientes libres existentes, que también podrían sumar generación en el mismo punto de conexión y con ello conformar un SGC, con el mismo objetivo, es decir, con el consiguiente ahorro en los cargos asociados a los clientes libres. Finalmente, en este reglamento se podría establecer con claridad qué procesos productivos pueden ser considerados como un Sistema de Generación Consumo, de modo que el Coordinador, en vez de verificar que tenga o no excedentes, verifique que corresponde a los procesos productivos establecidos en el reglamento.	Modificar este artículo por el siguiente texto: "Las nuevas instalaciones que deseen operar como SGC, al momento de efectuar su respectiva solicitud de declaración en construcción de conformidad con el artículo 19 del presente reglamento, deberán presentar un requerimiento al Coordinador, acompañando los antecedentes que den cuenta de las características del proyecto, de forma de permitir a este verificar que dichas instalaciones correspondan con un SGC según la normativa eléctrica. Para estos efectos, los procesos productivos que pueden ser considerados como Sistemas de Generación Consumo corresponden a: producción de hidrógeno, desalinización del agua, (se debe agregar los demás procesos productivos que se considere pertinente) "
30	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 116 ter	Se dice que el Coordinador debe incorporar en la programación de la operación a los SGC, optando por alguna de las siguientes metodologías que se describen. Los SGC se comportan como un Cliente Libre y como una Central Generadora con Autodespacho, en ese sentido no tiene un costo variable de operación para el SEN. Lo que inyecten/retiren del SEN lo hacen a CMg. Tal como ocurriría con un Cliente Libre/Autoproductor. La programación debiera recoger el perfil de inyección/retiro del SGC y los ajustes que puede hacer el Coordinador a ese perfil es por motivos de seguridad del SEN y no por motivos económicos. Si así fuera el proceso productivo del SGC también debiera ser parte de la optimización a cargo del Coordinador y eso no está previsto que sea así ni fue considerado en la LGSE. Además, que para la programación se deba considerar la capacidad de generación propia del SGC con un Costo de Producción igual a su Costo Variable declarado, sólo sería consistente con un esquema en que el generador y el consumo se traten por separado, lo que ya no constituiría un SGC. Por otro lado, respecto de que el Coordinador pueda sujetar a un SGC a la metodología señalada en el literal b) (Considerar el programa de Excedentes informado por el Coordinado y un Costo de Producción igual a su Costo Variable declarado), tras verificar que el perfil de Excedentes se ajusta al de instalaciones diseñadas a abastecer principalmente la infraestructura productiva de aquellas instalaciones, no parece posible, por cuanto, en la mayor parte de los casos se trata de un generador ERNC que no tiene por qué tener un grado de relación con el consumo asociado al SGC.	Se propone modificar el artículo por el siguiente texto: "El Coordinador deberá incorporar en la programación de la operación a los SGC, con el programa de Excedentes informado por el Coordinado del SGC, con la periodicidad que determine la norma técnica. Los SGC cuyos Excedentes suministrables al sistema eléctrico no superen los 9 megawatts, podrán optar por un régimen de Autodespacho, el cual deberá ser autorizado por el Coordinador de acuerdo con los criterios definidos en la norma técnica."

31	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 116 quinquies	Se dice que, para todos los efectos del DS125/2017, el suministrador del SGC actuará como titular de la instalación frente al Coordinador. Desde el punto de vista normativo, no corresponde que un agente actúe por otro no ocupando el lugar de ese otro. Esa figura es un "reemplazo" y no es lo que se plantea en este artículo. La regla es que el SGC es una empresa coordinada como cualquier otra y tiene un suministrador que inyecta/retira y participa del balance por esos ventas/compras. Además, los suministradores de los clientes libres tampoco actúan como titulares de las instalaciones de los clientes libres frente al Coordinador	Eliminar Artículo 116 quinquies
32	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 116 sexties	Se dice que el SGC puede inyectar energía al sistema eléctrico desde su componente de generación. La idea es que también puede hacerlo desde su componente de almacenamiento. Además, el reglamento sólo distingue dos modos por lo que es necesario realizar esta modificación.	Cambiar el texto: "Por su parte, el Modo Generación Directa es aquel en que se inyecta energía al sistema eléctrico desde su componente de generación". Por: "Por su parte, el Modo Generación Directa es aquel en que se inyecta energía al sistema eléctrico desde su componente de generación o su componente de almacenamiento".
33	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 116 sexties	Se dice que "Los retiros de energía desde el sistema eléctrico efectuados durante el Modo Retiro estarán destinados exclusivamente para su consumo, y no podrán ser destinados al arbitraje de precios de energía o a la comercialización con Empresas Distribuidoras o Clientes Libres". Sin embargo, los retiros de energía podrían estar destinados a la componente de almacenamiento. Es decir el modo retiro puede ser perfectamente para el SAE del SGC. En ese caso el Coordinador no ve que esa energía tuvo ese destino y no hay forma de impedirlo ni debiera ser un obstáculo para el SGC.	Cambiar el texto: "Los retiros de energía desde el sistema eléctrico efectuados durante el Modo Retiro estarán destinados exclusivamente para su consumo, y no podrán ser destinados al arbitraje de precios de energía o a la comercialización con Empresas Distribuidoras o Clientes Libres". Por el texto: "Los retiros de energía desde el sistema eléctrico efectuados durante el Modo Retiro estarán destinados exclusivamente para su consumo o para su componente de almacenamiento, en consecuencia no pueden ser destinados a la comercialización con otros usuarios finales, sean estos Empresas Distribuidoras o Clientes Libres".
34	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 116 septies	Se dice que a "los SGC les serán aplicables todas las disposiciones técnicas correspondientes a las centrales generadoras y clientes finales no sometidos a regulación de precios, en relación con la respectiva componente según corresponda, de acuerdo con lo que dispongan las respectivas normas técnicas, a menos que éstas establezcan disposiciones específicas para SGC, en dicho caso deberán ajustarse a estas últimas. Luego se indica que "A falta de disposiciones técnicas específicamente establecidas para SGC, y existiendo antinomia entre las normas aplicables a las centrales generadoras y a los clientes finales no sometidos a regulación de precios, a estas instalaciones les serán exigibles las disposiciones establecidas para las instalaciones de generación". Por consistencia normativa se sugiere eliminar el segundo párrafo, ya que el tema queda bien resuelto con el primer párrafo.	Se solicita eliminar el segundo párrafo de este artículo.
35	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 117	Se dice que el Coordinador, a través de las funciones de despacho y control, deberá supervisar y coordinar en tiempo real la operación de las instalaciones sujetas a coordinación de acuerdo con los resultados de la programación de la operación deberá, al menos: "p. Instruir la operación conjunta de las instalaciones que operen con Autodespacho conectadas a redes de distribución, con ocasión de lo dispuesto en el artículo 126 del presente reglamento". Si bien las modificaciones del DS 125, proponen exigir que el PMG envíe señales de monitoreo y Control a las Empresas Distribuidoras, esto no es suficiente para cumplir con lo establecido en el reglamento respecto de una gestión operativa efectiva en las redes de distribución. Un despacho económico automático, que puede enviar consignas (por ejemplo cada 3 o 5 minutos), requiere establecer la figura de un operador de las redes de distribución (OSD), que cuente con capacidades y herramientas. Esto ha sido tratado en la revisión de DS88.	Modificar el Artículo tercero transitorio según se detalla más adelante en las observaciones a dicho artículo.
36	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 126	Se indica en el artículo....."El referido ajuste deberá realizarse a prorrata de la generación disponible de las instalaciones, o la capacidad máxima de inyección en el caso de Sistemas de Almacenamiento de Energía. El Coordinador podrá definir criterios adicionales para asegurar el cumplimiento del artículo 72-1 de la Ley. En los casos de stand alone, durante las horas de prorrata, los medios de almacenamiento debieran estar en condición de carga no sujetas a recorte. En caso de sistemas hibridos, el derecho a generar es del conjunto y respecto del neto hacia el sistema, por lo que no se ve necesario incluir. Si el medio de almacenamiento está inyectando energía podría corresponder a la entrega de SSCC. No se visualiza un escenario en el que se requiere incluir estos medios en las prorratas de igual costo variable.	Eliminar la mención " la capacidad máxima de inyección en el caso de Sistemas de Almacenamiento de Energía".
37	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 140	Respecto de la cadena de pagos, se abre la posibilidad de que se otorgue a un tercero la intermediación de las operaciones financieras resultantes de los balances, sin generar mayores costos. No queda claro si las intermediaciones financieras que haría un tercero se refieren a que verifique el cumplimiento de los pagos del balance, que el tercero este encima de los coordinados que son deudores para que paguen lo que otros han declarado como impagos. Con todo, si se realiza por un tercero, va a generar costos adicionales – por parte del Coordinador via presupuesto y requiere necesariamente que se determine por mecanismos competitivos. En este sentido, se sugiere eliminar lo de no "generar mayores costos" y reemplazarlo por la necesidad de minimizar los costos.	Modificar el último párrafo de este artículo por: Sin perjuicio de lo establecido en el inciso anterior, el Coordinador podrá habilitar a un tercero, mediante un mecanismo competitivo, para intermediar las operaciones financieras resultantes del balance de transferencia económicas realizadas por este, con el objetivo de garantizar la eficiencia económica y operatividad de la cadena de pagos. La habilitación de este mecanismo se realizará minimizando los costos para los Coordinados y/o clientes finales.
38	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 143	Se dice que las empresas titulares de SAE pueden suscribir contratos con clientes finales. De acuerdo con lo observado en los Art. 63 y 95, los SAE no debieran poder retirar para dar suministro a clientes finales porque no producen electricidad.	Restituir el Artículo 143 del reglamento original y dejar "Empresas Generadoras" en lugar de "Empresas Generadoras o titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía".
39	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 143 bis	Se incorpora un proceso para reflejar en balance término anticipado de un contrato de suministro entre generadora y cliente libre, con posibilidad de impugnar. Al respecto se requiere mayor certeza en cuanto a haber realizado la impugnación.	Modificar el tercer párrafo de este artículo por: "Si el aviso al que se refiere el inciso primero no está acompañado de un acuerdo entre las partes o de una resolución arbitral o judicial, el Coordinador deberá notificar a la contraparte de la solicitud realizada dentro de los 5 días siguientes a la recepción del referido aviso. Dentro de los 15 días siguientes a la notificación, la contraparte podrá demostrar que ha impugnado, de acuerdo con los términos establecidos en el contrato, el término anticipado de este, en cuyo caso el Coordinador no podrá proceder con la suspensión del suministro del Cliente Libre. Para demostrar la impugnación deberá presentar los antecedentes que acrediten haber tomado dicha acción en las instancias correspondientes.
40	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 144	Se dice que las empresas titulares de SAE pueden suscribir contratos con clientes finales. De acuerdo con lo observado en los Art. 63 y 95, los SAE no debieran poder retirar para dar suministro a clientes finales porque no producen electricidad.	Restituir Artículo 144 y dejar "Empresa Generadora" en lugar de "Empresa Generadora o titular de Sistemas de Almacenamiento de Energía".
41	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 147	Se dice que las empresas titulares de SAE pueden suscribir contratos con clientes finales. De acuerdo con lo observado en los Art. 63 y 95, los SAE no debieran poder retirar para dar suministro a clientes finales porque no producen electricidad.	Restituir Artículo 147 y dejar "Empresas Generadoras" en lugar de "Empresas Generadoras o titular de Sistemas de Almacenamiento de Energía" o "Empresas Generadoras o titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía".
42	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 152	Art. 131 y siguientes de la LGSE. Los contratos con clientes regulados son sólo con empresas generadoras. Por lo tanto los SAE no pueden participar de esos contratos de suministro. Decreto 106/2017 Suministrador: Empresa de generación eléctrica que cuenta con uno o varios Contratos de Suministro con las Concesionarias para abastecer la demanda de sus Clientes Regulados. Ver Art. 63 y 95 Los SAE no debieran poder retirar para dar suministro a clientes finales porque no producen electricidad	Restituir el Artículo 152 con el del reglamento vigente.

43	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 158	Se dice que las empresas titulares de SAE pueden suscribir contratos con clientes finales. De acuerdo con lo observado en los Art. 63 y 95, los SAE no debieran poder retirar para dar suministro a clientes finales porque no producen electricidad.	Eliminar la expresión "o titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía".
44	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 159	Se dice que las empresas titulares de SAE pueden suscribir contratos con clientes finales. De acuerdo con lo observado en los Art. 63 y 95, los SAE no debieran poder retirar para dar suministro a clientes finales porque no producen electricidad.	Cambiar el texto: "Empresa Generadora o titular de un Sistema de Almacenamiento de Energía" por "Empresa Generadora". Eliminar la expresión "Sistemas de Almacenamiento de Energía", entre las expresiones "unidades generadoras" y "o instalaciones de demanda".
45	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 161	Se dice que las empresas titulares de SAE pueden suscribir contratos con clientes finales. De acuerdo con lo observado en los Art. 63 y 95, los SAE no debieran poder retirar para dar suministro a clientes finales porque no producen electricidad.	Eliminar la expresión "o titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía".
46	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 165	La LGSE define lo que es el costo marginal de la siguiente forma: "costo en que se incurre para suministrar una unidad adicional de producto para un nivel dado de producción. Alternativamente, dado un nivel de producción, es el costo que se evita al dejar de producir la última unidad." El Reglamento no puede definir algo distinto.	Restituir el Artículo 165 con el del reglamento vigente..
47	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 166	Los SGC no están en la lista que conforma el Orden Económico y que sustenta el listado con la prioridad de colocación o despacho.	Restituir el Artículo 166 con el del reglamento vigente..
48	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 166 bis	Se establece una especie de reasignación para evitar diferencias injustificadas en los balances de los SAE con idéntico costo de producción. Al respecto, se debe definir el término ventana de tiempo y el criterio con que se pueden agrupar y gestionar los distintos SAE para alcanzar esta reasignación entre ellos. Además, considerando que se incluyen las inyecciones, debería incorporarse también los retiros asociados a la carga del SAE.	Se propone modificar el artículo por el siguiente texto: La valorización de las inyecciones y retiros para la carga de los Sistemas de Almacenamiento de Energía que hayan resultado despachadas en la operación real deberá ser valorizada a costo marginal. Sin perjuicio de lo cual, en aquellos casos en que, en la ventana de tiempo que determine el Coordinador, se haya despachado a diferentes Sistemas de Almacenamiento con idéntico Costo de Producción, en la misma zona del sistema, a diferentes costos marginales, dichos ingresos o costos de los retiros para cargar el SAE deberán ser reasignados entre aquellos Coordinados conforme a las siguientes reglas: de forma que no se generen diferencias injustificadas en los ingresos y los costos señalados, percibidos por cada una de dichas instalaciones. La misma zona del sistema se refiere a todas las barras adyacentes, sin la existencia de desacoples entre ellas.
49	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 166 ter	Debe entenderse que el Reglamento establece que ningún SAE puede verse infra rentado en el despacho luego de ejecutar un ciclo de carga/descarga aun cuando actúe con autodespacho. Cualquier infra renta es corregida por todos los generadores que realizan retiros del SEN, es decir el margen está protegido. Si bien este artículo va en el mismo sentido de remunerar inflexibilidades de unidades en el despacho económico, como por ejemplo los pagos mínimos técnicos o tiempos de partida y detención, la diferencia es que se trata de instalacdiones que realizan arbitraje, por lo que deberían asumir el riesgo de eventualmente tener pérdidas, considerando que en la mayorpía de los casos obtendrán ganancias.	Eliminar el Artículo 166 ter
50	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 167	Se dice que las empresas titulares de SAE pueden suscribir contratos con clientes finales. De acuerdo con lo observado en los Art. 63 y 95, los SAE no debieran poder retirar para dar suministro a clientes finales porque no producen electricidad.	Cambiar "Empresas Generadoras o titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía" por "Empresas Generadoras" .
51	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 168	Se dice que las empresas titulares de SAE pueden suscribir contratos con clientes finales. De acuerdo con lo observado en los Art. 63 y 95, los SAE no debieran poder retirar para dar suministro a clientes finales porque no producen electricidad.	Cambiar "Empresas Generadoras o titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía" por "Empresas Generadoras" .
52	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 183.-	Se dice que las empresas titulares de SAE pueden suscribir contratos con clientes finales. De acuerdo con lo observado en los Art. 63 y 95, los SAE no debieran poder retirar para dar suministro a clientes finales porque no producen electricidad.	Eliminar "o titular de Sistemas de Almacenamiento de Energía" y "o titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía".
53	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo tercero transitorio	Se indica que el ajuste al autodespacho en distribución se realiza a partir de que las distribuidoras cuenten con sistemas monitoreo y comunicación, otorgándose un plazo máximo 24 meses. Con este esquema no habría incentivo para adelantarse ya que si lo hacen comienzan a participar de las prorratas. Se sugiere que mientras no se cuente con todas las herramientas requeridas el ajuste se realice para todos los PMGD desde la publicación del reglamento, según los montos que se determinen en el ajuste que se realice en la programación de la operación. (Ver observación al Art 117)	Se propone modificar el artículo por el siguiente texto: Las instalaciones que operen con Autodespacho conectadas a la red de distribución serán consideradas en el ajuste al que refiere el inciso tercero del artículo 126 y literal p) del artículo 171 del presente reglamento, vía un despacho automático de generación, una vez que la regulación establezca la figura de Operador del Sistema de Distribución, conforme lo establezca el DS 88 en cuanto a exigencias y capacidades con las que deberá contar, así como plazos máximos para su implementación. Adicionalmente, se deberá cumplir que siempre que las empresas distribuidoras cuenten con los sistemas de monitoreo y comunicación necesarios para su aplicación, las que deberán enviar las señales de generación de estos medios al SITR del Coordinador conforme este lo requiera. dicha o transcurridos 24 meses contados desde la publicación del presente decreto en el Diario Oficial. Lo dispuesto en el artículo 126 del presente reglamento será aplicable a las instalaciones que operen con Autodespacho conectadas a la red de distribución, a través de la programación de la operación, mientras no se cuente con la herramienta automática a la que se refiere el artículo 117 bis del presente reglamento, en los términos establecidos en el inciso tercero del artículo 126 del presente reglamento.
54	Coordinador Eléctrico Nacional	Otros	Agregar Artículo a este reglamento o modificar DS88 para que quede claramente establecido que los PMGD que cuenten con Sistemas de Almacenamiento de Energía y que se encuentren acogidos al régimen de precio estabilizado no pueden retirar de la red de distribución para su componente de almacenamiento.	Los PMGD que cuenten con Sistemas de Almacenamiento de Energía y que se encuentren acogidos al régimen de precio estabilizado no pueden retirar de la red de distribución para su componente de almacenamiento.
1	Enel Generación Chile S.A.	Artículo 2.-	Con el propósito de fomentar el uso eficiente de energía proveniente de medios de generación renovables no convencionales, especialmente en en situaciones donde dichas fuentes están sujetas a altos niveles de prorratas de generación, se propone permitir que los Sistemas Generación-Consumo puedan ser considerados como empresas generadoras, sin que esta posibilidad sea excluyente.	k. Empresa Generadora: Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere o explote, a cualquier título, centrales o unidades generadoras interconectadas al sistema eléctrico, de acuerdo a lo establecido en el artículo 72º-17 de la Ley General de Servicios Eléctricos., con excepción de aquellas unidades generadoras que formen parte de un Sistema Generación-Consumo. bb. Sistema Generación Consumo o SGC: Sistema formado por toda infraestructura productiva destinada a fines tales como la producción de hidrógeno o la desalinización del agua, con capacidad de generación propia, mediante medios de generación renovables, que se conecta al sistema eléctrico a través de un único punto de conexión y que puede retirar energía del sistema eléctrico a través de un suministrador o inyectarle sus Excedentes, pudiendo ser propietarias la empresas generadoras de aquellas unidades generadoras que formen parte de un Sistema de Generación-Consumo.
2	Enel Generación Chile S.A.	Artículo 29 bis.-	Se propone incluir boletas de fiel cumplimiento para evitar especulacines de desarrollado de proyectos de generación de energía eléctrica. Las boletas deberán ser ejecutadas en caso de incumplimiento o de una razón no justificada por parte del propietario del activo a la Comisión Nacional de Energía	El propietaraio del proyecto de generación deberá entregar boletas de fiel cumplimiento a la Comisión Nacional de Energía por 300 UF/MW instalado. La CNE estará factultada para ejecutar las boletas de garantía ante el incumplimiento o de una razón no justificada de cambio en el proyecto de generaciónn.
3	Enel Generación Chile S.A.	Artículo 68.-	Se propone agregar un nuevo articulo donde se implemente un mercado de dos etapas (1) "Day-ahead Market" y (2) "Tiempo Real", tal y como lo propone Vinken en el estudio "Diseño de detalle para el perfeccionamiento del mercado eléctrico nacional en la transición a un mercado de ofertas", preparado para la Comisión Naciona del Energía durante 2024.	-

4	Enel Generación Chile S.A.	Artículo 100.-	Hasta que no hayan sido implementadas las herramientas de despacho automático que contempla el artículo 117 bis del borrador del Reglamento CyO, se propone que no se deroguen los artículos 98, 99, 100 y 101 del actual Reglamento CyO y que la carga de los sistemas de almacenamiento de energía o componente de almacenamiento de energía de una central renovable con capacidad de almacenamiento sea tratada conforme a la reglas vigentes a la presente fecha y una vez implementado el despacho automático pasen a ser optimizadas por el Coordinador.	Se propone agregar un artículo cuarto transitorio que mantenga en vigencia el mecanismo establecido en los artículos 98, 99, 100 y 101 del actual Reglamento CyO hasta que hayan sido implementadas todas las herramientas del despacho automático.
5	Enel Generación Chile S.A.	Artículo 117 bis.-	Se propone que las herramientas automáticas de despacho sean transparentes y que la información de toda la operación del sistema esté disponible para uso público, sea esta información proveniente de las harramientas o no	El Coordinador debe velar porque la información que sea generada por las herramientas automáticas de despacho sea publicada a través de los Sistemas de Información Pública del Coordinador, conforme a lo establecido en el artículo 72°-8 de la Ley.
6	Enel Generación Chile S.A.	Artículo 117 bis.-	¿Se hizo el análsis de impacto regulatorio de que implica avanzar en un despacho automático? Favor publicarlo. ¿Qué beneficios tiene para el mercado eléctrico chileno avanzar en un despacho automático? ¿Cómo impacta la implementación del despacho automático en una operación segura y a mínimo costo de operación?	-
7	Enel Generación Chile S.A.	Artículo 143.-	En el articulo 143 bis, es necesario agregar al final la posibilidad para que el suministrador pueda solicitar la desconexión del cliente al Coordinador o la respectiva empresa de transmsión a la cual este conectado el cliente	Artículo 143 bis.- El término anticipado de un contrato de suministro entre un suministrador y un Cliente Libre conectado a la red de transmisión podrá ser informado al Coordinador por el cliente o el suministrador, o ambos, a más tardar, al tercer día hábil siguiente al hecho o acto que puso término indubitado al contrato. Si dicho aviso está acompañado de un acuerdo entre las partes o de una resolución arbitral o judicial que dé cuenta fehaciente del término del contrato, el Coordinador deberá notificar de aquello al cliente para que este informe si cambiará de empresa suministradora y los antecedentes de esta nueva contratación. Si el aviso al que se refiere el inciso primero no está acompañado de un acuerdo entre las partes o de una resolución arbitral o judicial, el Coordinador deberá notificar a la contraparte de la solicitud realizada dentro de los 5 días siguientes a la recepción del referido aviso. Dentro de los 15 días siguientes a la notificación, la contraparte podrá manifestar que ha impugnado, de acuerdo con los términos establecidos en el contrato, el término anticipado de este, en cuyo caso el Coordinador no podrá proceder con la suspensión del suministro del Cliente Libre. Si, dentro de los 15 días a los que se hace referencia en el inciso precedente, la contraparte no se pronunciase respecto al término anticipado del contrato, el Coordinador deberá informar, en un plazo de 5 días hábiles, el término del contrato al Cliente Libre, de manera que este informe si cambiará de empresa suministradora y los antecedentes de esta nueva contratación. Cumplidos los requisitos señalados precedentemente, el Suministrador podrá solicitar la desconexión del suministro al Coordinador a contar de la fecha de término del contrato respectivo, en conformidad al inciso segundo del artículo 3-18 de la NTCyO, o a contar de la fecha en que se resuelva la impugnación del término anticipado del contrato.
8	Enel Generación Chile S.A.	Artículo 143.-	En el artículo 143 bis, queda estipulado el termino anticipado de un contrato entre un suministrador y un cliente libre conectado a las redes de transmisión. Sin embargo creemos pertinente que es necesario para asegurar la cadena de pago, incluir este mismo procedimiento para clientes libres conectados en distribución, o en su defecto incluir un artículo en particular para los clientes libres en distribución que considere los aspectos regulados por la superintendencia de electricidad y combustibles en su Oficio Ordinario Electrónico N°170537 que instruye al Coordinador Eléctrico Nacional el procedimiento a seguir ante el termino anticipado de un cliente libre conectado en las redes de distribución.	Artículo 143 ter.- El término anticipado de un contrato de suministro entre un suministrador y un Cliente Libre conectado a la red de distribución podrá ser informado por el Cliente Libre, el Suministrador o ambos a través de comunicación al Coordinador con una antelación de al menos 30 días hábiles o, a más tardar, al tercer día hábil siguiente al hecho o acto que puso término indubitado al contrato. En aquellos casos en que la comunicación de término anticipado de contrato efectuada al Coordinador esté acompañada de constancia de acuerdo entre las partes, resolución arbitral de término de contrato de acuerdo a los mecanismos de resolución establecidos en el mismo o resolución judicial que pone término al contrato, el Coordinador deberá informar, en un plazo de 5 días hábiles, el término anticipado del contrato al Cliente Libre, de manera que este informe el estado de la situación contractual o si cambiará de empresa suministradora. En caso de que el Cliente Libre haya impugnado el término unilateral del contrato de acuerdo a los mecanismos establecidos al efecto en el mismo, deberá informarlo fundadamente al Coordinador dentro del plazo de 15 días hábiles contados desde la comunicación realizada por el CEN. De verificarse lo anterior, el Coordinador ordenará al Suministrador que se abstenga de solicitar la desconexión del suministro en tanto no se resuelva el asunto según las cláusulas del contrato. Cumplido el plazo de 15 días desde la comunicación efectuada por el Coordinador sin que el Cliente Libre haya informado fundadamente la impugnación del término unilateral del contrato, el Coordinador deberá informar, en un plazo de 5 días hábiles, el término del contrato al Cliente Libre, de manera que este informe si cambiará de empresa suministradora. La nueva empresa suministradora, en caso de que exista, deberá informar al Coordinador el contrato de suministro en virtud de lo dispuesto en el artículo 3-16 de la NTCyO, acompañando los antecedentes requeridos en el artículo 3-17 de la misma norma. En caso de que el tiempo que medie entre la suscripción del contrato o modificación y el inicio del suministro sea inferior a 30 días corridos, deberá informarlo al tercer día hábil siguiente a la suscripción del contrato, en aplicación de lo dispuesto en el inciso final del artículo 3-17 de la NTCyO. Cumplidos los requisitos señalados precedentemente, el Suministrador podrá solicitar la desconexión del suministro al Coordinador y a la empresa distribuidora a contar de la fecha de término del contrato respectivo, en conformidad al inciso segundo del artículo 3-18 de la NTCyO, o a contar de la fecha en que se resuelva la impugnación del término anticipado del contrato.
9	Enel Generación Chile S.A.	Artículo 143.-	Con el fin de asegurar la cadena de pago, se propone agregar un articulo 143 ter o bien un artículo nuevo en el capitulo 3 "de la cadena de pagos en el mercado de corto plazo", que indique el procedimiento a seguir por un suministrador para solicitar a la distribuidora el corte de suministro por el no pago de un cliente del suministro eléctrico, aun cuando este tenga al día el pago de los peajes de distribución, tal como lo indica la superintendencia de electricidad y combustibles en su Oficio Ordinario Electrónico N°230570 del 13 de junio de 2024, donde establece el procedimiento que debe seguir la distribuidora ante la solicitud de corte por parte de un suministrador por el total o parte de una factura impaga de un cliente libre conectado en sus redes.	Artículo 143 quáter.- Las concesionarias de distribución eléctrica tienen el deber de ejecutar la suspensión de suministro eléctrico a clientes libres cuando se presenta un requerimiento de los suministradores sustentado en la mora de toda o parte de las facturas que emite al cliente libre, ejecutando materialmente la interrupción en sus redes sin mayor interpretación del derecho del suministrador. El suministrador de manera indiciaria debe acreditar a la distribuidora que el cliente libre se encuentra en mora, para cuyos efectos debe acompañar el contrato que refleja el vencimiento de la factura, la constitución en mora y el tratamiento del no pago, también, las facturas impagas y, por otra parte, analógicamente la notificación al menos con 5 días de anticipación al cliente libre indicando que requerirá a la distribuidora el corte de energía. Con todo, la distribuidora luego de recibida la orden de interrupción en forma, deberá proceder a la suspensión del suministro al cliente libre dentro de las próximas 24 horas, contados desde el día siguiente a la fecha en que el requerimiento del suministrador ha sido acreditado. Finalmente, las concesionarias deberán restablecer el suministro eléctrico a los clientes libres dentro de 24 horas, contados desde el requerimiento presentado por el suministrador de energía.
10	Enel Generación Chile S.A.	Artículo 156.-	¿Por qué se eliminan las pólizas de seguro como medio de garantía para participar en el mercado de corto plazo? ¿Qué efecto tiene esto en el resguardo de la cadena de pagos establecida en el artículo 72°-11 de la Ley? Existen pólizas de seguro que cumplen con las exigencias reglamentarias y normativas vigentes para efectos de resguadar el fiel cumplimiento de la cadena de pago. Conforma a lo anterior, solicitamos reitengrar a las pólizas de seguro como medios de garantía.	Artículo 156.- El Coordinador deberá garantizar la continuidad de la cadena de pagos entre los Coordinados que participan de las transferencias económicas del Mercado de Corto Plazo, de acuerdo con las disposiciones establecidas en el presente Capítulo y en la normativa vigente. Para ello podrá solicitar las siguientes garantías certificados de depósito a la vista, boletas bancarias de garantía a la vista, certificados de depósitos de menos de trescientos sesenta días, una carta de crédito stand by emitida por un banco cuya clasificación de riesgo sea a lo menos A o su equivalente o seguros. Las empresas, para efectos de participar en el Mercado de Corto Plazo, deberán caucionar, al menos, tres meses de facturación de los balances de transferencias de energía y potencia para el año inmediatamente siguiente al que se adopten las medidas.
11	Enel Generación Chile S.A.	Artículo 158.-	¿Por qué se eliminan las pólizas de seguro como medio de garantía para participar en el mercado de corto plazo? ¿Qué efecto tiene esto en el resguardo de la cadena de pagos establecida en el artículo 72°-11 de la Ley? Existen pólizas de seguro que cumplen con las exigencias reglamentarias y normativas vigentes para efectos de resguadar el fiel cumplimiento de la cadena de pago. Conforma a lo anterior, solicitamos reitengrar a las pólizas de seguro como medios de garantía.	"Artículo 158.- El Coordinador deberá velar que las garantías señaladas en el artículo 156 del presente reglamento o seguros cumplan con, al menos, los siguientes requisitos …."
12	Enel Generación Chile S.A.	Artículo 159.-	¿Por qué se eliminan las pólizas de seguro como medio de garantía para participar en el mercado de corto plazo? ¿Qué efecto tiene esto en el resguardo de la cadena de pagos establecida en el artículo 72°-11 de la Ley? Existen pólizas de seguro que cumplen con las exigencias reglamentarias y normativas vigentes para efectos de resguadar el fiel cumplimiento de la cadena de pago. Conforma a lo anterior, solicitamos reitengrar a las pólizas de seguro como medios de garantía.	"Artículo 159.- El Coordinador actualizará el monto de las garantías o seguros en caso de verificar cambios relevantes en las condiciones o instalaciones del sistema, tales como fallas o mantenimiento de unidades generadoras, Sistemas de Almacenamiento de Energía o instalaciones de demanda, modificación de la disponibilidad de los insumos para generación, cambios topológicos en las redes de transmisión, modificación de contratos de suministro, entre otros. Asimismo, deberá actualizar el monto de las garantías o seguros que debe presentar cualquier Empresa Generadora o titular de un Sistema de Almacenamiento de Energía que informe un nuevo contrato destinado a abastecer a clientes finales, no tenido a la vista al efectuar el cálculo señalado en los artículos anteriores. El Coordinador deberá solicitar a las Empresa Generadora o al titular de un Sistema de Almacenamiento de Energía, cumplir con lo anteriormente señalado antes del inicio del suministro. En caso que la señalada actualización implique una disminución o aumento en los montos el Coordinador deberá adoptar las medidas que estime necesarias."

13	Enel Generación Chile S.A.	Artículo 160.-	¿Por qué se eliminan las pólizas de seguro como medio de garantía para participar en el mercado de corto plazo? ¿Qué efecto tiene esto en el resguardo de la cadena de pagos establecida en el artículo 72°-11 de la Ley? Existen pólizas de seguro que cumplen con las exigencias reglamentarias y normativas vigentes para efectos de resguadar el fiel cumplimiento de la cadena de pago. Conforma a lo anterior, solicitamos reitengrar a las pólizas de seguro como medios de garantía.	"... d. Si la empresa o titular no regulariza sus pagos en el plazo requerido, ejecutar las garantías o seguros entregados por dicha empresa; ..." "... f. En caso de que los montos resultantes de la ejecución de la garantía o seguros sean mayores a los saldos impagos, el Coordinador deberá devolver el excedente a la empresa o titular, una vez terminado los tres meses cubiertos por el instrumento que hubiese definido el Coordinador ...."
14	Enel Generación Chile S.A.	Artículo primero transitorio	Se propone extener a 36 meses el plazo que tienen los coordinados para implementar los esquemas de control automático.	Por su parte, los Coordinados contarán con 36 meses contados desde la publicación del presente decreto en el Diario Oficial para implementar los esquemas de control automático a los que se refiere el artículo 117 bis del presente reglamento.
15	Enel Generación Chile S.A.	Artículo tercero transitorio.-	Incluir a los pequeños medios de generación distribuida (PMGD) en los recortes de energía conocidos como "vertimientos" a posterior de ocurridos de manera financiera. De esta manera todos los actores del mercado participarán de los recortes en igualdad de condiciones. Esta observación va en línea con la recomendación del area de Análsis de Competencia del Coordinador Eléctrico Nacional, que en su reporte del año 2024 sugirió incluir a los PMGD en los recortes de energía.	Artículo tercero transitorio: En tanto el Coordinador no implemente las herramientas automáticas de despacho a las que se refiere el artículo 117 bis del presente reglamento, y mientras no se disponga de una visibilidad operativa directa y en tiempo real de todos los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) acogidos al régimen de precios estabilizados establecido en el Decreto Supremo N°88/2019 del Ministerio de Energía, el Coordinador Eléctrico Nacional calculará mensualmente un recorte teórico ex-post para cada PMGD, correspondiente a la proporción de energía que habría sido razonablemente instruida a reducir en condiciones de visibilidad completa y cumplimiento efectivo, considerando tanto recortes por seguridad instruidos vía empresas distribuidoras como recortes por razones económicas, conforme a criterios de despacho por costo marginal. Este cálculo se realizará en base a criterios proporcionales, no discriminatorios y verificables, utilizando información del despacho, restricciones locales de red, generación efectiva informada por las distribuidoras que reflejen las condiciones operacionales del sistema en cada zona de influencia. El resultado del recorte teórico será aplicado como un descuento a los pagos por energía estabilizada establecidos en el artículo 149 de la Ley, correspondiente al PMGD respectivo, reflejando la energía que no debió ser inyectada de acuerdo con las condiciones reales del sistema. Este mecanismo tendrá carácter transitorio y se aplicará por un período de hasta 36 meses, contado desde la entrada en vigencia de esta modificación reglamentaria, o hasta que el Coordinador informe, con aprobación de la Comisión Nacional de Energía, la disponibilidad de herramientas de supervisión y control en tiempo real que permitan la aplicación efectiva de recortes instruidos a PMGD conforme al principio de coordinación económica.
1	Hidroeléctrica San Andrés SpA	Artículo 2.-	Se sugiere ampliar la definición de Costo de Oportunidad de la letra w., de manera de incluir las centrales con capacidad de regular y/o almacenar su energía. Al mismo tiempo, simplificar la definición de Costo de Producción.	"w. Costo de Oportunidad: Costo de la energía gestionable, que es calculado y utilizado por el Coordinador para minimizar el costo presente y el costo futuro esperado de operación y falla del sistema eléctrico, de aquellas instalaciones que posean capacidad de regulación y/o almacenamiento de su energía eléctrica. x. Costo de Producción: Costo de la energía eléctrica que considera el Costo de Oportunidad de instalaciones eléctricas, y el Costo Variable de otras unidades de generación en los términos señalados en el presente reglamento.”.
2	Hidroeléctrica San Andrés SpA	Artículo 18.-	Incluir Pequeños Medios de Generación conectados en transmisión en el primer inciso	"A los Pequeños Medios de Generación, conectados en redes de DIstribución o en el sistema de transmisión, les serán aplicables las disposiciones establecidas..."
3	Hidroeléctrica San Andrés SpA	Artículo 34.-	Incluir impacto sobre la operación económica	"Sin perjuicio de lo establecido en los artículos anteriores, en caso de que la salida de la respectiva instalación ponga en riesgo la seguridad del sistema y/o la operación económica, y previo informe de seguridad del Coordinador, la Comisión podrá prorrogar hasta por 12 meses el plazo de retiro informado o autorizado"
4	Hidroeléctrica San Andrés SpA	Artículo 35.-	Incluir también el impacto sobre la operación económica en el informe de seguridad del CEN	"El informe de seguridad elaborado por el Coordinador, deberá evaluar y pronunciarse fundadamente respecto a la afectación de los objetivos establecidos en el artículo 72°-1 de la Ley, considerando, al menos, el impacto en la seguridad de abastecimiento y la provisión de Servicios Complementarios, el impacto sobre la operación económica de las instalaciones, así como también analizar la respuesta del sistema frente a situaciones operacionales particulares..."
5	Hidroeléctrica San Andrés SpA	Artículo 35 Bis.-	Se debe propender a evitar despachos forzados de centrales proximas a retirarse del servicio, para consumir forzadamente su insumo primario, para alterar el costo marginal en favor de una posición comercial.	"Previo al retiro de una central generadora, el Coordinador podrá aplicar condiciones especiales de operación para propender al uso eficiente de los recursos primarios de generación, conforme a lo que disponga la norma técnica respectiva, con el objetivo de resguardar la seguridad y la operación económica del sistema eléctrico. Esta condición especial de operación en ningún caso podrá significar alterar el costo marginal del sistema."
6	Hidroeléctrica San Andrés SpA	Artículo 36.-	Se solicita modificar la palabra "optimización" sobre las centrales con autodespacho, puesto que en rigor no forman parte de la optimización que realiza al CEN, al tener precisamente el derecho a autodespacharse según el DS88	"...Adicionalmente, el Coordinador deberá monitorear y eventualmente modificar los niveles de generación de las instalaciones bajo el régimen de Autodespacho, con ocasión de la aplicación de lo establecido en el artículo 45 bis del presente reglamento."
7	Hidroeléctrica San Andrés SpA	Artículo 37.-	Se solicita modificar el artículo de manera de considerar a las centrales que poseen capacidad de regulación, de manera de no limitar la definición de "larga duración" a sólo almacenamiento.	"En la programación de la operación, el Coordinador deberá calcular y utilizar el costo Costo de oportunidad Oportunidad de la energía gestionable, que minimice el costo presente y el costo futuro esperado de operación y falla del sistema eléctrico, de aquellas instalaciones que posean capacidad de regulación o almacenamiento. Para ello deberá categorizar aquellas instalaciones cuya capacidad de regulación o almacenamiento individual implique un impacto de larga duración relevante sobre la operación del sistema eléctrico, conforme lo señale la respectiva norma técnica., considerando al menos las siguientes características de las instalaciones: a. Capacidad de gestión de energía almacenada; b. Capacidad de regulación de centrales con capacidad de regulación. c. Capacidad de almacenamiento de energía; d. Potencia nominal de las componentes de almacenamiento, y generación en los casos que corresponda; e. Estadísticas y pronósticos de energía afluente, en los casos que corresponda; f. Vida útil y ciclo de carga/descarga de la componente de almacenamiento; y g. Impacto en la seguridad o eficiencia económica en el sistema eléctrico."
8	Hidroeléctrica San Andrés SpA	Artículo 45 bis.	Se solicita modificar este artículo de forma que la generación a limitar de PMGDs en la prorrata de generación sea sólo sobre los excedentes que se producen al invertirse los flujos hacia la subestación primaria de distribución. Limitar estrictamente la generación de los PMGDs implicaría obviar los beneficios de este tipo de tecnologías para el sistema eléctrico, bajo la cual se incentivó su instalación, tales como, la generación distribuida, la disminución de pérdidas y la seguridad del suministro, al tener generación cercana a los centros de consumo residencial/comercial. Adicionalmente, propender a que exista una coexistencia armónica con lo establecido en el artículo 102° del DS88, asociado a limitaciones de PMGDs por razones de seguridad.	"Especificamente, para las instalaciones conectadas a la red de transmisión que no operen con autodespacho, dicho prorrateo deberá realizarse utilizando como criterio la disponibilidad de generación eléctrica pronosticada. Por su parte, para las instalaciones que operen con Autodespacho , que estén conectadas a la red de distribución, el ajuste será determinado por el Coordinador para el conjunto de instalaciones que operen dentro de una misma subestación primaria de distribución, agregando a la prorrata de generación a limitar, los excedentes de generación que se produzcan al invertirse los flujos de potencia hacia la subestación primaria de distribución, siempre y cuando dicha limitación no implique una condición mas gravosa si se aplica de forma simultánea lo establecido en el artículo 102° del DS88, y al mismo tiempo, no se comprometa la seguridad local de la red de distribución. Para los pequeños medios de generación que operen con autodespacho, conectados a instalaciones de transmisión, el ajuste será determinado según su disponibilidad de generación eléctrica pronosticada o, en su defecto, de acuerdo con su potencia nominal ."
9	Hidroeléctrica San Andrés SpA	Artículo 116 quáter.-	Se solicita agregar que los retiros de los SGC también poseen un retiro de potencia asociado, conforme al DS62	"Todos los retiros del sistema que realice el SGC a través de su punto de conexión, estarán sujetos a los cargos asociados a clientes finales y al cálculo de retiros de potencia establecido en el DS62."
10	Hidroeléctrica San Andrés SpA	Artículo 117.-	Explicitar que los automatismos del literal j. podrán estár orientados a optimizar la operación económica	"j. Implementar esquemas automáticos de control, comunicación y monitoreo necesarios para la coordinación del sistema eléctrico automático que optimicen la operación económica del sistema eléctrico, resguardando la operación segura del sistema eléctrico;."
11	Hidroeléctrica San Andrés SpA	Artículo 117 bis.-	Explicitar que los PMGD/PMGs con regimen de autodespacho quedarán excluidos de la obligación de implementar el despacho automático, sin perjuicio que por razones de seguridad del sistema el CEN podrá instruir su implementación	"Por su parte, los Coordinados deberán implementar en sus instalaciones los esquemas automáticos de control y despacho necesarios para la aplicación de lo dispuesto en el inciso primero, en los términos que disponga la norma técnica. Adicionalmente, deberán comunicar la señal de disponibilidad de generación eléctrica en el sistema de información en tiempo real, en los términos dispuestos en el literal i de la letra c) del artículo 67 del presente reglamento, y en la respectiva norma técnica. Los Coordinados titulares de pequeños medios de generación que operen con autodespacho quedarán exentos de implementar dichos esquemas, sin perjuicio de que el Coordinador podrá instruir su implementación, por razones fundadas de seguridad del sistema eléctrico."
12	Hidroeléctrica San Andrés SpA	Artículo 117 bis.-	Pareciera exceder las facultades del CEN, solicitar expresamente sanciones de la SEC ante incumplimientos en el funcionamiento del despacho automático de los Coordinados. Se propone modificar la redacción de este inciso.	"El Coordinador deberá informar, a lo menos, semestralmente a la Superintendencia los incumplimientos que verifique de las obligaciones establecidas en el inciso anterior, debiendo ésta en función del mérito del cumplimiento de las obligaciones de los Coordinados, dar inicio a una investigación y eventualmente sancionar a quienes corresponda de acuerdo con lo establecido en la Ley N°18.410, que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles."

13	Hidroeléctrica San Andrés SpA	Artículo 126.-	En vista de que en la práctica se han observado situaciones donde las empresas distribuidoras no envían correctamente las instrucciones de reducción de generación por aplicación del art. 102° del DS88 a los PMGDs, asi como también, que algunos PMGDs no las acatan, se solicita dejar expresamente la obligación al CEN de monitorear esta situación y reemitir los antecedentes respectivos a la Superintendencia.	"... Será la empresa distribuidora correspondiente la encargada de comunicar a las instalaciones conectadas a su red, del ajuste calculado por el Coordinador, de acuerdo con los criterios establecidos en el Decreto Supremo Nº 88, de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala, o aquel que lo reemplace. El Coordinador deberá monitorear que el ajuste instruido por las empresas distribuidoras cumplan con los requerimientos del presente artículo, para lo cual, verificará que las instrucciones respectivas se hayan emitido en tiempo y forma y que las empresas coordinadas las hayan acatado correctamente, reemitiendo un informe mensual de cumplimiento a la Superintendencia."
14	Hidroeléctrica San Andrés SpA	Artículo 126.-	En los casos que los Coordinados no acaten las instrucciones de reducción de generación, se deberan ajustar dichas diferencias de forma valorizada de forma expost, entre los actores que no acataron las instrucciones y los que si lo realizaron. Lo anterior, sin perjuicio de eventuales sanciones de la Superintendencia. Se propone un último parráfo al artículo.	"Mientras el Coordinador no tenga implementado el despacho automático señalado en el artículo 117 bis del presente reglamento, y/o en los casos en que los Coordinados no acaten de forma completa las instrucciones de reducción de generación, asociadas a la prorrata señalada, el Coordinador deberá valorizar y liquidar las diferencias entre los actores que no acataron las instrucciones y aquellos que sí, resultando de ello una compensación económica de los primeros hacia los segundos, por aquella parte de la energía que no fue reducida según lo instruido por el Coordinador. Lo anterior sin perjuicio, de eventuales sanciones de la Superintendencia."
15	Hidroeléctrica San Andrés SpA	Artículo 143.-	En el art. 143 bis, se debe incluir los contratos con clientes libres en distribución, ya que no existe motivo en laregulación para realizar una discriminación entre cliente libre conectado en transmisión y en distribución	""El término anticipado de un contrato de suministro entre un suministrador y un Cliente Libre podrá ser informado al Coordinador por el cliente o el suministrador, o ambos, a más tardar, al tercer día hábil siguiente..."
16	Hidroeléctrica San Andrés SpA	Artículo 156.-	Incorporar el balance de potencia, se observa que podría complejizar aun mas el cálculo. En subsidio, proponemos agregar un factor de seguridad del 10% al desbalance que determine el CEN, como la suma de los 3 peores meses de los actores deficitarios.	"...Para ello, deberá efectuar una proyección de la operación del sistema eléctrico y determinar, para cada empresa, la diferencia entre inyecciones y retiros, considerando los contratos de compraventa entre Empresas Generadoras o titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía que den cuenta de inyecciones y retiros físicos, valorizados para cada período de facturación del año siguiente. El monto se determinará como la suma aumentada en un 10% de (i) los tres meses en que la empresa se encuentre con mayor déficit coincidente entre la valorización a costo marginal de su generación en la barra de inyección y los retiros esperados destinados a abastecer a sus contratos de suministro incluidos los contratos de compraventa antes señalados. La norma técnica determinará las características de la proyección de la operación del sistema eléctrico señalada en el inciso primero, la cual deberá considerar, al menos, tres escenarios hidrológicos, húmedo, medio y seco. Los tres meses que se seleccionen deberán corresponder al del escenario con mayor déficit para la empresa en análisis."
17	Hidroeléctrica San Andrés SpA	Artículo 162.-	Se propone mejorar la redacción del literal b., puesto que en el art. 135° quinquies no hace referencia expresa a qué hacer con el suministro a clientes regulados por un suministrador que se le haya ejecutado su garantía.	"b. En el caso de clientes regulados, se procederá conforme a lo establecido en la Ley, en cuanto a la transferencia de excedentes por parte de empresas distribuidoras, según lo señalado en el artículo 135º quáter de la Ley, o en su defecto, a la necesidad de realizar licitaciones de corto plazo, según lo señalado en el artículo 135º quinquies de la Ley."
18	Hidroeléctrica San Andrés SpA	Artículo primero transitorio.-	En base a la experiencia internacional en la implementación de herramientas de despacho automático en diferentes ISOs, se observa que los tiempos de implementación no son inferiores en promedio a 5 años (PJM, CAISO, ERCOT, AEMO, etc.), razón por la cual, un tiempo de implementación de 3 años pareciera ser un plazo muy exiguo. Adicionalmente, es de publico conocimiento las brechas tecnologicas que tiene actualmente el Coordinador, en cuanto a herramientas y plataformas robustas para la coordinación del mercado, asi como también, algunas brechas actuales en su sistema SCADA, particularmente la tasa de cumplimiento de los coordinados está muy por debajo del estandar de la NTSyCS (acá ver informes del 1-14 de la NTSyCS). Dicho lo anterior, este artículo transitorio debiese contemplar un período mas amplio de implementación y por fases, donde en las primeras fases se cierren las brechas tecnológicas y de cumplimiento actuales y en la última fase se proceda a la implementación del despacho automático.	"El Coordinador contará con 72 meses contados desde la publicación del presente decreto en el Diario Oficial para implementar y operar las herramientas automáticas de despacho a las que se refiere el artículo 117 bis del presente reglamento. Para la implementación, en un plazo no superior a 6 meses, el Coordinador deberá presentar un plan de trabajo por fases, el cual deberá incluir al menos una identificación de las brechas actuales, tanto propias como de las empresas Coordinadas, para la implementación de la herramienta solicitada, los planes de acción para el cierre de dichas brechas, un período de marcha blanca de 12 meses, para finalmente implementar el despacho automático en comento. En tanto dichas herramientas no sean implementadas, el Coordinador deberá considerar las reglas contenidas en el Capítulo 8 del Título III del Decreto Supremo N°125, de 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba el reglamento de la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional. Por su parte, los Coordinados contarán con 36 meses contados desde la notificación por parte del Coordinador, coincidente con la fase final de implementación del plan de trabajo del Coordinador, para implementar los esquemas de control automático a los que se refiere el artículo 117 bis del presente reglamento.."
19	Hidroeléctrica San Andrés SpA	Artículo tercero transitorio.-	Se solicita incluir en el artículo que la instrucción de reducción por prorrata de generación sobre centrales PMGDs o PMGs, se realice desde el término del período transitorio del artículo 2° transitorio del DS88. Lo anterior, debido a que actualmente gran parte de proyectos PMGDs/PMGs se encuentran bajo estructuras de financimiento bancario tipo Project Finance, o bajo esquemas de refinanciamiento de los activos, tomados bajo reglas claras, conocidas y estables, las cuales son diametralmente distintas a las propuestas en el presente reglamento. Una aplicación inmediata de lo propuesto en el presente reglamento por aplicación de la prrorrata de generación supondría una situación extremadamente compleja para dichas centrales, arriesgando situaciones de insolvencia, comprometiendo de esta forma el aporte de este tipo de centrales para la transición energética y la disponibilidad de generación mas cercana a los centros de consumo urbano.	"Las instalaciones que operen con Autodespacho conectadas a la red de distribución, o los pequeños medios de generación conectados a redes de transmisión que operen con Autodespacho, serán consideradas en el ajuste al que refiere el inciso tercero del artículo 126 del presente reglamento, una vez expire el período del artículo 2° transitorio del DS88, esto es, 165 meses desde la publicación de dicho decreto en el Diario Oficial. En el intertanto, las empresas distribuidoras deberan adecuar sus sistemas de monitoreo y comunicación necesarios para la aplicación del inciso tercero del artículo 126 del presente reglamento, en un período máximo de 24 meses contados desde la publicación del presente decreto en el Diario Oficial. Lo dispuesto en el artículo 126 del presente reglamento será aplicable a las instalaciones que operen con Autodespacho conectadas a la red de distribución o los pequeños medios de generación conectados a redes de transmisión que operen con Autodespacho, independientemente de la implementación de la herramienta automática a la que se refiere el artículo 117 bis del presente reglamento, en los términos establecidos en el inciso tercero del artículo 126 del presente reglamento. "
21	Hidroeléctrica San Andrés SpA	Otros	Es necesaria una definición mas precisa del concepto "larga duración" en el artículo 37, dado que "impacto relevante" es un termino poco concreto que se puede prestar para interpretación.	0
1	Grupo SAESA	Artículo 2.-	No se aprecia diferencia en la definición en b) y bb). En el fondo en ambos casos se trata de procesos productivos, explotan centtrales generadoras que pueden abastecer los consumos internos, que pueden inyectar sus excedentes de energía y se concectan al sistema a través de un único punto de conexión En SGC se indica mediante medios de generación renovables, pero en Autoproductor no se excluye esa tecnología.	Para los efectos de la aplicación de las disposiciones establecidas en el presente reglamento, se entenderá por: ... b. Autoproductor: Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien explote a cualquier título centrales generadoras, cuya generación de energía eléctrica ocurra como resultado de abastecer los consumos asociados a procesos productivos propios, en el mismo punto de conexión a la red, y que puedan presentar excedentes de energía a ser inyectados al sistema eléctrico. ... "bb. Sistema Generación-Consumo o SGC: Sistema formado por toda infraestructura productiva destinada a fines tales como la producción de hidrógeno o la desalinización del agua, con capacidad de generación propia, mediante medios de generación renovables, que se conecta al sistema eléctrico a través de un único punto de conexión y que puede retirar energía del sistema eléctrico a través de un suministrador o inyectarle sus Excedentes.". ...
2	Grupo SAESA	Artículo 2.-	Se solicita definición	Definir o diferenciar: - Sistema de almacenamiento de larga duración (REF.: Art. 108 bis) - Sistemas de almancenamiento de corta duración
3	Grupo SAESA	Artículo 12.-	Se debe incoporar la referencia al reglamento que fijará las condiciones para que las ED realicen estas actividades y su respectiva remuneración.	No obstante lo señalado en el inciso precedente, todo lo relativo a la operación en tiempo real de las instalaciones de distribución será efectuado por la respectiva Empresa Distribuidora. El Decreto Supremo N°88, de 2019, del Ministerio de Energía, que Aprueba Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala, o aquel que lo reemplace, fijará las condiciones para dichas actividades.
4	Grupo SAESA	Artículo 19.-	Como se señala en el literal c), se deben realizar estimaciones en los plazos. Se interpreta que se está tratando a los proyectos de manera idealizada. En general un proyecto, puro del punto de vista técnico, debiese estar resuelto en 2 años, sin embargo, las acciones externas que involucran a privados u organismos multisectoriales lo llevan a situaciones no siempre faciles de gestionar y controlar, incluso a eventos de fuerza mayor sobre todo cuando se trata de escenarios geopolíticos.	Para los efectos de lo dispuesto en el artículo 17 del presente reglamento, los propietarios u operadores de las instalaciones señaladas, deberán presentar a la Comisión una solicitud de declaración en construcción de la instalación respectiva. Para efectos de lo anterior, los titulares de las señaladas nuevas instalaciones deberán ingresar su solicitud por medio de la plataforma electrónica que la Comisión disponga para tales efectos, en el formato que esta determine, acompañando lo siguiente, según corresponda: ... c. Cronograma acorde a la tecnología, características, la capacidad del proyecto en el que se especifique, al menos, la fecha de inicio de construcción del proyecto en terreno, la fecha en que se alcanzará el 50% y 75% de avance de la obra y la fecha estimada de interconexión y entrada en operación. La fecha de inicio de construcción no podrá exceder el plazo de un año desde la presentación de la solicitud a la que se refiere el presente artículo. En casos calificados, en atención a la tecnología y capacidad del respectivo proyecto, a las complejidades externas a los aspectos técnicos del proyecto, las gestiones externas tanto privadas como multisectoriales y geopolíticas u otros criterios que fundadamente determine la Comisión, a través de la resolución a la que se refiere el penúltimo inciso del presente artículo, podrá autorizar un mayor plazo para dicho hito, que en ningún caso podrá superar los dos años; ...

5	Grupo SAESA	Artículo 19.-	En vínculo con el literal c) del presente artículo y en consistencia con nuestra obervación anterior, al tratarse de proyectos de líneas de transmisión que opten por el mecanismo de concesión de los permisos de paso, este solo proceso tarda alrededor de 2 años	Para los efectos de lo dispuesto en el artículo 17 del presente reglamento, los propietarios u operadores de las instalaciones señaladas, deberán presentar a la Comisión una solicitud de declaración en construcción de la instalación respectiva. Para efectos de lo anterior, los titulares de las señaladas nuevas instalaciones deberán ingresar su solicitud por medio de la plataforma electrónica que la Comisión disponga para tales efectos, en el formato que esta determine, acompañando lo siguiente, según corresponda: ... h. Título habilitante para usar el o los terrenos en los cuales se ubicarán o construirán las instalaciones del proyecto, sea en calidad de propietario, usufructuario, arrendatario, concesionario o titular de servidumbres, o el contrato de promesa relativo a la tenencia, uso, goce o disposición del terreno que lo habilite para desarrollar el proyecto; ...
6	Grupo SAESA	Artículo 19.-	Dependiendo de la observación de CNE, algunas acciones requieren de más plazo considerando que una parte de la información debe ser proporcionada por terceros involucrados	Para los efectos de lo dispuesto en el artículo 17 del presente reglamento, los propietarios u operadores de las instalaciones señaladas, deberán presentar a la Comisión una solicitud de declaración en construcción de la instalación respectiva. Para efectos de lo anterior, los titulares de las señaladas nuevas instalaciones deberán ingresar su solicitud por medio de la plataforma electrónica que la Comisión disponga para tales efectos, en el formato que esta determine, acompañando lo siguiente, según corresponda: ... La Comisión podrá formular observaciones a la solicitud de declaración en construcción presentada, las cuales deberán ser subsanadas por el titular dentro de un plazo máximo de quince treinta (30) días contados desde la notificación de las observaciones respectiva por medio de la plataforma electrónica dispuesta al efecto. En caso de que el titular no dé respuesta a las observaciones en el plazo señalado, o los antecedentes presentados resulten insuficientes según lo exigido por la normativa vigente, la Comisión rechazará la solicitud mediante resolución, poniendo fin al procedimiento. El rechazo de una solicitud no inhabilitará al titular para presentar una nueva solicitud de declaración en construcción. ...
7	Grupo SAESA	Artículo 19.-	Se debería incluir un nuevo literal, para la aprobación de la ED, en caso de conexión en Sistemas de Distribución.	k. En caso de que la conexión se realice en Sistemas de Distribución, se deberá acompañar el Informe de Criterios de Conexión (ICC) del proyecto.
8	Grupo SAESA	Artículo 26.-	Hay que diferenciar los motivos o causas de un atraso, que puede deberse a situaciones fácilmente demostrables de aquellas más complejas donde resulta adecuado contar con consultor independiente. El proyecto debe ser eficiente en todos sus ámbitos.	Los titulares de estas instalaciones deberán cumplir cabalmente los plazos y fechas de interconexión informados. Todo atraso o prórroga en los mismos deberá informarse al Coordinador y deberá estar debidamente justificado por un informe, en casos más complejos, de un consultor independiente contratado al efecto, el que podrá ser auditado por el Coordinador. No obstante, en casos calificados y previo informe del Coordinador, la Comisión podrá eximir del cumplimiento de los plazos señalados en el inciso anterior. El referido informe del Coordinador deberá resguardar que se cumplan los principios establecidos en el artículo 72º-1 de la Ley y las exigencias establecidas en la norma técnica relativas al proceso de interconexión.
9	Grupo SAESA	Artículo 27.-	Lo normal es que en los proyectos de transmisión se realizan las pruebas y despues se interconecta al sistema, en cambio en los proyectos de generación primero se energiza y luego se da inicio a una seria de pruebas. En ese sentido, debe reconocerse que existe una operatibilidad distinta en el proceso de conexión al sistema. El alcance del art. se ajusta a los proyectos de Generación, sin embargo, en transmisión después de tanta exigencia en los plazos constructivos la etapa de puesta en servicio debe considerar el término de la obra, comprobada con un comisionamiento o auditoría. Ello debido a que no se debe condicionar la autorización para la energización por parte del Coordinador, lo que por razones sistémicas u otras razones puede demorar meses en ser autorizadas.	En proyectos de generación, se entenderá como etapa de puesta en servicio aquella que se inicia con la interconexión y energización de la respectiva instalación, previa autorización del Coordinador y hasta el término de las respectivas pruebas. En el caso de transmisión, se entenderá como etapa de puesta en servicio aquella que se inicia con la primera energización hasta la recepción para la explotación del Coordinador, y en caso de no existir desconexiones para su interconexión hasta la declaración certificada que la obra se encuentra disponible para la operación. Sólo podrán iniciar su puesta en servicio, aquellas instalaciones que hayan sido declaradas en construcción por la Comisión y que cuenten con la respectiva autorización por parte del Coordinador para energizar dichas instalaciones. Desde el inicio de la etapa de puesta en servicio, el titular o quien explote las respectivas instalaciones, adquiere la calidad de Coordinado
10	Grupo SAESA	Artículo 28.-	No se ve equilibrio en cuanto al cumplimiento de los plazos. Por una parte si hay un retraso en plazos el Coordinador debe notificar a la Superintendencia, lo que se considera correcto, sin embargo, si una obra en transmisión se encuentra terminada y no se puede conectar por razones atendibles del Coordinador, ¿por qué debe asumir el responsable del proyecto las pérdidas que esto conlleva?. Del momento que la obra se encuentra certificadamente apta para energizar, se debiese considerar como una instalación disponible para el servicio al sistema.	De manera previa a la puesta en servicio de un proyecto y en conformidad a lo establecido en la norma técnica, el interesado deberá acordar con el Coordinador un cronograma de puesta en servicio en el que se establecerán las actividades a realizar y los plazos asociados a dichas actividades. Cualquier modificación de dichos plazos deberá ser comunicada al Coordinador quien podrá aprobar o rechazar justificadamente dicha modificación. Todo incumplimiento en los plazos establecidos para el período de puesta en servicio deberá ser comunicado por el Coordinador a la Superintendencia pudiendo aplicarse las sanciones que correspondan. Del mismo modo, cuando la obra se encuentre declaradamente terminada, el Coordinador comunicará a la Superintendencia su situación, la que se encontrará en estado de espera hasta que exista la condición sistémica o de espera de proyectos de terceros para su interconexión. Asimismo, deberá comunicar al Coordinador el cumplimiento de las exigencias establecidas en el artículo 16 del presente reglamento, acompañando los antecedentes pertinentes.
11	Grupo SAESA	Artículo 29 bis.-	Se presenta una facultad de revocación por acciones del desarrollador del proyecto, sea esto por no cumplimiento en el avance o por cambios significativos en la configuración del proyecto. Sin embargo, no se aborda que el proyecto pueda encontarse en esas situaciones por razones de fuerza mayor. El tal caso, también debería considerarse el caso que la revocación de un proyecto global sea el mejor camino ante dificultades mayores y que la alternativa es abrir declaraciones en construcción desagregadas, sobre todo cuando las partes de un proyecto puedan aportar de manera independiente a la seguridad, flexibilidad o capacidad de manera independiente.	La Comisión podrá revocar la declaración en construcción de una instalación si concurre alguna de las siguientes circunstancias: 1.Incumplimiento sin causa justificada del hito de 'inicio de construcción' dentro de los plazos máximos establecidos en el literal c) del artículo 19 del presente reglamento; 2.Incumplimiento de los hitos o avances del cronograma de obras sin causa justificada; y 3.Cambios significativos al proyecto que impliquen una nueva declaración en construcción; Se entenderá por cambio significativo todas aquellas modificaciones relevantes en las características técnicas de un proyecto, tales como el aumento o disminución de la potencia instalada del proyecto, el cambio de tecnología de alguno de los equipos que serán parte de la instalación, la incorporación de un nuevo equipo o la eliminación de alguno respecto de lo declarado inicialmente, la modificación del trazado original de la línea de transmisión, entre otros. Asimismo, la Comisión podrá revocar la declaración en construcción de una instalación cuando alguna de las autorizaciones, permisos, títulos, y demás antecedentes señalados en el artículo 19 del presente reglamento, sean revocados, caducados o dejen de tener vigencia, según corresponda. Las instalaciones cuya declaración en construcción haya sido revocada por la Comisión serán excluidas de la resolución mensual a que hace referencia el artículo 21 del presente reglamento.”. En caso que existan razones de caso fortuito que no pueden ser abordados por el desarrollador, la Comisión podrá emitir la declaración en construcción de manera desagregada, sobre todo considerando que alguna de las partes del proyecto pueda aportar en seguridad, flexibilidad o capacidad de manera independiente.

12	Grupo SAESA	Artículo 29 bis.-	En el punto 3: Cambios Significativos al proyecto que impliquen una nueva declaración en construcción, en el caso de transmisión cambiar la tecnología de un equipo (por ejemplo de encapsulamiento en aire - AIS- a encapsulamiento en gas -GIS) es una determinación o eficiencia propia del proyecto que no debería requerir otra declaración en construcción. Por ende se sugiere acotar qué se entiende por cambios significativos de modo de dar flexibilidad al desarrollo de un proyecto y no generar más gestion de permisos lo actual.	Artículo 29 bis.- La Comisión podrá revocar la declaración en construcción de una instalación si concurre alguna de las siguientes circunstancias: 1. Incumplimiento sin causa justificada del hito de 'inicio de construcción' dentro de los plazos máximos establecidos en el literal c) del artículo 19 del presente reglamento; 2. Incumplimiento de los hitos o avances del cronograma de obras sin causa justificada; y 3. Cambios significativos al proyecto que impliquen una nueva declaración en construcción; Se entenderá por cambio significativo todas aquellas modificaciones relevantes en las características técnicas de un proyecto, tales como el aumento o disminución de la potencia instalada del proyecto de generación o consumo, el cambio de tecnología de generación de alguno de los equipos que serán parte de la instalación, la incorporación de un nuevo equipo o la eliminación de alguno respecto de lo declarado inicialmente, la modificación del trazado original de la línea de transmisión, entre otros.
13	Grupo SAESA	Artículo 30.-	Se visualiza un sesgo en la forma de tratar los proyectos de transmisión respecto de los de generación. Las instalaciones de transmisión del momento en que son energizadas y entregadas a la explotación del Coordinador, comienzan a aportar al sistema, y dado que desde ese momento los propietarios entran en una fase operativa con los costos y riesgos que esto conlleva, se considera apropiado y prudente que perciban algunos ingresos a partir de esa instancia.	Sólo las Las instalaciones de generación que se encuentren en operación, tendrán derecho a participar en las transferencias de potencia. Las inyecciones de energía en la etapa de puesta en servicio, se remunerarán por las normas generales de transferencias. Sin perjuicio de lo anterior, las unidades de generación que se encuentren en etapa de puesta en servicio no determinarán el costo marginal del sistema, ni deberán considerarse para la repartición de ingresos por potencia. Las instalaciones de transmisión tendrán derecho a participar en los ingresos tarifarios desde el momento que son entregadas a la explotación por parte del Coordinador. Las empresas propietarias a partir de ese momento están sujetas a las exigencias normativas y a los costos que esto representa. Del mismo modo, si parte de un proyecto mayor es entregado a la explotación para aportar en flexibilidad operacional, seguridad, capacidad, la fracción utilizada tendrá derecho a participar de los ingresos tarifarios a partir de ese momento.
14	Grupo SESA	Artículo 31.-	ok	0
15	Grupo SAESA	Artículo 32.-	El carácter de servicio público, que sustentan las instalaciones, no debe ir en desmedro de los propietarios.	Tratándose de instalaciones del sistema de transmisión nacional, zonal y para polos de desarrollo, su retiro, modificación relevante, desconexión, o cese de operaciones sin que éste obedezca a fallas o mantenimientos programados, además de cumplir con la obligación y el plazo señalado en el artículo anterior, deberá ser autorizado previamente por la Comisión, previo informe de seguridad del Coordinador. En estos casos, la Comisión podrá negar el retiro, modificación relevante, desconexión, o cese de operaciones, basado en el carácter de servicio público de los servicios que sustentan dichas instalaciones. La Comisión deberá garantizar que que la negación o postergación del retiro no represente perjuicio económico para el Coordinado.
16	Grupo SAESA	Artículo 33.-	Se puede simplificar. El Coordinado deberá presentar a la Comisión la solcitud de exención, con un anexo donde se prresente la propuesta de programa de retiro acompañando los antecedentes que lo fundamenten. En ésta comunicación se deberá mantener en copia al Coordinador.	... Para efectos de lo señalado en el inciso anterior, el Coordinado respectivo deberá presentar a la Comisión una solicitud de exención de plazo, indicando las causas del retiro, modificación relevante, desconexión, o cese de operaciones sin que éste obedezca a fallas o mantenimientos programados, y los motivos por los cuales no le es posible cumplir con los plazos establecidos en el artículo 31 del presente reglamento. Adicionalmente, el Coordinado respectivo deberá enviar al Coordinador, con copia a la Comisión, una propuesta de programa de retiro consistente con la fecha de retiro informada a la Comisión, debiendo acompañar los antecedentes fundantes que correspondan. Tratándose de una solicitud de retiro el Coordinado deberá incluir un anexo, con la propuesta de programa de retiro acompañando los antecedentes que correspondan, con copia al Coordinador. ...
17	Grupo SAESA	Artículo 33.-	Se mal entiende. La empresa no puede dar cumplimiento a lo propuesto en el programa de retiro, dado que aún no cuenta con la autorización para sus efectos. Por otra parte, una vez que se apruebe, la forma de ejecutarla será a través de un proyecto simplificado de retiro quedando registrado en la plataforma de gestión de proyectos del Coordinador.	... La Comisión deberá emitir la resolución indicada en el inciso primero anterior, en un plazo no superior a sesenta días contados desde la recepción de la solicitud de exención de plazo. De todas formas, la Comisión deberá establecer en dicho acto administrativo si la empresa ha dado cumplimiento a lo propuesto en el programa de retiro o el plazo en que deberá acreditar la efectiva ejecución de lo comprometido en el referido programa. ...
18	Grupo SAESA	Artículo 44.-	Para cada escenario seleccionado, realizar cálculos de inercia del sistema para garantizar que se preserve la seguridad del sistema, según se señala en Art. 5 del presente reglamento	Agregar un inciso final del siguiente tenor: ... El modelo a considerar para la programación de la operación deberá determinar la inercia del sistema, ante los distintos escenarios seleccionados.
19	Grupo SESA	Artículo 35 bis.-	0	0
20	Grupo SESA	Artículo 36.-	0	0
21	Grupo SESA	Artículo 37.-	0	0
22	Grupo SESA	Artículo 38.-	0	0
23	Grupo SESA	Artículo 39.-	0	0
24	Grupo SESA	Artículo 40.-	0	0
25	Grupo SESA	Artículo 41.-	0	0
26	Grupo SESA	Artículo 42.-	0	0
27	Grupo SESA	Artículo 43.-	0	0
28	Grupo SESA	Artículo 45.-	0	0

29	Grupo SAESA	Artículo 45 bis.	Se incorpora la optimización de parte del coordinador de instalaciones bajo regimen de autodespacho, lo cual incluye PMGD's y sistemas de almacenamiento conectados en redes de distribución, no indicando las repercuciones en cuanto a la calidad de producto que se podrian provocar en distribución a causa de esta "optimización".	Artículo 45 bis.- En caso de que exista más de una instalación de generación con igual costo considerado en el listado de prioridad de colocación, y no hubiese capacidad de colocación suficiente para todas ellas, la generación de estas deberá ser prorrateada por el Coordinador hasta alcanzar la capacidad de colocación máxima considerando las características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas, de acuerdo con lo establecido en el artículo anterior. Para instalaciones conectadas a la red de transmisión, dicho prorrateo deberá realizarse utilizando como criterio la disponibilidad de generación eléctrica pronosticada, o la capacidad máxima de inyección, según corresponda, para las instalaciones conectadas a la red de transmisión en el caso de Sistemas de Almacenamiento de Energía. Por su parte, En el caso de para las centrales que operen con Autodespacho y se encuentren conectadas a la red de distribución, el ajuste será determinado por el Coordinador para el conjunto de instalaciones que operen dentro de una misma red de distribución, o parte de ella, según su disponibilidad de generación eléctrica pronosticada o, en su defecto, de acuerdo con su potencia nominal, siempre y cuando este ajuste no afecte los parámetros de calidad de producto de la red de distribución respectiva.
30	Grupo SESA	Artículo 46.-	0	0
31	Grupo SESA	Artículo 47.-	0	0
32	Grupo SESA	Artículo 48.-	0	0
33	Grupo SESA	Artículo 49.-	0	0
34	Grupo SESA	Artículo 50.-	0	0
35	Grupo SESA	Artículo 51.-	0	0
36	Grupo SESA	Artículo 52.-	0	0
37	Grupo SESA	Artículo 53.-	0	0
38	Grupo SESA	Artículo 54.-	0	0
39	Grupo SESA	Artículo 55.-	0	0
40	Grupo SESA	Artículo 56.-	0	0
41	Grupo SESA	Artículo 57.-	0	0
42	Grupo SESA	Artículo 58.-	0	0
43	Grupo SESA	Artículo 59.-	0	0
44	Grupo SESA	Artículo 60.-	0	0
45	Grupo SESA	Artículo 61.-	0	0
46	Grupo SESA	Artículo 62.-	0	0
47	Grupo SESA	Artículo 63.-	0	0
48	Grupo SESA	Artículo 64.-	0	0
49	Grupo SESA	Artículo 65.-	0	0
50	Grupo SESA	Artículo 66.-	0	0
51	Grupo SESA	Artículo 67.-	0	0
52	Grupo SESA	Artículo 68.-	0	0
53	Grupo SESA	Artículo 69.-	0	0
54	Grupo SESA	Artículo 70.-	0	0
55	Grupo SESA	Artículo 71.-	0	0
56	Grupo SESA	Artículo 72.-	0	0
57	Grupo SAESA	Artículo 57.-	Si bien se publica el resultado de la programación, se debería notificar a la ED por el literal (k)	Los resultados de la programación de la operación deberán publicarse en el sistema de información pública del Coordinador a que se refiere el artículo 72º-8 de la Ley. Además, el Coordinador deberá instruir y notificar a la Empresa Distribuidora respectiva los resultados del literal k.
58	Grupo SAESA	Artículo 73.-	Al incorporar sistemas de almacenamiento, se debe extender requerimientos a estos sobre D.S. 88	Artículo 73.- Para el caso de los Pequeños Medios de Generación Distribuida, Pequeños Medios de Generación y Sistemas de Almacenamiento de Energía les aplicarán las disposiciones establecidas en el citado Decreto Supremo Nº 88, de 2019, del Ministerio de Energía o aquel que lo reemplace.
59	Grupo SESA	Artículo 74.-	0	0

60	Grupo SESA	Artículo 75.-	0	0
61	Grupo SESA	Artículo 76.-	ok	0
62	Grupo SESA	Artículo 76 bis.-	ok	0
63	Grupo SESA	Artículo 77.-	ok	0
64	Grupo SESA	Artículo 78.-	ok	0
65	Grupo SAESA	Artículo 79.-	El Coordinador para poder efectuar su labor compromete a los actores los Coordinados del sistema, con un nivel de interacción que a algunos Coordinados los saca de sus principales objetivos fundamentales. Se considera que debe utilizar todas las medidas de transferencia económicas, que estan definidos para la transmisión, para los cambios de segmento, Clientes, Libres, PMG y PMGD, Generación renovable y Distribuidoras, lo cual le debiese proporcionar los resultados que se esperan, y mediante el uso de nuevas herramientas tecnológicas.	Para la elaboración de la proyección centralizada de demanda, el Coordinador deberá considerar, al menos, los siguientes aspectos: a. Información histórica de demanda; b. Información sobre generación en sistemas de distribución; c. Distintos tipos de clientes y sus patrones de consumo; y b. Información de medidas de transferencia económicas de Clientes Libres, Generación, Transmisión y en el caso de las Distribuidoras las medidas disponibles en barras de media tensión c. planes de incorporación o de aumento de potencia de grandes clientes d. Condiciones meteorológicas. e. Condiciones cívicas y sociales particulares. Asimismo, el Coordinador podrá realizar estudios para el desarrollo del proceso de proyección de demanda.
66	Grupo SAESA	Artículo 80.-	El Coordinador dispone de la información tanto de las Distribuidoras, con mediciones en barras, como de los Clientes Libres y PMGD ubicados en la red de distribución. Se considera de mayor relevancia que se informe de eventos especiales programados que puedan alterar las proyeccion es que efectué el Coordinador. Por ejemplo desconexiones por trabajos en Distribución, no operación de un cliuente libre en una fecha determinada, etc.	Las Empresas Distribuidoras, SGC y los Clientes Libres conectados directamente a instalaciones de transmisión deberán enviar sus proyecciones de demanda o Excedentes al Coordinador, según corresponda, en la forma y oportunidad que este determine. antecedentes de eventos que puedan producir alteraciones en la proyección de demanda y una estimación de su impacto en la demanda.
67	Grupo SAESA	Artículo 81.-	Según lo que se señala en el artículo 81, así como en los siguientes, 82 y 83, se interpreta como una distribución de la responsabilidad del Coordinador. La forma en que esta planteado se ve contrario a la eficiencia de la cual por mandato es responsable. "El Coordinador podrá disponer y operar directamente, a su costo, y responsabilidad, equipamiento que permita monitorear las variables relevantes...", debiese estar enfocado en que podrá obtener información de manera directa y remota, de los equipos de medida que requiere. El Coordinador deberá analizar las desviaciones de los resultados respecto de la operación real. Además, deberá destinar recursos para publicar reportes que den cuenta de las desviaciones. Considerando la cantidad de puntos de medida que requiere y la cantidad de Coordinados, se verá obligado a destinar recursos para analizar, interpretar, reportar, que a la postre se considera que desviarán la atención en tener un proceso automatizado, con criterios únicos y aplicación de modelos inteligentes. En suma, sería más efectivo que los Coordinados aporten notificaciones de eventos y trabajos programados	No obstante las obligaciones de los Coordinados respecto a disponer de equipamiento y del deber de información según lo dispuesto en el presente reglamento, el Coordinador podrá disponer y operar directamente, a su costo y responsabilidad, equipamiento que permita monitorear las variables relevantes que incidan en la elaboración de la proyección de demanda, de acuerdo a lo establecido en la norma técnica.
68	Grupo SAESA	Artículo 82.-	Según lo que se señala en el artículo 81, así como en los siguientes, 82 y 83, se interpreta como una distribución de la responsabilidad del Coordinador. La forma en que esta planteado se ve contrario a la eficiencia de la cual por mandato es responsable. "El Coordinador podrá disponer y operar directamente, a su costo, y responsabilidad, equipamiento que permita monitorear las variables relevantes...", debiese estar enfocado en que podrá obtener información de manera directa y remota, de los equipos de medida que requiere. El Coordinador deberá analizar las desviaciones de los resultados respecto de la operación real. Además, deberá destinar recursos para publicar reportes que den cuenta de las desviaciones. Considerando la cantidad de puntos de medida que requiere y la cantidad de Coordinados, se verá obligado a destinar recursos para analizar, interpretar, reportar, que a la postre se considera que desviarán la atención en tener un proceso automatizado, con criterios únicos y aplicación de modelos inteligentes. En suma, sería más efectivo que los Coordinados aporten notificaciones de eventos y trabajos programados	El Coordinador, en la oportunidad y forma que éste determine, podrá solicitar a los Coordinados, aclaraciones o mayores explicaciones de la información proporcionada así como de su impacto en la demanadarespecto a las desviaciones ocurridas entre los resultados de la operación real y la proyección de demanda informada."
69	Grupo SAESA	Artículo 83.-	Según lo que se señala en el artículo 81, así como en los siguientes, 82 y 83, se interpreta como una distribución de la responsabilidad del Coordinador. La forma en que esta planteado se ve contrario a la eficiencia de la cual por mandato es responsable. "El Coordinador podrá disponer y operar directamente, a su costo, y responsabilidad, equipamiento que permita monitorear las variables relevantes...", debiese estar enfocado en que podrá obtener información de manera directa y remota, de los equipos de medida que requiere. El Coordinador deberá analizar las desviaciones de los resultados respecto de la operación real. Además, deberá destinar recursos para publicar reportes que den cuenta de las desviaciones. Considerando la cantidad de puntos de medida que requiere y la cantidad de Coordinados, se verá obligado a destinar recursos para analizar, interpretar, reportar, que a la postre se considera que desviarán la atención en tener un proceso automatizado, con criterios únicos y aplicación de modelos inteligentes. En suma, sería más efectivo que los Coordinados aporten notificaciones de eventos y trabajos programados	El Coordinador deberá elaborar índices de desviaciones de las proyecciones de demanda, y deberá publicar reportes periódicos que den cuenta de estas las desviaciones respecto a la operación real, tanto de las proyecciones enviadas por los Coordinados, como de la elaborada por el Coordinador. La norma técnica definirá estándares respecto a desviaciones y calidad de información.
70	Grupo SESA	Artículo 84.-	0	0
71	Grupo SESA	Artículo 85.-	0	0
72	Grupo SESA	Artículo 86.-	0	0
73	Grupo SESA	Artículo 87.-	0	0
74	Grupo SESA	Artículo 88.-	0	0

75	Grupo SESA	Artículo 89.-	0	0
76	Grupo SESA	Artículo 90.-	0	0
77	Grupo SESA	Artículo 91.-	0	0
78	Grupo SESA	Artículo 92.-	0	0
79	Grupo SESA	Artículo 93.-	0	0
80	Grupo SESA	Artículo 94.-	0	0
81	Grupo SESA	Artículo 95.-	0	0
82	Grupo SESA	Artículo 96.-	0	0
83	Grupo SESA	Artículo 97.-	0	0
84	Grupo SESA	Artículo 100.-	0	0
85	Grupo SESA	Artículo 102.-	0	0
86	Grupo SESA	Artículo 103.-	0	0
87	Grupo SESA	Artículo 105.-	0	0
88	Grupo SESA	Artículo 108.-	0	0
89	Grupo SESA	Artículo 109.-	0	0
90	Grupo SESA	Artículo 110.-	0	0
91	Grupo SESA	Artículo 111.-	0	0
92	Grupo SESA	Artículo 112.-	0	0
93	Grupo SESA	Artículo 113.-	0	0
94	Grupo SESA	Artículo 114.-	0	0
95	Grupo SESA	Artículo 115.-	0	0
96	Grupo SESA	Artículo 116.-	0	0
97	Grupo SESA	Artículo 116 bis.-	0	0
98	Grupo SESA	Artículo 116 ter.-	0	0
99	Grupo SESA	Artículo 116 quáter.-	0	0
100	Grupo SESA	Artículo 116 quinquies.-	0	0
101	Grupo SESA	Artículo 116 sexies.	0	0
102	Grupo SESA	Artículo 116 septies.	0	0
103	Grupo SESA	Artículo 117.-	Se solicita formalizar esta instrucción	Instruir a la Empresa Distribuidora la operación conjunta de las instalaciones que operen con Autodespacho conectadas a redes de distribución, con ocasión de lo dispuesto en el artículo 126 del presente reglamento;
104	Grupo SAESA	Artículo 117.-	Se solicita formalizar la instrucción del literal p.	Instruir a la Empresa Distribuidora la operación conjunta de las instalaciones que operen con Autodespacho conectadas a redes de distribución, con ocasión de lo dispuesto en el artículo 126 del presente reglamento;
105	Grupo SAESA	Artículo 143.-	Se le otorga a los sistemas de almacenamiento, la posibilidad de comercializar energía, no especificando que tipo de peajes debe pagar al momento de retiro de esta energía.	Artículo 143.- Las Empresas Generadoras o titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía tendrán derecho a vender la energía que inyecten al sistema eléctrico al costo marginal determinado por el Coordinador. Además los sistemas de almacenamiento deben cumplir con el pago de peajes respetivo en caso de conectarse en distribución repetando lo indicado en art. 73 del presente decreto.
106	Grupo SAESA	Artículo 143.-	¿Quién se hace cargo del retiros del periodo mientras se espera el pronunciamiento del cliente (15 días) a que se refiere el inciso cuarto del art. 143?.	Inciso cuarto del Art. 143 Bis. Si, dentro de los 15 días a los que se hace referencia en el inciso precedente, la contraparte no se pronunciase respecto al término anticipado del contrato, el Coordinador deberá informar, en un plazo de 5 días hábiles, el término del contrato al Cliente Libre, de manera que este informe si cambiará de empresa suministradora y los antecedentes de esta nueva contratación.

107	Grupo SAESA	Artículo 159.-	Se solicita considerar también el término de constratos para tener en cuenta casos reales.	El Coordinador actualizará el monto de las garantías en caso de verificar cambios relevantes en las condiciones o instalaciones del sistema, tales como fallas o mantenimiento de unidades generadoras, Sistemas de Almacenamiento de Energía o instalaciones de demanda, modificación de la disponibilidad de los insumos para generación, cambios topológicos en las redes de transmisión, modificación de contratos de suministro, entre otros. Asimismo, deberá actualizar el monto de las garantías que debe presentar cualquier Empresa Generadora o titular de un Sistema de Almacenamiento de Energía que informe un nuevo contrato o el término de un contrato destinado a abastecer a clientes finales, no tenido a la vista al efectuar el cálculo señalado en los artículos anteriores. El Coordinador deberá solicitar a las Empresas Generadoras o titular de un Sistema de Almacenamiento de Energía, cumplir con lo anteriormente señalado antes del inicio del suministro. En caso que la señalada actualización implique una disminución o aumento en los montos el Coordinador deberá adoptar las medidas que estime necesarias.
108	Grupo SAESA	Artículo 167.-	Se solicita incorporar la presición que se propone para el texto.	La energía generada por aquellas unidades de generación que se encuentren operando en niveles de mínimo técnico por instrucción del Coordinador, deberá ser valorizada a costo marginal. En caso que éstas operen fuera de Orden Económico, con un costo variable superior al costo marginal, deberán ser retribuidas económicamente en sus Costos Variables no cubiertos, por las Empresas Generadoras o titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía que realicen retiros para dar suministro a clientes finales, sean éstos libres o regulados, a prorrata de sus retiros físicos de energía.
109	Grupo SAESA	Artículo 169.-	Se solicita incorporar la presición que se propone para el texto.	La energía generada por aquellas unidades de generación que se encuentren operando en su etapa de puesta en servicio deberá ser valorizada a costo marginal. El valor del Costo de Producción de energía eléctrica de estas unidades no será considerado en la determinación del costo marginal del sistema. Asimismo, la energía inyectada por las unidades de generación que sean convocadas al despacho exclusivamente para operar como respaldo de otras unidades que se encuentren en pruebas, deberá ser valorizada a costo marginal, y en caso que éstas hayan operado fuera de Orden Económico, con un costo variable superior al costo marginal, deberán ser retribuidas económicamente, por la diferencia entre su Costo Variable y el costo marginal, por la Empresa Generadora responsable de la unidad que realiza las pruebas. Si por instrucción del Coordinador de operar a mínimo técnico o por seguridad a Costo Variable inferior al costos marginal, dicha operación debe ser remunerada al menos para cubrir su Costo Variable y además, debe compensarse el sobreimpuesto que pudiera irrogar dicha operación, en caso de centrales no renovables.
110	Grupo SAESA	Artículo 128.-	Se debe tener mayor certeza de qué se entenderá como "casos justificados", según el inciso segundo del art. 128. Si se piensa sistémicamente, se entiende que el Coordinador debe priviligiar la operación y seguridad del sistema lo cual se comparte. Sin embargo, si ha habido una redistribución de flujos que limita las capacidades o hace más vulnerable el sistema, a consecuencia de que haya salido e servicio una central, una línea de transmisión, u otro, la energización para la puesta en servicio de una obra de transmisión no debería verse afectada del punto de vista de los ingresos por avalar una situación irregular.	En casos justificados por condiciones de operación del sistema, el Coordinador podrá aplazar o rechazar fundadamente alguna desconexión o intervención programada que se encuentre aprobada en la programación de la operación.
111	Grupo SAESA	Artículo 183.-	Dentro de la información pública asociada a la valorización de las Instalaciones de Transmisión, a que se refeire el literal j del art. 183, se debe considerar publicar el A.E.I.R.	j. Valorización de Instalaciones de Transmisión. Anualidad del V.I., A.E.I.R. y C.O.M.A. de cada una de las instalaciones de transmisión, según lo indicado en la normativa vigente.
112	Grupo SESA	0	0	0
113	Grupo SESA	0	0	0
114	Grupo SESA	0	0	0
115	Grupo SESA	0	0	0
116	Grupo SESA	0	0	0
117	Grupo SESA	0	0	0
118	Grupo SESA	0	0	0
119	Grupo SESA	0	0	0
120	Grupo SESA	0	0	0
121	Grupo SESA	0	0	0
122	Grupo SESA	0	0	0
123	Grupo SESA	0	0	0
124	Grupo SESA	0	0	0
125	Grupo SESA	0	0	0
126	Grupo SESA	0	0	0
127	Grupo SESA	0	0	0
128	Grupo SESA	0	0	0
129	Grupo SESA	0	0	0
130	Grupo SESA	0	0	0
131	Grupo SESA	0	0	0
132	Grupo SESA	0	0	0
133	Grupo SESA	0	0	0
134	Grupo SESA	0	0	0

135	Grupo SESA		0	0	0
136	Grupo SESA		0	0	0
137	Grupo SESA		0	0	0
138	Grupo SESA		0	0	0
139	Grupo SESA		0	0	0
140	Grupo SESA		0	0	0
141	Grupo SESA		0	0	0
142	Grupo SESA		0	0	0
143	Grupo SESA		0	0	0
144	Grupo SESA		0	0	0
145	Grupo SESA		0	0	0
146	Grupo SESA		0	0	0
1	Atlas Renewable Energy	Artículo 2.-	La nueva definición de Empresa Generadora contenida en el artículo 2, literal k. excluye a las unidades generadoras que formen parte de un Sistema de Generación-Consumo ("SGC"). No obstante, la definición de SGC contenida en el artículo 225, literal af), de la Ley General de Servicios Eléctricos ("LGSE"), establece que a los SGC les serán aplicables todas las disposiciones correspondientes a las centrales generadoras y a clientes finales no sometidos a regulación de precios. Por tal razón, sugerimos no excluir a los SGC del concepto de Empresa Generadora y, si concurrieran razones justificadas que no impliquen una discriminación arbitraria para excluirlos de alguna obligación, carga o efecto por el hecho de ser Empresa Generadora, indicarlo de forma expresa en el reglamento. Adicionalmente, se incorpora un ajuste formal para reemplazar "de acuerdo a" por "de acuerdo con".	Se propone modificar el artículo 2, literal k, de siguiente modo: "Empresa Generadora: Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere o explote, a cualquier título, centrales o unidades generadoras interconectadas al sistema eléctrico, de acuerdo con lo establecido en el artículo 72º-17 de la Ley General de Servicios Eléctricos.".
2	Atlas Renewable Energy	Artículo 2.-	La definición de Costo de Producción no considera que las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento ("CRCA"), tienen un componente de generación y otro de almacenamiento y que, por tanto, podrán tener Costos de Producción que corresponda al Costo de Oportunidad, cuando se trata de la energía almacenada mediante el Modo Carga y el Modo Descarga, o que corresponda al Costo Variable, cuando se trata de la energía que inyecta en Modo Generación Directa.	Se propone modificar el artículo 2, literal x, de siguiente modo: "Costo de Producción: Costo de la energía eléctrica utilizado para definir el listado de prioridad de colocación o despacho económico de las unidades de generación o de instalaciones que poseen capacidad de almacenamiento. El Costo de Producción de las unidades de generación o componentes de generación será igual a su Costo Variable. El Costo de Producción de las instalaciones o componentes con capacidad de almacenamiento será igual a la sumatoria de su Costo Variable y del Costo de Oportunidad de la energía gestionable.".
3	Atlas Renewable Energy	Artículo 2.-	Con el objeto de precisar que los SGC podrán ser sistemas dedicados a la producción de bienes y servicios, sugerimos incorporar dicha referencia y, asimismo, incorporar la expresión "entre otras", según se indica en la propuesta de texto.	Se propone modificar el artículo 2, literal bb, de siguiente modo: "Sistema Generación-Consumo o SGC: Sistema formado por toda infraestructura productiva destinada a la producción de bienes y servicios como la producción de hidrógeno o la desalinización del agua, entre otros, con capacidad de generación propia, mediante medios de generación renovables, que se conecta al sistema eléctrico a través de un único punto de conexión y que puede retirar energía del sistema eléctrico a través de un suministrador o inyectarle sus Excedentes.".
4	Atlas Renewable Energy	Artículo 12.-	Se solicita modificar el inciso segundo y eliminar el inciso tercero del artículo 12, con el objeto de que la coordinación de las instalaciones interconectadas en el sistema de distribución sea realizada por el Coordinador, sin la intermediación de las Empresas Distribuidoras. Lo anterior se funda en las recomendaciones de modificación normativa que el Coordinador ha remitido al Ministerio de Energía en agosto de 2023 (carta CD 00075-23, de fecha 18 de agosto de 2023) y en marzo de 2025 (carta CD 0029-25, de fecha 27 de marzo de 2025) en las que el Coordinador ha señalado que sus Centros de Despacho y Control no tienen la visibilidad necesaria para la coordinación de los Pequeños Medios de Generación Distribuida ("PMGD") y que la falta de visualización en tiempo real de la generación mediante PMGD puede ocasionar riesgos para la seguridad del Sistema Eléctrico Nacional ("SEN") y un aumento en los costos sistémicos. Si bien el artículo 72º-2 de la LGSE establece que el reglamento podrá establecer exigencias distintas para los coordinados de acuerdo con su capacidad, tecnología, disponibilidad o impacto sistémico, la situación actual y proyectada de los PMGD (el propio Coordinador proyecta que a fines de 2025 representarán aproximadamente el 30% de la demanda del SEN en horario diurno) determinan que no se justifica un tratamiento diferenciado de otras unidades de generación. Por lo demás, atendido que parte de la propuesta del Ministerio de Energía consiste en modificar el régimen de autodespacho para los PMGD, la coordinación que deberá hacer el Coordinador de dichas instalaciones ya no se limita al monitoreo y verificación del cumplimiento de los principios de la coordinación, sino que también al despacho económico y operación en tiempo real de tales instalaciones.	Se propone modificar el inciso segundo del artículo 12 del siguiente modo: "El Coordinador deberá coordinar la operación de las instalaciones señaladas en el artículo 10 del presente reglamento que se encuentren interconectadas directamente a los sistemas de transmisión y de distribución." Se propone eliminar el inciso tercero del artículo 12.
5	Atlas Renewable Energy	Artículo 19.-	Se introduce el requisito de que, por regla general, el inicio de construcción de un proyecto no puede exceder el plazo de 1 año desde la presentación de la solicitud de declaración en construcción y, de forma excepcional, dicho plazo no podrá exceder de 2 años desde la presentación de la solicitud de declaración en construcción. Los plazos máximos son insuficientes para el inicio de construcción de proyectos, especialmente si se considera la tramitación ambiental de permisos que usualmente es necesaria una vez que se obtiene la resolución de calificación ambiental favorable, y el hecho de que existen estudios ambientales que abarcan un periodo mínimo de un año. Por tal motivo, se propone ampliar los plazos máximos para el inicio de la construcción de proyectos a 18 meses, por regla general, y a 36 meses, de forma excepcional.	Se propone modificar el artículo 19, inciso segundo, literal c, de siguiente modo: "c. Cronograma acorde a la tecnología, características y la capacidad del proyecto, en el que se especifique, al menos, la fecha de inicio de construcción del proyecto en terreno, la fecha en que se alcanzará el 50% y el 75% de avance de la obra y la fecha estimada de interconexión y entrada en operación. La fecha de inicio de construcción no podrá exceder el plazo de 18 meses desde la presentación de la solicitud a la que se refiere el presente artículo. En casos calificados, en atención a la tecnología y capacidad del respectivo proyecto u otros criterios que fundadamente determine la Comisión, a través de la resolución a la que se refiere el penúltimo inciso del presente artículo, podrá autorizar un mayor plazo para dicho hito, que en ningún caso podrá superar los 36 meses;"
6	Atlas Renewable Energy	Artículo 20.-	Se propone no eliminar la referencia a la Ley Nº18.410.	Se propone modificar el artículo 20 del siguiente modo: "La entrega de información falsa, incompleta o manifiestamente errónea, por parte del solicitante, o la omisión del deber de informar las modificaciones a la misma, será sancionada por la Superintendencia de acuerdo con las normas establecidas en la Ley Nº 18.410, que Crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles."

7	Atlas Renewable Energy	Artículo 19.-	El literal g) exige acompañar comprobantes de pago realizados a la fecha de la solicitud de declaración en construcción. Sin embargo, el texto no aclara si la existencia de dichos comprobantes constituye un requisito obligatorio para la admisibilidad de la solicitud. Esta ambigüedad podría interpretarse como una exigencia de haber efectuado pagos anticipados, lo cual no siempre es factible en proyectos en etapas iniciales de ejecución contractual, poniendo en riesgo el inicio del Proceso de Interconexión indicado en la NT y por ende comprometiendo la Entrada en Operación de los proyectos. Se recomienda clarificar que los comprobantes de pago deberán presentarse únicamente en caso de existir a la fecha de la solicitud, sin que su ausencia impida la tramitación de la declaración en construcción.	Se propone modificar el artículo 19, inciso segundo, literal g., del siguiente modo: "g. Órdenes de compra del equipamiento eléctrico, electromagnético o electromecánico principal respecto del cual se solicita la declaración en construcción, junto con los documentos de recepción y aceptación por parte del respectivo proveedor y/o, contrato de ingeniería, adquisición y construcción del proyecto, donde se indiquen montos e hitos de pago, junto con comprobantes de pago realizados a la fecha de la solicitud de declaración en construcción, en caso de existir, no siendo requisito obligatorio para la obtención de la declaración en construcción contar con comprobantes de pago previos. Dichos instrumentos no podrán estar condicionados a la obtención de la declaración en construcción del proyecto;"
8	Atlas Renewable Energy	Artículo 19.-	Si bien se incorpora la posibilidad de que la Comisión formule observaciones a las solicitudes de declaración en construcción presentadas, no se establece un plazo máximo para que dicha revisión inicial ocurra. Esta omisión genera incertidumbre respecto del avance del procedimiento y puede afectar la planificación de proyectos que dependen de esta resolución para avanzar hacia su ejecución. En consecuencia, se recomienda establecer un plazo específico para que la Comisión revise los antecedentes y formule, de corresponder, las observaciones pertinentes.	Se propone modificar el artículo 19, inciso tercero, del siguiente modo: "La Comisión dispondrá de un plazo máximo de quince días, contado desde la fecha de presentación de la solicitud de declaración en construcción a través de la plataforma electrónica dispuesta al efecto, para revisar los antecedentes y, en su caso, formular observaciones. Estas observaciones deberán ser subsanadas por el titular dentro de un plazo máximo de quince días contados desde la notificación de las observaciones respectiva por medio de la plataforma electrónica dispuesta al efecto. En caso de que el titular no dé respuesta a las observaciones en el plazo señalado, o los antecedentes presentados resulten insuficientes según lo exigido por la normativa vigente, la Comisión rechazará la solicitud mediante resolución, poniendo fin al procedimiento. El rechazo de una solicitud no inhabilitará al titular para presentar una nueva solicitud de declaración en construcción."
9	Atlas Renewable Energy	Artículo 21.-	Se propone un ajuste formal ya que el texto sometido a consulta pública elimina la letra “a” de la palabra “la”.	Se propone modificar el artículo 21 del siguiente modo: “La Comisión, dentro de los últimos cinco días hábiles de cada mes, dictará una resolución mensual, la cual contendrá un listado actualizado de todas las instalaciones declaradas en construcción a la fecha de dictación de la referida resolución, en cumplimiento de las exigencias establecidas en la Ley y en la normativa vigente para obtener dicha declaración.”.
10	Atlas Renewable Energy	Artículo 23.-	Se ajusta la redacción con el objeto de precisar que la solicitud de prórroga del cronograma de un proyecto debe ser respondida por la Comisión, ya sea que la apruebe o rechace, en un plazo máximo de sesenta días y que, en caso de no emitirse una respuesta dentro de ese plazo, se entenderá aprobada la solicitud. Asimismo, se indica que, en caso de que la Comisión solicite información adicional. El plazo que el solicitante demore en responder será adicionado al plazo máximo en que la Comisión debe emitir un pronunciamiento.	Se propone modificar los incisos tercero y cuarto del artículo 23, del siguiente modo: “El titular de un proyecto declarado en construcción podrá solicitar, por causas justificadas y no imputables a él, la modificación del cronograma establecido en la resolución que declara en construcción el respectivo proyecto, antes del vencimiento del hito respecto del cual se solicita la modificación, debiendo acompañar los antecedentes pertinentes y actualizados que acrediten los hechos que motivan la respectiva solicitud. Su aprobación estará sujeta a la revisión de antecedentes por parte de la Comisión, la cual podrá rechazar las modificaciones de cronograma en la medida que estas no se encuentren debidamente fundadas. La Comisión, a través de resolución exenta, deberá pronunciarse aprobando o rechazando la solicitud, en un plazo máximo de sesenta días, contados desde la presentación de la solicitud. En caso de que la Comisión no emita su resolución dentro de dicho plazo, se entenderá que aprueba la solicitud. Sin perjuicio de la obligación señalada en el presente artículo, la Comisión, en cualquier momento, podrá solicitar información adicional para verificar el estado de avance y/o el cumplimiento del cronograma presentado por el propietario u operador de la respectiva instalación. Si dicha solicitud de información se produjera en el marco de la solicitud de modificación del cronograma del proyecto, los días que demore el solicitante en responder a la Comisión serán adicionados al plazo de sesenta días señalado en el inciso anterior”.
11	Atlas Renewable Energy	Artículo 29 bis.-	Aunque se incorpora una definición general de “cambio significativo” en relación con las características técnicas del proyecto, los criterios establecidos resultan amplios y abiertos a interpretación, al no establecer umbrales cuantitativos ni márgenes de tolerancia. Esta redacción podría derivar en situaciones en que modificaciones menores sean consideradas relevantes de forma discrecional, afectando la tramitación de proyectos o generando carga administrativa innecesaria. Se recomienda establecer explícitamente un margen de flexibilidad técnica, por ejemplo mediante un umbral porcentual, que permita distinguir cambios menores de aquellos efectivamente significativos.	Se propone modificar el inciso segundo del artículo 29 bis, del siguiente modo: "Se entenderá por cambio significativo todas aquellas modificaciones relevantes en las características técnicas de un proyecto que supere un umbral del 10% respecto de lo originalmente declarado, tales como el aumento o disminución de la potencia instalada del proyecto, el cambio de tecnología de alguno de los equipos que serán parte de la instalación, la incorporación de un nuevo equipo o la eliminación de alguno respecto de lo declarado inicialmente, la modificación del trazado original de la línea de transmisión, entre otros.".
12	Atlas Renewable Energy	Artículo 29 bis.-	El inciso final indica que las instalaciones cuya declaración en construcción sea revocada serán excluidas de la resolución mensual del artículo 21 del reglamento. Sin embargo, no se especifica qué ocurre posteriormente con dichas instalaciones, lo que genera incertidumbre regulatoria. En particular, no queda claro si el titular puede volver a presentar una nueva solicitud de declaración en construcción, si mantiene el derecho al punto de interconexión obtenido vía acceso abierto, o si se afecta el proceso de interconexión ya iniciado con el Coordinador. Esta omisión podría generar interpretaciones dispares y afectar innecesariamente a proyectos que han sido revocados por razones subsanables.	Se propone modificar el inciso final del artículo 29 bis, del siguiente modo: "Las instalaciones cuya declaración en construcción haya sido revocada por la Comisión serán excluidas de la resolución mensual a que hace referencia el artículo 21 del presente reglamento. No obstante, dicha revocación no inhabilitará al titular para presentar una nueva solicitud de declaración en construcción respecto del mismo proyecto, siempre que cumpla con los requisitos vigentes. Asimismo, la revocación no implicará automáticamente la pérdida del punto de interconexión otorgado mediante el proceso de acceso abierto o la revocación del proceso de interconexión, de encontrarse en curso, salvo que la Comisión, mediante resolución fundada, determine lo contrario en virtud de los plazos, condiciones técnicas u otros antecedentes establecidos en la normativa.".
13	Atlas Renewable Energy	Artículo 36.-	Atlas considera que los Coordinados titulares de centrales generadoras tienen el derecho legal de celebrar acuerdos bilaterales de transferencia de todo o parte de la cuota de vertimiento que les instruye el Coordinador, debido a la insuficiente capacidad de colocación existente en el sistema, según lo previsto en el actual artículo 45 del Reglamento, en la medida en que sus centrales formen parte de la misma zona en donde el Coordinador ha instruido prorratas de vertimiento. Lo anterior es plenamente consistente con cómo se ha tratado el derecho legal de los Coordinados generadores para celebrar entre sí contratos de compraventa física de energía, el cual se ha venido ejerciendo desde hace más de una década, mucho antes de que su existencia legal fuera conceptualizada en la Norma Técnica de Coordinación y Operación de la Comisión (“NTCO”), el año 2021. En consecuencia, tal como se hizo con la figura de los contratos de compraventa física de energía, reconociéndolos en la NTCO de 2021, con el objeto de conceptualizar en el Reglamento los acuerdos bilaterales de transferencia de vertimiento, proponemos que se incorpore expresamente la figura de tales acuerdos en dicho Reglamento, como parte de la información proporcionada por los Coordinados que debe ser considerada por el Coordinador al programar la operación. Los acuerdos de transferencia de vertimiento entre empresas generadoras son mecanismos que permitirán mitigar los negativos efectos del creciente vertimiento del que actualmente son objeto las centrales de energía renovable, de conformidad con el artículo 45 del DS 125. A través de los acuerdos de transferencia de vertimiento suscritos entre dos Coordinados, uno de ellos traspasa parte o la totalidad del vertimiento que el Coordinador instruye a su unidad generadora al otro Coordinado, quien lo absorbe. De ese modo, el Coordinador, en el mismo proceso de programación de la operación, asigna a las unidades generadoras que son objeto del acuerdo de transferencia, más o menos vertimiento, que el que les correspondería si no existiera el referido acuerdo. Estos acuerdos no modifican ni el costo marginal horario, ni el listado de prioridad de colocación que el Coordinador debe realizar, ni tampoco la operación segura del sistema, por lo que son compatibles con los principios de la coordinación establecidos en el artículo 72º-1 de la LGSE. Por lo demás, para que operen, los acuerdos de transferencia de vertimiento siempre serán informados previamente al Coordinador, quien casuísticamente los examinará para chequear que no alteran la operación segura del sistema, tras lo cual, los incorporará en la programación de la operación. Se sugiere incluir lo señalado en el DS 125, sin perjuicio de que estimamos que no es estrictamente necesario hacerlo y que la normativa actualmente vigente habilita al Coordinador para incorporar este tipo de acuerdos en la programación de la operación. No obstante, atendido que el Coordinador ha señalado en distintas ocasiones que no está habilitado para incorporar dichos acuerdos en la programación, estimamos que su mención expresa en el DS 125 otorgará mayor certeza aún de que el Coordinador sí está habilitado para incorporar dichos acuerdos en la programación de la operación, atendido que no modifican ni el costo marginal horario, ni el listado de prioridad de colocación, ni tampoco afectan la seguridad de la operación del sistema.	Se propone modificar el inciso final del artículo 36, de siguiente modo: “Este proceso deberá considerar los insumos necesarios para cumplir los objetivos señalados en el inciso anterior, tales como características técnicas de las instalaciones, la programación y coordinación de los mantenimientos, las solicitudes de trabajos en las instalaciones, costos variables declarados por los Coordinados, información proporcionada por los Coordinados como, por ejemplo, los acuerdos de transferencia de vertimiento entre unidades generadoras que no alteren el listado de prioridad de colocación o despacho económico, ni afecten la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, estudios desarrollados o mandatados por el Coordinador, información de pronósticos, entre otros, de acuerdo con lo indicado en el presente Título”.

14	Atlas Renewable Energy	Artículo 35.-	Se propone eliminar las tasas de salida forzosa de unidades generadoras de los elementos que debe considerar el Coordinador para emitir el informe de seguridad respecto de instalaciones que se retiran, modifican, desconectan o cesan sus operaciones del SEN. Lo anterior, porque la salida forzosa de unidades de generación podría responder a decisiones estratégicas de los agentes del mercado y no a situaciones operacionales del sistema. En reemplazo de ello, se propone incorporar como criterio a considerar los desvíos que existan respecto a la programación de la operación que, de conformidad con el artículo 117, inciso segundo, literal f), el Coordinador debe corregir. De este modo, se establecen incentivos adecuados tanto para la operación del sistema, como para la evaluación de los informes de seguridad que debe emitir el Coordinador.	Se propone modificar el artículo 35, inciso primero, incorporando un inciso segundo, del siguiente modo: "El informe de seguridad elaborado por el Coordinador, deberá evaluar y pronunciarse fundadamente respecto a la afectación de los objetivos establecidos en el artículo 72°-1 de la Ley, considerando, al menos, el impacto en la seguridad de abastecimiento y la provisión de Servicios Complementarios, el eventual ejercicio de poder de mercado, así como también analizar los desvíos que existan respecto a la programación de la operación y la respuesta del sistema frente a situaciones operacionales particulares, tales como, operación forzada por requerimientos de inercia, variabilidad de los recursos renovables y la aplicación del plan de recuperación de servicio. En caso de identificarse indicios de eventual ejercicio de poder de mercado, como consecuencia del retiro de una o más unidades generadoras y sus condiciones específicas, se deberá remitir también copia del informe a la unidad a cargo del monitoreo de las condiciones de competencia".
15	Atlas Renewable Energy	Artículo 37.-	Se propone ajustar la redacción del inciso segundo para precisar que el Costo de Producción de las energías gestionables es la sumatoria del Costo de Oportunidad de las energías gestionables y de su Costo Variable, en consistencia con la definición propuesta de "Costo de Producción" en el artículo 2 literal x.	Se propone modificar el artículo 37, inciso segundo, del siguiente modo: "El Costo de Producción de las instalaciones o componentes con capacidad de almacenamiento será igual a la sumatoria de su Costo Variable, si lo hubiere, y del Costo de Oportunidad de la energía gestionable."
16	Atlas Renewable Energy	Artículo 38.-	La modificación de estos artículos incorpora el concepto de impacto de larga duración en el sistema, sin definirlo. Actualmente, dicho concepto se recoge en la NTCO, en su capítulo de Programación de la Operación, que distingue entre Recursos Gestionables de Larga Duración ("RGLD") y Recursos Gestionables de Corta Duración ("RGCD"). La referida norma técnica establece que los RGLD son aquellos respecto de los cuales el Coordinador determina que su capacidad de almacenamiento, regulación u otro atributo implica un impacto relevante en la operación del SEN, y a los que el Coordinador debe calcular un Costo de Oportunidad de la energía gestionable en base a una metodología que debe incorporar en su Informe Anual de la Programación de la Operación. Atendido que no se establece qué se entiende por impacto de larga duración ni por impacto relevante, se solicita precisar ambos conceptos o, si se refieren a lo mismo, utilizar uno solo. Proponemos que impacto de larga duración o impacto relevante en la operación del SEN, según el término que defina el Ministerio de Energía, se refiera a la aptitud de una determinada instalación cuya energía gestionable, de ser despachada, puede modificar el costo marginal horario del sistema. Asimismo, proponemos que el Coordinador tenga la facultad, pero no la obligación, de considerar criterios diferenciados para la determinación del Costo de Oportunidad de la Energía Gestionable, para lo cual se reemplaza el término "deberá" por "podrá, de forma justificada".	Se propone modificar el artículo 38 del siguiente modo: "Para la determinación del Costo de Oportunidad señalado en el artículo anterior, el Coordinador deberá considerar las restricciones de operación de embalses, restricciones ambientales, convenios de riego, caudales ecológicos, la representación de los sistemas de transmisión y demanda, entre otros. El Coordinador podrá, de forma justificada, considerar criterios diferenciados para la determinación del Costo de Oportunidad de las energías gestionables cuya capacidad de almacenamiento implique un impacto de larga duración en el Sistema. Se entenderá que una instalación tiene un impacto de larga duración en el Sistema si su energía gestionable, de ser despachada, modifica el costo marginal horario del sistema. El Coordinador deberá utilizar, para la obtención de los Costos de Oportunidad de las energías gestionables, los mismos modelos e información aplicados en la programación de la operación. Estas metodologías, supuestos y parámetros deberán ser públicos, transparentes, permitir la total reproducibilidad del Costo de Oportunidad y sus componentes, y estar disponibles en la página web del Coordinador."
17	Atlas Renewable Energy	Artículo 40.-	El nuevo inciso segundo del artículo 40 hace referencia al Costo de Oportunidad de las instalaciones con capacidad de almacenamiento que no presentan un impacto de larga duración para el sistema. No obstante, la NTCO [art. 2-107] establece que, respecto de los RGCD, es decir, que no presentan un impacto de larga duración, no es necesario el cálculo de su Costo de Oportunidad. En consecuencia, se solicita precisar si todos los Recursos Gestionables tendrán un Costo de Oportunidad o si, por el contrario, solo lo tendrán los RGLD.	No aplica.
18	Atlas Renewable Energy	Artículo 45 bis.	Con el objeto de que el Coordinador incorpore en la determinación de las prorratas que se regulan en el nuevo artículo 45 bis del DS 125, se propone incorporar una referencia expresa a los acuerdos de transferencia de vertimiento como uno de los elementos que, naturalmente, el Coordinador debe considerar al programar la operación. Asimismo, se propone que todas las instalaciones de generación, ya sea que estén conectadas a nivel de transmisión o de distribución y que operen con o sin autodespacho, sean programadas con ajustes de su generación en base a la potencia disponible pronosticada y, en definitiva, sean operadas en tiempo real teniendo en consideración para sus eventuales ajustes la potencia real disponible. Lo anterior tiene por objeto incentivar el óptimo desempeño y disponibilidad de las centrales. De igual modo, se propone que, en caso de no proporcionar al Coordinador el dato de potencia real disponible, el ajuste de dichas centrales se haga en función de su potencia máxima, lo que, a su vez, incentivará que las centrales tengan disponible dicho dato.	Se propone modificar el nuevo artículo 45 bis, del siguiente modo: "En caso de que exista más de una instalación de generación con igual costo considerado en el listado de prioridad de colocación, y no hubiese capacidad de colocación suficiente para todas ellas, la generación de estas deberá ser prorrateada por el Coordinador hasta alcanzar la capacidad de colocación máxima considerando las características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas, de acuerdo con lo establecido en el artículo anterior, así como los acuerdos de transferencia de vertimiento entre unidades de generación informados al Coordinador, en la medida en que no alteren el listado de prioridad de colocación, ni afecten la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, de conformidad con dispuesto en el artículo 36 del presente reglamento. En la programación de la operación, las instalaciones conectadas a la red de transmisión deberán ser ajustadas a prorrata de sus respectivas disponibilidades de generación eléctrica pronosticada, o la capacidad máxima de inyección en el caso de Sistemas de Almacenamiento de Energía. Por su parte, respecto de las centrales que operen con Autodespacho y se encuentren conectadas a la red de distribución, el ajuste será determinado por el Coordinador para el conjunto de instalaciones que operen dentro de una misma red de distribución, o parte de ella, según sus respectivas disponibilidades de generación eléctrica pronosticada. Durante la operación en tiempo real, los ajustes de las instalaciones de generación conectadas a nivel de transmisión y de distribución deberán ser realizados en base a la potencia disponible real. En caso de que no proporcionen dicho dato al Coordinador en tiempo real, serán ajustadas en función de su potencia máxima. Sin perjuicio de lo anterior, excepcionalmente y fundado en el artículo 72º-1 de la Ley, el Coordinador podrá considerar condiciones especiales de operación para una utilización óptima de los recursos.".
19	Atlas Renewable Energy	Artículo 56.-	Se propone incluir como requisito para aprobar condiciones especiales de operación solicitadas por los Coordinados, que ellas cumplan con que no sea imputables a las decisiones de diseño, operación o comerciales, adoptadas por los solicitantes y que, en ningún caso, signifiquen un sobrecosto para el sistema, lo que es consistente con el nuevo artículo 35 bis propuesto por el Ministerio de Energía.	Se propone modificar el inciso segundo del artículo 56, del siguiente modo: "Sin perjuicio de lo señalado en el inciso anterior, los Coordinados podrán solicitar fundadamente al Coordinador el establecimiento de condiciones especiales de operación en sus instalaciones, acompañando los antecedentes que justifiquen la solicitud. Esta información deberá ser analizada por el Coordinador, y considerada en la programación de la operación y en la operación en tiempo real del sistema eléctrico, en caso de que ellas no se produzcan como consecuencia de decisiones de diseño, operación o comerciales, adoptadas por los solicitantes y que signifiquen un sobrecosto para el sistema".
20	Atlas Renewable Energy	Otros	Se propone no derogar el artículo 98, pues al hacerlo se está eliminando la posibilidad de que los titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía, Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento y Centrales con Almacenamiento por Bombeo puedan comunicar al Coordinador un programa de retiros. Lo anterior supondría que la totalidad de la operación de estas instalaciones sería centralizada por el Coordinador, lo cual afecta seriamente los supuestos de diseño, evaluación económica y financiación de proyectos en análisis, desarrollo y operación. Por lo demás, no se ha explicado la racionalidad técnica y económica para alterar esta regla, dado que en todo caso el despacho es realizado por el Coordinador. Se trata de una regla de organización industrial (la posibilidad de comunicar un programa de retiros) que fue confirmada de modo reciente por el Ministerio, con ocasión de la dictación del Decreto Supremo N°70, publicado en el Diario Oficial de 5 de junio de 2024. Adicionalmente, se incorporan ajustes formales a la norma vigente.	Se propone no derogar la disposición y, por tanto, que el artículo 98 establezca: "Los Coordinados titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía destinados al arbitraje de precios de energía, de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento o de Centrales con Almacenamiento por Bombeo, deberán comunicar al Coordinador un programa de retiros, en la forma, periodicidad y oportunidad que indique la respectiva norma técnica. El programa de retiros deberá especificar el nivel de retiro de energía eléctrica, con una resolución al menos horaria, para todas las horas en un determinado horizonte de tiempo, que deberá ser determinado por el Coordinador de acuerdo con las características técnicas y el impacto sistémico de la operación esperada de la respectiva instalación.".

21	Atlas Renewable Energy	Otros	Se propone no derogar el artículo 99, pues al hacerlo se está eliminando la posibilidad de que el programa de retiros de los titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía, Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento y Centrales con Almacenamiento por Bombeo sea incorporado en la programación de la operación. Lo anterior supondría que la totalidad de la operación de estas instalaciones sería centralizada por el Coordinador, lo cual afecta seriamente los supuestos de diseño, evaluación económica y financiación de proyectos en análisis, desarrollo y operación. Por lo demás, no se ha explicado la racionalidad técnica y económica para alterar esta regla, dado que en todo caso el despacho es realizado por el Coordinador.	Se propone no derogar la disposición y, por tanto, que el artículo 99 establezca lo siguiente: "El Coordinador deberá incorporar en la programación de la operación el programa de retiros comunicado por los Coordinados titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía destinados al arbitraje de precios de energía, de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento o de Centrales con Almacenamiento por Bombeo, conforme se establece en el artículo precedente".
22	Atlas Renewable Energy	Artículo 100.-	Se propone no sustituir este artículo, pues al hacerlo se da a entender que la operación centralizada en Modo Retiro es la única posible para los Sistemas de Almacenamiento de Energía, Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento y Centrales con Almacenamiento por Bombeo. Lo anterior supondría que la totalidad de la operación de estas instalaciones sería centralizada por el Coordinador, lo cual afecta seriamente los supuestos de diseño, evaluación económica y financiación de proyectos en análisis, desarrollo y operación. Por lo demás, no se ha explicado la racionalidad técnica y económica para alterar esta regla, dado que en todo caso el despacho es realizado por el Coordinador.	Se propone no derogar la disposición y, por tanto, que el artículo 100 establezca lo siguiente: "Sin perjuicio de lo señalado en los artículos precedentes, el Coordinador de un Sistema de Almacenamiento de Energía destinado al arbitraje de precios de energía o Central con Almacenamiento por Bombeo, podrá solicitar al Coordinador, en la forma y oportunidad que defina la norma técnica, su operación centralizada en Modo Retiro, en cuyo caso el Coordinador determinará los niveles de retiro para almacenamiento. En este caso, los saldos que se originen a partir de las inyecciones y retiros valorizados del Sistema de Almacenamiento de Energía o Central con Almacenamiento por Bombeo, y que se produzcan a raíz de la operación centralizada de los modos Retiro e Inyección, serán de cargo del Coordinado respectivo y deberán ser considerados en los balances de transferencias de energía correspondientes.".
23	Atlas Renewable Energy	Otros	Se propone no derogar el artículo 101, a fin de habilitar el desarrollo de los procesos que debe llevar a cabo el Coordinador, en los casos en que el Modo Retiro opere de manera descentralizada, es decir, a partir del programa de retiros que los Coordinados informan al Coordinador y que éste incorpora a la programación de la operación.	Se propone no derogar la disposición y, por tanto, que el artículo 101 establezca lo siguiente: "La oportunidad y forma en que se deberá realizar los procesos señalados en los artículos anteriores, así como los antecedentes que deban aportar los Coordinados respectivos, serán determinados por el Coordinador, teniendo en consideración las características técnicas de cada instalación y su impacto sobre la operación del sistema eléctrico, en conformidad con lo establecido en la norma técnica.".
24	Atlas Renewable Energy	Artículo 103.-	Se propone modificar este artículo de manera que se establezca que la incorporación de los Sistemas de Almacenamiento de Energía destinados al arbitraje de precios de energía y de Centrales con Almacenamiento por Bombeo en la programación de la operación considera que, en Modo Retiro, ellos pueden operar de manera centralizada y descentralizada, con independencia de la capacidad de la instalación, mientras que el Modo Inyección opera solo de manera centralizada. La eliminación de la posibilidad de que estas instalaciones operen de modo descentralizado afecta seriamente los supuestos de diseño, evaluación económica y financiación de proyectos en análisis, desarrollo y operación. Por lo demás, no se ha explicado la racionalidad técnica y económica para alterar esta regla, dado que en todo caso el despacho es realizado por el Coordinador. Por otra parte, el establecimiento de un régimen de autodespacho para las instalaciones con capacidad de inyección menor a 9 MW, si bien está contemplado en la LGSE, del modo que está siendo regulado en esta propuesta de modificación del Reglamento, podría derivar en la venta a precio estabilizado de significativas magnitudes de energía eléctrica producida a un costo total menor o cercano a cero, lo que el Coordinador no podría evitar dado que esta propuesta reglamentaria les establece un régimen de autodespacho y un precio estabilizado. Lo anterior, podría encarecer significativamente la operación del sistema y profundizar distorsiones asociadas al régimen de precio estabilizado. Por esa razón la propuesta de Atlas suprime ese régimen del texto consultado para el inciso segundo del art. 103. En cambio, la norma vigente en el actual artículo 103 del Reglamento, si bien permite una operación descentralizada de los retiros, también asegura que la venta de la energía almacenada se realizará al costo marginal, por lo que no debería existir un encarecimiento del costo global de operación del sistema.	Se propone modificar el artículo 103, del siguiente modo: "El Coordinador deberá incorporar en la programación de la operación a los Sistemas de Almacenamiento de Energía destinados al arbitraje de precios de energía y a las Centrales con Almacenamiento por Bombeo. Para tales efectos, el Coordinador deberá determinar la colocación de la energía almacenada en el Sistema de Almacenamiento de Energía o en la Central con Almacenamiento por Bombeo en un determinado horizonte de tiempo, minimizando el costo total de operación y falla, y preservando la seguridad del sistema. En este caso, para efectos de la programación de la operación, el Coordinador deberá determinar un Costo de Oportunidad para la energía almacenada. Este valor no podrá ser inferior al Costo Variable calculado según lo dispuesto en el artículo 105 del presente reglamento, y deberá ser considerado como el Costo de Producción para la instalación. Los Sistemas de Almacenamiento de Energía y las Centrales con Almacenamiento por Bombeo podrán informar un programa de retiros, con el fin de ser considerado por el Coordinador en la programación de la operación".
25	Atlas Renewable Energy	Artículo 105.-	Se sugiere precisar que el factor que refleje las pérdidas podría ser distinto, dependiendo del momento en que tienen lugar los procesos de retiro, almacenamiento e inyección de los Sistemas de Almacenamiento de Energía o de Centrales con Almacenamiento por Bombeo, por lo que se propone hablar de factores de ajustes y no de un factor de ajuste.	Se propone reemplazar en los incisos segundo y tercero del artículo 105 la expresión "ajustado por un factor que refleje la totalidad de las pérdidas de energía" y "ajustado por un factor que refleje las pérdidas de energía", respectivamente, por la siguiente: "ajustado por factores que reflejen las pérdidas de energía".
26	Atlas Renewable Energy	Otros	El nuevo artículo 108 bis establece que las instalaciones con capacidad de almacenamiento, que no sean categorizadas de larga duración, podrían ser despachadas fuera de orden económico y, asimismo, que podría visualizarse que no serán despachadas conforme al orden económico. Tratándose del despacho fuera de orden económico se indica que ello puede ser realizado para "asegurar el uso óptimo de los recursos energéticos", mientras que respecto del no despacho cuando sí procedería por orden económico, no se indican razones que lo justificarían, sino únicamente que ello sería considerado como una condición especial de operación. Este nuevo artículo carece de justificación jurídica, técnica y económica, pues permite alterar el despacho económico sin razones fundadas, incorporando criterios de despacho de las instalaciones que permiten discriminar de manera arbitraria entre instalaciones que tienen almacenamiento y las que no. Por tal motivo, se solicita eliminar el nuevo artículo 108 bis.	No aplica, se solicita eliminar el nuevo artículo 108 bis.
27	Atlas Renewable Energy	Artículo 100.-	Se propone eliminar la expresión que establece que se debe priorizar la energía proveniente de la componente de generación, pues no se especifica para qué efectos se debe priorizar y, de aplicarse ello en la programación de la operación y operación en tiempo real, podría resultar en una restricción que encarece la operación global del sistema. Asimismo, se incorpora el derecho a una remuneración de la instalación que ha sido instruida a realizar retiros desde el sistema por razones de seguridad y calidad de servicio.	Se propone modificar el inciso final del artículo 110, del siguiente modo: "Se entenderá que la energía almacenada en la componente de almacenamiento puede provenir de la energía producida por la componente de generación o de la energía retirada del sistema. En el caso de que la energía provenga del sistema, la Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento deberá ser considerada como un Sistema de Almacenamiento de Energía para todos los efectos del presente reglamento, incluyendo lo indicado en el artículo 97 del presente reglamento. Adicionalmente, y de manera excepcional, el Coordinador podrá instruir retiros desde el sistema eléctrico en virtud de la obligación de preservar la seguridad y calidad de servicio, en caso de existir factibilidad técnica para ello, en cuyo caso dicho servicio deberá ser remunerado."
28	Atlas Renewable Energy	Artículo 112.-	Se modifica el artículo 112 para precisar que el Costo de Producción con que debe ser programada una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento, según se trate de la energía producida en Modo Generación Directa (procedente del componente de generación) o la energía almacenada y que se inyectará en el Modo Descarga (procedente del componente de almacenamiento), en consistencia con la propuesta de definición de Costo de Producción del artículo 2, literal x.	Se propone modificar el artículo 112, del siguiente modo: "El Coordinador deberá incorporar en la programación de la operación a las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, distinguiendo si la energía eléctrica será inyectada al sistema a través del Modo Generación Directa o del Modo Descarga. La energía eléctrica inyectada al sistema a través del Modo Generación Directa tendrá un Costo de Producción igual a su Costo Variable declarado. La energía eléctrica inyectada al sistema a través del Modo Descarga tendrá un Costo de Producción igual a la sumatoria de su Costo Variable declarado y del Costo de Oportunidad de la energía gestionable. Para determinar el Costo de Oportunidad de la energía gestionable, el Coordinador deberá determinar su colocación óptima en un determinado horizonte de tiempo, minimizando el costo total de abastecimiento, y preservando la seguridad del sistema, mediante un programa de generación eficiente, de conformidad con la metodología señalada en el artículo siguiente.".

29	Atlas Renewable Energy	Otros	Bajo el actual marco regulatorio, el artículo 45 del DS 125 dispone la imposición de límites a la generación de centrales con igual costo variable. Así, las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, se ven afectadas por vertimientos de energía los cuales puede llegar a ser de hasta 30% o 40% de su potencia máxima. Esta limitación conduce a la subutilización de recursos renovables, traduciéndose en vertimientos de energía que no pueden ser aprovechados productivamente, lo que representa una ineficiencia desde el punto de vista energético y económico. Por lo anterior, se hace necesario habilitar la posibilidad de que las CRCA puedan suministrar la energía correspondiente a la prorrata de vertimiento instruida por el Coordinador, directamente a instalaciones de consumo, bajo condiciones técnicas que aseguren el aislamiento de dichas instalaciones respecto del sistema eléctrico.	Se propone incorporar el artículo 115 bis, en el siguiente sentido: "Durante el período en que se encuentre instruida la prorrata de generación a que se refiere el artículo 45 bis, las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento podrán suministrar la energía correspondiente a dicha prorrata, a instalaciones de consumo, siempre que dispongan de los mecanismos que permitan aislar dichas instalaciones y la respectiva inyección generada con base en la prorrata de vertimiento instruida, de manera que, en ningún caso, dichas instalaciones consuman energía proveniente del sistema eléctrico. Para estos efectos, las instalaciones de consumo deberán cumplir con las siguientes condiciones: (i) Deberán conectarse a las instalaciones internas de la Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento, en un punto físico anterior a la barra de alta tensión de la subestación elevadora de cada central. (ii) Deberán contar con un instrumento de medida propio, que permita verificar que el consumo de energía proviene exclusivamente de la Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento, abastecido exclusivamente con la generación producida en base a la prorrata de vertimiento instruida. (iii) Deberán disponer de la adaptabilidad técnica necesaria para que, en todo momento, la instalación de consumo ejecute las consignas de despacho que le instruya la Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento. Finalmente, la Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento deberá contar con un dispositivo tecnológico limitador, al interior de sus instalaciones, que permita desviar íntegramente la inyección de energía eléctrica generada en base a la prorrata de vertimiento instruida por el Coordinador, directamente a la instalación de consumo".
30	Atlas Renewable Energy	Artículo 116 bis.-	Primera observación: El artículo establece la obligación de presentar un requerimiento al Coordinador, a fin de que verifique que las instalaciones de SGC estarán en condiciones de aportar Excedentes al SEN y en caso de verificarse, determinar el régimen o metodología de operación aplicable al mismo. Ahora bien, para instalaciones SGC nuevas, la presentación de dicho requerimiento se debe realizar al momento de efectuar su respectiva solicitud de declaración en construcción, lo que implica que la verificación del Coordinador sería posterior a la autorización de conexión al SEN, que el propio Coordinador emite. A fin de facilitar la gestión de los procedimientos administrativos y evitar interpretaciones ambiguas que puedan retrasar o dificultar las gestiones para ser considerado un SGC, se propone que, en el caso de instalaciones SGC nuevas, se presente el requerimiento al Coordinador junto con la solicitud de autorización de conexión al SEN. Segunda observación: De acuerdo con lo dispuesto en el inciso tercero del artículo 116 bis, en el caso en que, a partir de una solicitud de cambio de calificación de una instalación de generación ya interconectada al SEN (que no opera bajo Autodespacho o lo hace como Autoproductor), hacia la categoría de SGC, el Coordinador determine que puede operar bajo un régimen de Autodespacho o que dicho SGC deberá ser incorporado en la programación de la operación según el programa de Excedentes informado, ésta situación siempre será considerada como una modificación relevante para los efectos de lo dispuesto en el artículo 31 del DS 125, y deberá sujetarse a lo establecido en el Capítulo 2 del Título II del mismo reglamento. Al respecto, la norma debe complementar lo expuesto, incorporando los casos en los cuales la solicitud de modificación de instalaciones constituye una modificación no relevante, permitiendo así una tramitación adecuada y eficiente de las solicitudes. Entre los cambios de calificación de instalaciones que corresponden a una modificación no relevante, en consistencia con lo señalado por el propio artículo 29 numeral 3, del DS 125 se encuentran: a) si las instalaciones de generación dejarán de gozar del régimen de Autodespacho; b) si las instalaciones de generación pasarán a operar en régimen de Autodespacho; y c) si el SGC será incorporado a la programación de la operación por vía de considerar la capacidad de generación propia del SGC con un Costo de Producción igual a su Costo Variable declarado.	Se propone modificar el artículo 116 bis, del siguiente modo: "Las nuevas instalaciones que deseen operar como SGC, al momento de efectuar su respectiva solicitud de autorización de conexión, deberán presentar un requerimiento al Coordinador, acompañando los antecedentes que den cuenta de las características del proyecto, de forma de permitir a este verificar que dichas instalaciones estarán en condiciones de aportar Excedentes al Sistema Eléctrico Nacional, y en caso de verificarse, determine el régimen o metodología de operación aplicable al mismo, de conformidad a lo dispuesto en el artículo siguiente. A su vez, los Coordinados que deseen que sus instalaciones de generación ya interconectadas al Sistema Eléctrico Nacional pasen a formar parte de un SGC, deberán presentar un requerimiento al Coordinador, acompañando los antecedentes que den cuenta de las características del proyecto, de forma de permitir a este verificar que dichas instalaciones estarán en condiciones de aportar Excedentes al Sistema Eléctrico Nacional, y en caso de verificarse, determine el régimen o metodología de operación aplicable al mismo, de conformidad a lo dispuesto en el artículo siguiente. En el caso de instalaciones de generación ya interconectadas al Sistema Eléctrico Nacional, que no operan bajo régimen de Autodespacho o lo dispuesto en el artículo 13 del presente reglamento, y que producto de su solicitud de cambio de calificación de instalación a un SGC, el Coordinador determine que pueden operar bajo un régimen de Autodespacho o conforme a la metodología a que se refiere el literal b) del artículo siguiente, esta situación siempre será considerada como una modificación relevante para los efectos de lo dispuesto en el artículo 31 del presente reglamento, y deberá sujetarse a lo establecido en el Capítulo 2 del Título II del mismo. En el caso de que producto de su solicitud de cambio de calificación, el Coordinador determine que dichas instalaciones continuarán operando bajo su régimen actual sin acceder al Autodespacho, o que las instalaciones ya estuvieran operando en Autodespacho y continúen operando bajo dicho régimen; o en el caso de que las instalaciones no se incorporen a la programación de la operación mediante la metodología referida en el literal b) del artículo siguiente, las modificaciones asociadas a dicha solicitud serán consideradas como no relevantes y deberán tramitarse de acuerdo con dicha calificación.".
31	Atlas Renewable Energy	Artículo 116 sexies.	El DS 125 define dos modos de operación para un SGE, Modo Retiro y Modo de Generación Directa. Estas modalidades de operación corresponden a actividades del SGC frente al Sistema Eléctrico Nacional, omitiéndose la modalidad operativa esencial de un SGC, cual es autoabastecer el consumo de energía eléctrica a partir de su propia componente de generación, como se observa de la propia definición del SGC del artículo 2. literal bb del DS 125. A fin de reflejar con mayor precisión y completitud la realidad operativa de los SGC asociados a un proceso productivo, es necesario complementar la normativa incorporando explícitamente el Modo Consumo.	Se propone modificar el artículo 116 sexies, del siguiente modo: "En los SGC se distinguen tres modos de operación, denominados Modo Consumo, Modo Retiro y Modo Generación Directa, los que deberán efectuarse a través del mismo punto de conexión al sistema eléctrico, de forma tal que no puedan ocurrir en forma simultánea. El Modo Consumo corresponde a aquel en el que la instalación de consumo se autoabastece de la producción de energía eléctrica del componente de generación propio para consumir dicha energía en el proceso productivo, sin retirar energía del SEN. El Modo Retiro corresponde a aquel en el que se retira energía eléctrica desde el sistema eléctrico. Finalmente, el Modo Generación Directa es aquel en que se inyecta energía al sistema eléctrico desde su componente de generación. Los retiros de energía desde el sistema eléctrico efectuados durante el Modo Retiro estarán destinados exclusivamente para su consumo, y no podrán ser destinados al arbitraje de precios de energía o a la comercialización con Empresas Distribuidoras o Clientes Libres.".
32	Atlas Renewable Energy	Artículo 117.-	La modificación del literal j) no explicita categóricamente que el Coordinador debe estar mandatado para impulsar de oficio automatismos de control de transferencias en los sistemas de servicio público de transmisión, a fin de incrementar las transferencias de energía mediante las instalaciones de transmisión disponibles.	Se propone modificar el literal j) del artículo 117, en el siguiente sentido: "Implementar esquemas automáticos de control, comunicación y monitoreo necesarios para la coordinación del sistema eléctrico que optimicen la operación del sistema eléctrico. En este sentido, será deber del Coordinador definir e implementar automatismos de control de transferencias en los sistemas de servicio público de transmisión, incrementando así las transferencias de energía a través de las instalaciones de transmisión existentes".
33	Atlas Renewable Energy	Artículo 120.-	Se propone incorporar un nuevo inciso tercero que habilite expresamente a los Coordinados para tener el derecho a emplazar su Centro de Control ("CC") fuera del territorio de Chile, dando estricto cumplimiento a toda la normativa del DS 125 y de la NTSyCS y sus anexos técnicos. Esta es una posibilidad que Atlas estima valiosa, en el sentido de permitir explorar la ubicación de su CC en una única ubicación geográfica que le permita aprovechar sinergias y economías de red, atendido su portafolio de unidades generadoras y Sistemas de Almacenamiento, tanto en operación, como en construcción, emplazados en Chile, Brasil y eventualmente otros países de Sudamérica.	Se propone incorporar un nuevo inciso tercero en el artículo 120, del siguiente modo: "En todo caso, el Coordinador podrá autorizar fundadamente el emplazamiento del Centro de Control de un Coordinado fuera del territorio de Chile, por razones vinculadas al aprovechamiento de sinergias, economías de red o de escala, entre otras, en tanto el Coordinado cuente con unidades generadoras, Sistemas de Almacenamiento u otras instalaciones eléctricas emplazadas dentro y fuera del territorio chileno".
34	Atlas Renewable Energy	Artículo 125.-	Se observan aspectos formales de la modificación propuesta para que la letra D. incorpore un literal "e." y no un literal "p." en el nuevo inciso segundo, y para ajustar la redacción.	Se propone modificar el artículo 125, del siguiente modo: "Los Centros de Control deberán mantener permanentemente informado al CDC respecto de, entre otras, la siguiente información: (…) e. La disponibilidad de generación eléctrica en tiempo real de sus unidades".

35	Atlas Renewable Energy	Artículo 126.-	Se propone modificar los nuevos incisos tercero y cuarto del artículo 126 con el objeto de eliminar la potencial arbitrariedad del Coordinador al aplicar los ajustes a la inyección de unidades de generación o de almacenamiento cuando no exista capacidad de colocación suficiente para todas ellas. Por ello se solicita suprimir la frase: "El Coordinador podrá definir criterios adicionales para asegurar el cumplimiento del artículo 72°-1 de la Ley", toda vez que el ejercicio de dar cumplimiento permanente al mandato multidimensional del artículo 72°-1 de la Ley es una función que se expresa en actos de coordinación concretos, cuya fundamentación se hace casuísticamente a la luz de las circunstancias operacionales concretas que se enfrentan, permitiendo eventualmente refutar esas decisiones mediante discrepancias o solicitudes a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, según corresponda. Es desaconsejable que se establezcan criterios generales adicionales, para dar cumplimiento al mandato de ajuste de los niveles de generación cuando no existe capacidad de colocación suficiente para todas las instalaciones de generación de igual costo variable, toda vez que esos criterios generales pueden resultar más complejos de someter a un escrutinio de aplicación equitativa de los criterios de cálculo de la prorrata a todos los Coordinados, comprometiendo la garantía legal de reproducibilidad de los cálculos del Coordinador. Adicionalmente, se ajusta la redacción para que se establezca la obligación del Coordinador de coordinar la operación de las instalaciones conectadas a nivel de distribución, de modo que no sea la empresa distribuidora quien determine, ni comunique los ajustes de generación que les correspondería aplicar a las centrales conectadas a la red de distribución por no existir capacidad de colocación suficiente.	Se propone modificar los incisos tercero y cuarto del artículo 126, del siguiente modo: "El referido ajuste deberá realizarse de conformidad con lo dispuesto en el artículo 45 bis del presente reglamento, tanto en la programación de la operación como durante la operación en tiempo real. En el caso de las instalaciones que operen con Autodespacho conectadas a la red de distribución, el Coordinador determinará el ajuste para el conjunto de instalaciones que operen dentro de una misma red de distribución, o parte de ella, de conformidad con lo establecido en el artículo 45 bis del presente reglamento."
36	Atlas Renewable Energy	Artículo 162.-	Se solicita explicitar qué ocurrirá si durante un mes los retiros del cliente superan la garantía de su suministrador, cuando ella ya ha sido ejecutada. Lo anterior podría ocurrir en el entendido de que el balance es mensual y, durante el mes en ejercicio, los consumos (retiros) podrían exceder el monto garantizado, lo que solo se evidenciará una vez que el Coordinador practique el balance, en cuyo caso los suministradores no tendrían asegurado el pago de lo consumido por el cliente.	No aplica.
37	Atlas Renewable Energy	Artículo 166 bis.-	Se solicita precisar qué se entiende por diferencias injustificadas en los ingresos percibidos por Sistemas de Almacenamiento de Energía que darían lugar a una reasignación de ingresos cuando instalaciones con un mismo Costo de Producción hayan sido despachadas a distintos costos marginales. En la medida que el Costo de Producción corresponda a la sumatoria del Costo Variable declarado y el Costo de Oportunidad no sería necesario hacer estos ajustes, ya que el sistema estaría despachando de manera económica y reconociendo todos los costos de una instalación. En definitiva, bajo los principios de simplicidad e inteligibilidad regulatoria para todos los Coordinados y mercado en general, es necesario aclarar la justificación técnica del surgimiento de estas diferencias injustificadas de ingresos.	No aplica.
38	Atlas Renewable Energy	Artículo 166 ter.-	Se sugiere reemplazar el término "Costo Variable" por "Costo de Producción" y precisar que se debe retribuir el Costo de Producción no cubierto por el costo marginal.	Se propone modificar el artículo 166 ter, del siguiente modo: "Las inyecciones de los Sistemas de Almacenamiento de Energía que hayan resultado despachados en la operación real fuera de Orden Económico, con un Costo de Producción superior al costo marginal del sistema, deberán ser retribuidas económicamente en sus Costos de Producción no cubiertos por el costo marginal. Esta evaluación deberá realizarse considerando un periodo asociado con los eventos de carga y descarga de dichas instalaciones, determinado conforme a lo que disponga la norma técnica.".
39	Atlas Renewable Energy	Artículo 189.-	El artículo 189 del DS 125 reitera lo dispuesto en el artículo 72°-10 de la LGSE, señalando que, en ejercicio de la obligación de monitoreo de la competencia, el Coordinador está obligado a reportar a la FNE o a las autoridades, todos los indicios de conductas que puedan atentar contra la libre competencia. Sin embargo, el artículo 189 del DS 125 introduce una especificación sobre el ejercicio de la obligación de monitoreo de la competencia al señalar que "Toda decisión del consejo directivo respecto de esta obligación deberá quedar consignada en las actas de la sesión ordinaria respectiva o en la extraordinaria convocada al efecto". Esta especificación, constituye en la práctica una limitación para la Unidad de Monitoreo de la Competencia ("UMC") del Coordinador, no contemplada en el artículo 72°-10 de la LGSE, la cual restringe la dimensión de independencia de la función de monitoreo de la competencia, al supeditarla a la aprobación del Consejo Directivo del Coordinador para ejercer efectivamente sus funciones. En otras palabras, se genera una dependencia funcional de la UMC al Consejo Directivo del Coordinador. El impacto de lo expuesto se evidencia en que, de los numerosos informes de la UMC sobre indicios de conductas atentatorias en contra de la libre competencia, el Consejo Directivo del Coordinador únicamente ha puesto en conocimiento de la FNE 5 denuncias, tras 6 años de funcionamiento de la UMC. Al respecto cabe señalar que el ejercicio de otras funciones del Coordinador, como lo son: entregar antecedentes o responder solicitudes de autoridades, entre ellas, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, la Comisión Nacional de Energía, o el propio Ministerio de Energía, no requiere de la aprobación del Consejo Directivo. En virtud de lo anterior, el mismo criterio debe aplicarse a la función de la UMC para denunciar indicios de ilícitos anticompetitivos a la FNE. Además, la función de monitoreo de las condiciones de competencia, radicada en la UMC, debe ajustarse a la práctica histórica que caracterizó a las direcciones técnicas, que conformaron los Centros de Despacho Económico de Carga de los Sistemas Interconectado Central ("CDEC-SIC") y del Sistema Interconectado del Norte Grande ("CDEC-SING"), las cuales actuaban con independencia del directorio de cada CDEC y que llegó a ser formalizada en el artículo en el artículo 33 del Reglamento de los CDEC (Decreto Supremo N°291, de 2007, del Ministerio de Economía). Dicha norma definió a las direcciones técnicas de cada CDEC como organismos de carácter eminentemente técnico y ejecutivo, que desarrollaban sus funciones conforme a la ley y sus reglamentos, dentro de sus respectivas competencias y en forma independiente. En virtud de lo señalado, se propone modificar el artículo 189 del DS 125, a fin de dotar de mayor independencia a la UMC respecto del Consejo Directivo, cuando se trata de formular la denuncia de indicios de actuaciones constitutivas de infracción al Decreto Ley N°211 directamente ante la Fiscalía Nacional Económica ("FNE"), en cumplimiento estricto de la obligación que estableció la Ley 20.936 en el artículo 72°-10 de la Ley.	Se propone modificar el inciso primero del artículo 189, del siguiente modo, además de agregar un inciso tercero final en esa misma norma, según como se indica a continuación: "Si con motivo de la función de monitoreo, la Unidad de Monitoreo de la Competencia del Coordinador detectara indicios de actuaciones que pudieran constituir infracciones a la libre competencia, conforme a lo descrito en las normas del Decreto con Fuerza de Ley Nº 1, del año 2004, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que Fija el Texto Refundido, Coordinado y Sistematizado del Decreto Ley Nº 211, de 1973, deberá ponerlos en conocimiento de la Fiscalía Nacional Económica o de las autoridades que correspondan, acompañando toda la información y análisis que estime necesarios para una mejor comprensión de la conducta que representa un posible atentado contra la libre competencia. El Coordinador deberá poner a disposición del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, la Fiscalía Nacional Económica, la Superintendencia o de la autoridad correspondiente, toda la información que, en el ámbito de su competencia, dichas autoridades le requieran para el desarrollo de sus funciones. La Unidad de Monitoreo de la Competencia podrá formular la denuncia directamente ante la Fiscalía Nacional Económica, sin requerir para ello de la aprobación del Consejo Directivo del Coordinador".
40	Atlas Renewable Energy	Artículo tercero transitorio.-	Se solicita modificar el artículo tercero transitorio a fin de ajustarlo a las demás modificaciones propuestas y establecer condiciones y plazos que incentiven a los titulares de las instalaciones a disponer de los equipos que permitan ajustar su inyección de conformidad con su potencia disponible real durante la operación en tiempo real.	Se propone modificar el artículo tercero transitorio del siguiente modo: "Las instalaciones que operen con Autodespacho conectadas a la red de distribución serán consideradas en el ajuste al que refiere el artículo 45 bis y el inciso tercero del artículo 126 del presente reglamento, transcurridos 6 meses contados desde la publicación del presente decreto en el Diario Oficial".
42	Atlas Renewable Energy	Artículo 117 bis.-	Problemática del cálculo del costo de oportunidad de los BESS no se resuelve con la herramienta automática de despacho económico. Debe existir una solución técnica para recalcular el costo de oportunidad de los BESS para evitar el riesgo de una subutilización de los SAE.	0
1	GM Holdings S.A.	General	A lo largo del texto, se utilizan conceptos sin definir como "Energía Gestionables" e "Instalaciones con Capacidad de Almacenamiento", no se indica el alcance del concepto "Impacto de Larga Duración" ni cómo se determinan los costos de oportunidad para aquellas instalaciones que no son catalogadas con un Impacto de larga duración y se deja a criterio del Coordinador la decisión de metodología a usar para las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento (Costo Variable o Costo de Oportunidad). En este sentido, genera preocupación las indefiniciones y aspectos que se dejan a arbitrio del Coordinador, que no estarían normadas por el proceso formal de Comité Consultivo de una Norma Técnica, ni menos de una consulta pública formal. De esta manera, el Coordinador podría establecer en un Procedimiento o Minuta Operacional las definiciones, criterios y metodologías según estime conveniente, sin tener un debido proceso administrativo. Lo anterior descrito atenta contra la certidumbre, coherencia y seriedad regulatoria.	Se solicita que, además de considerar las observaciones específicas presentadas, se revise y se complemente el texto de manera que todos los conceptos y procesos que en este reglamento se proponen tengan una definición clara y precisa, al menos desde el punto de vista conceptual o a los principios que debe atender, y que los criterios o parámetros que deberá tener a la vista el Coordinador se establezcan explícitamente en las correspondientes Normas Técnicas.

0	GM Holdings S.A.	General	Si bien en esta modificación al reglamento, el costo de oportunidad se vincula a las instalaciones con capacidad de almacenamiento, el concepto resulta aplicable a toda energía que pueda ser colocada en el sistema, independientemente de la tecnología. Para que el costo de oportunidad represente adecuadamente los requerimientos del sistema y las oportunidades económicas reales, su cálculo debiera considerar: - La ventana de influencia temporal. - Una periodicidad adecuada de actualización, que permita recoger condiciones operativas cambiantes y precios actualizados del sistema. Este enfoque pone en relieve la importancia de contar con herramientas de programación y despacho que permitan realizar un recálculo eficiente y oportuno, mejorando la asignación de recursos y evitando distorsiones en la operación.	Se solicita que el reglamento explicite que el cálculo del costo de oportunidad no se limite exclusivamente a las instalaciones con capacidad de almacenamiento, sino que pueda aplicarse a toda energía que pueda ser colocada en el sistema, cuando corresponda. Asimismo, se solicita incorporar una disposición que instruya al Coordinador a: - Evaluar el costo de oportunidad en función de la ventana temporal de influencia de cada instalación. - Establecer una periodicidad mínima de recálculo, definida en la Norma Técnica. - Desarrollar y aplicar herramientas de programación y despacho que permitan reflejar las condiciones actualizadas del sistema y mejorar la eficiencia en la operación.
2	GM Holdings S.A.	Artículos 37, 38, 40, 57, 103, 112, 166 ter, 167, 168.-	Comentarios sobre el tratamiento de los Sistemas de Almacenamiento: En relación a los sistemas de almacenamiento, el texto: - Define los conceptos Costo de Oportunidad, Costo Variable y Costo de Producción (art. 2°, literales w, x e y), siendo éste último poco claro en cuanto a su relación con los otros 2 conceptos mencionados. La misma situación ocurre en el art. 57°, el cual indica que el Coordinador deberá usar el costo de producción considerando los costos variables y costos de oportunidad para efectos de establecer el listado de prioridad, sin embargo no especifica cómo aplica para instalaciones con capacidad de de almacenamiento. Recién en el art. 103° se señala que se calculará el costo de oportunidad que no podrá ser inferior al costo variables y deberá ser considerado como el costo de producción para sistemas de almacenamiento y centrales con almacenamiento por bombeo, sin referirse a otras tecnologías con capacidad de almacenamiento. Por otra parte, en el art. 57°, 166° y 167° no hay consistencia en cuanto a la remuneración cuando existe operación fuera de orden de mérito, ya que bajo las nuevas definiciones se esperaría que se pagara en función de los costos de producción, mas el texto señala la retribución de los costos variables. - En línea con lo anterior, en el art. 112° se plantea la elección por parte del Coordinador en cuanto a la aplicación del Costo Variable o Costo de Oportunidad (colocación óptima mediante programa de generación eficiente), cuya alternativa elegida será el Costo de Producción, sólo para el caso de centrales renovables con capacidad de almacenamiento, lo cual resulta en una discriminación arbitraria frente a este tipo de tecnología, además de no establecer los criterios bajo los cuales el Coordinador optará por una metodología por sobre otra. - Además, realiza una distinción entre aquellos que poseen impacto de larga duración y aquellos que no. Si bien se establecen aspectos que el Coordinador deberá tener en cuenta para dicha clasificación (art. 37°), no se indica cómo se evaluarán dichas características en conjunto para decidir el impacto. Tampoco se señalan las diferencias que habrían en el tratamiento del Costo de Oportunidad de instalaciones con capacidad de almacenamiento con impacto de larga y "corta duración" (art. 38°), además del recálculo que menciona el art. 40° para las instalaciones con impacto de "corta duración" que no se entiende el sentido de dicha revisión. - Utiliza el concepto Energías Gestionables en el marco de instalaciones con capacidad de almacenamiento, el cual no está definido y deja abierto a distintas interpretaciones sobre a cuáles instalaciones y tecnologías en específico se refiere.	Se solicita modificar a lo largo del texto propuesto, incluidos los artículos indicados, en el siguiente sentido: - Calcular el Costo de Oportunidad siempre a Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, Sistemas de Almacenamiento de Energía, Centrales con Almacenamiento por Bombeo y Centrales Renovables con Capacidad de Regulación. - Definir y utilizar apropiadamente los conceptos Costo de Oportunidad, Costo Variable y Costo de Producción, de manera que el Costo de Producción sea el máximo entre Costo de Oportunidad y Costo Variable, de manera que se considere el Costo de Producción para la colocación en la lista de orden económico y para la remuneración de la operación fuera de orden de mérito de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, Sistemas de Almacenamiento de Energía, Centrales con Almacenamiento por Bombeo y Centrales Renovables con Capacidad de Regulación. Además, chequear consistencia y modificar donde corresponde teniendo presente que el Costo de Producción es el antiguo Costo Variable de las demás unidades de generación, por lo que deberá reemplazarse Costo Variable por Costo de Producción. - Homologar tratamiento de la operación fuera de orden económico de las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, Sistemas de Almacenamiento de Energía, Centrales con Almacenamiento por Bombeo con el tratamiento que reciben los embalses (centrales renovables con capacidad de regulación), es decir, que se remunere en su Costo de Oportunidad cuando existe operación fuera de orden económico. - Eliminar el concepto de "Energía Gestionable" o, en subsidio, reemplazarlo por otro que se defina en el art 2° y dé a entender que se refiere a la energía almacenada en el sistema de almacenamiento o componente de almacenamiento/regulación (por ejemplo "Instalaciones con Capacidad de Almacenamiento"). - Eliminar el concepto de "Impacto de Larga Duración", de modo que a todas las instalaciones que se les calcule un costo de oportunidad tengan el mismo tratamiento.
3	GM Holdings S.A.	Artículo 2.-	En la definición de "Costo de Producción" del literal x., no se hace mención a las Centrales con Almacenamiento por Bombeo cuando se refiere al Costo de Oportunidad considerado para Sistemas de Almacenamiento, Centrales Renovables con Capacidad de Regulación y Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento (instalaciones con capacidad de almacenamiento).	Modificar el liiteral x. en el siguiente sentido: "Costo de Producción: Costo de la energía eléctrica que considera el Costo de Oportunidad de Sistemas de Almacenamiento de Energía, Centrales con Almacenamiento por Bombeo, Centrales Renovables con Capacidad de Regulación o Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento si corresponde, y el Costo Variable de otras unidades de generación en los términos señalados en el presente reglamento.
4	GM Holdings S.A.	Artículo 40.-	En el inciso 2 del art. 40° se indica que "Adicionalmente, el Coordinador deberá revisar los Costos de Oportunidad de las instalaciones con capacidad de almacenamiento que no presentan un impacto de larga duración para el sistema, pudiendo establecer un procedimiento simplificado para su recálculo. ". Al respecto, es importante que más allá de una revisión de los costos de oportunidad de instalaciones de determinado impacto, como principio debería recalcularse el costo de oportunidad de todas las instalaciones con capacidad de almacenamiento, especialmente cuando se detecten desviaciones relevantes que ocurran en tiempo real.	Se solicita modificar el art. 40° en el siguiente sentido: "El Coordinador deberá actualizar la programación de la operación, incorporando variables y antecedentes, en las etapas que corresponda, en atención a cambios relevantes en la operación esperada del sistema, contingencias, o desviaciones respecto de lo programado. Lo anterior incluye recalcular los costos de oportunidad para las instalaciones con capacidad de almacenamiento (Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, Sistemas de Almacenamiento de Energía, Centrales con Almacenamiento por Bombeo y Centrales Renovables con Capacidad de Regulación) con una cierta periodicidad, con el fin de incorporar información actualizada sobre los requerimientods del sistema y condiciones del mercado. Adicionalmente, el Coordinador deberá revisar los Costos de Oportunidad de las instalaciones con capacidad de almacenamiento que no presentan un impacto de larga duración para el sistema, pudiendo establecer un procedimiento simplificado para su recálculo. "
5	GM Holdings S.A.	Artículo 48.-	El último inciso hace referencia al cambio entre la aplicación del Costo de Oportunidad y Costo Variable para una central renovable con capacidad de regulación. Sin embargo, no queda clara la consistencia con el art. 37° que establece el impacto de larga duración, para el escenario que una central fuese catalogada como tal.	Eliminar el concepto de impacto de larga duración, o en su subsidio revisar consistencia regulatoria entre artículos.
6	GM Holdings S.A.	Artículo 96 y 114.-	Si bien se entiende que el Coordinador debe contar con herramientas para resguardar la seguridad, preocupa que el art. 96° y 114° puedan abrir espacio a prácticas que deriven en el arbitraje de energía por parte del Coordinador, distorsionando señales de mercado y desincentivando la inversión en almacenamiento.	Se solicita acotar la facultad del Coordinador a situaciones excepcionales, junto con resguardar que cualquier instrucción de este tipo contemple una evaluación de los impacto económicos para el actor afectado.
7	GM Holdings S.A.	Artículo 23.-	En relación con el avance constructivo de la obra, ¿cómo se acreditará? ¿habrá algún antecedente exigido como mínimo? Además, ¿tendrá alguna periodicidad mínima?	Se solicita aclarar.
8	GM Holdings S.A.	Artículo 33.-	El referido artículo trata sobre la excepción del cumplimiento de los plazos para el retiro, modificación relevante, desconexión, o cese de operaciones. Sin embargo, en incisos posteriores se señala una propuesta de programa de retiro por parte del Coordinado y un programa de retiro por parte de la Comisión; en este sentido surge la duda si dicho programa sólo aplica a los retiros, o también a las modificaciones relevantes.	Se solicita aclarar.
9	GM Holdings S.A.	Artículo 35.-	En relación con el informe de seguridad elaborado por el Coordinador, no se indica plazo asociado.	Se solicita indicar plazo que tendrá el Coordinador para la emisión del informe de seguridad.
10	GM Holdings S.A.	Artículo 45 bis.	Si bien se valora de manera positiva el artículo 45 bis propuesto y la no discriminación entre unidades que inyectan generación para la aplicación de prorratas en caso de vertimientos en el sistema, se propone que mientras no sea posible de aplicar por motivos tecnológicos (sistema de señales que debe ir desde el Coordinador a la Distribuidora y PMG/PMGD) en subsidio se realice un "vertimiento financiero". En otras palabras, que se descuente de la compensación al precio estabilizado aquella energía valorizada que no hubiera sido posible inyectar de haberse aplicado la prorrata. En este sentido, se generaría un beneficio para generadoras que realizan retiros, clientes libres y clientes regulados afectos a licitaciones que traspasan costos sistémicos, y no se generará perjuicio frente a otros generadores renovables que se vieron afectados por reducciones, dado que el balance de inyecciones sería 0, dado que el recorte de energía conlleva costos marginales nulos.	Se sugiere una modificación en el siguiente sentido: "Artículo 45 bis.- En caso de que exista más de una instalación de generación con igual costo considerado en el listado de prioridad de colocación, y no hubiese capacidad de colocación suficiente para todas ellas, la generación de estas deberá ser prorrateada por el Coordinador hasta alcanzar la capacidad de colocación máxima considerando las características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas, de acuerdo con lo establecido en el artículo anterior. Para las instalaciones conectadas a la red de transmisión, dicho prorrateo deberá realizarse utilizando como criterio la disponibilidad de generación eléctrica pronosticada, o la capacidad máxima de inyección en el caso de Sistemas de Almacenamiento de Energía. Por su parte, para las centrales que operen con Autodespacho y se encuentren conectadas a la red de distribución, el ajuste será determinado por el Coordinador para el conjunto de instalaciones que operen dentro de una misma red de distribución, o parte de ella, según su disponibilidad de generación eléctrica pronosticada o, en su defecto, de acuerdo con su potencia nominal. Sin perjuicio de lo anterior, excepcionalmente, el Coordinador podrá considerar condiciones especiales de operación para una utilización óptima de los recursos. Mientras que dicho prorrateo no pueda ser aplicable a las centrales que operen con Autodespacho conectadas en distribución por motivos tecnológicos, deberá aplicarse un descuento equivalente en los balances de energía, igual a la porción de energía valorizada que no podría haberse inyectado si la señal hubiese estado disponible para el cálculo de prorrateo."
11	GM Holdings S.A.	Artículo 2.-	En el literal z. no se especifica que los excedentes pueden ser de los Autoproductores o SGC.	Se solicita modificar el litera z. del art. 2° en el siguiente sentido: "Excedentes: Diferencia entre la demanda eléctrica máxima de un Autoproductor o SGC que se utiliza para el desarrollo de procesos productivos y la potencia producida por un medio de generación, descontado su consumo propio, determinados con el fin de ser inyectados a un sistema interconectado o a las instalaciones de una Empresa Distribuidora, a través de su punto de conexión. "

12	GM Holdings S.A.	Artículo 2.-	En el literal y. donde se define "Costo Variable", no se incluyen a los SGC (el art. 2°, literal k. excluye expresamente a la componente de generación de los SGC del concepto de Empresas Generadoras).	Se solicita modificar el literal y. del art. 2° en el siguiente sentido: "Costo Variable: Costo en el que efectivamente incurre, por unidad de generación, cada Empresa Generadora para producir energía eléctrica, o cada propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere a cualquier título instalaciones que posean capacidad de almacenamiento o la componente de generación de Sistemas de Generación Consumo para la generación o inyección de energía que corresponda, y que dependen del nivel de generación o inyección en una determinada condición de operación, determinado en conformidad al presente reglamento. "
13	GM Holdings S.A.	Artículo 44.-	En relación a la programación de la operación, no se incluye dentro de los aspectos mínimos a considerar para su elaboración la participación de los SGC, mediante pronósticos de excedentes o requerimientos de los SGC.	Se solicita incluir el siguiente literal y.: "y. Pronóstico de excedentes de los SGC."
14	GM Holdings S.A.	Artículo 116 ter.-	1.- En relación a los SGC que podrían optar por autodespacho (excedentes menores o iguales a 9 MW) previa autorización del Coordinador según los criterios de la NT, surge la consulta si también aplicaría para unidades SGC en distribución. 2.- Además, entendiendo que los SGC buscan abastecer un consumo de un proceso productivo, no hace sentido con el literal a) que considera la capacidad de generación del SGC a CV. Si bien lo más coherente sería lo planteado en el literal b) (inyección de sus excedentes a CV), se sugiere utilizar las figuras que ya están definidas en la regulación para su simplificación: dado que el SGC tiene una componente de generación y un consumo, se sugiere la aplicación de las reglas que aplican a los Autoproductores cuando inyecte sus excedentes y a los consumos cuando realicen retiros.	1.- Se solicita aclarar. 2.- Se solicita considerar como principio para este y los demás artículos que aplique la siguiente idea: dado que el SGC tiene una componente de generación y un consumo, se sugiere la aplicación de las reglas que aplican a los Autoproductores cuando inyecte sus excedentes y a los consumos cuando realicen retiros
15	GM Holdings S.A.	Artículo 116 quinquies.-	El referido artículo indica lo siguiente: "Para todos los efectos de este reglamento, el suministrador del SGC actuará como titular de la instalación frente al Coordinador." Al respecto, ¿un SGC puede y/o debe tener un suministrador adicional de respaldo?	Se solicita aclarar.
16	GM Holdings S.A.	Artículo 116 sexies.-	En relación con los modos de operación que se describen para un SGC, de la redacción no queda claro si los retiros de un SGC pueden ser utilizados para la carga de una batería que posteriormente suministre energía al complejo, sin volver a inyectar excedentes al sistema posteriormente.	Se solicita aclarar.
17	GM Holdings S.A.	Artículo 140.-	En relación a lo indicado en el inciso cuarto, sobre un agente tercero que el Coordinador podría habilitar intermediar las operaciones financieras provenientes de los balances de transferencias económicas, si no puede generar costos para los coordinados y cliente finales, ¿quién asumirá dicho costo?	Se solicita aclarar.
18	GM Holdings S.A.	Artículo 142.-	En cuanto a quiénes son Coordinados, en el literal a. no se incluyen a los titulares de SGC.	Se solicita incorporar a los titulares de SGC en el literal a. para que puedan ser Coordinados.
19	GM Holdings S.A.	Artículo 154.-	A lo largo del artículo 154° se utiliza el término "empresas eléctricas".	Se solicita aclarar a cuáles empresas se refiere mediante una definición del concepto.
20	GM Holdings S.A.	Artículo 69.-	En cuanto a la habilitación del Coordinador para realizar un estudio para proyectar caudales afluentes de las centrales hidroeléctricas, surge la inquietud de que se incluya algo similar para la tecnología eólica, dada la alta incertidumbre que hoy representa y que aecta a la programación, despacho y uso eficiente de los recursos del sistema.	Se propone incluir un nuevo inciso tercero: "Asimismo, el Coordinardor podrá elaborar o contratar la elaboración de estudio para proyectar la producción eólica esperada de las centrales eólicas del Sistema Eléctrico Nacional, considerando, al menos pronósticos meteorológicos, información histórica de viento e información estadística relevante"

Reglamento_del_Coordinador_Independiente_del_Sistema_Eléctrico_Nacional

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
10	Cristián Araya M	Artículo 41.-	El CEN "deberá" incorporar las iniciativas de los coordinados en el Plan de Trabajo.	0
13	AngloAmerican Sur	Artículo 41.-	Si bien se incorpora un proceso de levantamiento de mejoras a la coordinación y operación del sistema eléctrico, mediante una sección web para recibir propuestas de los Coordinados, la publicación de un "Informe de iniciativas" y la habilitación para incorporar estas propuestas a nivel presupuestario, sin perjuicio de que el levantamiento propuesto podría resultar útil, la institucionalidad del Coordinador no cuenta con accountability que permita asegurar el cumplimiento de todas las disposiciones que le mandata la normativa y que dé cuenta que los procesos que lleva a cabo se efectúen eficientemente en tiempo, forma y presupuesto. Resulta particularmente necesario incorporar un esquema de transparencia, trazabilidad y rendición de cuentas dado el status ad-hoc del Coordinador, en cuanto a que a diferencia de las instituciones públicas no se encontraría sujeto, por ejemplo, al control de Contraloría General de la República.	Se sugiere incorporar un artículo 41 bis en el siguiente sentido: "El Coordinador deberá publicar anualmente junto con el envío a la Comisión a que hace referencia el artículo 41, un informe de rendición de cuentas del año inmediatamente anterior, que dé cuenta del cumplimiento detallado de las disposiciones mandatadas por la nomativa y sus procesos asociados en tiempo y forma. Asimismo, este informe deberá detallar el gasto presupuestario del año señalado."
38	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Otros	Actualmente se ha detectado la necesidad de contar con indicadores claves respecto de la gestión del Coordinador Eléctrico Nacional que permitan hacer un seguimiento, y un apoyo para los distintos agentes participantes del mercado eléctrico, respecto de la medición, monitoreo y evaluación del desempeño del operador del sistema. De este modo, los indicadores deberán permitir evaluar la eficiencia operativa, garantizar la transparencia y equidad en el mercado, entre otros.	Artículo 31.- Al Coordinador le será aplicable el principio de transparencia por lo que deberá mantener a disposición permanente del público, a través de su sitio de dominio electrónico, los siguientes antecedentes debidamente actualizados, al menos, una vez al mes: a) El marco normativo que le sea aplicable. b) Su estructura orgánica u organización interna. c) Las funciones y competencias de cada una de sus unidades u órganos internos. d) Sus estados financieros y memorias anuales. e) La composición de su Consejo Directivo y la individualización de los responsables de la gestión y administración. f) Información consolidada del personal. g) Toda remuneración percibida en el año por cada miembro del Consejo Directivo y por el Director Ejecutivo, por concepto de gastos de representación, viáticos, regalías y, en general, todo otro estipendio. Asimismo, deberá incluirse, de forma global y consolidada, la remuneración total percibida por el personal del Coordinador. h) Cuenta pública anual que dé cuenta del cumplimiento de los objetivos de gestión y los resultados de los indicadores de gestión a que hace referencia el artículo 42 literal a).ii del presente reglamento. La información anterior deberá incorporarse a su sitio de dominio electrónico en forma completa, y de un modo que permita su fácil identificación y un acceso expedito. Lo señalado en el presente Título es sin perjuicio del deber de implementar y mantener los sistemas de información pública a que se refiere el artículo 72º-8 de la ley.

39	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Otros	Como complemento a la propuesta anterior, se requiere definir un conjunto mínimo de indicadores de la gestión del Coordinador, y el estándar esperado para cada año.	Artículo 42.- La presentación del presupuesto deberá estar acompañada de las siguientes definiciones y antecedentes de respaldo: a) Definiciones estratégicas, considerando, a lo menos: i. Identificación de los objetivos institucionales que el Coordinador debe desarrollar, conforme a la normativa vigente. ii. Planificación estratégica, que contenga objetivos del periodo, productos e indicadores de gestión. iii. Diseño operativo general, identificando alternativas tecnológicas, territoriales y estrategias de implementación a utilizar. b) Definición de los mecanismos de implementación de la estrategia, considerando, a lo menos: i. Diseño organizacional, explicitando los procesos fundamentales, estructura funcional asociada y los mecanismos de coordinación. ii. Estructura de cargos, especificando competencias, perfiles y requisitos, según la organización y requerimientos de la institución. iii. Programa plurianual de gastos e inversiones. iv. Estudios y consultorías, señalando su periodicidad y alcance de las mismas. Los indicadores de gestión a que hace referencia el literal a.ii deberán ser aprobados por la Comisión y publicados en el sitio web del Coordinador y deberán medir y/o informar, al menos, los siguientes elementos: i.Desempeño del Sistema de Información Pública del Coordinador a que hace referencia el Capítulo 3 del Reglamento de Coordinación y Operación, o la normativa que lo reemplace. ii.Tiempos de respuesta a los Coordinados y a las autoridades. iii.Ejecución de acuerdo con el cronograma de las auditorías a que hace referencia el título V del Reglamento de Coordinación y Operación, o la normativa que lo reemplace. iv.Grado de trazabilidad en la información y decisiones que ejecuta el Coordinador de acuerdo con las facultades otorgadas en el Reglamento de Coordinación y Operación. v.Grado de ejecución presupuestaria de acuerdo con sus partidas definidas y cronograma. vi.Reducción respecto de año anterior de los costos de operación total del sistema, así como las gestiones para reducir los costos de operación debido a la instrucción de operación de instalaciones para mantener la seguridad del sistema. vii.Indicadores relacionados con la reducción de emisiones de dióxido de carbono equivalente. viii.Minimización de las solicitudes de trabajo de curso forzoso que anteriormente fueron presentadas por los Coordinados como trabajo de curso normal, y que en dicha circunstancia fueron rechazadas por el Coordinador.
40	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Otros	En un contexto de necesidad de mayor trazabilidad de las decisiones, resulta necesario contar estudios que permitan controlar la eficiencia de los gastos del Coordinador, y la consistencia de éstos con sus obligaciones legales.	Artículo 45.- La Comisión deberá contratar, al menos con una periodicidad cuatrienal, asesorías o estudios con el objeto de controlar la eficiencia en el gasto del Coordinador, conforme a parámetros objetivos, considerando el resultado de los indicadores de gestión contenidos en el artículo 42 literal a.ii, orientados hacia medida de mejora continúa Los costos de las asesorías o estudios deberán ser incorporados oportunamente en el presupuesto del Coordinador.
5	Cristina Lux Acuña	Artículo 35 bis.-	La propuesta de artículo busca facultar al Coordinador para aplicar condiciones especiales a la operación, a pretexto de garantizar un "uso eficiente de los recursos primarios de generación", de las centrales generadoras en retiro. Existen casos anteriores (Centrales Norgener 1 y 2 de AES Andes S.A.) en que el Coordinador ha programado el despacho fuera de orden económico de centrales generadoras, bajo el pretexto de tener que consumir el carbón remanente previo a su retiro del sistema. Ello se ha fundado en una supuesta limitación de las centrales, bajo el art. 45 del Reglamento, aduciendo que sus respectivas RCAs no habilitarían a disponer del carbón de otro modo. Estas situaciones han significado una vulneración injustificada al principio del despacho en orden económico, pilar fundamental del sistema eléctrico nacional. La actual propuesta del art. 35 bis.- extiende aún más las facultades del Coordinador, permitiendo programar operaciones especiales, sin necesidad de justificar limitaciones de las instalaciones en base al art. 45 del Reglamento. Es por ello que se propone eliminar la propuesta del art. 35 bis, o en su defecto, modificarla en el sentido de asegurar que su utilización no sirva para vulnerar el principio de despacho en orden económico.	Sugerimos eliminar la propuesta de artículo, o en su defecto, aprobar el siguiente texto en rojo: “Artículo 35 bis.- Previo al retiro de una central generadora, el Coordinador podrá aplicar condiciones especiales de operación para propender al uso eficiente de los recursos primarios de generación, conforme a lo que disponga la norma técnica respectiva, con el objetivo de resguardar la seguridad y la operación económica del sistema eléctrico. Esta condición especial de operación no deberá significar sobrecostos para el sistema, ni implicar una excepción al principio de despacho en orden económico.

9	Cristina Lux Acuña	Artículo 53 bis.-	La propuesta de reforma regulatoria incluye el artículo bajo comentario abre la oportunidad para que los agentes coordinados participen del proceso de mejorar regulatoria del Coordinador; sin embargo, consideramos que esta oportunidad también debe abrirse a la ciudadanía de manera general pues desde la sociedad civil, la academia y otros frentes existe interés y conocimiento del sector que puede aprovecharse para tener propuestas de mejora regulatoria fortalecidas. Un entendimiento similar es el adoptado por el Operador del Sistema Independiente de California (CAISO) que gestiona el mercado mayorista de electricidad y el sistema de transmisión del estado, basándose en un proceso estructurado de partes interesadas para perfeccionar las políticas, desarrollar diseños de mercado y alinear las operaciones de la red con los mandatos normativos. El CAISO opera con un modelo de gobernanza abierto que reconoce explícitamente la participación de diversas clases de partes interesadas (stakeholders) en la toma de decisiones regulatorias. Este modelo ha sido validado normativamente por la Comisión Federal de Regulación Energética de EE. UU. (FERC). En particular, en la orden 112 FERC - 61,010 (2005), la FERC aprobó una reforma al mecanismo de selección del Consejo Directivo del CAISO que incluyó la creación de un Board Nominee Review Committee conformado por 36 representantes de partes interesadas distribuidos equitativamente entre las siguientes seis clases: 1. Propietarios de redes de transmisión 2. Usuarios finales y proveedores minoristas 3. Grupos de interés público (incluida sociedad civil) 4. Proveedores de energía alternativa 5. Empresas dependientes de redes de transmisión 6. Generadores y comercializadores Cada clase define autónomamente su método de designación. Este comité revisa y califica a los candidatos propuestos por un buscador externo para el Consejo del CAISO, asegurando que los intereses públicos y privados estén representados desde la fase de nominación. Este caso constituye un fundamento normativo claro de lo que puede entenderse como partes interesadas (stakeholder) en el contexto regulatorio eléctrico, y de cómo su participación puede institucionalizarse no solo a través de consultas, sino en órganos permanentes de revisión, planificación y gobernanza. Es así como el CAISO opera bajo un modelo robusto de gobernanza participativa, donde las decisiones regulatorias clave, como por ejemplo, sobre infraestructura, mercado eléctrico y acceso abierto, se someten a procesos abiertos de consulta. Este modelo se implementa a través de: - Publicación anual o mensual de varias rutas de participación pública en diversos procesos regulatorios y de decisiones ejecutivas, incluyendo la hoja de ruta anual de iniciativas de decisiones de política que se define en conjunto con actores del sector y sociedad civil. Ver: https://stakeholdercenter.caiso.com/RecurringStakeholderProcesses/Annual-policy-initiatives-roadmap-process-2025 - Desarrollo técnico iterativo mediante documentos y foros públicos. - Aprobación de propuestas por órganos de gobierno con representación especializada. - Herramientas accesibles que permite a las partes interesadas participar y contribuir en la construcción de las decisiones clave que dan forma a las operaciones del mercado energético de California (conocido como, "stakeholder process"). Ver: https://stakeholdercenter.caiso.com/StakeholderInitiatives?_gl=1*e12f0f*_ga*NTIxMTc0ODc5LiE3NDcyODg0MTE.*_ga_NDS4B4M2WP*czE3NDcyODg0MTEkbzEkZzEkdDE3NDcyODg0NTIkajAkbDAkaDA.	Sugerimos el siguiente texto en rojo: "Artículo 53 bis. - El Coordinador deberá disponer en su sitio web una sección habilitada para recibir propuestas de los Coordinados y partes interesadas, relativas a mejorar procesos asociados a la coordinación de la operación, ejercicio de sus competencias, y a la información a ser publicada en su sitio web. Dichas propuestas deberán sujetarse a los formatos, plazos y criterios de completitud dispuestos por el Coordinador, quien podrá determinar su admisibilidad, de forma justificada, de acuerdo con las competencias y funciones del Coordinador que se encuentren en la normativa vigente.".
19	Compañía Minera Doña Ines de Collahuasi	Artículo 41.-	Actualmente no se percibe la necesidad de crear una instancia formal de propuestas de iniciativas por parte de los Coordinador hacia el Coordinador. En la práctica, los Coordinados proponen iniciativas al Coordinador o la CNE cuando se identifica la necesidad de resolver un problema asociado a los procesos de coordinación y operación del sistema eléctrico, así como también a otros procesos relacionados al funcionamiento del sector eléctrico. El hecho de definir una instancia formal para estos efectos limita la flexibilidad que tienen actualmente los Coordinados para proponer iniciativas, lo que genera ineficiencias a los procesos. También, el hecho de definir una solución a una necesidad que, en la prácitca, no existe, crea ineficiencias en los procesos de gestion administrativa y de personas para los Coordinados, el Coordinador y la CNE, por lo que se sugiere eliminar el informe de iniciativas propuesto. Se sguiere sustiruir este proceso por una definición de accountability formal y periodico por parte del Coordinador.	Se sugiere eliminar la modificación propuesta al artículo 41 y agregar por un proceso formal y periodico de accountability como un nuevo inciso final: "A mayo del siguiente año el Coordinador publicará un reporte que dará cuenta del cumplimiento de todos sus procesos reguladores y del plan de trabajo que haya sido aprobado por la Comisión Nacional de Energía para la definición del presupuesto del Coordinador. Este reporte contendrá las metricas de cumplimiento en tiempo y forma del programa de trabajo y de todos los procesos periodicos (programas de operación, balances del mercado de corto plazo, auditorias, informes , etc.). En caso que corresponda, dará cuenta de la justificación y plan de acción de aquellos procesos cuyas metrica no cumplan con la normativa vigente."
20	Compañía Minera Doña Ines de Collahuasi	Artículo 43.-	Actualmente no se percibe la necesidad de crear una instancia formal de propuestas de iniciativas por parte de los Coordinador hacia el Coordinador. En la práctica, los Coordinados proponen iniciativas al Coordinador o la CNE cuando se identifica la necesidad de resolver un problema asociado a los procesos de coordinación y operación del sistema eléctrico, así como también a otros procesos relacionados al funcionamiento del sector eléctrico. El hecho de definir una instancia formal para estos efectos limita la flexibilidad que tienen actualmente los Coordinados para proponer iniciativas, lo que genera ineficiencias a los procesos. También, el hecho de definir una solución a una necesidad que, en la prácitca, no existe, crea ineficiencias en los procesos de gestion administrativa y de personas para los Coordinados, el Coordinador y la CNE, por lo que se sugiere eliminar el informe de iniciativas propuesto.	Se sugiere eliminar la modificación propuesta al artículo 43.
21	Compañía Minera Doña Ines de Collahuasi	Artículo 53 bis.-	Actualmente no se percibe la necesidad de crear una instancia formal de propuestas de iniciativas por parte de los Coordinador hacia el Coordinador. En la práctica, los Coordinados proponen iniciativas al Coordinador o la CNE cuando se identifica la necesidad de resolver un problema asociado a los procesos de coordinación y operación del sistema eléctrico, así como también a otros procesos relacionados al funcionamiento del sector eléctrico. El hecho de definir una instancia formal para estos efectos limita la flexibilidad que tienen actualmente los Coordinados para proponer iniciativas, lo que genera ineficiencias a los procesos. También, el hecho de definir una solución a una necesidad que, en la prácitca, no existe, crea ineficiencias en los procesos de gestion administrativa y de personas para los Coordinados, el Coordinador y la CNE, por lo que se sugiere eliminar el informe de iniciativas propuesto.	Se sugiere eliminar el artículo 53 bis.
22	Compañía Minera Doña Ines de Collahuasi	Artículo 53 ter.-	Actualmente no se percibe la necesidad de crear una instancia formal de propuestas de iniciativas por parte de los Coordinador hacia el Coordinador. En la práctica, los Coordinados proponen iniciativas al Coordinador o la CNE cuando se identifica la necesidad de resolver un problema asociado a los procesos de coordinación y operación del sistema eléctrico, así como también a otros procesos relacionados al funcionamiento del sector eléctrico. El hecho de definir una instancia formal para estos efectos limita la flexibilidad que tienen actualmente los Coordinados para proponer iniciativas, lo que genera ineficiencias a los procesos. También, el hecho de definir una solución a una necesidad que, en la prácitca, no existe, crea ineficiencias en los procesos de gestion administrativa y de personas para los Coordinados, el Coordinador y la CNE, por lo que se sugiere eliminar el informe de iniciativas propuesto.	Se sugiere eliminar el artículo 53 ter.

29	ACENOR AG	Artículo 41.-	Si bien se incorpora un proceso de levantamiento de mejoras a la coordinación y operación del sistema eléctrico, mediante una sección web para recibir propuestas de los Coordinados, la publicación de un "Informe de iniciativas" y la habilitación para incorporar estas propuestas a nivel presupuestario, sin perjuicio de que el levantamiento propuesto podría resultar útil, la institucionalidad del Coordinador no cuenta con accountability que permita asegurar el cumplimiento de todas las disposiciones que le mandata la normativa y que dé cuenta que los procesos que lleva a cabo se efectúen eficientemente en tiempo, forma y presupuesto. Resulta particularmente necesario incorporar un esquema de transparencia, trazabilidad y rendición de cuentas dado el status ad-hoc del Coordinador, en cuanto a que a diferencia de las instituciones públicas no se encontraría sujeto, por ejemplo, al control de Contraloría General de la República. Al mismo tiempo, no se percibe la necesidad de crear una instancia formal de propuestas de iniciativas por parte de los coordinados hacia el Coordinador. En la práctica, los Coordinados proponen iniciativas al Coordinador o la CNE cuando se identifica la necesidad de resolver un problema asociado a los procesos de coordinación y operación del sistema eléctrico, así como también a otros procesos relacionados al funcionamiento del sector eléctrico. Una instancia formal para estos efectos limita la flexibilidad que tienen actualmente los Coordinados y puede generar ineficiencias a los procesos. Se sguiere sustiruir este proceso por una definición de accountability formal y periodico por parte del Coordinador.	Eliminar la modificación del art. 41. Se sugiere incorporar un artículo 41 bis en el siguiente sentido: "El Coordinador deberá publicar anualmente junto con el envío a la Comisión a que hace referencia el artículo 41, un informe de rendición de cuentas del año inmediatamente anterior, que dé cuenta del cumplimiento detallado de las disposiciones mandatadas por la nomativa y sus procesos asociados en tiempo y forma. Asimismo, este informe deberá detallar el gasto presupuestario del año señalado." "Este informe contendrá las metricas de cumplimiento en tiempo y forma del programa de trabajo y de todos los procesos periodicos (programas de operación, balances del mercado de corto plazso, auditorias, informes , etc.). En caso que corresponda, dará cuenta de la justificación y plan de acción de aquellos procesos cuyas metrica no cumplan con la normativa vigente"
30	ACENOR AG	Artículo 43.-	Si bien se incorpora un proceso de levantamiento de mejoras a la coordinación y operación del sistema eléctrico, mediante una sección web para recibir propuestas de los Coordinados, la publicación de un "Informe de iniciativas" y la habilitación para incorporar estas propuestas a nivel presupuestario, sin perjuicio de que el levantamiento propuesto podría resultar útil, la institucionalidad del Coordinador no cuenta con accountability que permita asegurar el cumplimiento de todas las disposiciones que le mandata la normativa y que dé cuenta que los procesos que lleva a cabo se efectúen eficientemente en tiempo, forma y presupuesto. Resulta particularmente necesario incorporar un esquema de transparencia, trazabilidad y rendición de cuentas dado el status ad-hoc del Coordinador, en cuanto a que a diferencia de las instituciones públicas no se encontraría sujeto, por ejemplo, al control de Contraloría General de la República. Al mismo tiempo, no se percibe la necesidad de crear una instancia formal de propuestas de iniciativas por parte de los coordinados hacia el Coordinador. En la práctica, los Coordinados proponen iniciativas al Coordinador o la CNE cuando se identifica la necesidad de resolver un problema asociado a los procesos de coordinación y operación del sistema eléctrico, así como también a otros procesos relacionados al funcionamiento del sector eléctrico. Una instancia formal para estos efectos limita la flexibilidad que tienen actualmente los Coordinados y puede generar ineficiencias a los procesos. Se sguiere sustiruir este proceso por una definición de accountability formal y periodico por parte del Coordinador.	Se sugiere eliminar la modificación propuesta al artículo 43.
31	ACENOR AG	Artículo 53 bis.-	Si bien se incorpora un proceso de levantamiento de mejoras a la coordinación y operación del sistema eléctrico, mediante una sección web para recibir propuestas de los Coordinados, la publicación de un "Informe de iniciativas" y la habilitación para incorporar estas propuestas a nivel presupuestario, sin perjuicio de que el levantamiento propuesto podría resultar útil, la institucionalidad del Coordinador no cuenta con accountability que permita asegurar el cumplimiento de todas las disposiciones que le mandata la normativa y que dé cuenta que los procesos que lleva a cabo se efectúen eficientemente en tiempo, forma y presupuesto. Resulta particularmente necesario incorporar un esquema de transparencia, trazabilidad y rendición de cuentas dado el status ad-hoc del Coordinador, en cuanto a que a diferencia de las instituciones públicas no se encontraría sujeto, por ejemplo, al control de Contraloría General de la República. Al mismo tiempo, no se percibe la necesidad de crear una instancia formal de propuestas de iniciativas por parte de los coordinados hacia el Coordinador. En la práctica, los Coordinados proponen iniciativas al Coordinador o la CNE cuando se identifica la necesidad de resolver un problema asociado a los procesos de coordinación y operación del sistema eléctrico, así como también a otros procesos relacionados al funcionamiento del sector eléctrico. Una instancia formal para estos efectos limita la flexibilidad que tienen actualmente los Coordinados y puede generar ineficiencias a los procesos. Se sguiere sustiruir este proceso por una definición de accountability formal y periodico por parte del Coordinador.	Se sugiere eliminar el artículo 53 bis.
32	ACENOR AG	Artículo 53 ter.-	Si bien se incorpora un proceso de levantamiento de mejoras a la coordinación y operación del sistema eléctrico, mediante una sección web para recibir propuestas de los Coordinados, la publicación de un "Informe de iniciativas" y la habilitación para incorporar estas propuestas a nivel presupuestario, sin perjuicio de que el levantamiento propuesto podría resultar útil, la institucionalidad del Coordinador no cuenta con accountability que permita asegurar el cumplimiento de todas las disposiciones que le mandata la normativa y que dé cuenta que los procesos que lleva a cabo se efectúen eficientemente en tiempo, forma y presupuesto. Resulta particularmente necesario incorporar un esquema de transparencia, trazabilidad y rendición de cuentas dado el status ad-hoc del Coordinador, en cuanto a que a diferencia de las instituciones públicas no se encontraría sujeto, por ejemplo, al control de Contraloría General de la República. Al mismo tiempo, no se percibe la necesidad de crear una instancia formal de propuestas de iniciativas por parte de los coordinados hacia el Coordinador. En la práctica, los Coordinados proponen iniciativas al Coordinador o la CNE cuando se identifica la necesidad de resolver un problema asociado a los procesos de coordinación y operación del sistema eléctrico, así como también a otros procesos relacionados al funcionamiento del sector eléctrico. Una instancia formal para estos efectos limita la flexibilidad que tienen actualmente los Coordinados y puede generar ineficiencias a los procesos. Se sguiere sustiruir este proceso por una definición de accountability formal y periodico por parte del Coordinador.	Se sugiere eliminar el artículo 53 ter.
54	CERRO DOMINADOR	Artículo 53 bis.-	Se solicita que la posibilidad de realizar sugerencias y propuestas sea no sólo para los coordinados sino también para los usuarios en general de dicha información. Esta disposición permite tener un control más heterogéneo de la calidad de la informacicon y sus brechas y aporta significativamente a la transparencia.	0
55	CERRO DOMINADOR	Artículo 53 ter.-	Misma observación anterior	0
10	Consejo Minero	Artículo 41.-	En la elaboración del presupuesto del Coordinador hace falta una etapa de consulta no vinculante a los Coordinados, de un borrador de dicho presupuesto.	Luego del párrafo sobre iniciativas de los Coordinados. Incluir el siguiente: "Asimismo, en el presupuesto podrá incluir las sugerencias de los Coordinados recibidas en un proceso de consulta de un borrador de este".

50	AGR AG	Otros	Actualmente se ha detectado la necesidad de contar con indicadores claves respecto de la gestión del Coordinador Eléctrico Nacional que permitan hacer un seguimiento, y un apoyo para los distintos agentes participantes del mercado eléctrico, respecto de la medición, monitoreo y evaluación del desempeño del operador del sistema. De este modo, los indicadores deberán permitir evaluar la eficiencia operativa, garantizar la transparencia y equidad en el mercado, entre otros.	Artículo 31.- Al Coordinador le será aplicable el principio de transparencia por lo que deberá mantener a disposición permanente del público, a través de su sitio de dominio electrónico, los siguientes antecedentes debidamente actualizados, al menos, una vez al mes: a) El marco normativo que le sea aplicable. b) Su estructura orgánica u organización interna. c) Las funciones y competencias de cada una de sus unidades u órganos internos. d) Sus estados financieros y memorias anuales. e) La composición de su Consejo Directivo y la individualización de los responsables de la gestión y administración. f) Información consolidada del personal. g) Toda remuneración percibida en el año por cada miembro del Consejo Directivo y por el Director Ejecutivo, por concepto de gastos de representación, viáticos, regalías y, en general, todo otro estipendio. Asimismo, deberá incluirse, de forma global y consolidada, la remuneración total percibida por el personal del Coordinador. h) Cuenta pública anual que dé cuenta del cumplimiento de los objetivos de gestión y los resultados de los indicadores de gestión a que hace referencia el artículo 42 literal a).ii del presente reglamento. La información anterior deberá incorporarse a su sitio de dominio electrónico en forma completa, y de un modo que permita su fácil identificación y un acceso expedito. Lo señalado en el presente Título es sin perjuicio del deber de implementar y mantener los sistemas de información pública a que se refiere el artículo 72º-8 de la ley.
51	AGR AG	Otros	Como complemento a la propuesta anterior, se requiere definir un conjunto mínimo de indicadores de la gestión del Coordinador, y el estándar esperado para cada año.	Artículo 42.- La presentación del presupuesto deberá estar acompañada de las siguientes definiciones y antecedentes de respaldo: a) Definiciones estratégicas, considerando, a lo menos: i. Identificación de los objetivos institucionales que el Coordinador debe desarrollar, conforme a la normativa vigente. ii. Planificación estratégica, que contenga objetivos del periodo, productos e indicadores de gestión. iii. Diseño operativo general, identificando alternativas tecnológicas, territoriales y estrategias de implementación a utilizar. b) Definición de los mecanismos de implementación de la estrategia, considerando, a lo menos: i. Diseño organizacional, explicitando los procesos fundamentales, estructura funcional asociada y los mecanismos de coordinación. ii. Estructura de cargos, especificando competencias, perfiles y requisitos, según la organización y requerimientos de la institución. iii. Programa plurianual de gastos e inversiones. iv. Estudios y consultorías, señalando su periodicidad y alcance de las mismas. Los indicadores de gestión a que hace referencia el literal a.ii deberán ser aprobados por la Comisión y publicados en el sitio web del Coordinador y deberán medir y/o informar, al menos, los siguientes elementos: i.Desempeño del Sistema de Información Pública del Coordinador a que hace referencia el Capítulo 3 del Reglamento de Coordinación y Operación, o la normativa que lo reemplace. ii.Tiempos de respuesta a los Coordinados y a las autoridades. iii.Ejecución de acuerdo con el cronograma de las auditorías a que hace referencia el título V del Reglamento de Coordinación y Operación, o la normativa que lo reemplace. iv.Grado de trazabilidad en la información y decisiones que ejecuta el Coordinador de acuerdo con las facultades otorgadas en el Reglamento de Coordinación y Operación. v.Grado de ejecución presupuestaria de acuerdo con sus partidas definidas y cronograma. vi.Reducción respecto de año anterior de los costos de operación total del sistema, así como las gestiones para reducir los costos de operación debido a la instrucción de operación de instalaciones para mantener la seguridad del sistema. vii.Indicadores relacionados con la reducción de emisiones de dióxido de carbono equivalente. viii.Minimización de las solicitudes de trabajo de curso forzoso que anteriormente fueron presentadas por los Coordinados como trabajo de curso normal, y que en dicha circunstancia fueron rechazadas por el Coordinador.
52	AGR AG	Otros	En un contexto de necesidad de mayor trazabilidad de las decisiones, resulta necesario contar estudios que permitan controlar la eficiencia de los gastos del Coordinador, y la consistencia de éstos con sus obligaciones legales.	Artículo 45.- La Comisión deberá contratar, al menos con una periodicidad cuatrienal, asesorías o estudios con el objeto de controlar la eficiencia en el gasto del Coordinador, conforme a parámetros objetivos, considerando el resultado de los indicadores de gestión contenidos en el artículo 42 literal a.ii, orientados hacia medida de mejora continúa Los costos de las asesorías o estudios deberán ser incorporados oportunamente en el presupuesto del Coordinador.
20	Hidroeléctrica San Andrés SpA	Artículo 53 ter.-	Se solicita incluir un proceso de monitoreo del plan de implementación de mejoras por parte de la CNE. Se sugiere incluir el siguiente parrafo final	"Una vez publicada la versión definitiva del informe de iniciativas, la Comisión Nacional de Energía monitoreará que la implementación de las mejoras allí contenidas sean implementadas en tiempo y forma."
41	Atlas Renewable Energy	Artículo 53 bis.-	El artículo 72º-8 de la Ley establece la obligación del Coordinador de implementar un sistema de información pública, por lo que el tenor del nuevo artículo 53 bis relativiza la obligación que ya tiene el Coordinador al señalar que los Coordinados podrán proponerle "la información a ser publicada en su sitio web". Por tal razón, se propone modificar el tenor de dicho artículo a fin de que los Coordinados puedan proponer la publicación de información adicional a la que la Ley exige publicar al Coordinador, así como ajustes que permitan su mejor comprensión.	Se propone modificar el artículo 53 bis, del siguiente modo: "El Coordinador deberá disponer en su sitio web una sección habilitada para recibir propuestas de los Coordinados, relativas a mejorar procesos asociados a la coordinación de la operación, a mejorar la inteligibilidad de la información que debe publicar de conformidad con la normativa, y a publicar en su sitio web información adicional a la establecida por la normativa. Dichas propuestas deberán sujetarse a los formatos, plazos y criterios de completitud dispuestos por el Coordinador, quien podrá determinar su admisibilidad, de forma justificada, de acuerdo con las competencias y funciones del Coordinador que se encuentren en la normativa vigente.".