

COMPILADO DE OBSERVACIONES A PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL REGLAMENTO D.S. N°88 PARA MEDIOS DE GENERACIÓN DE PEQUEÑA ESCALA				
ID	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPUESTA DE TEXTO
1	Aigor Energías SpA	Artículo 9.-	Entendiendo que pueden coexistir proyectos híbridos, se necesita definir con que precio entrarán, por ejemplo el almacenamiento, es decir si un PMGD está a Cmg y lleva 2 años, cuando conecte el SAE debe indicar a que régimen de precios, por cuanto se necesita precisar.	9 ter. Aquellos MGPE que se encuentren operando y desean ampliarse mediante la misma tecnología o un SAE, el nuevo proyecto deberá mantener el mismo régimen de precios del MGPE, pudiendo realizar un cambio de régimen hasta que finalice el período mínimo de permanencia
2	Aigor Energías SpA	Artículo 10.-	El artículo 10 induce a una incongruencia al indicar que tanto los excedentes de potencia y energía (ambos) serán valorizados en la S/E de referencia, siendo esta la S/E Primaria. Pero luego el inciso segundo refiere que la valorización será acorde al precio nudo según DS62. Por tanto, no se entiende si los valores del procedimiento del DS62 debe ser trasladado a la S/E primaria o valorizar la potencia en la S/E Nacional de 220 kV. Esto se vuelve a remarcar en el artículo 29° inciso primero.	eliminar la oración "y asignará el precio de los Excedentes de Potencia, ambos" o incorporar una oración al final del inciso segundo que indique que "cuyo precio será referenciado a la S/E de referencia del PMGD, mediante factores de penalización que el Coordinador determinará"
3	Aigor Energías SpA	Artículo 12.-	No es necesario colocar la frase "siempre que ya hubiese sido declarado en construcción por la Comisión", dado que como procedimiento interno del CEN, solicita indicar el precio al cual se acogerá el PMGD al momento de solicitar la PES, donde además dicha solicitud implica enviar el la Declaración en Construcción.	Se sugiere colocar "en la solicitud de Puesta en Servicio al Coordinador".
4	Aigor Energías SpA	Artículo 27.-	Se sugiere redactar de forma consistente lo indicado en el inciso tercero con el artículo 90°	sugerencia a agregar o reacomodar "Para aquellos PMGD que cumplen con lo indicado por el artículo 90°, será la empresa Distribuidora la responsable y a costo de ella el servicio de medición y contabilización de la energía inyectada o retirada del sistema"
5	Aigor Energías SpA	Artículo 30.-	Hay un error gramatical al repertir la "y" en la oración del inciso segundo, ya que los elementos son copulativos.	Se sugiere cambiar la "y" por "además de los"
6	Aigor Energías SpA	Artículo 32.-	inciso primero. Con realción a los servicios de ii) el parrafo agregado debe guardar relación con el artículo 90°. Dado que la responsabilidad de los PMGD, en relación con sus instalaciones SOLO guarda referencia con Linea de Conexión y Central, mientras que el empalme (en su totalidad) si es de antes del artículo 90 responde el PMGD, de lo contrario será la ED totalmente responsable del empalme (que es el unico servicio donde la ED puede intervenir en las intalaciones de un PMGD).	se sugiere colocar después del ii "Quedaran excluidos de este cobro, aquellos PMGD cuyo empalme este sugeto al articulo 90°"
7	Aigor Energías SpA	Artículo 32.-	inciso tercero. Según el DS327 artículo 112 inciso primero y segundo, los empalmes pueden ser construidos por las ED o terceros, mientras el DS88 articulo 89 menciona que OOAA, Adecuaciones y Ajustes solo las pueden realizar las ED. Donde adecuaciones según DS88 articulo 7 literal a) se define como construccion o modificacion de empalme. Por cuanto este parrafo debe ser corregido. En ninguno de los 2 decretos se hace diferenciacion de si es empalme para inyección o retiro.	se sugiere "Si las Empresas Distribuidoras no pueden dar cumplimiento según lo establece el artciulo 89°, estas deberán en corformidad..."
8	Aigor Energías SpA	Artículo 32.-	inciso tercero. La propiedad de los empalmes nace desde el momento que se le asigna la responsabilidad a las ED segun Artículo 90°. Esto es vital pues si se le da la posibilidad a un tercero a construirlo, entonces la propiedad y responsabilidad sigue siendo de la ED no de quien lo construye, para luego (una vez construido) traspasar la propiedad a la ED una vez que el PMGD a quedado conectado. Por cuanto todas las actividades de supervición, pruebas y documentos de aprobación ante otros organismos deben quedar en manos de la ED, no de quien construye el empalme. Entender además que el empalme queda en el VAD.	se sugiere agregar "Indistintamente de quien construya el emplame, la responsabilidad de ejecutar pruebas, certificados asi con las actividades para dar cumplimiento sistema de medicón para la PRMTE, sera por parte de la Empresa Distribuidora"

9	Aigor Energías SpA	Artículo 32.-	Es importante eliminar la dualidad respecto a la propiedad de los empalmes, consideando que ahora ademas serán incorporados al SITR, se sugiere colocar en este articulo o un transitorio lo sigueinte.	Aquellos empalmes para PMGD que se ejecutaron antes de la promugacion del DS88 articulo 90°, la propiedad podrá ser traspasada a las Instalaciones de Distribución, previo acuerdo tecnico y comercial entre el PMGD y las Empresas Distribuidoras. Para autoproductores con Instalación Compartida la ejecución asi como la propiedad de los empalmes seguira siendo por parte del dueño de las instalaciones.
10	Aigor Energías SpA	Artículo 33.-	Si bien las ED tiene derecho a cobrar por sus servicios, no obstante se sugiere homologar que los servicios sean consistentes y no representen abusos de posicion dominante a fin de evitar que terceros tambien los puedan realizar. A modo de ejemplo, revizar estudios no puede costar el 85% del valor de realizarde realizar el mismo documento, si toda la información es publica y la misma. Esta práctica expone a una denuncia hacia la FNE por abuso de posicion dominante.	Se sugiere indicar que el "Sin perjuicio de lo anterior, el costo de servicios de revisión de estudios técnicos no deberá superar el 50% como tope maximo del valor de realización por parte de las Empresas Distribuidoras"
11	Aigor Energías SpA	Artículo 55.-	El inciso segundo señala que el pago total de lo adeudado debe ser liquidado con la presentación del F8, sin embargo hasta ese entonces no se sabe si los estudios realizarán escenarios de evaluacion adicionales al base. Esa información en rigor se sabe solo cuando la ED envía observaciones al estudio, siendo muy dinamico hasta cuando se completa el F13, (en concordancia con el articulo 57).	Se sugiere agregar " En caso que los estduios sean elaborados por el interesado, de haber escenarios adicionales de analisis, el saldo correspondiente deberá ser liquidado con la presentación del F13".
12	Aigor Energías SpA	Artículo 59.-	Considerando que existe una etapa de observacion a los estudios finales (d y e), se sugiere incoporar que esta sea aporbada por la SEC. Dado que se puede caer en al posibilidad de argumentar nuevas observaciones no indicadas anteriormente.	se sugiere "La Empresa Distribuidora deberá explicitar sus observaciones, no pudiendo argumentar nuevas a las ya existentes".
13	Aigor Energías SpA	Artículo 64.-	Existe la posibilidad que una ICC quede vencida mientras por procedimeintos internos de la CNE se encuentra en etapa de emisión de DeC, por cuanto se sugiere adicionar al inciso segundo una aclaración. Ya a ocurrido donde una ICC vence a principio de mes pero la DeC sale a final de mes, donde la ED interpreta que no se cumple el parrafo y por cuanto descarta la ICC.	Si como consecuencia de los procedmientos internos de la CNE, la Declaración en Construcción es emitida en el mes en curso que la ICC venciera, esta se mantendra vigente.
14	Aigor Energías SpA	Artículo 68.-	Se sugiere que al final del articulo se coloque un identificador de registro, que de cuenta que se ha ingresado. A sucedido que se ingresa una DeC pero no es revisada a tiempo, y no existe registro de cuando fue ingresada, pudiendo ser alterada desde interno.	Se sugiere "Toda vez que el intersado realice la entrega de los antecedentes para una Solicitud de Declaración en Construcción, el medio electronico deberá enviar notificación vía correo electrónico, dando cuenta la individualización del Interesado fecha y hora de ingreso".
15	Aigor Energías SpA	Artículo 72.-	Tal como ha aceptado la CNE se sugueire agregar un punto 4	"En caso de desestimiento del Intersado por causas debidamente justificadas".
16	Aigor Energías SpA	Artículo 75.-	Se sugiere agregar un parrafo que explicito lo indiocado, dado que el CEN tiene procedmientos internos mas especificos que no necesariante se encuentran expresos en la NTCO, la idea es que estos procedmientos no sean obligaciones adicionales a las establecida en la NT.	Sin perjuicio de lo anterior el Coordinador como la Comisión podrán dictar procedmientos internos, siempre y cuando estos se ajusten a lo indicado por la Norma Técnica.
17	Aigor Energías SpA	Artículo 76.-	la disyuntiva del presente articulo, es que el permiso es indivisible en relción con la instalación lo que envuelve la central y el empalme, por cuanto se enfrenta con un problema respecto a la responsabilidad del emplame, que en este caso recae en las Distribuidoras. Entonces en caso de falla o incumplimiento normativo en el emplame, no se sabe quien debe responder ante la autoridad. Se sugiere realizar una acotación en el artículo.	Para el caso del Empalme, indistiontamente que el PMGD halla realizado la declaración de energización ante la Superintendencia, la resposabilidad en todos sus aspectos se mantendrá acorde lo señala el articulo 90° del presente decreto.
18	Aigor Energías SpA	Artículo 77.-	De acuerdo a lo que señala el propio DS88 uno de los escenarios en los estudios permite la conexión del PMGD sin OO/AA finalizadas, por cuanto y asi como lo solicita el CEN la ED debe emitir un documento que acredite si las OO/AA estan o no finalizadas y cuanta potencia en factible inyectar sin finalización de OO/AA	e) En el caso de existir OO/AA, la Empresa Distribuidora deberá emitir documento acreditando la finalización de estas según artículo 81° del presente decreto, por el contrario si estas aun se encuentran en proceso de finalización, se indique la máxima potencia de inyección.

19	Aigor Energías SpA	Artículo 83.-	Se sugiere modificar la ultima oración del articulo a fin de estandarizarlo a los procedmientos del CEN. Dado que los términos están específicamente definidos en las normas y procedimientos que el CEN aplica para estos efectos.	El PMGD quedara conectado a la red de distribución acorde a lo aprobado en la Puesta en Servicio, a la espera de su Entrada en Operación. El período que medie entre la Puesta en Sevico y la Entrada en Operación se considerará al PMGD en Pruebas.
20	Aigor Energías SpA	Artículo 85.-	El segundo inciso tiene un inconsistencia gramatical, dice "deberá calcular un valor de...", y despues dice "para estimar la necesidad de...". Si se realizarán estudios antes de emitir la ICC, entonces la palabra es "verificar"	Empresa Distribuidora deberá verificar un...
21	Aigor Energías SpA	Artículo 85.-	Según la definición de Conexión Expositiva y Capacidad de Inyección Expositiva es un proceso abreviado para PMGD que cumplen con la clasificación de INS con potencias iguales o menores a 1500 kW. Por cuanto no se necesitan estudios sino verificaciones acorde a a NTCO.	Obras Adicionales las que corresponderán a la Capacidad Instalada para cuando el PMGD no cumpla los requisitos para...
22	Aigor Energías SpA	Artículo 85.-	segundo inciso se sugiere añadir	se deberán realizar cálculos acorde a lo determinado en la NTCO,
23	Aigor Energías SpA	Artículo 86.-	Este articulo no guarda relación con lo que se quiere transmitir. Solamente existiran Empalmes cuando este sea existente para consumo y se trate de una instalación compartida. Por tanto la capacidad informada en una SCR será determinada por la capacidad de diseño del alimentador, en sus tramos pertenecientes al la vía de evacuación del PMGD y de los procedmientos internos de las ED. Un PMGD que se está conectando no posee emplame aun, salvo lo indicado.	En caso que los excedentes de inyección del PMGD informada en la SCR sea menor o igual a 1500 kW, que no incorpore una componente de almacenamiento y además cumpla con los requisitos indicados en la NTCO, será calificado como de Impacto No Significativo y se acogera a un Porceso de Conexión Expositivo.
24	Aigor Energías SpA	Artículo 87.-	Se sugiere modificar una oración al final del articulo para que quede en concordancia con el articulo 90, y además se encuntra desactualizado en funcion de los nuevos procedimientos del CEN	Los PMGD que sean propietarios de Empalmes construidos antes de la promulgacion del presente decreto en su articlo 90, deberán reportar el registro de las inyecciones y retiros, por los medios y plazos que la normativa establezca en condordancia con los procedmientos del CEN.
25	Aigor Energías SpA	Artículo 88.-	Si se elimina el actual Factor de Perdidas, este no puede quedar sujeto a que la ED los relice, puesto que el artículo da la interpreatción que se puede entregar al momento de emitir la ICC. Ahora si la NT define un nuevo metodo, entonces debe quedar circuscrito a realizarlos en los estudios	las pérdidas eléctricas del alimentador, los estudios deberán...
26	Aigor Energías SpA	Artículo 88.-	Se sugiere realizar modificaciones para una mejor interpretación	En caso de que los estudios de conexión advirtieran de una posible congestión en las instalaciones de transmisión sea en la sub estación primaria o en las líneas de transmision asociadas asociada al Punto de Conexión del PMGD...
27	Aigor Energías SpA	Artículo 88.-	El inciso está redactado de una forma cronologica que no concuerda con los procedmientos que aplica el CEN. Si los estudios advierten una congestión, el PMGD en estudio es quien recibe el 100% de la restriccción y queda consignada en la ICC. Luego la ICC es requisito para obtener la DeC. Despues para la obtención de la PES es requisito la DeC. Por cuanto el CEN ya se encuentra informado de la congestión a traves de los documentos señalados. Asi que se sugiere	Al quinto día de haber procedido a realizar la conexión del PMGD, la Empresa Distribuidora deberá comunicar al Coordinador y la empresa de transmisión correspondiente, las condiciones técnicas y operativas del PMGD incluyendo si este a quedado con restricción de excentes de inyección producto de congestiones advertidas en los estudios de conexión, en los plazos, formatos y por los medios que para ello establezca la norma técnica respectiva.
28	Aigor Energías SpA	Artículo 89.-	El inciso cuarto agregado se da la posibilidad a la ED presentar cotizaciones si los cosots no se encuentran fijados en el VNR. Para una mejor transparencia al menos debería considerar 3 cotizaciones de empresas proveedoras reconocidas y nacionales. Además se debe indicar de que forma se traspasará el precio o el servicio (margen de utilidad).	En caso que los componentes considerados no se encuentren fijados en el VNR, la Empresa Distribuidora deberá indicar el mejor valor de 3 últimas cotizaciones de proveedores diferentes, indicando expresamente el precio final y transparentando el costo interno, el cual no podrá superar el 20% del costo de adquisición.

29	Aigor Energías SpA	Artículo 91.-	Las OO/AA en relación a sus tiempos ya se encuentran definidas en la presente NT, por cuanto la ED debe ceñirse a esos plazos en función de la ICC. El parrafo debiese hacer alusión en caso que las ED no puedan cumplir con los palzos señalados por causa ajena a ellos o fuerza mayor. Se segiere un plazo maximo de 6 meses adicionales considerando que al PMGD tambien se le da 6 meses en caso de optar por una PES por etapas.	En el contrato de obras deberá quedar consignado el coronograma de ejecución de obras adicionales en los tiempos que señala la presente NT. Los plazos comprometidos en el señalado cronograma comenzarán a regir desde la manifestación de conformidad del ICC por parte del Interesado. Si por causa de fuerza mayor no atribuible a la Empresa Distribuidora y esta no pudiese cumplir con los palzos establecidos, deberá de forma anticipada y de mutuo acuerdo entre las partes realizar un nuevo cronograma, al cual no podrá superar un plazo de 6 meses de extensión.
30	Aigor Energías SpA	Artículo 92.-	El articulo es redundante y se puede prestar para mala interpretación, se sugiere eliminar o redefinir.	Para referenciar los excedentes de potencia del PMGD desde el punto de conexión hasta la subestación primaria, la Empresa Distribuiodra...
31	Aigor Energías SpA	Artículo 93.-	el inciso primero, utiliza la frase "determine lo contrario", esta frase infringe el derecho adquirido. Se da a entender que el CEN tiene la autoridad para quitar ese decrecho, indistintamente que se argumente por la normativa vigente. Se sugiere explictar la medida.	determine mantener el pricipio de seguridad y restringir temporalmente la condición de Autodespacho.
32	Aigor Energías SpA	Artículo 93.-	Se debe explicitar la forma de operación en el caso que el CEN determine restringir temporalmente la condicon de Autodespacho.	Si como consecuencia de mantener el principio de seguridad, definido en la Ley en el artículo 72-1 numeral 1, el CEN determina de forma temporal que el PMGD no puede operar con Autodespacho, entonces deberá ceñirse a los procedimientos que este determine y definidos en la NT
33	Aigor Energías SpA	Artículo 93.-	El inciso cuarto está en contraposicion con la condicion de Autodespacho y no es consistente con los parrafos precedentes, se sugiere	El Coordinador podrá instruir la operación de los PMGD, solo con ocación que estos pogan en riesgo el principio de seguridad y/o congestionen el sistema de transmisión zonal
34	Aigor Energías SpA	Artículo 94.-	se sugiere modificar la frase "dicha empresa"	Empresa Distribuidora
35	Aigor Energías SpA	Artículo 94.-	Se sugiere agregar	...distribución y el PMGD de acuerdo a lo que se establezca en el Procedimiento de Operación entre las partes.
36	Aigor Energías SpA	Artículo 94.-	Se debe explictar para aquellos PMGD que no son tradicionales, la NTCO articulo 7-18 permite que aquellos que sean inferiores a 500 kW o instalación compartida tengan su proteccion de acople en un lugar diferente. El caso mas complejo son aquellos de Intalación compartida, cuyo punto de acople a la red se encuentra en el lugar mas cercano a la generación, dejando el Empalme limpio para el consumo. Se sugiere agregar.	Para aquellos PMGD que sean inferiores a 500 kW o aquellos que se conectan a redes de distribución, cuyo punto de conexión se defina como Autoproductor con instalación compartida o iguales o inferiores a 500 kW, la operación del equipamiento de conexión quedará explicitada en la NT.
37	Aigor Energías SpA	Artículo 96.-	El articulo está definido para un PMGD puro, pero no se hace referencia a PMGD tipo Instalacion Compartida. Estos PMGD tienen en el empalme un medidor bidireccional que no permite establecer si el PMGD esta operando o no. Se sugiere gregar	Para aquellos PMGD de instalacion compartida definidos como Autoprodutores, deberan implementar elementos de medida que permitan verificar la operación su central, en el punto donde se estableció en la ICC como punto de conexión o que permita la Norma Técnica.
38	Aigor Energías SpA	Otro	Con ocación de la implementación del SITR, es importante definir el punto donde será requerido, si implicará la central y el empalme o solo el empalme. Por su parte se sugiere tener en consideración que con la implementacion del articulo 90, todo el articulado del DS88 y la NT debe ser consistente con este artículo, tanto en responsabilidades como en futuras implementaciones de elementos que se realicen. Tomando ademas en cuenta que el articulo está en directa relación con la Constitucion de Chile en su articulo 19 numeral 24, dado que el articulo 90 tiene como base la Ley 21076 que incoprora el articulo 139 bis al DFL4, en lo que se refiere a derechos de propiedad y que la indivisibilidad de las responsabilidades (ver sobre todo los transitorios de la ley 21076), no es posible.	

39	Zelestra	Artículo 12.-	En relación a la elección de régimen de precio estabilizado, el inciso segundo del artículo 12 de la propuesta de modificación del DS N° 88 señala que “La opción a que se hace referencia en el inciso anterior deberá ser comunicada al Coordinador por el propietario u operador del medio de generación o sistema de almacenamiento de pequeña escala al menos con un mes de antelación a la entrada en operación del señalado medio, siempre que ya hubiese sido declarado en construcción por la Comisión.”. Por favor confirmar que la necesidad que el proyecto esté "declarado en construcción" para enviar la carta escogiendo el régmien de precio al que desea acogerse es una nueva exigencia que sólo aplicará para proyectos que opten entre el nuevo regimen de estabilización de precios que propone la modificación al DS N° 88 o el costo marginal y que tal exigencia no aplica para aquellos proyectos en desarrollo que hagan aplicación del artículo transitorio de la modificación al DS N° 88, que opten por el regimen de precio estabilizado del actual DS N° 88.	Por favor aclarar.
40	Zelestra	Artículo transitorio.-	Durante la propuesta conceptual del Ministerio de Energía se realizó una afirmación que, a nuestro juicio, no se encuentra dispuesta de forma precisa en el borrador de modificación del DS 88. Se señaló que se respetaría el precio estabilizado por cual hubieran optado los titulares de proyectos PMG y PMGD ya sea del antiguo DS 244 (de calificar) o del actual DS 88. Sin embargo, el artículo primero transitorio señala únicamente que se respetará lo establecido en el Capítulo III del Decreto Supremo N° 88, de 2019 para aquellos MGPE que hubiesen optado por el regimen de estabilización de precios allí establecido precio a la publicación del Decreto en el Diario Oficial. Dicho Capítulo III únicamente se refiere al precio estabilizado del DS N° 88, y no al precio estabilizado del DS 244 (precio de nudo de corto plazo), cuyo posibilidad de eleccción se encuentra regulada en el artículo segundo transitorio del DS 88. Por favor especificar en la modificación del DS N° 88 que se respetarán los precios DS 244 y DS 88 atuales.	Complementar el artículo transitorio del siguiente modo: "Lo establecido en el Capítulo III del Decreto Supremo N° 88, de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para medios de generación de pequeña escala y en el artículo segundo transitorio de la misma disposición reglamentaria, se mantendrá vigente para aquellos medios de generación de pequeña escala que hubiesen optado por alguno de los regímenes de estabilización de precios allí establecidos previo a la publicación del presente decreto en el Diario Oficial ".
41	Zelestra	Artículo transitorio.-	El régimen transitorio que propone el Ministerio de Energía es poco consistente con el que se propuso cuando entró en vigencia el régimen de estabilización de precios del DS N° 88 que derogó el DS N° 244. En dicha oportunidad, se entregó un período transitorio de 165 meses (13,75 años) para que titulares de proyectos MGPE pudieran vender su energía conforme al precio de nudo de corto plazo. Lo anterior, habida consideración de derechos adquiridos, respeto a inversiones realizadas bajo ciertos riesgos y el tiempo de repago necesario bajo los contratos de crédito de dichos proyectos, entre otras. Para este caso en cambio, a quienes decidan acoger sus proyectos al regimen del actual DS N° 88 sólo se les otorga hasta julio del 2034, es decir, alrededor de 9 años, lo que es discriminatorio en relación con el otro proceso y no es consistene con los plazos necesarios para repagar contratos de crédito entre otros. Se solicitar que para ese tipo de proyectos se otorguen los mismo 165 meses contados desde la publicación de la modificación del DS N° 88 en el Diario Oficial.	"Lo establecido en el Capítulo III del Decreto Supremo N° 88, de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para medios de generación de pequeña escala y en el artículo segundo transitorio de la misma disposición reglamentaria, se mantendrá vigente para aquellos medios de generación de pequeña escala que hubiesen optado por alguno de los regímenes de estabilización de precios allí establecidos previo a la publicación del presente decreto en el Diario Oficial. En este caso, las referidas reglas se mantendrán vigentes hasta el mes de julio de 2034, para aquellos medios medio de generación de pequeña escala que cumplimiento con los requisitos dispuestos en el artículo segundo transitorio del Decreto Supremo N° 88, de 2019, del Miniterio de Energía, hubieren optado por vender su energía al precio nudo de corto plazo. Para el caso de aquellos medio de generación de pequeña escala que hubieren optado por vender su energía bajo el regimen de estabilización a que alude el Capítulo III del Decreto Supremo N° 88, de 2019, del Ministerio de Energía, dichas reglas se mantendrán por 165 meses contados desde la publicación del presente decreto".

42	Zelestra	Artículo transitorio.-	La propuesta de modificación al reglamento no contempla ninguna disposición transitoria que permita optar por el actual régimen de precio estabilizado DS 88, luego de publicada la modificación en el Diario Oficial, tal como es usual en la industria frente a cambios regulatorios de esta envergadura. La actual redacción establece, en otras palabras, que una vez publicada la modificación en el Diario Oficial solo se podrá optar por el costo marginal instantáneo o por el nuevo régimen de precio estabilizado (en caso que el respectivo proyecto se encuentre declarado en construcción), sin establecer un plazo cierto dentro del cual se permita optar por el actual régimen. Esto genera incertidumbre regulatoria y dudas respecto de inversiones en curso ya que no se sabe con certezas hasta cuando se podrá optar por actual precio estabilizado DS 88 ya que la fecha de publicación en el Diario Oficial es completamente incierta.	Por favor considerar la posibilidad de incluir un artículo transitorio que otorgue un periodo prudencial luego de la publicación de la modificación en el Diario Oficial, dentro del cual, se pueda manifestar la intención de optar por el actual precio estabilizado DS 88.
43	Zelestra	Artículo transitorio.-	El artículo establece que lo establecido en el Capítulo III del Decreto Supremo N° 88, de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para medios de generación de pequeña escala, se mantendrá vigente para aquellos medios de generación de pequeña escala que hubiesen optado por el régimen de estabilización de precios allí establecido previo a la publicación del decreto modificadorio en el Diario Oficial. Dicho capítulo III entre otras cosas permite cambiar de regimenes cada 4 años. No queda claro si un titular podrá escoger el el regimen de estabilización de precios del actual DS N° 88, al cabo de 4 años, cambiar a otro regimen, y al cabo de 4 años, volver al regimen de estabilización de precios del actual DS N° 88, cuestión que permite el capítulo III.	Por favor aclarar.
44	Zelestra	Otro	<p>La propuesta de modificación al reglamento incorpora una serie de nuevas exigencias en materia de monitoreo y control para los proyectos PMGD, las cuales deben ser implementadas en coordinación con la empresa distribuidora correspondiente y el Coordinador Eléctrico Nacional. Sin embargo, no se establece un régimen transitorio que regule la implementación de dichas medidas.</p> <p>Lo anterior es contradictorio con la propuesta de modificación al DS N°125 en que en el artículo tercero transitorio sí se contempla un régimen transitorio de 24 meses desde la publicación del reglamento en el Diario Oficial, aplicable a instalaciones que operen bajo la modalidad de autodespacho y/o que se encuentren conectadas a redes de distribución, específicamente en lo referido a la aplicación de prorratas por congestión.</p> <p>Referencia: - Artículo tercero transitorio Modificación al DS 125 (página 123): https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/comparado_mod._ds125-2019_minenergia.pdf</p>	Se solicita que se orogue un plazo de forma explicita para estos efectos, que sea consistente con lo indicado en la modifcaicón al DS 125.
45	Zelestra	Otro	En la propuesta se hace referencia indistintamente a “sistemas de almacenamiento” y “componente de almacenamiento”, lo que genera la duda respecto a qué tipo de instalaciones son las que busca regular la modificación reglamentaria, si sistemas tipo stand alone o al componente de almacenamiento de los MGPE	Se solicita aclarar si la propuesta de modificación reglamentaria regula los sistemas de almacenamiento stand alone, PMGD con componente de almacenamiento, o ambos tipos de instalaciones y en caso de regularse ambos tipos de instalaciones.

46	ACERA	Otro	<p>Durante la propuesta conceptual del Ministerio de Energía se realizan una serie de afirmaciones que, a nuestro juicio, no se encuentran dispuestos de forma precisa en el reglamento. Se solicita incluir en la propuesta o explicar, de forma más detallada y según corresponda, las siguientes declaraciones realizadas por el Ministerio de Energía durante la presentación de la propuesta conceptual (https://energia.gob.cl/sites/default/files/20250519_propuestas_conceptuales_ds88_publico.pdf):</p> <p>- "La Norma Técnica definirá bloques horarios de operación para los sistemas de almacenamiento, pudiendo establecer criterios diferenciados según sus características" (página 15): No hay mandato explícito a la Norma Técnica sobre definir bloques horarios de sistemas de almacenamiento. Se sugiere incluir.</p> <p>- "Sobre el ICC: Los bloques horarios de operación serán determinados según lo indicado por la Norma Técnica" (página 15): No hay mandato explícito a la Norma Técnica sobre definir bloques horarios de sistemas de almacenamiento. Se sugiere incluir.</p> <p>- "Se podrán utilizar las holguras de capacidad de la red, mediante la operación en bloques horarios extraordinarios (no consignados en el ICC), en coordinación con la distribuidora" (página 15): No se detecta de forma explícita la potestad de operar en “bloques horarios extraordinarios” no consignados en el ICC en coordinación con la distribuidora. Se sugiere incluir.</p> <p>- "La capacidad disponible de retiro para la carga de los SAE podrá ser ajustada de acuerdo con la necesidad de retiro de los clientes regulados" (página 15): En la propuesta de la consulta pública del DS 88 no se identifica una prioridad a favor de los clientes regulados por sobre otros tipos de cliente en la línea de lo indicado por el Ministerio. Se solicita aclarar.</p> <p>- "Todos los PMGD (nuevos y existentes) deberán integrarse al centro de control de la distribuidora" (página 9): En la minuta de respuestas del proceso de consulta pública del DS 125 se establece que el Coordinador será el encargado de instruir las prorratas de generación a las que se refiere el artículo 45° del DS 125/2017, y en la propuesta conceptual se estableció la existencia de centros de control de la distribuidora y de los operadores/titulares de proyectos PMGD. No obstante, esto no se aprecia en la propuesta del DS 88. Se solicita aclarar.</p>	<p>Se solicitan incluir o aclarar, según corresponda, las afirmaciones realizadas por el Ministerio de Energía en la presentación de la propuesta conceptual.</p>
47	ACERA	Otro	<p>La propuesta de modificación al reglamento incorpora una serie de nuevas exigencias en materia de monitoreo y control para los proyectos PMGD, las cuales deben ser implementadas en coordinación con la empresa distribuidora correspondiente y el Coordinador Eléctrico Nacional. Sin embargo, no se establece un régimen transitorio que regule la implementación de los equipos requeridos para cumplir con estas nuevas exigencias, lo que resulta necesario para permitir una adecuada adaptación por parte de los titulares de PMGD.</p> <p>Cabe destacar que, en el caso de la modificación al DS N°125 (en el artículo tercero transitorio) sí se contempla un régimen transitorio de 24 meses desde la publicación del reglamento en el Diario Oficial, aplicable a instalaciones que operen bajo la modalidad de Autodespacho y/o que se encuentren conectadas a redes de distribución, específicamente en lo referido a la aplicación de prorratas por congestión.</p> <p>Referencia: - Artículo tercero transitorio Modificación al DS 125 (página 123): https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/comparado_mod_ds125-2019_minenergia.pdf </p>	<p>Se solicita que se explicité lo establecido en el artículo tercero transitorio de la propuesta de modificación al DS 125, relativo a la aplicación de un régimen transitorio que permita a los propietarios de proyectos PMGD adecuarse de manera oportuna y efectiva a las exigencias de monitoreo y control establecidas en el DS 88.</p>
48	ACERA	Otro	<p>A lo largo de la propuesta se hace referencia en lo que pareciera ser de forma indistinta a “sistemas de almacenamiento” y “componente de almacenamiento”, lo que genera la duda respecto a qué tipo de instalaciones son las que busca regular la modificación reglamentaria, atendido a que se trata de instalaciones de diversa naturaleza.</p> <p>En efecto, el concepto de sistema de almacenamiento alude a los sistemas stand alone, basados en</p>	<p>Se solicita aclarar si la propuesta de modificación reglamentaria regula los sistemas de almacenamiento stand alone, PMGD con componente de almacenamiento, o ambos tipos de instalaciones.</p> <p>En caso de regularse ambas instalaciones, se solicita incorporar todas las modificaciones y ajustes necesarios para resguardar la correcta coherencia y armonía en el texto reglamentario, incluyendo</p>

			<p>baterías que operan en forma independiente. Por otra parte, el concepto de una componente de almacenamiento hace referencia a instalaciones que cuentan con una componente de generación y otra de almacenamiento (por ejemplo, Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento reguladas en el DS 125/2017 o PMGD con componente de almacenamiento regulados en la NTCO PMGD).</p> <p>De esta manera, se debe aclarar y, en su caso, incorporar las modificaciones y ajustes necesarios, si la propuesta regula los sistemas de almacenamiento stand alone, PMGD con componente de almacenamiento, o ambos tipos de instalaciones.</p>	<p> menciones expresas y diferenciadas a los MGPE que sean sistemas de almacenamiento stand alone, o centrales PMGD que cuenten con una componente de almacenamiento.</p>
49	ACERA	Artículo 7.-	<p>Se advierte un error en el orden de literales del artículo a partir de la definición de “Norma Técnica de Conexión y Operación o NTCO”, la cual está identificada con el literal ñ), debiéndose ser p).</p> <p>Cambios marcados en rojo.</p>	<p>Se solicita cambiar el orden de los literales en el siguiente sentido:</p> <p>“oñ) Ley o Ley General de Servicios Eléctricos: Decreto con fuerza de ley N° 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica, y sus modificaciones posteriores o disposición que la reemplace.</p> <p>o) Norma Técnica de Conexión y Operación o NTCO: Norma técnica que establece los procedimientos, metodologías y demás requisitos para la conexión y operación de los PMGD en instalaciones de media y baja tensión, dentro del marco legal y reglamentario permitido.</p> <p>p) Obras Adicionales: Obras físicas y trabajos en la red de distribución eléctrica, que no califiquen como Adecuaciones, y que sean necesarias para la conexión de un PMGD.</p> <p>(...)”</p>
50	ACERA	Artículo 7.-	<p>Conforme a lo establecido en el Reglamento, el Saldo MEP es la diferencia que resulta entre la valorización de inyecciones de un MGPE al precio básico de la energía por intervalo temporal y la valorización de las mismas inyecciones a costo marginal.</p> <p>La redacción actual de la definición del Saldo MEP contenida en el literal t) -que, en realidad, debería ser literal u), conforme a la observación anterior- puede inducir a ciertas confusiones, en virtud de los términos utilizados, pudiendo aclararse mediante su simplificación.</p> <p>Cambios marcados en rojo.</p>	<p>Se solicita modificar literal t) en el siguiente sentido:</p> <p>“ u) Saldo MEP: Saldo determinado mensualmente por el Coordinador equivalente a la diferencia entre la valorización de las inyecciones mensuales de un MGPE, sujetos al mecanismo de estabilización, al precio básico de energía por intervalo temporal, y su valorización al costo marginal correspondiente”.</p>
51	ACERA	Artículo 9.-	<p>Se establece que los titulares de MGPE podrán acceder “si así lo desean”, al nuevo mecanismo de estabilización de precios. No obstante, la norma debe disponer que podrán acceder quienes los “soliciten”.</p> <p>En efecto, no basta que los titulares “deseen” acceder al mecanismo, ello debe ser solicitado a la autoridad conforme a las reglas establecidas en el Reglamento.</p> <p>Cambios marcados en rojo.</p>	<p>Se solicita modificar redacción en el siguiente sentido:</p> <p>“Artículo 9º.- Los propietarios u operadores de los Medios de generación o sistemas de almacenamiento de pequeña escala sincronizados a un sistema eléctrico, tendrán derecho a vender la energía que evacuen al sistema a costo marginal instantáneo o acceder, si así lo solicitan, al mecanismo de estabilización de precios establecido en el presente reglamento. Asimismo, tendrán el derecho a vender sus Excedentes de Potencia al precio de nudo de la potencia. Para ello, deberán participar en las transferencias de energía y potencia a que se refiere el artículo 149º de la Ley, de acuerdo con las disposiciones contenidas en el presente reglamento y la normativa vigente.”</p>
52	ACERA	Artículo 14.-	<p>La letra d) señala que "Para efectos del reintegro del Saldo MEP, con ocasión del cálculo del balance de transferencias de energía del mes de diciembre de cada año, el Coordinador dividirá el saldo total acumulado durante dicho año y lo dividirá en 12 cuotas. Estas deberán ser integradas como bonos o descuentos mensuales, según corresponda, en los ingresos por inyección que perciba el respectivo MGPE durante el siguiente año, de acuerdo con lo que establezca la normativa vigente.".</p> <p>Al respecto, por la redacción propuesta, se entiendeolo contarían con una revisión anual de la información. Se recomienda incorporar la posibilidad de que la evolución del cálculo del saldo MEP se realice mensualmente, con el fin de dotarlo de trazabilidad, y que los Coordinados puedan realizar observaciones en el marco de la publicación mensual de los balances de transferencias. Posteriormente, el cargo correspondiente podría ser aplicado en los meses de enero a diciembre del año siguiente al que se generaron los saldos.</p>	<p>Se sugiere incorporar la posibilidad de que la evolución del cálculo del saldo MEP se realice mensualmente, con el fin de dotarlo de trazabilidad, y que los Coordinados puedan realizar observaciones en el marco de la publicación mensual de los balances de transferencias. Posteriormente, el cargo correspondiente podría ser aplicado en los meses de enero a diciembre del año siguiente al que se generaron los saldos.</p>

53	ACERA	Artículo 17.-	<p>La letra b) señala: "b) "Los precios estabilizados de energía por intervalo temporal para las barras donde se determine el Precio de Nudo de Corto Plazo."</p> <p>Al respecto, se debiera referir a los precios básicos de energía por intervalo temporal.</p>	<p>"b) Los precios básicos de energía por intervalo temporal para las barras donde se determine el Precio de Nudo de Corto Plazo."</p>
54	ACERA	Artículo 17.-	<p>La propuesta reglamentaria no contempla el escenario de aquellas centrales que efectúan su retiro o desconexión del sistema, o que son retiradas de la cadena de pagos, o bien, la transferencia de activos a un titular nuevo.</p>	<p>Se solicita aclarar que ocurre con el saldo MEP remanente durante el año en caso de retiro o desconexión del PMGD, retiro de la cadena de pagos, o transferencia de los activos a un nuevo titular.</p>
55	ACERA	Artículo 29.-	<p>El artículo 9 bis indica que la valorización de los retiros de energía que se efectúen del sistema para la carga de la componente de almacenamiento se valorizarán al régimen de precios al que se hubiese acogido el respectivo MGPE.</p> <p>Por su parte, el presente artículo indica que los retiros realizados para satisfacer consumos propios serán valorizados a costo marginal o a precio de contrato.</p> <p>En este sentido, surge la duda de cómo se van a diferenciar los retiros de energía asociados a consumos propios y para la carga de baterías, considerando que sus metodologías de valorización son distintas.</p>	<p>Se solicita aclarar cómo se van a diferenciar los retiros de energía asociados a consumos propios y para la carga de baterías, considerando que sus metodologías de valorización son distintas.</p>
56	ACERA	Artículo 32.-	<p>Actualmente, los costos de elaboración y revisión de los estudios de conexión para proyectos PMGD alcanza aproximadamente los \$USD 20.000 o más, monto que resulta desproporcionado en comparación con los valores que se cobran a los proyectos de gran escala, los cuales son significativamente menores, a pesar de su mayor envergadura y complejidad.</p> <p>Lo anterior carece de una justificación técnica, considerando que las empresas distribuidoras realizan estudios más simples que para proyectos utility, y genera una carga económica adicional e injustificada para los PMGD, afectando negativamente su viabilidad y competitividad.</p> <p>En virtud de lo anterior, se solicita establecer que los costos deben estar debidamente justificados para evitar abusos o cobros infundados, pudiendo recurrirse a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles en caso de ser necesario.</p> <p>Cambios marcados en rojo.</p>	<p>Se solicita modificar inciso segundo en el siguiente sentido:</p> <p>“Asimismo, las referidas empresas deberán publicar toda la información relativa a los costos asociados a (i) la elaboración y revisión de los estudios de conexión que se requieran para evaluar la conexión del PMGD y las actividades necesarias para realizar o supervisar dichas actividades, los cuales deberán estar debidamente fundados en criterios económicos y técnicos objetivos, debiendo la Superintendencia de oficio o a solicitud de interesado fiscalizar el cumplimiento de lo anterior; y, (ii) los sistemas de control y monitoreo del PMGD, y aquellas acciones que deban ser ejecutadas por la distribuidora, según lo establecido en la norma técnica y el presente reglamento. Esta información incluirá también los antecedentes técnicos de otros Medios de generación o sistemas de almacenamiento de pequeña escala que cuenten con SCR declarada admisible o ICC vigentes; medios de generación o sistemas de almacenamiento acogidos a las disposiciones establecidas en el artículo 149º bis de la Ley y que cuenten con una manifestación de conformidad vigente según lo establecido en el Decreto Supremo N°57, de 2020, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento de generación distribuida para autoconsumo o el que lo reemplace; y aquellos que ya se encuentren operando en su red, de acuerdo a los requerimientos técnicos señalados en la normativa vigente.”</p>
57	ACERA	Artículo 32.-	<p>En el inciso primero del Artículo 32 se propone modificar la disposición que establece la obligación de las empresas distribuidoras de mantener información técnica disponible para cualquier interesado previa solicitud. Sin embargo, desde una perspectiva práctica, resulta más eficiente que dicha información se encuentre permanentemente accesible a través de una plataforma pública, evitando así la necesidad de solicitarla cada vez que se requiera. Por lo tanto, se sugiere no incorporar esta modificación y mantener el texto vigente.</p>	<p>Artículo 32º.- "Con el objeto de proteger la seguridad de las personas y de las cosas, así como la seguridad y continuidad del suministro eléctrico, las Empresas Distribuidoras deberán mantener entregar a disposición petición de cualquier Interesado toda la información técnica necesaria de la red de distribución..."</p>
58	ACERA	Artículo 42.-	<p>Considerando que, mediante la propuesta de modificación reglamentaria, se habilitará la realización de retiros de energía desde el sistema eléctrico para PMGD con componente de almacenamiento y/o sistemas de almacenamiento stand alone, es necesario incorporar que la NTCO regulará el detalle respecto a estas materias.</p> <p>Cambios marcados en rojo.</p>	<p>Se solicita incorporar un literal k) final en el siguiente sentido:</p> <p>“j) Los criterios para determinar los casos en que un alimentador debe ser considerado de alto impacto.</p> <p>k) Los requisitos y metodología que deberán aplicarse a los MGPE para efectos de realizar retiros de energía desde la red de distribución para la carga del sistema o componente de almacenamiento.”.</p>

59	ACERA	Artículo 44.-	<p>Considerando los plazos habitualmente requeridos para la obtención de la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) y de ciertos permisos sectoriales relevantes, como el Informe de Factibilidad de Construcción (IFC), así como el tiempo que puede demandar la gestión de órdenes de compra para el equipamiento necesario, se propone ampliar el plazo para obtener la Declaración en Construcción de los proyectos que no califican como de impacto no significativo y cuya capacidad sea superior a 3 MW, hasta el vigésimo sexto mes.</p> <p>Esta propuesta es coherente con la ampliación del plazo de vigencia de la Información de Criterios de Conexión (ICC) contemplada en la versión en consulta pública.</p> <p>Cambios marcados en rojo.</p>	<p>Se solicita modificar literal b) en el siguiente sentido:</p> <p>“b) Obtención de la declaración en construcción del proyecto por parte de la Comisión, la que deberá establecerse como máximo al noveno mes para proyectos PMGD de impacto no significativo, al décimo segundo mes para proyectos PMGD que no califiquen como de impacto no significativo con capacidad instalada inferior a 3 MW y al vigésimo sexto mes para el resto de los proyectos PMGD”.</p>
60	ACERA	Artículo 44.-	<p>En el inciso segundo del artículo se establece que “El Interesado podrá solicitar a la Empresa Distribuidora, la entrega de antecedentes que acrediten el inicio y avance de la tramitación ambiental y permisos sectoriales, cuando corresponda, mediante el Medio de comunicación acordado. Esta solicitud podrá realizarse en más de una oportunidad, existiendo al menos un mes entre cada solicitud. Dicha solicitud, deberá ser respondida por la Empresa Distribuidora dentro de los cinco días siguientes de haber sido recibido el requerimiento”.</p> <p>De la redacción anterior, podría interpretarse que el propio interesado que busca conectar un proyecto y que debe realizar la tramitación ambiental y de permisos podría solicitar a la distribuidora información que acredita gestiones que le corresponden al primero.</p> <p>A nuestro entender, esta disposición busca garantizar un actuar diligente de las distribuidoras al momento de ejecutar Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes cuando sean necesarias. Si esta interpretación es correcta, solicitamos reformular el texto para evitar ambigüedades, considerando que se encuentra en el artículo 44°, que regula el cronograma entregado por el Interesado al efectuar una SCR. Alternativamente, proponemos reubicar la disposición en un artículo más coherente con su objetivo a fin de evitar confusiones. Por ejemplo, el artículo 89°, que establece lineamientos generales para Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes.</p>	<p>Se solicita precisar la redacción del inciso segundo del presente artículo, ya que en su forma actual no queda claro el contenido ni el alcance de la facultad que otorga. Para evitar ambigüedades, se recomienda reformular el texto, considerando que se ubica en el artículo 44°, referido al cronograma que el Interesado debe entregar al efectuar una SCR. Alternativamente, se sugiere reubicar esta disposición en un artículo más coherente con su propósito, a fin de evitar interpretaciones erróneas. Por ejemplo, el artículo 89°, que establece los lineamientos generales de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes.</p>
61	ACERA	Artículo 44.-	<p>En el presente artículo, se hace referencia a “Medio” de comunicación, incorporando una mayúscula sin razón aparente.</p> <p>Este error se repite a lo largo de la propuesta normativa y debe ser corregido.</p> <p>Cambios marcados en rojo.</p>	<p>Se solicita modificar el inciso segundo del artículo en el siguiente sentido, replicando la corrección para el resto de la propuesta:</p> <p>“El Interesado podrá solicitar a la Empresa Distribuidora, la entrega de antecedentes que acrediten el inicio y avance de la tramitación ambiental y permisos sectoriales, cuando corresponda, mediante el medio de comunicación acordado. Esta solicitud podrá realizarse en más de una oportunidad, existiendo al menos un mes entre cada solicitud. Dicha solicitud, deberá ser respondida por la Empresa Distribuidora dentro de los cinco días siguientes de haber sido recibido el requerimiento”.</p>

62	ACERA	<p>Artículo 58.-</p> <p>La propuesta reglamentaria modifica el inciso segundo del presente artículo estableciendo que para el caso de los proyectos que no califican como de impacto no significativo, la distribuidora deberá emitir el Informe de Criterios de Conexión (ICC) dentro del plazo que se indica en el inciso tercero.</p> <p>Por su parte, el inciso tercero, que se refiere a los PMGD que califican como de impacto no significativo, establece que el ICC deberá emitirse dentro del plazo de 20 días contados desde la manifestación de conformidad con la respuesta a la Solicitud de Conexión a la Red (SCR).</p> <p>Es inviable la modificación propuesta, no sólo porque no se condice con los plazos establecidos en otros artículos del Reglamento (por ejemplo, artículo 59), sino que porque para los proyectos que no califican como de impacto no significativo se deben realizar estudios de conexión extensos e incluir sus resultados en el ICC, lo cual puede demorar meses y un análisis técnico complejo.</p> <p>En este sentido, no sería posible emitir un ICC (o, al menos, un ICC que cumpla con los requerimientos normativos) dentro de los 20 días siguientes a la manifestación de conformidad con la SCR.</p> <p>Se solicita modificar inciso recogiendo lo expuesto. Se sugiere plazo de 6 meses, considerando que la versión final de los estudios de conexión debe estar disponibles dentro del quinto mes desde la manifestación de conformidad a la respuesta a la SCR.</p> <p>Cambios marcados en rojo.</p>	<p>Se solicita modificar inciso segundo en el siguiente sentido:</p> <p>“Para proyectos que no califiquen como de impacto no significativo de acuerdo con lo establecido en el Artículo 86º del presente reglamento, la Empresa Distribuidora deberá comunicar el ICC al Interesado, mediante el medio de comunicación acordado, dentro de los seis meses siguientes a la manifestación de conformidad a la respuesta de la SCR . En el caso de los proyectos considerados en el Artículo 60º del presente reglamento, el plazo referido será de ocho meses contados desde la manifestación de conformidad a la respuesta de la SCR.”</p>
63	ACERA	<p>Artículo 72.-</p> <p>En el inciso segundo del artículo se indican ejemplos de cambios en un proyecto que calificarían como significativos, dentro de los cuales se encuentra el tipo de tecnología.</p> <p>Considerando que la incorporación de una componente de almacenamiento implica la presentación de una nueva SCR y es un cambio esencial en la naturaleza de un proyecto, no cabe duda de que se trata de un cambio significativo para estos efectos, por lo que se solicita incorporar una mención expresa de ello en el presente artículo.</p> <p>Cambios marcados en rojo.</p>	<p>Se solicita modificar el inciso segundo en el siguiente sentido:</p> <p>“Se entenderá por cambio significativo toda modificación relevante en las características técnicas fundamentales de un proyecto, tales como el aumento o disminución de la potencia instalada del proyecto, la tecnología principal empleada, la incorporación de almacenamiento, entre otras modificaciones que pudiesen implicar un impacto relevante en el sistema eléctrico.”</p>

64	ACERA	<p>Artículo 74.-</p> <p>La propuesta de modificación reglamentaria modifica los hitos asociados a la etapa de puesta en servicio (PES), en virtud de lo cual ésta duraría hasta la autorización de la entrada en operación de un proyecto.</p> <p>Lo anterior genera problemas, por cuanto: (i) no se condice con otras disposiciones normativas que conceptualizan la etapa de puesta en servicio, como el artículo 27 del DS N°125/2017, generándose contradicciones entre ambas normas; y (ii) puede generar antinomias y/o un desarrollo poco armónico de la normativa, de no revisarse y modificarse -en su caso- las disposiciones que tratan la PES y la entrada en operación.</p> <p>Como ejemplo de esto último, con la modificación propuesta, se generaría una contradicción con el artículo 83 del Reglamento: con el nuevo concepto de PES, se entiende que dicha etapa termina con la entrada en operación, no obstante, el artículo 83 dispone que, una vez terminada la PES, se debe solicitar la entrada en operación al Coordinador.</p> <p>En virtud de lo anterior, se solicita modificar la redacción de la manera en que se indica en la propuesta de texto.</p> <p>Cambios marcados en rojo.</p>	<p>Se solicita mantener artículo 74 en los términos actuales:</p> <p>“Artículo 74º.- La etapa de puesta en servicio de un PMGD es aquella que se inicia con la interconexión y energización del PMGD, previa autorización del Coordinador y hasta la fecha de la solicitud de entrada en operación del PMGD”.</p>
----	-------	---	---

65	ACERA	<p>Artículo 88.-</p> <p>De acuerdo con el artículo 88 del DS 88, el Coordinador debe elaborar semestralmente, y mientras se mantenga la congestión, un estudio específico para ratificar su existencia. Esta obligación se ha traducido en la emisión periódica del “Informe de Verificación de Posibles Congestiones por Inyección de PMGD”.</p> <p>Este informe posee limitaciones que reducen su capacidad para reflejar con fidelidad la dinámica operacional del sistema. En particular, el informe no incorpora estudios de flujo de potencia ni análisis de sensibilidad frente a distintos escenarios operacionales o de contingencia, como sí ocurre en estudios de conexión realizados para proyectos de generación utility-scale en instalaciones de transmisión.</p> <p>Esta situación cobra aún más relevancia considerando el contexto normativo actual: la propuesta de modificación del DS 88 introduce exigencias explícitas de control y monitoreo para los PMGD, y la nueva aplicación de prorratas económicas por congestión de transmisión, conforme a lo establecido en el Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional (DS N°125). En este marco, se refuerza la necesidad de que los estudios de congestión realizados por el Coordinador cuenten con mayor rigor técnico y carácter prospectivo, de modo que estén alineados con los nuevos compromisos operativos y económicos que deberán asumir los PMGD.</p> <p>En este sentido, aplicar una metodología conservadora, sin simulaciones dinámicas ni escenarios alternativos, puede derivar en restricciones excesivas sobre la conexión de PMGD, que no necesariamente reflejan las condiciones reales de operación del sistema. Esto es especialmente crítico si el informe del Coordinador se utiliza como antecedente para condicionar o rechazar nuevas conexiones en el marco de los Informes de Criterios de Conexión (ICC) emitidos por las distribuidoras, los cuales también deben regirse por el artículo 3-32 de la NTCO.</p> <p>Además, considerando que el objeto de esta norma es que el Coordinador realice la verificación y que, en caso de que las condiciones al momento de autorizarse la PES sean menos restrictivas que al realizarse los estudios, se levanten las restricciones consignadas en el ICC, se solicita incorporar una mención expresa de ello, para efectos de evitar diferencias interpretativas.</p>	<p>Se solicita explicitar en el reglamento que el Coordinador Eléctrico Nacional deberá ampliar la profundidad y robustez técnica del análisis desarrollado en el “Informe de Verificación de Posibles Congestiones por Inyección de PMGD”, de modo que las consideraciones incorporadas permitan ratificar o descartar con mayor fidelidad la existencia de posibles congestiones detectadas en los estudios de conexión realizados por las empresas distribuidoras.</p> <p>Además, añadir:</p> <p>“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 o en la subestación primaria misma, se deberá limitar sus inyecciones durante los horarios de congestión de ser posible, en caso de que no sea posible se deberá imitar la capacidad de inyección o retiro para no provocar dicha congestión de forma de permitir su conexión y operación en la red de distribución.”</p>
----	-------	---	--

66	ACERA	Artículo 89 bis.-	<p>El nuevo artículo 89 bis establece que “los costos en que incurran las Empresas Distribuidoras relacionados con la operación de los PMGD serán de cargo de estos, de acuerdo con la normativa vigente”.</p> <p>A diferencia de los costos de conexión, que se encuentran claramente definidos y regulados en otras disposiciones del reglamento, los denominados “costos relacionados con la operación” no cuentan con un alcance o contenido claramente establecido, lo que podría dar lugar a interpretaciones dispares.</p> <p>Con el objetivo de otorgar mayor certeza regulatoria y coherencia con el resto del articulado, se sugiere que la norma precise, al menos, los siguientes aspectos:</p> <p>i. A qué tipo de costos específicos se refiere la norma, más allá de que estén “relacionados con la operación”;</p> <p>ii. Cómo se determinan y justifican estos costos (¿por las distribuidoras? ¿por el Coordinador? ¿se tarifican por la CNE?);</p> <p>iii. Cómo se pagan estos costos y con qué periodicidad;</p> <p>iv. A qué autoridad se puede recurrir y cómo, en caso de que haya una disputa en relación a los costos, su determinación, cobro, etc.</p> <p>De esta forma, se garantizaría una correcta implementación del artículo, evitando vacíos normativos y asegurando un tratamiento homogéneo para todos los proyectos.</p>	Se solicita aclarar y profundizar en redacción y contenido del presente artículo.
67	Cristina Lux Acuña y Asociación Interamericana para la Defensa del Ambiente	Artículo 4.-	<p>El artículo 72°-2 de la Ley General de Servicios Eléctricos faculta expresamente al reglamento a establecer exigencias distintas para los medios de generación y almacenamiento distribuidos coordinados, atendiendo a criterios técnicos como:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Capacidad • Tecnología • Disponibilidad • Impacto sistémico, • entre otros. <p>Esta habilitación normativa permite y orienta al reglamento a adoptar un enfoque de proporcionalidad regulatoria, evitando imponer cargas innecesarias o injustificadas a instalaciones de PMGD con bajo impacto en el sistema, especialmente cuando estas aportan beneficios públicos, como:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Emisiones reducidas, • Ahorro en costos de red, • Descarbonización local, • Autonomía energética, • Impulso a esquema comunitarios o cooperativas como mediante el modelo PMGD. 	<p>Proponemos que, con fundamento en el Artículo 72°-2 de la Ley General de Servicios Eléctricos, el Coordinador pueda aplicar regímenes diferenciados a los pequeños medios de generación distribuida coordinados, atendiendo a su capacidad instalada, tipo de tecnología empleada, patrón de disponibilidad, ubicación geográfica, externalidades positivas, o su impacto sistémico efectivo o proyectado.</p> <p>Esta diferenciación no solo se ajusta al marco legal, sino que puede tener los siguientes efectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Reduce costos administrativos innecesarios para proyectos de bajo impacto, • Favorece la equidad territorial y social, • Incentiva tecnologías limpias, y • Fomenta el despliegue ordenado y territorialmente responsable de los pequeños medios de la generación distribuida. <p>Sugerimos el siguiente texto en rojo: Artículo 4.- (...) En particular, la coordinación deberá procurar:</p> <p>a) Promover el desarrollo de instalaciones que empleen tecnologías renovables no convencionales, o que se encuentren en zonas con altos niveles de pobreza energética o baja calidad de suministro.</p> <p>b) Establecer mecanismos de apoyo técnico o administrativo a proyectos desarrollados por comunidades locales o cooperativas.</p> <p>c) Procure un despliegue territorial equilibrado de los PMGD</p>

68	Cristina Lux Acuña y Asociación Interamericana para la Defensa del Ambiente	Artículo 85.-	<p>La concentración del 70% de los proyectos de PMGD en pocas regiones (Coquimbo-Maule) sugiere que está política genera impactos acumulativos y desigualdad territorial. La siguiente propuesta normativa busca incorporar criterios de despliegue territorial justo y ambientalmente responsable dentro de la lógica técnica del artículo 85° del Reglamento de PMGD. Esto responde a la preocupación por la concentración regional de PMGD en ciertas zonas del país, y se alinea con los objetivos de transición energética equitativa.</p>	<p>Con este propuesta buscamos introducir criterios de equidad territorial y sostenibilidad ambiental en el proceso de conexión expeditiva de los PMGD. En concreto, proponemos que la normativa no solo evalúe aspectos técnicos de conexión, sino que también considere factores como:</p> <ul style="list-style-type: none"> • la densidad previa de proyectos en una zona (para evitar la sobreconcentración), • la ubicación en infraestructura existente (para reducir impactos ambientales), • la presión sobre redes y el suelo que se registra cuando muchos proyectos de generación (por ejemplo, parques solares o eólicos) se ubican en una misma región <p>Se sugiere añadir el siguiente inciso final, con texto en rojo, al artículo 85° del Reglamento de PMGD: Para efectos de fomentar un despliegue territorial equilibrado, la NTCO podrá establecer factores de corrección en los cálculos de capacidad instalada e inyección para conexión expeditiva, considerando criterios tales como:</p> <p>a) la densidad histórica de PMGD en la Zona Adyacente del punto de conexión,</p> <p>b) la localización del proyecto en infraestructura urbana o industrial ya existente,</p> <p>c) Indicadores técnicos de presión sobre las redes, tales como conflictos en el uso del suelo, recurrencia de restricciones operativas.</p> <p>d) la definición de zonas de desarrollo preferente o zonas en donde se requiere planificación anticipada.</p> <p>Referencias comparadas: A continuación, se presentan dos ejemplos relevantes de derecho comparado: Estado de California, EE.UU.El programa de incentivos de la California Public Utilities Commission (CPUC) favorece explícitamente proyectos ubicados en zonas urbanas y en techos o estructuras existentes, para reducir la presión sobre el suelo y evitar conflictos sociales o ambientales.</p> <p>España. La normativa para comunidades energéticas locales, así como el Real Decreto 244/2019, promueven la generación distribuida renovable sobre cubiertas y suelos ya intervenidos, priorizando el despliegue en áreas con infraestructura preexistente o zonas con menor acceso a energía limpia.</p>
----	---	---------------	---	---

Compilado De Observaciones A Propuesta De Modificación Del Reglamento D.S. N°88 Para Medios De Generación De Pequeña Escala			Ministerio de Energía, 2025	
69	Cristina Lux Acuña y Asociación Interamericana para la Defensa del Ambiente	Artículo 101.-	<p>1. El artículo 101 establece la obligación para todo PGMD de declarar “costos variables” definidos casi exclusivamente en función del consumo de combustible, y adicionalmente obliga a declarar costos de partida y detención.</p> <p>No obstante, los sistemas solares y eólicos no tienen consumo de combustible, ni procesos de partida o detención comparables.</p> <p>El problema es que si no es posible declarar costos bajo estos términos, el Coordinador podría asumir “costo variable cero”, lo que 1)Distorsiona la señal económica del despacho o 2) Puede llevar a una subvaloración del aporte real de estas tecnologías.</p> <p>Los sistemas de almacenamiento (baterías) tampoco incurren en estos costos en el mismo sentido operativo que las unidades térmicas.</p> <p>2. En adición, el artículo 101 impone una obligación de declarar costos de partida y detención: El problema es que esta exigencia está pensada para tecnologías que tienen ciclos de encendido/apagado (gas, carbón), no para renovables ni baterías, por lo que obliga a declarar algo que no aplica, o a hacerlo de forma arbitraria, lo cual puede generar inseguridad jurídica, al no existir una vía clara para declarar “no aplicable”.</p> <p>En resumen, el texto propuesto excluye de hecho a tecnologías limpias del proceso de programación o las penaliza por omitir datos irrelevantes.</p>	<p>Nuestra propuesta busca alinear el artículo 101 del Reglamento con los objetivos de descarbonización y transición energética y propone evitar que los PMGD renovables o de almacenamiento queden fuera de la programación o sean penalizados por omitir datos que no son relevantes para su operación.</p> <p>Sugerimos el siguiente texto en rojo para modificar el Artículo 101.</p> <p>Artículo 101º.- Los propietarios u operadores de PMGD deberán declarar al Coordinador los costos variables de sus respectivas unidades generadoras o sistemas de almacenamiento, cuando correspondan a su tecnología, y de acuerdo a los criterios de cálculo, detalle, plazos y demás disposiciones que establezca la norma técnica. En cualquier caso, deberán considerar sólo aquellos costos que tengan relación directa con la operación de dichas unidades y estar debidamente respaldados y justificados a través de documentos que den cuenta del respectivo costo, tales como facturas, contratos de suministro o de prestación de servicio.</p> <p>Se entenderá como costos variables, según el tipo tecnológico, aquellos que correspondan efectivamente a su modo de operación. En el caso de tecnologías que utilicen combustibles, se considerarán como tales la multiplicación entre el consumo específico y el costo de combustible, más el costo variable no combustible. Para tecnologías que no utilizan combustibles, como las fuentes renovables no convencionales o sistemas de almacenamiento, se considerarán como costos variables aquellos relacionados con su operación efectiva, incluyendo costos de mantenimiento, desgaste, degradación u otros que sean proporcionales a la generación o uso del sistema.</p> <p>Asimismo, los propietarios u operadores de PMGD a los que se refiere el presente artículo deberán declarar los costos de partida y detención de sus unidades generadoras cuando estos sean aplicables a su tecnología, a efectos de ser considerados por el Coordinador en la determinación de la programación de la operación del sistema. Los costos de partida y detención deberán considerar, entre otros, los costos de combustible y consumos específicos del proceso de partida de una unidad generadora, de acuerdo con las definiciones establecidas en la norma técnica. Para aquellas tecnologías en las que no resulte aplicable el concepto de partida y detención, esta obligación no será exigible, debiendo los titulares así indicarlo en su declaración.</p> <p>Los costos de partida y detención no formarán parte de la determinación de costos variables señalados en el artículo precedente.</p>
70	GPM AG	Artículo 86.-	<p>El Art. 86 propuesto excluye arbitrariamente a la alternativa de un PMGD con componente de almacenamiento para optar a la conexión mediante Proceso Expeditivo, incluso cumpliendo con i) capacidad instalada informada en la SCR menor a la capacidad del empalme y a la Capacidad Instalada para Conexión Expeditiva, y ii) la capacidad de inyección de este sea menor o igual a la Capacidad de Inyección para Conexión Expeditiva.</p> <p>Se debe también permitir que los PMGD con componente de almacenamiento que cumplan con i) y ii) en todas los bloques horarios definidos, tanto para inyección como retiro, también puedan conectarse a través de un proceso de Conexión Expedita.</p>	<p>En caso de que la capacidad instalada del PMGD informada en la SCR sea menor o igual a la capacidad del empalme al cual se conecta, a la Capacidad Instalada para Conexión Expeditiva y la capacidad de inyección del mismo sea menor o igual a la Capacidad de Inyección para Conexión Expeditiva, considerándose para aquellos PMGD con componente de almacenamiento el valor de capacidad de retiro máximo en los respectivos bloques horarios y Capacidad Instalada de acuerdo con los respectivos bloques horarios de inyección, se considerará que el PMGD clasifica como de impacto no significativo, pudiendo conectarse mediante un Proceso de Conexión Expeditivo.</p>
71	GPM AG	Artículo 89.-	<p>En caso de que existan diferencias respecto de la metodología y resultados del informe de costos de conexión elaborados por la Distribuidora, de acuerdo a esta propuesta es la SEC es quién resuelve. No obstante, es deseable que se definan mecanismos que promuevan la ejecución óptima de las OOAA bajo el uso eficiente de la red, propuesto por un agente objetivo pertinente (Coordinador, CNE).</p>	<p>...."En caso de desacuerdo respecto de la metodología y los resultados del informe de costos de conexión o de no existir acuerdo respecto a los plazos de ejecución de las Obras Adicionales, Adecuaciones o Ajustes, el propietario u operador del PMGD y la Empresa Distribuidora podrán recurrir a la Comisión Nacional de Energía o al Coordinador Eléctrico Nacional, quién se pronunciará respecto de los mecanismos que promuevan la ejecución óptima de las Obras de Adecuación requeridas bajo el criterio del uso eficiente de la red. Sin perjuicio de lo anterior, el propietario u operador del PMGD y la Empresa Distribuidora podrán recurrir a la Superintendencia, de conformidad al Título IV del presente reglamento"</p>

72	GPM AG	Artículo 7.-	<p>Se modifica en el Art. 7 la definición de Autodespacho habilitando al Coordinador a instruir la operación para aplicar prorratas por motivos económicos. Esto va en contra de la misma definición de Autodespacho.</p> <p>Se sugiere no modificar la definición de autodespacho, dado que es parte del reglamento sobre el cual se han realizado las inversiones. En caso contrario o en subsidio, considerar período transitorio</p>	<p>c)Autodespacho: Régimen de operación de una instalación de generación o sistema de almacenamiento de energía interconectada al sistema eléctrico que no se encuentra sujeto al resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por el Coordinador . Lo anterior, sin perjuicio de las instrucciones que excpecialmente pueda emitir para efectos de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico .Incluir Art. transitorio: Las instalaciones que operen con Autodespacho conectadas a la red de distribución serán consideradas en el ajuste al que refiere el literal c) del Art. 7, 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</p>
73	GPM AG	Artículo 7.-	<p>Posible Ilegalidad</p> <p>De acuerdo a la definición del saldo MEP contenido en la letra T) del artículo 7, éste sólo se refiere a inyecciones. Sin embargo, el art. 14 establece que "si corresponde", se incorporarían los retiros dentro del SALDO MEP.</p> <p>Cabe señalar que el mecanismo de estabilización de precios de acuerdo a la Ley, es aplicable únicamente a la valorización de las inyecciones. Por lo cual, esta propuesta sería ilegal.</p>	Ajustar artículos de acuerdo a lo establecido en la Ley
74	GPM AG	Artículo 9.-	<p>Eliminar "si así lo desean". Es reiterativo y debilita el concepto de que es un derecho alternativo, no secundario.</p> <p>Adicionalmente, como se menciona en la observación respecto al artículo 14, el mecanismo de estabilización de precio no es propiamente un mecanismo de estabilización, ya que en la práctica es a Cmg (el saldo MEP es la diferencia entre los CMg proyecyados - Precio de la energía base - y el CMg real, el cual a fin de año se reliquida.</p>	
75	GPM AG	Artículo 14.-	<p>El Art. 14 propuesto considera la inclusión de un régimen de precios mediante el Precio Básico de Energía por intervalo temporal (los mismos bloques antes considerados por el reglamento). Sin embargo, se considera que el régimen de Precio Estabilizado mediante el reglamento actual (DS88) debería mantenerse, dado que la diferenciación de precios establecidos en distintos bloques horarios da señal de operación e inversión (ej: BESS), con una correcta determinación a partir de las metodologías de cálculo actuales a partir de la comparativa con el respectivo Precio Medio de Mercado, que evidencia las condiciones de precios presentes en el mercado.</p> <p>Adicionalmente, la aplicación del Saldo MEP atenta contra el objetivo original del reglamento, asociado a la estabilidad en los flujos de caja esperados por los propietarios de activos PMGD, añadiendo riesgos asociados a los ingresos netos a percibir directamente el año consecutivo.</p> <p>Por último, y lo más relevante es que el PE no es es propiamente un sistema de estabilización de precios sino que es CMg pero reliquidado. Lo anterior incumpliría lo dispuesto en el art. 149 de la LGSE que expresamente establece que los PMGD pueden someterse a mecanismos de estabilización de precios para sus inyecciones.</p>	<p>Revisar el mecanismo propuesto, de manera de ajustarlo al artículo 149 de la Ley, en términos que refleje un mecanismo de estabilización de precios real.</p>

76	GPM AG	Artículo transitorio.-	Falta un artículo transitorio que permita resguardar a los PMGD que actualmente se rigen por el precio estabilizado del DS 244. De manera análoga al reglamento actual, vigente mediante el Decreto Supremo N°88 que derogó el anterior Decreto Supremo N°244, en función de la otorgación de certeza regulatorio para aquellos inversionistas que se encuentran en cualquiera de los procesos de conexión de sus proyectos PMGD, se solicita la presencia de un artículo transitorio. Este permitirá la certeza de aplicabilidad del régimen de precios actualmente vigente para proyectos próximos a entrar en operación.	Los PMGD que a la fecha de entrada en vigencia del presente decreto estén acogidos al regimen de precios establecidos en el DS 244, se mantendrán en dicho regimen hasta el 2034, salvo que voluntariamente opten por el regimen de precios establecidos en el presente reglamento.
77	GPM AG	Artículo 9 bis.-	El artículo indica que la valorización de retiros efectuados para la carga de la componente de almacenamiento de los MGPE se regirá por el régimen de precio al que se hubiesen acogido de acuerdo con el artículo 9. Esto no tiene sentido para aquellos PMGD bajo el régimen antiguo del DS 244 que acceden a único precio durante las 24 horas del día	eliminar artículo 9 bis
78	GPM AG	Artículo 67.-	Problema de Redacción. Este artículo tiene un problema de redacción que complica su correcta comprensión y contradictorio con el art. 66.	Sin perjuicio de lo señalado en el artículo 66 precedente, en caso que el Interesado haya presentado ante la Comisión un recurso de reposición para impugnar la revocación de la Declaración en Construcción y se haya remitido a la Distribuidora los antecedentes que acrediten este la presentación del referido recurso de reposición, el ICC se mantendrá vigente mientras la Comisión no resuelva el mismo.
79	GPM AG	Artículo 77.-	La facultad del CEN de poder modificar la capacidad máxima de inyección establecida en el ICC con posterioridad está establecida en términos muy amplios y genéricos, lo que da espacio a discrecionalidad. Además, debería considerar la hipótesis que el resultado de los nuevos estudios permitan "aumentar" la capacidad máxima autorizada en el ICC. Finalmente, en el caso que se restrinja la capacidad máxima, la naturaleza de esta nueva restricción, por ejemplo, si es temporal, las condiciones que permitirían volver a la capacidad máxima autorizada en el ICC.	La facultad del CEN de poder modificar la capacidad máxima de inyección establecida en el ICC también podrá considerar aumentar la capacidad máxima autorizada en el ICC en el caso que los resultados de los nuevos estudios así lo permitan. En caso que el Coordinador modifique la capacidad máxima autorizada en el ICC, deberá indicar la naturaleza de esta nueva restricción, por ejemplo, si es temporal, las condiciones sobre la cual se aplican estas restricciones y las condiciones que permitirían volver a la capacidad máxima autorizada en el ICC, entre otros.
80	GPM AG	Artículo 93.-	La redacción del inciso primero propuesto es muy amplia y la facultad del CEN de revocar la operación con Autodespacho muy discrecional, que en la práctica el autodespacho podría pasar a ser una excepción y no la regla general de operación de los PMGD	Todo PMGD operará con Autodespacho. Lo anterior implica que el propietario u operador del respectivo PMGD será el responsable de determinar la potencia y energía a inyectar en o retirar, cuando corresponda, de la red de distribución en la cual está conectado. Excepcionalmente, el CEN instruir al PMGD que se sujete a la programación de la operación en los casos que señale la Norma Técnica.
81	GPM AG	Otro	Observación general al Reglamento: 1) La propuesta hace demasiadas delegaciones normativas a la "normativa vigente", sin identificar el instrumento donde se debe regular ciertas materias y en muchos casos - la mayoría- esa normativa vigente no existe. 2) Asimismo, hace delegación expresas a la NT. Ej art. 32 y 77	
82	GPM AG	Artículo 69.-	Declaración en Construcción La resolución que declara en construcción adicionalmente debería indicar si el ICC establece restricciones de operación y cualquier otra información relevante . Adicionalmente, se debería eliminar el inciso final y en cambio incluir esta información dentro de las materias que se deben actualizar de la resolución de DeC a objeto que los incumbentes pueden estar en conocimiento de que un determinado PMGD presentó un recurso de reposición ante la revocación de la DeC de la CNE.	Incorporar esta exigencia a la norma y eliminar el inciso final.

83	GPM AG	Otro	<p>En el artículo 43 se debería explicitar que un PMGD en operación que quiera incorporar una componente de SAE no debe presentar una nueva SCR ya que ésto sería discriminatorio, contrario al fomento de los SAE a nivel de distribución y haría perder el regimen de PE a que está sujeto el respectivo PMGD</p>	<p>Nuevo inciso: Los PMGD pueden incorporar con posterioridad a la presentación SCR y/o obtención del ICC sistemas de almacenamiento sin perder el régimen de PE al que están adscrito.</p>
84	GPM AG	Artículo 7.-	<p>Se requiere incorporar específicamente en la definición de Obras Adicionales que éstas contemplen la tramitación y obtención de los permisos y eventuales ampliaciones y/o constitución de servidumbres en aquellos casos que se requieran.</p>	<p>p) Obras Adicionales: Obras físicas y trabajos en la red de distribución eléctrica, que no califiquen como Adecuaciones, y que sean necesarias para la conexión de un PMGD, incluyendo la tramitación y obtención de los permisos sectoriales y eventuales ampliaciones y/o constitución de servidumbres, en aquellos casos que se requieran.</p>
85	GPM AG	Artículo 12.-	<p>No tiene sentido económico, normativo o práctico, mantener el periodo mínimo de permanencia en cada régimen en 4 años para los MGPE, en particular, con la existencia de sistemas de almacenamiento. Esta limitación sólo impone restricciones comerciales, y una rigidez sin sentido práctico. Por lo anterior, se solicita establecer un periodo mínimo de 1 año y el deber de comunicar la eventual opción de cambio como máximo al 30 de noviembre de cada año, es decir, el MGPE sólo debe informar si requiere cambiar el régimen de precios, no siendo necesario que informe que requiere mantener el régimen vigente.</p>	<p>Modificar en el segundo inciso del Artículo 12° por: "La opción a que se hace referencia en el inciso anterior, deberá ser comunicada al Coordinador por el propietario u operador del Medio de generación o sistema de almacenamiento de pequeña escala al menos con un mes de antelación a la entrada en operación del señalado medio, siempre que ya hubiese sido declarado en construcción por la Comisión. El periodo mínimo de permanencia en cada régimen será de cuatro un años y la opción de cambio de régimen deberá ser comunicada al Coordinador con, al menos con, seis meses de antelación" .</p>
86	GPM AG	Artículo 32.-	<p>En el inciso primero, la propuesta modifica la obligación actual de la empresa distribuidora de mantener a disposición de cualquier Interesado toda la información técnica necesaria de la red de distribución, lo que afecta gravemente el acceso a información esencial, pertinente y actualizada para el correcto desarrollo y planificación de un PMGD. Por lo anterior, se requiere eliminar dicha modificación, conservando la actual obligación que recae sobre dichas empresas, respecto de "mantenerla a disposición de cualquier Interesado".</p> <p>De esa forma, sería consistente con la obligación de publicar la información relativa a los costos que la propuesta contempla para el inciso segundo de este mismo artículo.</p> <p>Asimismo, el inciso segundo señala, en términos generales, que las empresas deberán publicar toda la información relativa a los costos y sistemas de control y monitoreo del PMGD, sin embargo, no se indica que aquella deberá estar actualizada permanentemente, de manera de que siempre todo interesado cuente con la información más actualizada posible garantizando la transparencia de los procesos de conexión.</p>	<p>Modificar los incisos primero y segundo, de acuerdo con lo que se señala a continuación:</p> <p>Con el objeto de proteger la seguridad de las personas y de las cosas, así como la seguridad y continuidad del suministro eléctrico, las Empresas Distribuidoras deberán mantener entregar a disposición petición de cualquier Interesado toda la información técnica necesaria y actualizada de la red de distribución, de acuerdo con lo establecido en la norma técnica respectiva, tanto para la conexión segura de un PMGD como para su adecuado diseño e instalación o modificación de las condiciones iniciales de conexión y operación. La norma técnica respectiva definirá la información técnica que debe mantenerse a disposición de los Interesados y los medios a través de los cuales se materializará tal disposición [...].</p> <p>Asimismo, las referidas empresas deberán publicar y mantener mensualmente actualizada toda la información relativa a los costos asociados a (i) la elaboración y revisión de los estudios de conexión que se requieran para evaluar la conexión del PMGD y las actividades necesarias para realizar o supervisar dichas actividades; y, (ii) los sistemas de control y monitoreo del PMGD, y aquellas acciones que deban ser ejecutadas por la distribuidora, según lo establecido en la norma técnica y el presente reglamento. Esta información incluirá también los antecedentes técnicos de otros Medios de generación o sistemas de almacenamiento de pequeña escala que cuenten con SCR declarada admisible o ICC vigentes; medios de generación o sistemas de almacenamiento acogidos a las disposiciones establecidas en el artículo 149º bis de la Ley y que cuenten con una manifestación de conformidad vigente según lo establecido en el Decreto Supremo N°57, de 2020, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento de generación distribuida para autoconsumo o el que lo reemplace; y aquellos que ya se encuentren operando en su red, de acuerdo a los requerimientos técnicos señalados en la normativa vigente.</p>

87	GPM AG	Artículo 32.-	Sin perjuicio de lo señalado en la observación anterior, en el inciso segundo se regula la información que debe estar disponible respecto a los costos tanto relacionados con la elaboración de estudios de conexión como de los sistemas de control y monitoreo del PMGD y aquellas acciones que deban ser ejecutadas por la distribuidora. Esta redacción da a entender que los costos operacionales de los sistemas de monitoreo y control, centros de control y otros en que incurran las empresas distribuidoras serán de cargo de los PMGD, en circunstancias que éstos deben ser absorbidos por dichas empresas y ser remuneradas por la respectiva tarifa, en atención a que conforme a los artículos 87 y 94 del Reglamento, es de su responsabilidad el monitoreo del cumplimiento de las condiciones de operación establecidas en el ICC. En ese sentido, se debe precisar claramente qué costos serán de cargo de los PMGD (los correspondientes a sus propios sistemas de control y coordinación con empresas distribuidoras y CEN) y aquellos que serán de cargo de las empresas distribuidoras, según lo establecido en la Ley, de manera de dar certeza respecto de a qué parte corresponde pagar los costos correspondientes.	Agregar en el inciso segundo, después del punto aparte que precede a la frase "; medios de generación o sistemas de almacenamiento acogidos a las disposiciones...", lo siguiente: "Los costos asociados a los sistemas de monitoreo y control, centros de control y otros en que incurran las Empresas Distribuidoras para el cumplimiento de las obligaciones y funciones que les asigna este reglamento y el resto de la normativa vigente, serán de cargo de dichas empresas y remuneradas conforme a la normativa vigente"
88	GPM AG	Artículo 33.-	Se requiere establecer de manera específica y directa que la valorización de las actividades y elaboración y revisión de los estudios de conexión necesarios para efectuar la tramitación y conexión de los PMGD o para la modificación de sus condiciones iniciales de conexión y operación, debe considerar igualmente la tramitación y obtención de los permisos sectoriales y eventuales ampliaciones y/o constitución de servidumbres en aquellos casos que se requieran.	La valorización de las actividades y de la elaboración y revisión de los estudios de conexión necesarios para efectuar la tramitación y conexión de los PMGD o para la modificación de sus condiciones iniciales de conexión y operación, incluida la tramitación y obtención de los permisos sectoriales y eventuales ampliaciones y/o constitución de servidumbres en aquellos casos que se requieran, deberá ser efectuada por la Empresa Distribuidora en coherencia con aquellos costos que sustentan los valores del decreto que fija los precios de los servicios no consistentes en suministro de energía eléctrica, vigente a la fecha en la cual fue presentada la SCR.
89	GPM AG	Artículo 44.-	La propuesta incorpora un nuevo inciso segundo en el cual se establece la facultad del Interesado de solicitar a la empresa distribuidora antecedentes para conocer el inicio y avance de la tramitación ambiental, solicitamos que si bien se mantenga dicha disposición, se modifique en el sentido de copiar o notificar desde el inicio de dicho trámite al Interesado.	Modificar el inciso segundo de la siguiente manera: El Interesado podrá solicitar a la La Empresa Distribuidora deberá mantener permanentemente informado al Interesado, tanto del inicio de la tramitación ambiental y de los permisos sectoriales respectivos, como frente a cualquier presentación relacionada con dichos procesos. Lo anterior, es sin perjuicio de la facultad del Interesado de solicitar a la Empresa Distribuidora, la entrega de antecedentes que acrediten el estado de inicio y avance de la tramitación ambiental y permisos sectoriales, cuando corresponda, mediante el Medio de comunicación acordado. Esta solicitud podrá realizarse en más de una oportunidad, existiendo al menos un mes entre cada solicitud. Dicha solicitud, deberá ser respondida por la Empresa Distribuidora dentro de los cinco días siguientes de haber sido recibido el requerimiento.
90	GPM AG	Artículo 44.-	El inciso tercero de la propuesta en el referido artículo establece la obligación de la empresa distribuidora de responder en tiempo los requerimientos de las autoridades correspondientes ante las cuales se esté tramitando un permiso, así como la de mantener informado al Interesado. No obstante, es necesario establecer, además, que ante la falta de cumplimiento de dichas obligaciones y envío de información de la empresa distribuidora, no generará responsabilidades ni costos para el Interesado.	Modificar el inciso tercero, como se indica: Asimismo, durante el proceso de tramitación indicado en el literal a) del inciso primero, la Empresa Distribuidora deberá responder a las autoridades correspondientes dentro de los plazos que éstas indiquen durante dicho proceso, copiando en dicha respuesta al Interesado. Asimismo, una vez recibida la respuesta por parte de las autoridades pertinentes, esta deberá ser comunicada a más tardar dentro de las 24 horas siguientes al Interesado. En caso contrario, el Interesado podrá recurrir a la Superintendencia, de conformidad al Título IV del presente reglamento. La falta de comunicación o respuesta tardía a las autoridades correspondientes, no generará nuevas obligaciones ni costos adicionales para el Interesado.

91	GPM AG	<p>Artículo 58.-</p>	<p>Se solicita modificar el inciso primero del artículo de manera de establecer reglamentariamente que los costos reflejados en el ICC deberán contar con justificación y, además, ajustados al marco normativo, esto para reforzar la referida obligación que la Superintendencia ha plasmado en diversas resoluciones mediante las cuales ha resulto controversias entre un propietario u operador de PMGD y la empresa distribuidora.</p> <p>En el inciso tercero se solicita aclarar que el plazo de 20 días para comunicar el ICC al Interesado, se comenzará a contar desde la recepción de la manifestación de conformidad a la respuesta de la SCR.</p>	<p>Modificar los incisos primero y tercero, de forma de ajustarlos de la siguiente manera:</p> <p>Una vez emitida la manifestación de conformidad a la respuesta de la SCR, la Empresa Distribuidora deberá actualizar o emitir un ICC, el que deberá contener un informe con los costos de operación y conexión debidamente justificados, si corresponde, y ajustados al marco normativo respectivo, de acuerdo con lo señalado en el Capítulo 6 del presente Título y deberá considerar las conclusiones y resultados de los respectivos estudios de conexión que se hayan realizado para el proyecto PMGD.</p> <p>En el caso de que la Empresa Distribuidora no cumpla con los requisitos señalados para la determinación de los referidos costos, el Interesado podrá recurrir a la Superintendencia de acuerdo con lo señalado en el Título IV del presente reglamento. En caso de que la Empresa Distribuidora haya realizado los estudios de conexión, ésta deberá entregar al Interesado las versiones finales de éstos junto al respectivo ICC.</p> <p>(...)</p> <p>Para proyectos que califican como de impacto no significativo de acuerdo con lo establecido en el Artículo 86º del presente reglamento, la Empresa Distribuidora deberá comunicar el ICC al Interesado, mediante el medio de comunicación acordado, dentro de los veinte días siguientes a la recepción de la manifestación de conformidad a la respuesta de la SCR. Durante el señalado tiempo la Empresa Distribuidora deberá realizar los estudios de conexión del PMGD a la red de distribución según lo que establezca la normativa técnica para proyectos PMGD de impacto no significativo.</p>
92	GPM AG	<p>Artículo 59.-</p>	<p>Existe un error en los literales que contempla el inciso primero de dicho artículo, pues se observan dos letras c) y una d), lo que no permite tener una adecuada lectura ni análisis de la norma y, finalmente, tampoco determinar cuántos literales hay.</p> <p>Dicha situación repercute en incisos posteriores de este mismo artículo y, además, en una serie de artículos que se remiten distintos literales del artículo 59°, por lo que la corrección que se realice, debe considerar que dicha remisión sea la correcta (por ejemplo, incisos segundo y tercero del propio artículo; el artículo 60; el artículo 61).</p> <p>Además de lo anterior, no queda claro el plazo para resolver las eventuales observaciones que se realicen a los estudios de conexión, esto ya que la redacción del literal b) indica que "De existir observaciones a los estudios de conexión, deberán remitirse a quien corresponda en dicho plazo", el cual es de 1 mes, según lo señalado en esa misma letra.</p> <p>Luego, el literal c) indica que los:</p> <p>"Ajustes a los resultados de estudios de conexión, los cuales deberán considerar las eventuales observaciones realizadas durante la etapa indicada en el literal b) anterior. Dichos ajustes serán realizados dentro del primer mes contado desde que fuesen recibidas las correspondientes observaciones, mediante el Medio de comunicación acordado.", a continuación vuelve a establecer el mismo plazo, de 1 mes, para revisar y resolver las observaciones:</p> <p>"Las observaciones deberán ser revisadas y resueltas por quien haya elaborado los estudios de conexión, realizando los ajustes necesarios mencionados en el literal d) c) del presente inciso, dentro del plazo de un mes desde que fuesen recibidas las citadas observaciones, debiendo comunicar dichos ajustes, a quien corresponda, dentro del referido plazo."</p> <p>De lo anterior se desprende una confusión, o al menos una repetición, de plazos que no permiten determinar cuál es el correcto espacio de tiempo para resolver dichas observaciones, y desde cuándo éste comienza a correr, más aun considerando que previamente la letra c) señala expresamente la oportunidad para resolver las eventuales observaciones que existan.</p>	<p>Ajustar los incisos primero y segundo, según se indica a continuación:</p> <p>Los estudios de conexión de los proyectos PMGD que no califiquen como de impacto no significativo, deberán considerar al menos las siguientes etapas:</p> <p>a)Elaboración de estudios de conexión y obtención de resultados preliminares, por parte de la Empresa Distribuidora o del Interesado, los que deberán ser comunicados al Interesado o Empresa, según corresponda, dentro del primer mes contado desde la manifestación de conformidad a la respuesta de la SCR mediante el Medio de comunicación acordado;</p> <p>b) Revisión por parte del Interesado o la Empresa Distribuidora, según corresponda, de los resultados preliminares de estudios de conexión, dentro del primer mes contado desde que dichos resultados le fueren comunicados, mediante el Medio de comunicación acordado. De existir observaciones a los estudios de conexión, estas deberán remitirse a quien corresponda dentro del mismo plazo indicado para la revisión;</p> <p>c) Ajustes a los resultados de estudios de conexión, los cuales deberán considerar las eventuales observaciones realizadas durante la etapa indicada en el literal b) anterior. Dichos ajustes serán realizados dentro del primer mes contado desde que fuesen recibidas las correspondientes observaciones, mediante el Medio de comunicación acordado.</p> <p>Las observaciones deberán ser revisadas y resueltas por quien haya elaborado los estudios de conexión, realizando los ajustes necesarios mencionados en el literal c) d) del presente inciso, dentro del plazo de un mes desde que fuesen recibidas las cotadas observaciones, debiendo comunicar dichos ajustes, a quien corresponda, dentro del referido plazo;</p> <p>d) El interesado o la Empresa Distribuidora, podrá realizar observaciones a los resultados finales de los estudios de conexión a los que se refiere la letra c) del presente inciso, dentro de los diez días siguientes de recibidos dichos resultados. De existir observaciones adicionales, la Empresa Distribuidora o el Interesado deberá resolverlas y enviar respuesta a éstas, a quien corresponda, dentro de los diez días siguientes desde que fueron recibidas.</p> <p>En caso de no existir conformidad con los resultados finales de los estudios de conexión, el Interesado o la Empresa Distribuidora, según corresponda, podrá repetir, por única vez, las etapas procedimentales singularizadas en los literales d) y e) c) y d) del inciso anterior.</p>

93	GPM AG	Artículo 59.-	En relación con la observación inmediatamente anterior, es necesario ajustar la redacción del inciso segundo en aquella parte que hace referencia al literal e).	<p>Modificar el inciso segundo como se señala:</p> <p>En cualquier caso, los resultados finales de los estudios a los que se refiere el literal d) e) del inciso anterior deberán estar disponibles dentro del quinto mes desde la manifestación de conformidad a la respuesta de la SCR, de manera tal que los resultados sean considerados por la Empresa Distribuidora para la emisión del ICC al que se refiere el Artículo 58º del presente reglamento. Este plazo será de siete meses cuando se trate de los proyectos señalados en el artículo 60º del presente reglamento.</p>
94	GPM AG	Artículo 60.-	En relación con la observación respecto del inciso primero del artículo 59, es necesario ajustar la redacción del inciso primero en aquella parte que hace referencia al literal e) de dicho artículo.	<p>Respecto del inciso primero, se requiere modificarlo de la siguiente manera:</p> <p>Para los PMGD que no cumplan con lo establecido en el Artículo 86º del presente reglamento y se conecten a un alimentador de alto impacto, el tiempo para la realización de la revisión y los ajustes señalados en los literales b) y c) del artículo anterior será de dos meses en cada caso. A su vez, los resultados finales de los estudios a los que se refiere el literal d) e) del artículo anterior deberán estar disponibles dentro del séptimo mes de comenzada la realización de dichos estudios, según lo dispuesto en el inciso primero del artículo 59° del presente reglamento, de manera tal que los resultados sean considerados por la Empresa Distribuidora para la emisión del ICC al que se refiere el Artículo 58º del presente reglamento.</p>
95	GPM AG	Artículo 61.-	En relación con la observación respecto del inciso primero del artículo 59, es necesario ajustar la redacción del inciso segundo en aquella parte que hace referencia al literal e) de dicho artículo.	<p>Modificar el inciso segundo como se indica:</p> <p>En caso de no estar de acuerdo con los resultados finales de los estudios de conexión mencionados en el literal d) e) del inciso primero del Artículo 59º del presente reglamento, y habiendo realizado el procedimiento establecido en el inciso segundo de dicho artículo, la Empresa Distribuidora deberá descartar el proyecto en cuestión o emitir el ICC correspondiente. Sin perjuicio de lo anterior, y en base a los resultados obtenidos en los estudios, el Interesado podrá recurrir, por única vez, a la Superintendencia, de acuerdo con lo señalado en el Título IV del presente reglamento.</p>
96	GPM AG	Artículo 62.-	Se requiere especificar que el plazo de 20 días que se otorga a la empresa distribuidora para responder a las observaciones o modificaciones solicitadas por el propietario u operador del PMGD al ICC, que se indica en el inciso segundo, comenzará a contarse desde el envío de aquellas mediante el medio de comunicación acordado, ello en tanto que dicha solicitud podría se remitida a dicha empresa en un plazo inferior al máximo de 30 días establecido en la norma.	<p>Ajustar el inciso segundo tal como se señala a continuación:</p> <p>Una vez emitido el ICC por parte de la Empresa Distribuidora y en un plazo no superior a treinta días desde su comunicación, el Interesado deberá manifestar su conformidad con éste o solicitar a la Empresa Distribuidora modificaciones o aclaraciones respecto al ICC o a los antecedentes adjuntos, las que deberán ser respondidas por la señalada empresa dentro de los veinte días siguientes, contados desde el envío de las modificaciones o aclaraciones a través del Medio de comunicación acordado.</p>
97	GPM AG	Artículo 63.-	En el inciso primero se requiere incorporar la obligación de las empresas distribuidoras de poner a disposición de cualquier Interesado los ICC que cuenten con manifestación de conformidad, de manera de contar con información transparente, transversal, completa y actualizada de los distintos PMGDs conectados a distintos alimentadores, bloques de horarios, entre otros elementos que contemplan dichos instrumentos. Además se requiere contar con dicha información consolidada de manera de acceder a una información completa sobre las redes de distribución.	<p>Se requiere modificar el inciso primero de la siguiente manera:</p> <p>La Empresa Distribuidora deberá poner a disposición de la Superintendencia, y del Coordinador y mantener a disposición de cualquier Interesado la copia del ICC que cuente con la manifestación de conformidad del Interesado, dentro de los quince días siguientes a dicha manifestación. Asimismo, deberá mantener la información consolidada y publicada de todos los ICC vigentes.</p>
98	GPM AG	Artículo 66.-	Dado que el artículo se encuentra en el Párrafo 4°, que se refiere a la vigencia del ICC, se solicita modificar la redacción en cuanto establecer directamente cuando el ICC pierde su vigencia, esto es, en caso de revocación de la declaración en construcción.	<p>Si la Comisión revoca El ICC perderá su vigencia en caso de revocación de la declaración en construcción del proyecto PMGD, de acuerdo con lo señalado en el Artículo 72º del presente reglamento, el ICC perderá su vigencia. La Comisión deberá informar de este hecho, a la Empresa Distribuidora, a la Superintendencia, al Coordinador y al Interesado, dentro de los diez días siguientes a la dictación del correspondiente acto administrativo.</p>

99	GPM AG	Artículo 67.-	<p>Sin perjuicio de lo señalado en la observación anterior, no se entiende la redacción de la propuesta que se encuentra subrayada en aquella parte que indica que "el ICC se mantendrá vigente por seis meses, 'a menos que la Comisión acoja la impugnación presentada'", es decir, posterior a señalar la regla general de extensión de vigencia del ICC se establece una condición que no se condice ni tiene sentido con lo inmediatamente anterior.</p> <p>Asimismo, continúa la propuesta del inciso indicando que para que ello ocurra, entendemos que la prórroga de vigencia del ICC por 6 meses, se establece la condición de remitir a la empresa distribuidora los antecedentes presentados a la Comisión del recurso de reposición. De lo anterior se desprende que la redacción propuesta está condicionando el efecto jurídico de un acto administrativo dictado por un órgano público, y que tiene una regulación particular establecida en la Ley N°19.880, al envío de antecedentes a una empresa que en estricto rigor no tiene facultades para decidir sobre la resolución de un recurso presentado ante la Comisión y, por ende, tampoco sobre la eficacia de un acto que es administrativo.</p> <p>En una situación similar se encuentra la propuesta del inciso tercero, en aquella parte subrayada, que señala que "el Interesado deberá notificar el estado del recurso de reposición del proceso del recurso de reposición de la declaración en construcción. En caso contrario, el ICC perderá su vigencia, debiendo la Empresa Distribuidora comunicarlo a la Superintendencia."</p> <p>De lo anterior podemos concluir que, nuevamente, la propuesta condiciona el efecto jurídico de una decisión y de un acto administrativo que tiene una regulación contemplada en una ley particular, a una comunicación entre privados.</p> <p>Tal como se encuentra la propuesta actual, se puede entender que no enviar los antecedentes o que si la empresa distribuidora no tiene por acreditado que se presentó el recurso, cuestión que tampoco queda claro qué y cómo lo tendrá por acreditado, el acto administrativo que dicte la Comisión carecería de valor y efectos jurídicos. Dado que es necesario resguardar los efectos de una decisión favorable del recurso de reposición, el ICC debe mantenerse vigente por todo el plazo que le tome a la autoridad su decisión.</p>	<p>Modificar íntegramente el inciso primero y parte del inciso tercero, según se propone a continuación: En caso de que se presentare un recurso administrativo conforme a lo dispuesto en la Ley N° 19.880 dentro del plazo de diez días indicado en el artículo anterior, la comunicación de la Comisión deberá incluir esta circunstancia, y el ICC se mantendrá vigente mientras se resuelve el recurso. En el caso de que el recurso fuera rechazado y se mantuviera la decisión de revocación de la declaración en construcción, la Comisión deberá informar este hecho a la Empresa Distribuidora, a la Superintendencia, al Coordinador y al Interesado, dentro de los diez días siguientes a la dictación del correspondiente acto administrativo. (...)</p> <p>No obstante lo señalado en el inciso primero, el plazo de vigencia del ICC podrá ampliarse por otros seis meses si el recurso de reposición no ha sido resuelto por la Comisión. En todo caso, el Interesado deberá notificar informar a la Empresa Distribuidora, a través del Medio de comunicación acordado, dentro del plazo extendido de la vigencia del ICC, el estado del proceso del recurso de reposición de la revocación de la declaración en construcción. En caso contrario, el ICC perderá su vigencia, debiendo la Empresa Distribuidora comunicarlo a la Superintendencia.</p>
100	GPM AG	Artículo 69.-	<p>La propuesta establece que la fecha de inicio de construcción de un PMGD no podrá exceder el plazo de un (1) año desde la presentación de la solicitud de Declaración en Construcción. Al respecto, cabe indicar que el plazo general otorgado es muy acotado y debiera existir mayor holgura para abordar todos los procesos que son necesarios para el inicio de la construcción, más aun considerando la definición que de este hito se realiza. En ese sentido, se propone establecer que el plazo de inicio de la construcción será el indicado por el solicitante, plazo que no deberá ser mayor a dos años contados desde la dictación de la resolución que declara el proyecto en construcción, de manera de contar con una fecha cierta para contabilizar el plazo máximo para cumplir con el hito de inicio de construcción. Además, el hito de inicio de construcción debiera estar sujeto al mismo régimen que el resto de los hitos previsto en el artículo 71, pudiendo ser prorrogados por causas justificadas, sin establecer un plazo máximo que no permite apreciar los hechos que no siendo imputables a los titulares podrían impedir el cumplimiento del hito respectivo.</p>	<p>Modificar el inciso primero letra c), lo siguiente: c) Cronograma acorde a la tecnología, características y la capacidad del proyecto, en el que se especifique la fecha estimada de interconexión y entrada en operación del proyecto y las principales obras de construcción. La fecha de inicio de construcción no podrá exceder el plazo de un año dos años, contado desde la presentación dictación de la Resolución que declara la construcción que emita la Comisión solicitud a la que se refiere el presente artículo. En caso calificados, en atención a la tecnología y capacidad del respectivo proyecto u otros criterios que fundadamente determine la Comisión, a través de la resolución que se refiere el penúltimo inciso del presente artículo, podrá autorizar un mayor plazo para dicho hito, el que ningún caso podrá superar los dos años;</p>
101	GPM AG	Artículo 69.-	<p>Se solicita incorporar en el inciso segundo que en caso de poner fin al procedimiento de solicitud de declaración en construcción, el propietario u operador de un PMGD podrá presentar los recursos contemplados en la Ley N°19.880, de forma de ser consistente con la propuesta indicada en el artículo 67.</p>	<p>Modificar el inciso segundo como se señala a continuación: La Comisión podrá formular observaciones a la solicitud de declaración en construcción presentada, las cuales deberán ser subsanadas por el propietario u operador 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 propietario u operador 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, sin perjuicio de que el propietario u operador podrá presentar los recursos que contempla la Ley N°19.880. El rechazo de</p>

				una solicitud no inhabilitará al propietario u operador para presentar una nueva solicitud de declaración en construcción.
102	GPM AG	Artículo 77.-	<p>La propuesta del inciso segundo aumenta el plazo del Coordinador para responder al propietario u operador de un PMGD de la solicitud de autorización de puesta en servicio, sin embargo, a pesar de dicho aumento, nada señala respecto de qué ocurre si dicho organismo no emite respuesta alguna. En ese sentido, se requiere establecer específicamente qué ocurre en dicha situación, de manera de dar certeza a las partes.</p> <p>Por otro lado, la redacción del inciso tercero deja abierta la posibilidad de que el Coordinador al analizar la autorización de puesta en servicio, pueda establecer condiciones o limitaciones no contempladas en el ICC definitivo en perjuicio del PMGD, lo que podría perjudicar considerablemente el desarrollo de un proyecto que ha sido objeto de un largo proceso de evaluación previa bajo ciertas circunstancias ya conocidas, sin posibilidad de realizar observaciones y/o modificaciones, afectando con ello la certeza jurídica.</p>	<p>Modificar el inciso segundo según se indica: El Coordinador, dentro de los treinta días siguientes a la recepción de la solicitud de autorización de puesta en servicio, deberá realizar las labores y verificaciones necesarias en el equipo de medida para autorizar la etapa de puesta en servicio del PMGD, y responder al propietario u operador del PMGD su solicitud de autorización de puesta en servicio. Transcurrido dicho plazo sin tener respuesta del Coordinador, se entenderá aprobada la autorización de puesta en servicio solicitada, sin perjuicio de que el Coordinador deberá igualmente dar cumplimiento a lo establecido en el inciso siguiente.</p> <p>Respecto del inciso tercero, se solicita incorporar después del punto aparte que precede a la frase "En caso de que las condiciones...", lo siguiente: Sin perjuicio de lo anterior, no se podrán establecer limitaciones adicionales a las que se hubieran indicado en el ICC vigente y que forma parte de la solicitud de autorización de puesta en servicio, que impliquen restricciones a la capacidad de inyección o de retiro, si correspondiere.</p>
103	GPM AG	Artículo 88.-	Las modificaciones establecen la obligación del CEN de ajustar el estudio de congestiones en función de los proyectos PMGD adyacentes que se encuentren desistidos o que hayan perdido la vigencia de su ICC. No es claro que la información respecto de los proyectos desistidos se encuentre disponible para el CEN de manera permanente y actualizado, debiéndose regular claramente a quien le corresponde su envío al Coordinador, en qué plazo y en la forma que señale dicha entidad, velando por que la información se encuentre los más actualizada posible, de manera de hacer esta norma implementable.	<p>Agregar en el inciso cuarto, después del punto aparte que precede a la frase "El estudio deberá ser elaborado...", lo siguiente: "Para lo anterior, el Coordinador establecerá la oportunidad, frecuencia, formato y medio a través del cual las Empresas Distribuidoras remitirán la información relativa a los proyectos desistidos. Por su parte, las Empresas Distribuidoras tendrán la obligación de entregar dicha información de la forma más actualizada posible."</p>
104	GPM AG	Artículo 88.-	Las modificaciones al artículo otorgan la facultad al CEN para levantar las restricciones establecidas en el ICC a un PMGD cuando en la operación no se advierta la congestión que da lugar a esta. Sin embargo, hace falta incorporar la obligación de los PMGD y de las empresas distribuidoras para entregar la información en tiempo real que es necesaria para que el CEN pueda tomar una decisión de este tipo, y así permitir que dicha entidad pueda ejercer dicha facultad en aquellos casos en que pueda efectuarse. Por otro lado, las restricciones establecidas en los ICC se determinan con la metodología de la NTCO, la cual establece las condiciones más exigentes posibles para este cálculo, lo cual resulta en que estas se cumplen en pocas horas del año. En ese sentido, se solicita modificar la capacidad otorgada al CEN, convirtiéndola en una obligación, de tal forma que las limitaciones establecidas en el ICC sean levantas siempre que se den las condiciones operacionales para ello.	<p>Modificar el inciso quinto como sigue: La restricción mencionada en el inciso tercero del presente artículo podrá deberá ser levantada solo si en forma posterior a la conexión del PMGD, mediante el estudio semestral elaborado por el Coordinador, se constara constare que la operación de dicha central a su capacidad de inyección máxima no provocará la congestión antes mencionada. Asimismo, en aquellos casos en que existan períodos en los cuales no se advierta la congestión señalada, el Coordinador podrá levantar levantará transitoriamente la restricción establecida en el ICC, considerando la información de la operación, la existencia de sistema de monitoreo y control, en conformidad con la normativa técnica vigente. Ante dichas situaciones, el Coordinador deberá notificar al propietario u operador del PMGD, a la Empresa Distribuidora, a la Comisión y a la empresa de transmisión correspondiente, que el PMGD cuenta con la autorización para operar a su capacidad de inyección máxima o superior a la establecida en el correspondiente ICC.</p>
105	GPM AG	Artículo 89.-	Se requiere incorporar en el inciso segundo del artículo que una vez establecidos y aprobados los costos de las Obras Adicionales, Adecuaciones o Ajustes por la empresa distribuidora y el propietario u operador de un PMGD estos no son ni tienen carácter de referencial o estimados, sino que serán definitivos en tanto el ICC se encuentre vigente, en atención a lo que la Superintendencia de Electricidad y Combustibles ha señalado respecto de que el ICC debe ser autocontenido e incluir los costos finales de conexión del PMGD, con valores definitivos.	<p>Modificar el inciso segundo como se indica: Los costos de dichas obras deberán quedar consignados en un informe de costos de conexión y serán de cargo del propietario de un PMGD que desea conectarse a las instalaciones de una Empresa Distribuidora o modificar sus condiciones previamente establecidas para la conexión u operación y en ningún caso significará costos adicionales a los demás usuarios o consumidores finales de la Empresa Distribuidora. En tanto el ICC se encuentre vigente, los costos de conexión serán definitivos tanto para la Empresa Distribuidora como para el propietario u operador de un PMGD.</p>
106	GPM AG	Artículo 93.-	Se requiere ajustar la redacción del inciso primero en aquella parte que se remite a la "normativa vigente", de forma de otorgar certeza y claridad respecto de cuáles son las normas que efectivamente serán aplicables para el análisis, aplicación y alcance de la eventual limitación que pueda ser objeto un PMGD y, que en virtud de ello, impida operar bajo la regla general de autodespacho, lo que, en todo caso, siempre deberá ser determinado fundadamente por el Coordinador.	<p>Modificar el inciso primero según se señala: Todo PMGD operará con Autodespacho, salvo que el CEN, en conformidad con la normativa vigente, determine lo contrario. concurren alguna de las circunstancias establecidas en el presente Reglamento y en el Decreto Supremo N° 125, de 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba el reglamento de la coordinación y operación del sistema eléctrico nacional, o el que lo reemplace, lo que será determinado por el Coordinador fundadamente. En caso de operar con Autodespacho el propietario u operador del respectivo PMGD será el responsable de determinar la potencia y energía a inyectar o retirar, cuando corresponda, de la red de distribución en la cual está conectado. Sin perjuicio de lo anterior, el PMGD deberá ajustar su operación a las restricciones establecidas en ICC respectivo.</p>

107	GPM AG	Artículo 99.-	<p>El artículo 99 incorpora la obligación de los PMGD de enviar pronósticos de inyecciones y retiros, dejando a la norma técnica la definición del plazos, procedimientos y consideraciones. En este punto se debe establecer a nivel reglamentario los elementos mínimos a regular como la frecuencia del envío y los sistemas necesarios la implementación de la normativa. Igualmente, no se abordan las consecuencias del no envío del pronóstico en la programación y operación, lo que es clave para evitar una aplicación no discriminatoria de las prorratas. De lo contrario, sería muy difícil implementar prorratas que no sean discriminatorias, pues pasaría que habilitaría solo a aquellos que cumplan con dicha obligación.</p> <p>Asimismo, se requiere incorporar un artículo transitorio que establezca que estas obligaciones comenzarán a entrar en vigencia una vez que se modifique la norma técnica correspondiente, de forma de homologar su implementación.</p>	<p>Reemplazar íntegramente el inciso primero del artículo 99 por el siguiente:</p> <p>Los PMGD deberán enviar al Coordinador y a la Empresa Distribuidora los pronósticos de sus inyecciones y retiros para el proceso de almacenamiento, a los efectos que sean considerados en la programación de la operación, en los términos establecidos en la normativa vigente. La norma técnica establecerá los plazos, frecuencia, procedimiento, herramientas o sistemas necesarios para una adecuada implementación del presente artículo. El no envío de los pronósticos, el envío no oportuno o incompleto dará lugar a sanciones establecidas en la normativa vigente.</p>
108	GPM AG	Artículo 102.-	<p>La modificación al artículo se enmarca en el diseño de un cambio que incluye a PMGD en los recortes por falta de capacidad de colocación de generación de igual costo variable. Al respecto cabe indicar que el diseño contenido en la propuesta general presenta diversas problemáticas y debilidades, que se explican a continuación:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. No es un diseño "autocontenido", pues se deja a la norma técnica el establecimiento de los criterios que se deberán aplicar para determinar y comunicar las limitaciones, lo que no hace predecible la regulación que se incorpora, sin perjuicio de lo cual se establece que ella deberá aplicarse al cabo de 24 meses desde la publicación del decreto modificadorio del DS 125, existiendo entonces un riesgo relevante que ello se produzca sin que se hayan establecido dichos criterios. 2. No se precisa adecuadamente el rol del CEN y la Dtx, dejando esos aspectos a la NTCO. 3. 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 la NTCO PMGD conforme a la modificación del artículo 99, 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 un aplicación incierta del nuevo régimen que no asegura su implementación neutral. 4. 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. 5. 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. 6. Los problemas de diseño antes indicados 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 al 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. <p>En particular, respecto del artículo 7 letra c), se incorpora una nueva condicionante -abierta y general- a la aplicación del régimen de autodespacho.</p>	
109	GPM AG	Artículo 102.-	<p>Lo señalado en el inciso segundo en relación con lo establecido en el inciso final del artículo, no es consistente debido a que, por un lado, se establece que la atribución de limitar inyecciones será del Coordinador y, por otro, el inciso final indica que la empresa distribuidora podrá excluir a uno o más PMGD de las limitaciones, por lo tanto, finalmente no queda definido quién tiene la facultad y</p>	<p>Modificar el inciso cuarto en el siguiente sentido:</p> <p>La Empresa Distribuidora podrá excluir a uno o más PMGD de las limitaciones, de manera fundada, en conformidad con los criterios y procedimientos establecidos en la NTCO, lo que deberá comunicar al Coordinador. Las Empresas Distribuidoras podrán solicitar al Coordinador la exclusión de uno o más PMGD</p>

			<p>responsabilidad de tomar una decisión de ese tipo. Igualmente, lo señalado no es coherente con lo indicado en el inciso final del artículo 88, en donde radica dicha responsabilidad en el Coordinador, y tampoco es prudente procurar la aplicación de este artículo sin esperar la dictación de la correspondiente NTCO, estableciendo en este los criterios que habilitan la exclusión.</p> <p>En ese sentido, se debería modificar el inciso final, radicando dicha facultad y responsabilidad en el Coordinador.</p> <p>Asimismo, se requiere incorporar un artículo transitorio que establezca que estas obligaciones comenzarán a entrar en vigencia una vez que se modifique la norma técnica correspondiente, de forma de homologar su implementación.</p>	<p>de las limitaciones a que se refiere el presente artículo, de manera fundada, para garantizar el suministro seguro. Dichas exclusiones también deberán ser consideradas por el Coordinador para efectos de la programación de la operación a la que se refiere el artículo 93 del presente reglamento.</p>
110	GPM AG	Artículo 102.-	<p>Dentro de los aspectos revelados en observaciones anteriores, resulta indispensable para un eficaz implementación de las modificaciones introducidas establecer una adecuada prelación entre los distintos supuestos que dan lugar a limitaciones, debiendo priorizarse aquellos que resulten de la aplicación del artículo 102.</p>	<p>Incorporar un nuevo inciso final:</p> <p>Las limitaciones a las inyecciones o retiros resultantes de la aplicación del presente artículo se aplicarán con preferencia a aquellas a que se refiere el artículo 88 del presente reglamento. La norma técnica establecerá los criterios y consideraciones para la aplicación del presente inciso.</p>
111	GPM AG	Artículo 103.-	<p>El artículo deriva a la norma técnica el establecimiento de las condiciones que en definitiva permitirán la aplicación de lo establecido en el artículo 102. En ese sentido, la entrada en vigencia de las nuevas normas que requieren de la modificación de la NTCO para su implementación debe estar sujeta a la condición de que ésta haya sido dictada y haya entrado en vigencia.</p>	
112	GPM AG	Artículo transitorio.-	<p>Se solicita ratificar expresamente que se mantendrán vigentes las disposiciones de precio estabilizado que actualmente tienen aplicación y efectos jurídicos, en particular el artículo segundo transitorio del DS 88, sin perjuicio de las modificaciones introducidas.</p>	
113	GPM AG	Artículo transitorio.-	<p>Se requiere incorporar un artículo de estas características que establezca una transitoriedad respecto de todas aquellas obligaciones o facultades que remitan a la norma técnica, comenzarán a entrar en vigencia una vez que ésta se modifique, de forma de homologar su implementación.</p>	<p>Las disposiciones que requieran para su implementación de la dictación o modificación de normas técnicas, entrarán en vigencia una vez que estas últimas hayan sido dictadas.</p>
114	GPM AG	Artículo transitorio.-	<p>Similar a la observación anterior, en el caso de lo establecido en los artículos 96, 99 y 103, respecto de los requisitos que la norma técnica deberá definir para los medios de comunicación entre PMGD, el Coordinador y las Empresas Distribuidoras, debido al impacto que ello implica para la correcta operación e implementación por parte de los PMGD, se requiere establecer un artículo transitorio específico que indique que ocurrirá en tanto no se definan los requisitos que se establezcan en la norma que se dicte o modifique y, por otro lado, una vez que dicha norma se encuentra determinada, cuál será el plazo de entrada en vigencia propiamente tal de la referida obligación.</p>	
115	MGM INNOVA CAPITAL CHILE SPA	Artículo 7.-	<p>En el inciso c), se detalla que el Coordinador podrá aplicar prorratas por motivos económicos referidas en la normativa vigente. No se establece de manera explícita si se refiere a la NTCO, una actualización de esta, o una normativa distinta.</p>	<p>Especificar el instrumento normativo al que se refiere "normativa vigente".</p>
116	MGM INNOVA CAPITAL CHILE SPA	Artículo 14.-	<p>En el inciso d), no queda explícitamente establecido bajo qué condiciones el saldo MEP será integrado como bono o descuento mensual, es decir, qué gatillaría un saldo MEP total acumulado positivo o negativo.</p>	<p>El mecanismo de estabilización al que podrán acogerse los MGPE consistirá en la valorización de sus inyecciones al precio básico de energía por intervalo temporal, de acuerdo con lo establecido en el párrafo 2° del presente capítulo, el cual deberá ser reliquidado periódicamente por parte del Coordinador en base al costo marginal correspondiente.</p> <p>Para dar cumplimiento a lo dispuesto en el inciso precedente, el Coordinador deberá regirse por el siguiente procedimiento:</p> <p>a) Mensualmente, el CEN valorizará las inyecciones de los MGPE sujetos al mecanismo de estabilización al precio básico de energía por intervalo temporal. Adicionalmente, deberá valorizar dichas inyecciones al costo marginal respectivo. Luego, deberá contabilizar la diferencia entre ambas valorizaciones y determinar el saldo MEP.</p> <p>b) Asimismo, el Coordinador deberá incorporar dentro del saldo MEP de cada MGPE, si corresponde, las diferencias entre la valorización de los retiros para la carga de la componente de almacenamiento a precio básico de la energía por intervalo temporal y el costo marginal correspondiente.</p>

				<p>c) El saldo MEP será asignada por el Coordinador a prorrata de los retiros de energía del sistema eléctrico, entre quienes efectúen retiros, en conformidad con la normativa vigente.</p> <p>d) Para efectos del reintegro del saldo MEP, con ocasión del cálculo del balance de transferencias de energía del mes de diciembre de cada año, el Coordinador dividirá el saldo total acumulado durante dicho año y lo dividirá en 12 cuotas. Estas deberán ser integradas, en caso de que el saldo total acumulado sea negativo como bonos o como descuentos mensuales, en caso de que el saldo total acumulado sea positivo, según corresponda, en los ingresos por inyección que perciba el respectivo MGPE durante el siguiente año, de acuerdo con lo que establezca la normativa vigente.</p> <p>En aquellos casos en los que los MGPE no fuesen capaces de cubrir su obligación mensual de reintegro con la valorización de sus inyecciones al precio básico de la energía por intervalo temporal, la diferencia no cubierta será contabilizada como Saldo MEP para los meses siguientes.</p> <p>Finalmente, cuando un MGPE cambie su régimen de precio de inyección a costo marginal, los saldos MEP pendientes deberán seguir siendo reintegrados de acuerdo con lo establecido en el literal c) del presente artículo, hasta su total extinción.</p>
117	MGM INNOVA CAPITAL CHILE SPA	Artículo 94.-	En la frase "Para lo anterior, dicha empresa operará el equipamiento de conexión ubicado entre la red de distribución y el PMGD", no se establecen los lineamientos ni las condiciones específicas en las que la Empresa Distribuidora podrá operar el equipamiento, delegando estos a los términos establecidos normativa vigente. No queda claro a qué normativa se refiere este término, si a la NTCO o a la NT de Coordinación y Operación.	Especificar el instrumento normativo al que se refiere "normativa vigente".
118	MGM INNOVA CAPITAL CHILE SPA	Artículo 94.-	En el párrafo "Las Empresas Distribuidoras deberán implementar los procedimientos, metodologías y solicitar los requerimientos técnicos que sean necesarios para la normal operación de un PMGD, considerando los criterios establecidos en el presente reglamento y la normativa vigente." Se eliminina la sigla NTCO, por lo que no queda claro al instrumento normativo a que se refiere "normativa vigente".	Especificar el instrumento normativo al que se refiere "normativa vigente".
119	MGM INNOVA CAPITAL CHILE SPA	Artículo 102.-	Al momento de establecer prorratas a nivel de distribución no existe documentación post instrucción de prorrata que permita identificar los criterios utilizados para la instrucción de estas ni tampoco reconstruir los cálculos para verificar la correcta aplicación del criterio de limitación a prorrata de la capacidad instalada.	<p>Ante la previsión u ocurrencia de contingencias o congestiones que pongan en riesgo la seguridad y calidad del servicio en el sistema eléctrico, el Coordinador podrá establecer medidas a adoptar por los propietarios u operadores de los PMGD conectados a las redes de distribución. En el caso que sea necesario limitar las inyecciones o retiros para la carga del almacenamiento de los PMGD, debido a una contingencia o congestión, o una previsión de estas, que ponga en riesgo la seguridad y calidad de servicio en el sistema eléctrico, el Coordinador deberá limitar dichas inyecciones o retiros para la carga del almacenamiento siguiendo un criterio de eficiencia económica, según la normativa vigente. En el evento que el Coordinador deba limitar las inyecciones o retiros de dos o más PMGD que cuenten con igual costo considerado en el listado de prioridad de colocación, el Coordinador deberá limitar las inyecciones o retiros de éstos a prorrata de la capacidad instalada de los mismos, considerando la capacidad de inyección consignada en el ICC. El cáclulo de las limitaciones junto a los criterios utilizados deberán ser de conocimiento público para los MGPE.</p> <p>La Empresa Distribuidora podrá excluir a uno o más PMGD de las limitaciones, de manera fundada, en conformidad con los criterios y procedimientos establecidos en la NTCO, lo que deberá comunicar al Coordinador. Dichas exclusiones también deberán ser consideradas por el Coordinador para efectos de la programación de la operación a la que se refiere el artículo 93 del presente reglamento.</p>

120	Enel Distribución	Artículo 2.-	<p>La definición a) señala: "Medios de generación de pequeña escala o sistemas de almacenamiento cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema sean menores o iguales a 9.000 kilowatts,..".</p> <p>De acuerdo a lo dispuesto en el artículo 1°, los alcances de este reglamento comprenden medios de generación y/o sistemas de almacenamiento de pequeña escala. Sin embargo, la definición citada no se contempla sistemas de almacenamiento de pequeña escala. Se solicita corregir.</p>	<p>a) Medios de generación o sistemas de almacenamiento de pequeña escala cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema sean menores o iguales a 9.000 kilowatts, conectados a instalaciones de una empresa concesionaria de distribución,</p> <p>b) Medios de generación o sistemas de almacenamiento de pequeña escala cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema sean menores o iguales a 9.000 kilowatts conectados a instalaciones pertenecientes al sistema de transmisión nacional, zonal, dedicado, para polos de desarrollo o en instalaciones de interconexión internacional, en adelante pequeños medios de generación o "PMG".</p>
121	Enel Distribución	Artículo 11.-	<p>De acuerdo a lo dispuesto en el artículo 1°, los alcances de este reglamento comprenden medios de generación y/o sistemas de almacenamiento de pequeña escala. Sin embargo, la definición citada no se contempla sistemas de almacenamiento de pequeña escala. Se solicita corregir.</p>	<p>El Coordinador deberá determinar y actualizar, en las oportunidades que defina la normativa vigente, factores que representen adecuadamente las pérdidas en el sistema de transmisión y la topología de dichas redes, para referir los niveles de precios de energía y potencia hasta las barras del sistema que permitan la valorización de las inyecciones y retiros de los Medios de generación o sistemas de almacenamiento de pequeña escala.</p>
122	Enel Distribución	Artículo 29.-	<p>El artículo 29 establece que los retiros de energía desde el MGPE podrán ser valorizados a costo marginal o al precio definido en el contrato de suministro con el suministrador correspondiente, según sea el caso.</p> <p>Sin embargo, el borrador propuesto no especifica con claridad si los clientes PMGD podrán seguir valorizando sus retiros al precio pactado con la Empresa Distribuidora, o si estarán obligados a contratar con un nuevo suministrador.</p> <p>Por lo tanto, se solicita modificar el texto para aclarar expresamente esta situación, a fin de evitar interpretaciones ambiguas y asegurar certeza regulatoria para los clientes PMGD.</p>	<p>Sin perjuicio de lo anterior, los retiros que el Medio de generación o sistemas de almacenamiento de pequeña escala efectúe con objeto de satisfacer los consumos propios necesarios para la operación de sus instalaciones deberán ser valorizados al costo marginal correspondiente e incorporados por el Coordinador en el balance de transferencia de energía y potencia o al precio establecido en el contrato de suministro con su suministrador respectivo o Empresa Distribuidora, según corresponda.</p>
123	Enel Distribución	Artículo 41.-	<p>En el articulo 41, se presenta un error de redacción, falta incorporar un "o"</p>	<p>A su vez, la Empresa Distribuidora deberá informar este hecho, dentro de los cinco días siguientes a la comunicación del Interesado, a los otros Interesados que estén tramitando la conexión o modificación de las condiciones iniciales de conexión y operación de proyectos PMGD en el mismo alimentador. En esta comunicación deberá, además, indicar las fechas actualizadas de las restantes solicitudes según el estado en que se encuentren.</p>
124	Enel Distribución	Artículo 44.-	<p>El artículo 44 establece los hitos mínimos que deben incorporarse en el cronograma que el interesado debe presentar a la empresa distribuidora. Sin embargo, posteriormente se indica que el interesado podrá solicitar a la empresa distribuidora un reporte sobre dichos avances, lo cual resulta incongruente, dado que es el interesado quien elabora y gestiona el cronograma. Se solicita corregir esta inconsistencia.</p>	<p>La Empresa Distribuidora podrá solicitar al Interesado, la entrega de antecedentes que acrediten el inicio y avance de la tramitación ambiental y permisos sectoriales, cuando corresponda, mediante el Medio de comunicación acordado. Esta solicitud podrá realizarse en más de una oportunidad, existiendo al menos un mes entre cada solicitud. Dicha solicitud, deberá ser respondida por el Interesado dentro de los cinco días siguientes de haber sido recibido el requerimiento.</p> <p>Asimismo, durante el proceso de tramitación indicado en el literal a) del inciso primero, el Interesado deberá responder a las autoridades correspondientes dentro de los plazos que éstas indiquen durante dicho proceso, copiando en dicha respuesta al Interesado. Asimismo, una vez recibida la respuesta por parte de las autoridades pertinentes, esta deberá ser comunicada a más tardar dentro de las 24 horas siguientes a la Empresa Distribuidora. En caso contrario, el Interesado podrá recurrir a la Superintendencia, de conformidad al Título IV del presente reglamento.</p>

125	Enel Distribución	<p>Artículo 58.-</p> <p>En el artículo 58° señala que para los proyectos que califican como de impacto no significativo tendrán veinte días para emitir el ICC desde la manifestación de conformidad del SCR.</p> <p>Sin embargo, dicha propuesta no contempla las etapas intermedias descritas en el artículo 59°, que se desarrollan entre la manifestación de conformidad y la emisión del ICC. Estas etapas incluyen:</p> <ul style="list-style-type: none"> - F9: Emisión de estudios de conexión preliminares (plazo: 1 mes) - F10: Revisión de los estudios de conexión (plazo: 1 mes) - F11: Ajuste de los estudios de conexión (plazo: 1 mes) - F12: Observaciones finales (plazo: 10 días hábiles) - F13: Resultados de los estudios de conexión (plazo: 10 días hábiles) - Repetir F12 y F13 si es necesario (plazo: 20 días hábiles) - F14: Emisión del ICC (plazo: 1 mes) <p>Considerando lo anterior, establecer un plazo de solo 20 días para la emisión del ICC resulta incongruente con lo dispuesto en el Reglamento. Por ello, se propone mantener el plazo estipulado en el bosquejo original (seis meses), y adicionalmente incorporar dentro del plazo total la etapa de ingeniería (plazo: 1 mes), conforme a lo a lo indicado en la NTCO PMGD. Cabe destacar que la ingeniería de detalle contempla el levantamiento en terreno de los metros o kilómetros de red que requieren refuerzo, lo cual implica un número variable de días hábiles según la extensión involucrada. Posteriormente, la Empresa Distribuidora debe realizar el diseño técnico, la valorización económica y el estudio de permisos correspondientes, todos elementos esenciales para la correcta ejecución del proyecto.</p> <p>Por lo tanto, se solicita que el plazo para emitir el ICC, en el caso de proyectos que califican como de impacto no significativo, sea de siete meses contados desde la manifestación de conformidad del SCR.</p>	<p>Para proyectos que no califican como de impacto no significativo de acuerdo con lo establecido en el Artículo 86° del presente reglamento, la Empresa Distribuidora deberá comunicar el ICC al Interesado, mediante el medio de comunicación acordado, dentro siete meses siguientes a la manifestación de conformidad a la respuesta de la SCR.</p>
126	Enel Distribución	<p>Artículo 59.-</p> <p>El artículo 59 establece las etapas correspondientes a la realización de los estudios técnicos. No obstante, se observa una redundancia en la explicación del literal c), lo cual genera ambigüedad en su interpretación.</p> <p>Asimismo, el mismo artículo indica que en caso de no existir conformidad en los estudios técnicas, se podrá repetir las etapas d) y e); sin embargo, no queda claramente estipulado cuales son las etapas d y e en cuestión, lo que dificulta su correcta identificación y aplicación.</p> <p>Por lo tanto, se solicita ajustar el texto conforme a la propuesta presentada y en alineación con lo estipulado en la Norma Técnica de Conexión para Pequeños Medios de Generación Distribuida (NTCO PMGD), a fin de asegurar coherencia normativa y claridad en la redacción.</p>	<p>c) Ajustes a los resultados de estudios de conexión, los cuales deberán considerar las eventuales observaciones realizadas durante la etapa indicada en el literal b) anterior. Dichos ajustes serán realizados dentro del primer mes contado desde que fuesen recibidas las correspondientes observaciones, mediante el Medio de comunicación acordado. Las observaciones deberán ser revisadas y resueltas por quien haya elaborado los estudios de conexión.</p> <p>d) El Interesado o la Empresa Distribuidora, podrá realizar observaciones a los resultados finales de los estudios de conexión a los que se refiere el literal d) del presente inciso, dentro de los diez días siguientes de recibidos dichos estudios.</p> <p>e) De existir observaciones la Empresa Distribuidora o el Interesado deberá resolverlas y enviar la respuesta a estas, a quien corresponda, dentro de los diez días siguientes desde que fueron recibidas.</p>

127	Enel Distribución	Artículo 59.-	<p>El artículo 59, establece las etapas de los estudios técnicos aplicables a los proyectos PMGD que no califiquen como de impacto no significativo.</p> <p>Sin embargo, no contempla la etapa de ingeniería de detalles asociada a las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajuste que debe realizar la Empresa Distribuidora. Esta etapa se encuentra reconocida en el Artículo 3-11 de la NTCO PMGD, como parte integral del proceso de conexión, y su omisión en el Reglamento genera una desalineación normativa que puede afectar la planificación y ejecución de los proyectos. Con el fin de otorgar certeza jurídica, y asegurar coherencia entre el Reglamento y la NTCO, se propone incorporar un nuevo inciso f) en el artículo 59 que exprese que la ingeniería de detalle deberá ser elaborada por la Empresa Distribuidora en un plazo máximo de un mes, contado desde la entrega de los resultados finales del Estudio de Conexión.</p> <p>Esta etapa contempla el levantamiento en terreno de los metros o kilómetros de red que requieren refuerzo, lo cual implica un número variable de días hábiles según la extensión involucrada. Posteriormente, se debe realizar el diseño técnico, la valorización económica y el estudio de permisos correspondientes, todos elementos esenciales para la correcta ejecución del proyecto.</p>	Incorporar inciso f) Elaboración de la Ingeniería de detalles asociada a las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes por parte de la Empresa Distribuidora dentro de un mes luego de la entrega de los Resultados finales de Estudio de conexión.
128	Enel Distribución	Artículo 59.-	<p>El artículo 59 del Reglamento PMGD establece las etapas de los estudios técnicos aplicables a los proyectos que no califican como de impacto no significativo, incluyendo el proceso para la emisión de los resultados finales del Estudio de Conexión. Sin embargo, no se explicita el vínculo entre estos resultados y la ingeniería de detalle, etapa fundamental para la emisión del Informe de Criterios de Conexión (ICC).</p> <p>De acuerdo con lo establecido en el Artículo 3-11 de la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD (NTCO PMGD), la ingeniería de detalle debe ser desarrollada una vez obtenidos los resultados finales del Estudio de Conexión, ya que estos constituyen la base técnica para definir las obras adicionales, adecuaciones y ajustes requeridos. Sin esta etapa, no es posible emitir el ICC, lo que puede generar retrasos y falta de certeza en el proceso de conexión.</p> <p>Por lo tanto, se propone que el Reglamento PMGD reconozca expresamente que los resultados finales del Estudio de Conexión deben ser considerados tanto para la elaboración de la ingeniería de detalle como para la emisión del ICC, asegurando así la coherencia normativa y la correcta secuencia técnica del proceso.</p>	En cualquier caso, los resultados finales de los estudios de conexión a los que se refiere el literal e) del inciso anterior deberán estar disponibles dentro del quinto mes desde la manifestación de conformidad a la respuesta de la SCR, de manera tal que los resultados sean considerados por la Empresa Distribuidora para la emisión de la ingeniería de detalle y la emisión del ICC al que se refiere el Artículo 58º del presente reglamento. Este plazo será de siete meses cuando se trate de los proyectos señalados en el artículo 60º del presente reglamento.

129	Enel Distribución	Artículo 62.-	<p>El reglamento PMGD señala que el interesado debe firmar el contrato de conexión veinte días después de manifestar la conformidad del ICC. Sin embargo, en esa etapa el interesado no posee certeza sobre la factibilidad de su proyecto PMGD, por lo que, en la practica, se retrasa la firma del contrato y el pago de las obras que debe ejecutar la Empresa Distribuidora.</p> <p>Aún así, el reglamento estipula que los plazos de ejecución de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes comienzan a regir desde la manifestación de conformidad del ICC, sin que exista certeza para la Empresa Distribuidora para dar curso a las obras, considerando que el Interesado no hace firme del contrato de conexión en la conformidad del ICC. (art 91°: La Empresa Distribuidora y el Interesado deberán acordar en el contrato de obras un cronograma de ejecución de las Obras Adicionales y de las Adecuaciones, en conformidad con la normativa vigente. Los plazos comprometidos en el señalado cronograma comenzarán a regir desde la manifestación de conformidad del ICC por parte del Interesado.)</p> <p>Se solicita incorporar que los plazos de ejecución de las obras sean iniciadas de acuerdo al contrato de conexión, y una vez que el cliente haya firmado dicho contrato. En caso que el cliente no firme el contrato, se entenderá el proceso como desistido.</p>	<p>En caso de conformidad con el ICC, el Interesado deberá manifestarlo y, además, adjuntará el contrato de Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes firmado, cuando corresponda, dentro de los veinte días siguientes contados a partir de la comunicación de la respuesta por parte de la Empresa Distribuidora. El contrato deberá contener, al menos, la metodología de pago, los plazos asociados y el cronograma de ejecución de las obras. Los plazos de ejecución de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes establecidas en dicho contrato podrán iniciarse únicamente una vez que el contrato haya sido suscrito. La no suscripción del contrato dentro un mes desde la emisión de la conformidad del ICC se interpretará como desistimiento voluntario del interesado respecto del proceso de conexión.</p>
130	Enel Distribución	Artículo 64.-	<p>El artículo 64, modifica la vigencia de los proyectos mayores a 3 MW y con impacto significativo en las redes de dieciocho a veintiséis meses.</p> <p>No obstante, la red de distribución está sujeta a cambios topológicos y operacionales con el transcurso del tiempo, tal como la incorporación de un nuevo alimentador o traspasos de carga, lo que puede alterar las condiciones técnicas bajo las cuales se evaluó originalmente la conexión del PMGD.</p> <p>Adicionalmente, la extensión de la vigencia de los ICC implica también un aumento en el plazo disponible para que el cliente realice el pago y se ejecute las Obras Adicionales (OOAA) asociadas al proyecto. Estas OOAA son consideradas en los procesos de conexión posteriores, ya sea para proyectos bajo la modalidad de Netbilling, nuevos PMGD o Clientes de Consumo, quienes podrían estar a la espera de su ejecución para concretar su propia conexión a la red. Además, la extensión del ICC puede repercutir en la valorización VNR que es cuatrienal, por lo que la ejecución de las redes y el costo que fue valorizado no representará el costo real de la Empresa Distribuidora.</p> <p>Igualmente, la normativa permite que el interesado solicite a la Superintendencia extender la vigencia del ICC en caso de ser necesario.</p> <p>Por estos motivos, se solicita mantener en dieciocho meses la vigencia de los ICC para proyectos mayores a 3 MW con impacto significativo en las redes de distribución.</p>	<p>La vigencia del ICC será de nueve meses para proyectos PMGD de impacto no significativo, de doce meses para proyectos PMGD que no califiquen como de impacto no significativo con capacidad instalada inferior a 3 MW y de dieciocho meses para el resto de los proyectos PMGD. El señalado plazo se contará a partir de la comunicación de la manifestación de conformidad a que se refiere el Artículo 62º del presente reglamento.</p>

131	Enel Distribución	Artículo 64 bis.-	<p>El artículo 64 bis permite al Interesado solicitar la extensión de la vigencia del ICC en caso de retrasos en el cumplimiento del cronograma de ejecución presentado, conforme a lo establecido en el artículo 44 del reglamento.</p> <p>No obstante, la red de distribución está sujeta a cambios topológicos y operacionales con el transcurso del tiempo, tal como la incorporación de un nuevo alimentador o traspasos de carga, lo que puede alterar las condiciones técnicas bajo las cuales se evaluó originalmente la conexión del PMGD.</p> <p>Adicionalmente, la extensión de la vigencia de los ICC implica también un aumento en el plazo disponible para que el cliente realice el pago y se ejecute las Obras Adicionales (OOAA) asociadas al proyecto. Estas OOAA son consideradas en los procesos de conexión posteriores, ya sea para proyectos bajo la modalidad de Netbilling, nuevos PMGD o Clientes de Consumo, quienes podrían estar a la espera de su ejecución para concretar su propia conexión a la red.</p> <p>Por tal motivo, se solicita que toda solicitud de extensión de vigencia del ICC ingresada a la SEC sea remitida en copia a la Empresa Distribuidora correspondiente, e incluya la validación por parte de esta respecto de las condiciones técnicas y económicas contenidas en el ICC.</p>	<p>En el caso señalado en el Artículo 64°, inciso tercero, el Interesado podrá solicitar, fundadamente, ante la Superintendencia con copia a la Empresa Distribuidora, que se mantenga la vigencia del ICC, incluyendo los antecedentes que demuestren su actuar diligente. En la solicitud, el Interesado deberá señalar el estado de avance del cumplimiento del cronograma de ejecución respectivo, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 44º del presente reglamento, indicando los motivos que ocasionaron el retraso de este. Por su parte, la Empresa Distribuidora deberá comunicar si las condiciones técnicas de la red consideradas en el ICC original se mantienen vigentes durante el período de extensión solicitado para aprobar esta.</p>
132	Enel Distribución	Artículo 67.-	<p>El artículo 67°, estipula el plazo extendido del ICC en caso de que el Interesado presente un recurso para revertir la revocación de la Declaración en Construcción por parte de la Comisión. No obstante, la extensión de la vigencia de los ICC retrasa la ejecución de los mismos y repercute en la incorporación de otros clientes como Netbilling o Clientes de Consumo, los que pueden estar a la espera de la ejecución de Obras Adicionales requeridos para la conexión del PMGD. Además, la red tiene cambios topológicos en el tiempo que puede afectar en la condición técnica de la red y evaluación económica en la que se estudio la conexión del PMGD. Por tal motivo, se solicita incluir la validación por parte de la Empresa Distribuidora de las condiciones plasmadas en el ICC y si hubieran cambios, actualizar el ICC e Informe de Costos.</p>	<p>Lo anterior, bajo la condición de remitir a la Empresa Distribuidora los antecedentes que acrediten que ha presentado un recurso a la Comisión con la finalidad de que se deje sin efecto la revocación de la declaración en construcción. La Empresa Distribuidora, por su parte, tendrá 30 días para informar si las condiciones evaluadas en el ICC se podrán mantener vigentes durante el período de extensión solicitado por parte del interesado, tal como cambios en la topología de la red.</p>
133	Enel Distribución	Artículo 72.-	<p>El artículo 72°, señala las circunstancias aplicables para la revocación de la Declaración en Construcción por parte de la Comisión. En particular, respecto a los cambios significativos efectuados por el Interesado, la propuesta elimina: el cambio del punto de conexión (POC) y cambio del emplazamiento del proyecto. No obstante, una modificación del punto de conexión impacta directamente en el proceso de admisibilidad de una Solicitud de Conexión a la Red, en los estudios de conexión ya efectuados, y en la emisión del ICC. Por su parte, el cambio del emplazamiento del proyecto, impacta en la Admisibilidad de la SCR, en cuanto a la verificación de los antecedentes legales respecto al inmueble declarado para la ejecución del proyecto. Por tanto, se solicita mantener las causales para revocar la declaración en construcción: modificación del punto de conexión y el emplazamiento del proyecto. Además, se solicita incorporar como cambio significativo, modificación de los bloques horarios solicitados en la SCR. Lo anterior considerando que dicha modificación impacta en las condiciones estipuladas en los estudios de conexión.</p> <p>Un ejemplo de esta situación en la controversia presentada por el PMGD Pomacita de la Empresa Espinos en contra de Enel Distribución, la cual fue resuelta en la sentencia de la Corte Suprema, que indicó que dicho procedimiento debía retrotraerse al estado de requerir al PMGD una nueva Solicitud de Conexión a la Red.</p>	<p>Se entenderá por cambio significativo toda modificación relevante en las características técnicas fundamentales de un proyecto, tales como el aumento o disminución de la potencia instalada del proyecto, cambio del punto de conexión, cambio del emplazamiento del proyecto, cambio de la tecnología de principal empleada, modificaciones en los bloques horarios solicitados, entre otras modificaciones que pudiesen implicar un impacto relevante en el sistema eléctrico.</p>

134	Enel Distribución	Artículo 82.-	<p>Se solicita modificar las menciones del número “5” expresado en dígito por la forma escrita “cinco”, con el fin de mantener coherencia y uniformidad.</p>	<p>Si al interconectar o supervisar la interconexión de un PMGD, la Empresa Distribuidora detectare divergencias respecto a lo indicado en la NC, deberá informar al propietario u operador del PMGD conforme al Medio de comunicación acordado, en un plazo no mayor a cinco días desde la fecha en que debió efectuarse la interconexión, las razones que fundamentan las divergencias encontradas que impidan la interconexión.</p>
135	Enel Distribución	Artículo 87.-	<p> respecto de las condiciones de operación establecidas en los ICC, principalmente lo que se verifica con los estudios técnicos realizados por las Empresas Distribuidoras se refieren a la capacidad máxima de inyección en potencia activa y reactiva, como también el cumplimiento de las variables principales tales como la tensión y frecuencia según las exigencias establecidas en la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD como aquellas que se establecen en la Norma Técnica de Distribución para efectos de la calidad de servicio de la red de distribución. En dicho sentido, consideramos la propuesta es amplia y no específica respecto de las principales condiciones que se debe monitorear para no afectar la seguridad y calidad de servicio de las redes de distribución. Por lo tanto, se propone que se especifiquen qué condiciones o variables son las que se deben monitorear de manera que no se preste a confusión ni arbitrario ni interpretativo por parte de las empresas. </p> <p> Respecto de la frase “y la disposición adecuada de la información necesaria”, no es claro a que tipo de información se refiere. En nuestra interpretación, entendemos a que se pueda referir a la información de las variables técnicas (tensión, corriente, potencia, frecuencia), sin embargo, es confuso entender a se hace responsable la empresa con respecto al monitoreo de la disposición adecuada de la información necesaria. Además, consideramos que no corresponde hacer responsable a las empresas distribuidoras que los PMGD dispongan de la información necesaria exigida por la normativa técnica y además siendo de responsabilidad de la Superintendencia la fiscalización del cumplimiento de la misma normativa. Por lo tanto, se propone eliminar dicha frase. </p> <p> Por otro lado, en cuanto a la exigencia que se establece a los PMGD cuyos medidores no sean de propiedad de la empresa distribuidora, además de reportar el registro de las inyecciones y retiros que hagan de la red, adicionalmente se debe obligar que reporten las medidas de todas las variables técnicas que permitan monitorear el cumplimiento de las condiciones de operación principales establecidas en los propios ICC. Esto se requiere para ser consistente con la obligación general de monitoreo que se incorpora en esta disposición. Cabe señalar, según información que dispone la empresa, no todos los medidores de dichos clientes disponen de canales que permitan medir las variables eléctricas de calidad de servicio. </p> <p> Además, consideramos que la oportunidad de informar los incumplimientos que pueda realizar los PMGD son necesarios, por lo que consideramos que la frase “cuando esto ocurra” debe mantenerse de acuerdo a lo que señala el actual reglamento. </p> <p> Por último, es necesario señalar la dificultad que tienen las empresas distribuidoras de obtener la información de mediciones de los PMGD cuyos medidores no son propiedad de compañía toda vez que no hay obligación para que esos usuarios los reporten a las empresas, debiendo en algunos casos, recurrir a los portales de información que dispone el Coordinador para obtener los antecedentes. Tener en consideración que, actualmente la Norma Técnica de Distribución señala que, a partir de marzo 2026 y sólo para los nuevos usuarios PMGD, deberán contar con Unidades de Medida del Sistema de Medición, Monitoreo y Control (SMMC), y que además cumpla con las coberturas del Sistema de Gestión de Calidad (SGC) según los plazos que se establecen para su implementación (100% a enero del 2027). </p>	<p>La Empresa Distribuidora será la responsable de monitorear el cumplimiento de las condiciones de operación establecidas en los ICC, tales como la capacidad máxima de inyección, tensión y frecuencia, de manera de no afectar la seguridad y calidad de servicio de la red de distribución, debiendo ésta notificar a la Superintendencia los incumplimientos de los PMGD cuando esto ocurra, en conformidad a la normativa técnica vigente. Los PMGD que cuenten con un equipo de medida que no sea de propiedad de la Empresa Distribuidora, deberán reportar a esta última los registros necesarios para medir las condiciones de operación establecidas en el ICC y en plazos que establezca la norma técnica respectiva.</p>
136	Enel Distribución	Artículo 88.-	<p>En relación a los estudios que deben elaborar semestralmente el coordinador, se sugiere modificar el criterio de inclusión de proyectos PMGD, excluyendo aquellos que se encuentren desistidos o hayan perdido la vigencia de su ICC.</p> <p>Incluir proyectos desistidos carece de sentido práctico, ya que estos no representan una inyección efectiva ni futura al sistema, distorsionando el análisis de congestión. En cambio, se solicita incluir únicamente los proyectos PMGD con ICC vigentes, ya que son los que efectivamente podrían generar congestión en las instalaciones de transmisión.</p>	<p>El Coordinador deberá elaborar semestralmente, y mientras se mantenga la congestión, un estudio que permita, entre otros, evaluar e identificar la existencia de congestiones, que considere, al menos, el grado de avance efectivo de las obras del sistema de transmisión zonal, los niveles de demanda e inyección proyectados, los proyectos de PMGD adyacentes que se encuentren desistidos o que hayan perdido la vigencia de su ICC los proyectos de PMGD con ICC vigente y el grado de avance de la conexión de los PMGD involucrados; debiendo considerar como fecha estimada de conexión la incluida en la resolución de declaración en construcción de la Comisión Nacional de Energía.</p>

137	Enel Distribución	Artículo 89.-	<p>Se propone eliminar la exigencia de incluir la última cotización disponible en el informe de costos de conexión del PMGD, en los casos en que los componentes no estén fijados en el VNR. Esta obligación resulta problemática, ya que las empresas distribuidoras trabajan con contratistas externos bajo condiciones comerciales confidenciales. Publicar estos valores en un documento tan expuesto vulnera la reserva de los contratos y puede afectar la competitividad y transparencia del proceso. En su lugar, se sugiere permitir que la empresa distribuidora utilice valores referenciales o rangos estimativos, debidamente justificados, sin necesidad de revelar cotizaciones específicas.</p> <p>Además, se deja constancia de que, de acuerdo a lo estipulado en el Reglamento, ante cualquier discrepancia respecto de los valores informados, el interesado podrá presentar un reclamo ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, para que dicha entidad revise y resuelva la controversia según corresponda.</p>	En caso de que los componentes considerados no se encuentren fijados en el VNR, la Empresa Distribuidora deberá indicar valores referenciales debidamente justificados, sin perjuicio de mantener el resto de los costos de montaje y recargos ya mencionados, en el informe de costos de conexión del PMGD. Del mismo modo, para aquellos servicios no incluidos en la fijación de servicios no consistentes en suministro de energía eléctrica, la Empresa Distribuidora deberá incluir valores referenciales, debidamente fundadas, en el informe de costos de conexión del PMGD.
138	Enel Distribución	Artículo 89.-	<p>El artículo 89° señala la metodología de valorización de las Obras Adicionales, Adecuaciones o Ajustes que debe realizar la Empresa Distribuidora. Al respecto, la redacción propuesta no da claridad de que los valores unitarios y los costos de montaje serán los establecidos en el VNR, o en su defecto, se podrá utilizar los valores establecidos en la fijación de los servicios no consistentes en suministro de energía. Por lo anterior, se realiza propuesta de texto.</p> <p>Adicionalmente, el Reglamento no realiza mención respecto a los costos de derechos y servidumbre, los que son valorizados por terceros y son costos que son responsabilidad del interesado, por lo que deben ser gestionados por la Empresa Distribuidora y transferido al cliente PMGD. Es por ello que se solicita dar claridad en el Reglamento respecto a este tipo de costos que no es posible estimar previamente. Un ejemplo es el pago de derechos municipales relacionados a reposición de pavimentos que dependen directamente de los costos que establezca cada municipalidad y los días de obras en terreno que realizará la Empresa Distribuidora.</p>	<p>Para efectos de dar cumplimiento a lo señalado en el inciso anterior, la determinación de los costos de las Obras Adicionales, Adecuaciones o Ajustes, deberá considerar los valores unitarios de cada uno de los componentes, incluyendo los costos de montaje asociados a ellos, así como recargos aplicables tal como flete a bodega, bodegaje, flete a obras, ingeniería, gastos generales, interés intercalaría establecidos en el procedimiento de determinación del Valor Nuevo de Reemplazo, en adelante "VNR", de las instalaciones de distribución, fijados por la Superintendencia, o en su defecto, los valores establecidos en la fijación de servicios no consistentes en suministro de energía eléctrica.</p> <p>Asimismo, los costos asociados a las Obras Adicionales, Adecuaciones o Ajustes deberán incluir únicamente aquellos que puedan ser valorizados directamente por la Empresa Distribuidora. Sin perjuicio de lo anterior, podrán existir otros costos, de responsabilidad del interesado, que deban ser pagados a terceros y que serán definidos en etapas posteriores, tal como derechos y servidumbres.</p>
139	Enel Distribución	Artículo 94.-	Respecto a la facultad de la Empresa Distribuidora de operar el equipamiento de conexión, se sugiere reemplazar la expresión “dicha empresa” por “Empresa Distribuidora” con el fin de otorgar mayor claridad y precisión al texto normativo. La sustitución propuesta contribuye a evitar ambigüedades y refuerza la coherencia terminológica en el cuerpo normativo	Sin perjuicio de la calidad de Coordinado a la que hace referencia el artículo 72º-2 de la Ley y la operación con Autodespacho según lo establecido en el artículo anterior, la coordinación técnica a efectos de resguardar la seguridad y calidad de servicio en las redes de distribución se efectuará entre el PMGD y la Empresa Distribuidora, en los términos establecidos en la normativa vigente. Para lo anterior, la Empresa Distribuidora operará el equipamiento de conexión ubicado entre la red de distribución y el PMGD.

140	Enel Distribución	Artículo 6.-	<p>El artículo 6º establece que la Comisión solo podrá declarar en construcción a proyectos de generación cuyos excedentes de potencia no superen los 9.000 kW, y que no presenten fraccionamientos ni etapas múltiples que busquen eludir esta condición.</p> <p>Al respecto, el Reglamento vigente no contempla disposiciones ni criterios específicos para identificar y categorizar proyectos de generación menores a 9.000 kW que, podrían constituir un fraccionamiento intencionado con el fin de evitar su clasificación como cliente PMGD. Se han observado casos en el que el cliente solicita la conexión de sus instalaciones de generación carece de consumo eléctrico, no están conectadas a la red de distribución y no corresponden a usuarios finales de la Empresa Distribuidora. Estos casos buscan ser reconocidos ante la Empresa Distribuidora como múltiples proyectos Netbilling colindantes, en lugar de tramitarse como un único proyecto PMGD, lo que podría representar una estrategia para eludir los requisitos regulatorios aplicables.</p>	<p>En caso de que el proyecto tenga un mismo propietario o se trate de personas relacionadas con otros proyectos cercanos geográficamente, se revisarán además otros aspectos particulares del proyecto, tales como la tramitación de permisos sectoriales, su punto de conexión al sistema eléctrico, o su tecnología, entre otros, y en base a ello se determinará si los proyectos se encuentran en la situación de fraccionamiento o realización de este por etapas, en cuyo caso, la Comisión no podrá declararlo en construcción.</p> <p>Asimismo, si la Empresa Distribuidora detectara una eventual situación de fraccionamiento en las Solicitudes de Conexión a la Red de un Equipamiento de Generación o PMGD, según las condiciones señaladas en el inciso anterior, deberá dentro de los primeros 10 días hábiles contados desde el ingreso de dichas solicitudes, notificar a la Comisión Nacional de Energía con copia a la Superintendencia. Por su parte, la Comisión deberá resolver dicha situación dentro de los 15 días hábiles siguientes de recibida la comunicación de la Empresa Distribuidora.</p>
141	Reliable Nueva Energía S.A.	Otro	<p>Observación general: el documento hace varias modificaciones asociadas a la referencia de la normativa que regulará temas más particulares. En varias se deja referenciado a "normativa vigente". El problema de esto que "normativa vigente" es un término que finalmente hace referencia a todos los cuerpos normativos, por lo que dificulta el seguimiento normativo.</p> <p>Como este es un reglamento bien específico que propone que se mantenga la referencia a la NTCO, que es un cuerpo legal que viene bajo el reglamento y permitirá centrar la búsqueda en un solo documento. Ayuda a evitar confusiones y enredos sobre qué "normativa vigente" hay que leer para dar continuidad al tema que se analiza o se trata de interpretar.</p>	<p>Todo lo que dice "normativa vigente" cambiarlo por "NTCO", o bien, especificar a qué Norma se refiere en cada caso.</p>
142	Reliable Nueva Energía S.A.	Artículo 7.-	<p>La definición de "Autodespacho" incorpora una exclusión al autodespacho para aplicar prorratas por motivos económicos. La definición de "prorratas por motivos económicos" no existe, por lo que se debería especificir la definición o bien cambiar la redacción.</p>	<p>Se propone cambiar "o para aplicar las prorratas por motivos económicos referidas en la normativa vigente." por " o para aplicar reducciones de generación en los momentos que no existe capacidad de colocación suficiente para la totalidad de la generación con igual costo variable en el listado de prioridad de colocación."</p>
143	Reliable Nueva Energía S.A.	Artículo 7.-	<p>En el inciso c), se detalla que el Coordinador podrá aplicar prorratas por motivos económicos referidas en la normativa vigente. No se establece de manera explícita si se refiere a la NTCO, una actualización de esta, o una normativa distinta.</p>	<p>Especificar el instrumento normativo al que se refiere "normativa vigente".</p>
144	Reliable Nueva Energía S.A.	Artículo 7.-	<p>La definición del Saldo MEP hace referencia a la valorización de las inyecciones y no a los retiros, siendo que en el artículo 9ºbis se establece que los retiros de los SAE se valorizarán al mismo régimen de precio al que se hubiese acogido las inyección, por lo que la definición se debería extender a las valorización de las inyecciones y retiros.</p>	<p>Cambiar "valorización de las inyecciones de los MGPE" por" la valorización de las inyecciones y los retiros destinados para la carga de la componente de almacenamiento de los MGPE"</p>
145	Reliable Nueva Energía S.A.	Artículo 9 bis.-	<p>Se propone agregar el alcance que los retiros destinados para la carga de la componente de almacenamiento no estarán sujetos a los cargos asociados a clientes finales. De modo de dejar autocontenido la definición en este reglamento.</p>	<p>Al final del art. 9ºbis agregar "Los retiros de energía para el proceso de almacenamiento no estarán sujetos a los cargos asociados a clientes finales."</p>
146	Reliable Nueva Energía S.A.	Artículo 14.-	<p>En el inciso d), no queda explícitamente establecido bajo qué condiciones el saldo MEP será integrado como bono o descuento mensual, es decir, qué gatillaría un saldo MEP total acumulado positivo o negativo.</p>	<p>El mecanismo de estabilización al que podrán acogerse los MGPE consistirá en la valorización de sus inyecciones al precio básico de energía por intervalo temporal, de acuerdo con lo establecido en el párrafo 2° del presente capítulo, el cual deberá ser reliquidado periódicamente por parte del Coordinador en base al costo marginal correspondiente.</p> <p>Para dar cumplimiento a lo dispuesto en el inciso precedente, el Coordinador deberá regirse por el siguiente procedimiento:</p> <p>a) Mensualmente, el CEN valorizará las inyecciones de los MGPE sujetos al mecanismo de estabilización al</p>

				<p>precio básico de energía por intervalo temporal. Adicionalmente, deberá valorizar dichas inyecciones al costo marginal respectivo. Luego, deberá contabilizar la diferencia entre ambas valorizaciones y determinar el saldo MEP.</p> <p>b) Asimismo, el Coordinador deberá incorporar dentro del saldo MEP de cada MGPE, si corresponde, las diferencias entre la valorización de los retiros para la carga de la componente de almacenamiento a precio básico de la energía por intervalo temporal y el costo marginal correspondiente.</p> <p>c) El saldo MEP será asignado por el Coordinador a prorrata de los retiros de energía del sistema eléctrico, entre quienes efectúen retiros, en conformidad con la normativa vigente.</p> <p>d) Para efectos del reintegro del saldo MEP, con ocasión del cálculo del balance de transferencias de energía del mes de diciembre de cada año, el Coordinador dividirá el saldo total acumulado durante dicho año y lo dividirá en 12 cuotas. Estas deberán ser integradas, en caso de que el saldo total acumulado sea negativo como bonos o como descuentos mensuales, en caso de que el saldo total acumulado sea positivo, según corresponda, en los ingresos por inyección que perciba el respectivo MGPE durante el siguiente año, de acuerdo con lo que establezca la normativa vigente.</p> <p>En aquellos casos en los que los MGPE no fuesen capaces de cubrir su obligación mensual de reintegro con la valorización de sus inyecciones al precio básico de la energía por intervalo temporal, la diferencia no cubierta será contabilizada como Saldo MEP para los meses siguientes.</p> <p>Finalmente, cuando un MGPE cambie su régimen de precio de inyección a costo marginal, los saldos MEP pendientes deberán seguir siendo reintegrados de acuerdo con lo establecido en el literal c) del presente artículo, hasta su total extinción.</p>
147	Reliable Nueva Energía S.A.	Artículo 29.-	<p>Se solicita corregir la redacción del artículo 29°, ya que es muy confusa y se enreda las circunstancias en que los retiros se valorizan a costo marginal, a los precios establecidos en el contrato de suministro. Por lo demás, el primer párrafo del artículo se trata un tema general de la emisión de facturas.</p> <p>Se recomienda separar en dos artículos. Uno que trate el tema de la emisión de facturas y otro que trate las distintas opciones que tienen un MGPE para valorizar sus retiros asociados a los consumos propios.</p>	<p>Propuesta:</p> <p>Artículo 29º.- La emisión de las facturas por parte de un Medio de generación o sistema de almacenamiento de pequeña escala y el correspondiente pago de estas por parte de las empresas eléctricas, se llevará a cabo de acuerdo con los procedimientos que se encuentren establecidos en la normativa vigente.</p> <p>Artículo 29°bis: En lo referente a la valorización de los retiros que el MGPE o sistema de almaenamiento efectúe con objeto de satisfacer los consumos propios necesarios para la operación de sus instalaciones de generación podrán ser valorizadas:</p> <p>1.- al costo marginal correspondiente e incorporados por el Coordinador en el balance de transferencia de energía y potencia, o bien,</p> <p>2.- al precio establecido en el contrato de suministrador que suscriba con alguna otra empresa generadora.</p> <p>Todos los retiros que realicen de la red los Medios de generación o sistemas de almacenamiento de pequeña escala que operen como Autoproductores, deberán ser valorizados de la misma forma que los retiros que realicen los clientes o consumidores asociados al empalme o Punto de Conexión al que se conecta el señalado medio, según el régimen de precios que les corresponda.</p> <p>Para el caso de un PMGD Autoproductor, el régimen de precio antes mencionado deberá constar en el Contrato de Conexión. Las lecturas de energía y potencia, inyectadas y retiradas del sistema, deberán guardar consistencia a fin de evitar una doble contabilización de dichas inyecciones y retiros.</p>

148	Reliable Nueva Energía S.A.	Artículo 77.-	En el penúltimo párrafo del artículo se le da la facultad al CEN para la modificación de la capacidad de inyección permitida, cambiando la consignada en el ICC. En el caso que se modifique, la modificación y las condiciones evaluadas debería quedar establecidas en la carta que autoriza la puesta en servicio, para que el resto del mercado tenga acceso a la modificación.	Se propone agregar al final del penúltimo párrafo lo siguiente: "Tal modificación de la potencia y las condiciones bajo las cuales se evaluó deberá quedar consignadas en la carta del CEN en la que se autoriza la puesta en servicio del MGPE."
149	Reliable Nueva Energía S.A.	Artículo 89 bis.-	Los temas de costos deberían quedar establecidos en el proceso de solicitud de conexión para los MGPE. Dejarlo tan abierto y no incluidos en el proceso de obtención de la ICC es irresponsable. Se solicita eliminar e incluir el tema dentro del proceso de conexión y obtención de la ICC.	Propuesta eliminar artículo 89°bis
150	Reliable Nueva Energía S.A.	Artículo 94.-	En la frase "Para lo anterior, dicha empresa operará el equipamiento de conexión ubicado entre la red de distribución y el PMGD", no se establecen los lineamientos ni las condiciones específicas en las que la Empresa Distribuidora podrá operar el equipamiento, delegando estos a los términos establecidos normativa vigente. No queda claro a qué normativa se refiere este término, si a la NTCO o a la NT de Coordinación y Operación.	Especificar el instrumento normativo al que se refiere "normativa vigente".
151	Reliable Nueva Energía S.A.	Artículo 94.-	En la practica el equipamiento de conexión ubicado entre la red de distribución y el PMGD es un equipo de maniobra cuya operación es coordinada entre las dos partes. Dejar la operación del equipo de conexión en manos de la distribuidora genera un problema de responsabilidad civil a la distribuidora en caso de operaciones indebidas y riesgo al personal de planta. Los esquemas de protecciones asociados a este equipo, en general, están pensados para resguardar la seguridad de la red de distribución, pero no para el interior de la planta. Por ello el equipo debe ser operado siempre por el propietario de la planta y solo en caso puntuales la empresa distribuidora podría operar el equipo para desconectar la planta. Se solicita especificar que la operación que la distribuidora puede hacer sobre este equipo para desconexión en casos de riesgo para la red de distribución.	Eliminar la frase "Para lo anterior, dicha empresa operará el equipamiento de conexión ubicado entre la red de distribución y el PMGD."
152	Reliable Nueva Energía S.A.	Artículo 94.-	En el párrafo "Las Empresas Distribuidoras deberán implementar los procedimientos, metodologías y solicitar los requerimientos técnicos que sean necesarios para la normal operación de un PMGD, considerando los criterios establecidos en el presente reglamento y la normativa vigente." Se eliminina la sigla NTCO, por lo que no queda claro al instrumento normativo a que se refiere "normativa vigente".	Especificar el instrumento normativo al que se refiere "normativa vigente".
153	Reliable Nueva Energía S.A.	Artículo 96.-	Los requerimientos asociados a los medios de comunicación y la información que la empresa distribuidora soliciten deben ser parte del proceso de solicitud de conexión y obtención del ICC. Por lo que las especificaciones técnicas debe quedar establecidas claramente en el reglamento o al menos enunciadas.	Eliminar la frase "Los requerimientos asociados a los medios de comunicación y la información que el Coordinador o la Empresa Distribuidora soliciten, a efecto de una adecuada operación de los PMGD, deberán ser implementados en los términos que se indique en la respectiva norma técnica."
154	Reliable Nueva Energía S.A.	Artículo 99.-	Establece que los pronósticos deben ser enviados tanto al Coordinador como para empresa de distribución. Sin embargo, no hay ninguna utilidad que la empresa de distribución tenga los pronósticos de generación de los MGPE, ya que no hacen programación alguna para la generación en sus alimentadores. Además, no hay una plataforma ni sistema para que las empresas distribuidoras puedan sacar provecho a los pronósticos. Se solicita dejar el envío de los pronósticos solo al Coordinador.	Los PMGD deberán enviar al Coordinador sus inyecciones y retiros para el proceso de almacenamiento, a efectos de que sean considerados en la programación de la operación, en los términos establecidos en la normativa vigente. La norma técnica establecerá los plazos, procedimientos y consideraciones para una adecuada implementación del presente artículo. Los PMGD que sean clasificados como de impacto no significativo según lo establecido en el Artículo 86º del presente reglamento, quedarán exentos de las obligaciones establecidas en el inciso precedente, a menos que el Coordinador le solicite su cumplimiento por razones de seguridad operacional del sistema eléctrico. Dicho requerimiento deberá estar acompañado por un estudio que lo justifique por parte del Coordinador.

155	Reliable Nueva Energía S.A.	Artículo 102.-	<p>Al momento de establecer prorratas a nivel de distribución no existe documentación post instrucción de prorrata que permita identificar los criterios utilizados para la instrucción de estas ni tampoco reconstruir los cálculos para verificar la correcta aplicación del criterio de limitación a prorrata de la capacidad instalada.</p> <p>Además en el caso de excluir a un PMGD de la limitación, se debería informar al resto de los PMGD asociados a la subestación primaria. Con el fin de mantener la transparencia.</p>	<p>Ante la previsión u ocurrencia de contingencias o congestiones que pongan en riesgo la seguridad y calidad del servicio en el sistema eléctrico, el Coordinador podrá establecer medidas a adoptar por los propietarios u operadores de los PMGD conectados a las redes de distribución. En el caso que sea necesario limitar las inyecciones o retiros para la carga del almacenamiento de los PMGD, debido a una contingencia o congestión, o una previsión de estas, que ponga en riesgo la seguridad y calidad de servicio en el sistema eléctrico, el Coordinador deberá limitar dichas inyecciones o retiros para la carga del almacenamiento siguiendo un criterio de eficiencia económica, según la normativa vigente. En el evento que el Coordinador deba limitar las inyecciones o retiros de dos o más PMGD que cuenten con igual costo considerado en el listado de prioridad de colocación, el Coordinador deberá limitar las inyecciones o retiros de éstos a prorrata de la capacidad instalada de los mismos, considerando la capacidad de inyección consignada en el ICC. El cálculo de las limitaciones junto a los criterios utilizados deberán ser de conocimiento público para los MGPE.</p> <p>La Empresa Distribuidora podrá excluir a uno o más PMGD de las limitaciones, de manera fundada, en conformidad con los criterios y procedimientos establecidos en la NTCO, lo que deberá comunicar al Coordinador y al resto de los MGPE asociados a la subestación primaria a la que se conecte el PMGD exluído de la limitación. Dichas exclusiones también deberán ser consideradas por el Coordinador para efectos de la programación de la operación a la que se refiere el artículo 93 del presente reglamento.</p>
156	Reliable Nueva Energía S.A.	Artículo 103.-	<p>Se debería mantener la referencia a la NTCO y no dejarla general a una norma técnica. Se solicita mantener la referencia a la NTCO</p>	<p>Artículo 103º.- La NTCO establecerá las condiciones de operación de un PMGD destinadas a resguardar las exigencias de seguridad y calidad de servicio, al menos en los siguientes eventos: operación de los PMGD en estado normal, operación de los PMGD ante contingencias o congestiones, operación de los PMGD en caso de fallas o labores de mantenimiento. Asimismo, definirá los requisitos para la comunicación entre PMGD, el Coordinador y las Empresas Distribuidoras.</p>
157	ACESOL	Otro	<p>En la propuesta conceptual del Ministerio se presentó la idea de introducir un procedimiento especial y expedito para que sistemas de generación PMGD existentes pudieran incorporar almacenamiento de forma rapida a sus instalaciones, más dicha propuesta no se tradujo en cambios en el artículado. En particular cabe destacar el interés de proyectos existentes de hibridisarse considerando la relación previa de inversiones en forma de OO.AA. y el interés de aprovechar la capacidad disponible durante la noche paras realizar inyecciones.</p>	<p>Se sugiere incorporar un procedimiento expedito y simple para que PMGD existentes puedan incorporar almacenamiento a sus instalaciones</p>
158	ACESOL	Artículo 7.-	<p>Letra c). Nueva definicion de autodespacho. Se elimina la referencia a que las instrucciones que pueda emitir el CEN son para preservar la seguridad “del servicio”, reemplazándola por la seguridad del “sistema eléctrico” a secas. Cabe cuestionar la legalidad de dicha modificación ya que la función de coordinación de la operación del CEN establecida en la LGSE se refiere expresamente a la “seguridad de servicio” (art.72-1 LGSE), concepto definido expresamente en la ley (art.225, t) LGSE), no a la seguridad del sistema eléctrico. En tal sentido, la ley (art.72-2 LGSE) faculta al CEN a impartir instrucciones que sean “(...) necesarias para el cumplimiento de los fines de la operación coordi-nada...”, que son precisamente los definidos en el citado art.72-1 LGSE. Además, el art.149, inc.6º, LGSE somete expresamente a los PMGD al “(...) cumplimiento de las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes...”, por lo que en rigor, la disposición reglamentaria debe adecuarse al tenor de la norma legal.</p>	<p>Mantener la redacción actualmente vigente</p>

159	ACESOL	Artículo 7.-	<p>Letra c). La propuesta establece que las instrucciones que imparta el CEN pueden tener por objeto “aplicar las prorratas por motivos económicos referidas en la normativa vigente”. También cabe cuestionarse la legalidad de tal cambio, ya que en el diagnóstico que hizo el MEN se hace referencia a la existencia de problemas de congestión, así como de monitoreo y control, pero no se divisan cuestionamientos en relación al régimen de recortes por otros motivos diversos a las congestiones (prorratas por motivos económicos). Habría por ende una falta de “motivación” en el cambio reglamentario propuesto. Pero, además, el art.149 LGSE contiene un mandato en orden a que el reglamento debe establecer un régimen especial respecto al “despacho y la coordinación” de los PMGD. Entendemos que dicho régimen especial es un régimen de fomento, como se ha encargado de señalar el MEN en diversas instancias, de forma que no puede ser un régimen igual al general previsto para la asignación de prorratas. El artículo 149 LGSE contiene una opción de política pública clara en relación con el régimen de despacho y coordinación de tales medios de generación (una discriminación positiva), por lo que cualquier disposición reglamentaria que desarrolle dicho régimen debe hacerlo respetando tal decisión legislativa. Así, con esta norma reglamentaria propuesta el reglamento se está separando de la exigencia legal, al someter a los PMGDs al régimen general de recortes del DS 125, sin consideraciones especiales. Asimismo, cabe preguntarse si la alternativa propuesta constituye la más eficiente económicamente, pues la generación distribuida al estar conectada cercana a la demanda, constituye ahorros y beneficios por sobre la generación de gran escala, por lo que la aplicación de recortes de forma indistinta del tamaño, ubicación y tecnología de los proyectos podría no ser la alternativa más eficiente. Esto estaría en directo conflicto con lo establecido en el artículo 72-1, numeral 2.- de la LGSE donde se mandata a operar el sistema de la forma más eficiente posible para el conjunto de instalaciones que constituyen el sistema. Por último, cabe mencionar que los proyectos PMGD están regidos por un régimen distinto al resto de los generadores coordinados del sistema, pues estos pueden ingresar con limitaciones en sus ICC ante la posibilidad de ocurrencia de congestiones en el sistema. Imponer restricciones adicionales a su generación constituiría un doble gravamen sobre sus inyecciones, situación que no ocurre para los proyectos de gran escala, por lo que los proyectos se encontrarían en una situación desigual y desfavorable.</p>	Eliminar los recortes por motivos económicos.
160	ACESOL	Artículo 7.-	<p>Letra p). Saldo MEP. Como se explica en el comentario al nuevo art.14, el saldo MEP y el nuevo mecanismo de estabilización propuestos son contrarios a la ley.</p>	Eliminar la definición de Saldo MEP

161	ACESOL	Artículo 14.-	<p>El nuevo régimen de estabilización de precios, consistente en la valorización de las inyecciones del MGPE, lo único que hace es postergar el pago del precio a costo marginal de las inyecciones de los PMGD durante un período anual, para después realizar una reliquidación. Implica una aplicación del régimen general de precios spot de manera postergada, mediante la fijación de un precio básico de la energía que en forma anual se compara con el precio spot promedio del período, generando así el Saldo MEP. El artículo 149 LGSE contiene una opción de política pública clara en relación con el régimen de despacho y coordinación de tales medios de generación, por lo que cualquier disposición reglamentaria que desarrolle dicho régimen debe hacerlo respetando tal decisión legislativa. En dicho contexto, el art.149 LGSE exige al reglamento establecer un “mecanismo de estabilización de precios”, no de estabilización de la forma de pago de los mismos. Por ello, entendemos que el mecanismo propuesto no cumple con el mandato legal, por tratarse de un mero sistema de postergación de pagos. Por otra parte, dado que se trata de un régimen de fomento, la idea de fondo en la historia legislativa es que dicho mecanismo de estabilización precisamente incentive la inversión en pequeños medios de generación, acercando los precios que pueden cobrar a los precios de los contratos (y no que sea un mero mecanismo de postergación de pagos del precio spot). Adicionalmente, no existen análisis o diagnósticos que permitan entender el porqué de los cambios propuestos, es decir, que justifiquen los problemas del régimen de precios existente que ameritan el cambio, tanto desde el punto de vista de operación del sistema, como desde el punto de la libre competencia, y que no se vean compensados con los beneficios inherentes a estos medios de generación. Lo anterior se agrava si se considera que el mecanismo propuesto ya había sido expresamente rechazado tanto por el propio MEN como por el TDLC en el ERN 27-2021, por entenderse que dicho mecanismo no cumplía con el objetivo esencial de estabilizar precios, como exige la ley, ni resolvía el problema de los costos de entrada de quienes carecen de contratos de largo plazo. Si bien durante la presentación de su propuesta conceptual el MEN sostuvo que actualmente las barreras de entrada originalmente identificadas que justifican la estabilización de precios ya no existían, lo cierto es que esa opinión es abiertamente cuestionable, por cuanto aún no se materializan los efectos de los cambios que darían lugar a la apertura del mercado de contratos a los PMGD. Asimismo, tampoco consta la realización de análisis de otras opciones de estabilización, ejercicio exigido por el instructivo que regula la necesidad de efectuar un Informe de Impacto Regulatorio (IIR). En tal sentido, el IIR sólo se está preparando una vez efectuada la propuesta normativa, sin que se haya podido verificar nada de lo antes indicado en dicho análisis, que es precisamente para lo que sirve. Esto último es de gran relevancia ya que implica que la modificación propuesta no cumple con el principio de proporcionalidad , según el cual toda actuación administrativa (incluyendo los cambios regulatorios) debe ser idónea, esto es, cuando al menos facilita o tiende a la consecución del objetivo propuesto; necesaria, en el sentido de que debe ser la menos lesiva para los intereses de los afectados; y proporcional en sentido estricto, esto es, que se encuentre en una relación de equilibrio respecto al interés general específico que la justifica, derivándose de ella más ventajas para el interés público que perjuicios sobre otros bienes o valores en conflicto.</p>	Eliminar el nuevo régimen de estabilización de precios
-----	--------	---------------	---	--

162	ACESOL	Artículo 69.-	Letras c) y h). En relacion a los cambios propuestos en las letras indicadas, cabe recordar que el art.72-17 de la LGSE dispone que «(...) La Comisión podrá otorgar esta declaración sólo a aquellas instalaciones que cuenten con, al menos, los permisos sectoriales, órdenes de compra, cronograma de obras y demás requisitos que establezca el reglamento, que permitan acreditar fehacientemente la factibilidad de la construcción de dichas instalaciones...». Como se puede apreciar, el reenvío que la ley hace al reglamento se refiere exclusivamente a requisitos o condiciones que permitan acreditar fehacientemente la factibilidad de la construcción de las instalaciones. Es decir, no hay una habilitación legal para que el reglamento pueda establecer plazos dentro de los cuales los propietarios de instalaciones deban iniciar la construcción de sus proyectos, sino que la ley habilita al reglamento sólo para establecer exigencias que permitan acreditar que el proyecto se puede construir. Creemos que el mismo razonamiento aplica igualmente a la nueva exigencia respecto de las órdenes de compra (que no puedan estar supeditadas a la obtención de la declaración en construcción): no se divisa cómo ella permitiría acreditar fehacientemente la factibilidad de la construcción de las instalaciones, que es el parámetro que la ley dispuso para el desarrollo reglamentario.	Eliminar las nuevas exigencias establecidas en las letras c) y h) del art.69
163	ACESOL	Artículo 71.-	Si bien actualmente el DS 88/2019 requiere sólo informar el cumplimiento del avance de la obra de acuerdo con el cronograma presentado en la SCR, la propuesta exige ahora acreditar el avance constructivo de las obras del proyecto (art.71). Estimamos que lo anterior es una carga regulatoria innecesaria, considerando que el art.70 del reglamento señala que la entrega de información incompleta o manifiestamente errónea, o la omisión de informar las modificaciones a la misma, será sancionada por la SEC. A ello debe añadirse que la norma reglamentaria propuesta tampoco indica cómo debe acreditarse dicho avance, lo que es de particular gravedad considerando la sanción de revocación prevista para el caso de incumplimiento de los hitos o avances del cronograma. Luego, la propuesta permite solicitar la modificación del cronograma “por causas justificadas y no imputables”, facultando a la comisión a rechazar dicha solicitud, y, consecuentemente, a revocar la declaración en construcción (art.72). Creemos que la exigencia de tener que acreditar no solo una causa justificada, sino que, asimismo, que ella no es imputable, contraviene la ley, ya que esta faculta a la CNE a revocar la declaración cuando el incumplimiento o retraso sea “sin causa justificada”, no por causa justificada e inimputable, por lo que, de acuerdo con la ley, basta justificar el retraso para que no proceda la revocación. En cualquier caso, sería razonable poder especificar de mejor manera qué se entenderá por “causa justificada”, a fin de acotar el ámbito de discrecionalidad de la CNE. Asimismo, la propuesta de modificación del art.71 en cuanto faculta a la CNE a rechazar las solicitudes de modificación de cronogramas “en la medida que estas no se encuentren debidamente fundadas”, es excesivamente amplia, e introduce un altísimo grado de incerteza para los proyectos, ya que no se establecen criterios para determinar cuándo una solicitud de modificación no se encontraría debidamente fundada. Asimismo, dado que este rechazo permite revocar la declaración en construcción (vid. art.72), creemos que esta atribución conferida a la CNE también contraviene la ley, ya que la ley faculta a la CNE a revocar la declaración cuando el incumplimiento o retraso sea “sin causa justificada”, por lo que, de acuerdo con la ley, basta justificar el retraso para que no proceda la revocación. Por último, es importante mencionar el principio de proporcionalidad, pues para los proyectos PMGD, la revocación de la declaración en construccion tiene consecuencias mucho más gravosas que para un proyecto convencional, pues implica la caducación del ICC y por tanto, la pérdida del espacio reservado en la red para que este proyecto se conecte, haciendo inviable la conexión y generando un perjuicio importante en consideración a las inversiones ya realizadas por los desarrolladores PMGD, situación que no es tal para los proyectos de gran escala.	Eliminar las exigencias adicionales cuestionadas

164	ACESOL	Artículo 77.-	Es cuestionable la nueva facultad establecida en el art.77, que permite al CEN establecer nuevas restricciones a las inyecciones de un PMGD que ya se encuentra con limitaciones en su ICC, ya que implica dejar sin efecto los estudios técnicos realizados durante el procedimiento de conexión del proyecto, una carga regulatoria adicional para los PMGD, y asimismo vacía de contenido la facultad del CEN del art.102 en tales casos. Pero lo más relevante es que altera sustancialmente la naturaleza del ICC, como el instrumento que hace nacer el derecho a desarrollar el proyecto conforme a lo autorizado en él, tal y como ha sido sostenido por la SEC: «(...) En cuanto al ICC, se debe considerar que este informe constituye el hito y acto que compromete las instalaciones de la empresa distribuidora en el punto de conexión que se indique, al mismo tiempo que marca el punto de partida temporal al interesado en conectar el PMGD, imponiendo el plazo máximo nominal para materializar el proyecto. Del mismo modo, con la emisión del ICC nace para el interesado el derecho a desarrollar su proyecto en conformidad a lo autorizado en él, y para la empresa distribuidora, la obligación de respetar dicha aceptación durante el plazo de vigencia del mismo...» (Vid. entre otras, la Resolución Exenta N°21.031, de 30 de noviembre de 2023). Cabe destacar que hasta la fecha, el ICC ha constituido un instrumento inalterable pues constituye las condiciones de conexión para el proyecto, por lo que modificar las restricciones impuestas al mismo, vale decir, límites a las inyecciones en todas las horas del día y todos los días, por parte del coordinador, pareciera ser injustificado y desproporcionado, pudiendose, en casos de seguridad, limitar las inyecciones del proyecto solo en los periodos de tiempo en que sea necesario.	Eliminar esta nueva atribución del CEN
165	ACESOL	Artículo 88.-	En relación al estudio de congestiones que debe efectuar el CEN se sugiere que dichos estudios no sólo evalúen e identifiquen congestiones existentes, sino que asimismo puedan ser estudios prospectivos y fundados en flujos de potencia, no en sumas aritméticas simples. Asimismo, se sugiere precisar los presupuestos para que el CEN pueda levantar transitoriamente las restricciones establecidas en un ICC, en lo que respecta a: los periodos en que no se advierta congestión (¿cuántos? ¿de qué extensión?); la posibilidad de que dicho alzamiento sea solicitado por el propio PMGD, y; al menos las condiciones generales que permitan dar cuenta de la inexistencia de congestión.	Incluir mayor precisión en el texto
166	ACESOL	Artículo 89.-	Se elimina toda mención a la regulación de los costos de conexión que debería haber realizado la CNE.	Se sugiere reestablecer esta atribución de la CNE

167	ACESOL	Artículo 89 bis.-	Se incluye la previsión expresa de que «Los costos en que incurran las Empresas Distri-buidoras relacionados con la operación de los PMGD serán de cargo de estos de acuerdo con la normativa vigente». Trátase de una nueva exigencia que en nuestra opinión carece de respaldo legal. El art.149 inc.6º LGSE señala que «(...) Las obras adicionales que sean necesarias para permitir la inyección de dichos excedentes de potencia deberán ser ejecutadas por los propietarios de los sistemas de distribución correspondientes y sus costos serán de cargo de los propietarios de los medios de generación o sistemas de almacenamiento indicados, conforme a las modalidades que establezca el reglamento...». Como se puede apreciar, la ley asigna a los PMGD todos los costos necesarios para “permitir la inyección” (entendiendo que, por aplicación del principio interpretativo a maiori ad minus, dado que la ley asigna los costos por obras adicionales al propietario del PMGD, con mayor razón los costos por ajustes y adecuaciones se incluyen en dicha asignación), pero nada dice respecto de otros costos, que además no se explicitan, que no se relacionan con permitir la inyección, sino que con la operación de los PMGD. La imposición de tales cargos requeriría su expresa previsión legal.	Eliminar esta previsión.
168	ACESOL	Artículo 93.-	Se prevé que «Todo PMGD operará con Autodespacho, salvo que el CEN, en conformidad con la normativa vigente, determine lo contrario. En caso de operar con Autodespacho el propietario u operador del respectivo PMGD será el responsable de determinar la potencia y energía a inyectar o retirar, cuando corresponda, de la red de distribución en la cual está conectado. Sin perjuicio de lo anterior, el PMGD deberá ajustar su operación a las restricciones establecidas en ICC respectivo». Lo relevante es que la “normativa vigente” va a pasar a permitir restricciones al auto-despacho no solo por consideraciones de seguridad, sino que meramente económica, por lo que se aplican las observaciones efectuadas al art.7. Ahora bien, la propuesta de modificación del DS 125/2017 establece en su art.126 cómo se llevan adelante las referidas restricciones, señalando que el CEN determinará el ajuste para el conjunto de instalaciones que operen dentro de una misma red de distribución o parte de ella, pero que serán las empresas distribuidoras las encargadas de determinar y comunicar a las instalaciones conectadas a su red, el ajuste que deberá realizar cada una de ellas para cumplir las instrucciones del CEN, de acuerdo con el DS 88/2019. Sin embargo, este último no contiene normas al respecto.	Se requiere que los criterios de limitación se adecúen a lo que exige la ley
169	ACESOL	Artículo 94.-	La propuesta establece que la empresa distribuidora operará el equipamiento de conexión ubicado entre la red de distribución y el PMGD, sin establecer principios ni reglas específicas al efecto.	Se sugier establecer reglas específicas al efecto.

170	ACESOL	Artículo 96.-	<p>Se prevé que «Los requerimientos asociados a los medios de comunicación y la infor-mación que el Coordinador o la Empresa Distribuidora soliciten, a efecto de una adecuada operación de los PMGD, deberán ser implementados en los términos que se indique en la respectiva norma técnica [...] Las instalaciones y equipamientos mínimos que deberá disponer el propietario u operador de un PMGD para una adecuada coordinación con la Empresa Distribuidora serán especificados en la norma técnica». La nueva norma elimina los criterios establecidos previamente en el DS 88, según los cuales los requerimientos a los medios de comunicación, la información que el CEN solicite así como las instalaciones y equipamientos mínimos, deben depender, entre otros, de la potencia nominal de la central, su generación esperada, 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. Cabe recordar que el art.72-2 LGSE faculta al reglamento (y no a la norma técnica) a establecer exigencias distintas para los coordinados de acuerdo con su capacidad, tecnología, disponibilidad o impacto sistémico, entre otros criterios técnicos. Por ello, la modificación propuesta contraviene lo señalado en la ley, al eliminar del reglamento (único facultado para ello) los criterios sobre los cuales era posible al CEN hacer requerimientos a los medios de comunicación, información e instalaciones, reenviándolos directamente a la norma técnica respectiva. En esta materia y en otras se advierte un excesivo reenvio a la norma técnica sin principios de aplicacion claro, materias que deberian ser tratadas en el reglamento, quien es el nominado por la ley para pronunciarse respecto a esta y otras materias.</p>	<p>Se requiere que sea el reglamento el que establezca los criterios generales que luego serán desarrollados por la norma técnica.</p>
171	ACESOL	Artículo 102.-	<p>Esta disposición amplía las medidas que puede adoptar el CEN ante contingencias que pongan en riesgo la seguridad del servicio del sistema, al establecer que dichas medidas pueden adoptarse no sólo ante la ocurrencia material de contingencias, sino que también ante casos de previsión de ellas. Asimismo, se reconoce expresamente a las congestiones (junto a las contingencias) como uno de los eventos que le permite al CEN adoptar medidas, reenviandose a la norma técnica la determinación de los criterios de eficiencia economica a seguir para limitar inyecciones o retiros. Si bien la nueva norma radica derechamente en los propietarios de los PMGD conectados el deber de cumplir con las medidas impuestas por el CEN, eliminando a las distribuidoras de tal rol, a estas últimas las faculta para excluir, de manera fundada, a uno o más PMGD de las limitaciones previamente establecidas por el CEN, sin establecer con claridad los criterios de limitacion y las condiciones bajo las cuales las distribuidoras podrán ejercer esta facultad. Este tipo de disposiciones deben quedar radicados en el reglamento, segun exige el art.72-2 de la ley.</p>	<p>Se sugiere mantener en el reglamento el criterio de eficiencia economica a utilizar para efectuar las limitaciones y clarificar bajo que condiciones las distribuidoras pueden ejercer la nueva facultad mencionada.</p>
172	ACESOL	Artículo 103.-	<p>Se prevé que «La norma técnica establecerá las condiciones de operación de un PMGD destinadas a resguardar las exigencias de seguridad y calidad de servicio, al menos en los siguientes eventos: operación de los PMGD en estado normal, operación de los PMGD ante contingencias o congestiones, operación de los PMGD en caso de fallas o labores de mante-nimiento. Asimismo, definirá los requisitos para la comunicación entre PMGD, el Coordinador y las Empresas Distribuidoras». Creemos que en este caso se contraviene el art.72-2 LGSE, ya que este faculta al reglamento (y no a la norma técnica) para establecer exigencias distintas para los coordinados de acuerdo con su capacidad, tecnología, disponibilidad o impacto sistémico, entre otros criterios técnicos. De esta forma, es el reglamento el que debe establecer las diferencias que eventualmente la norma técnica debe desarrollar, no siendo ajustado a la ley efectuar un reenvío genérico, como el que se realiza.</p>	<p>Se requiere que sea el reglamento el que establezca los criterios generales que luego serán desarrollados por la norma técnica.</p>

173	ACESOL	Artículo transitorio.-	<p>Si bien se respeta a quienes se acogieron al nuevo régimen de precio estabilizado del DS 88, no se prevé un régimen transitorio para ninguna otra materia más, lo cual podría con-siderarse como una vulneración del principio de confianza legítima, el cual si bien no impide la realización de cambios regulatorios, sí requiere cumplir con ciertas exigencias para realizar los mismos. En efecto la propuesta reglamentaria establece un dies a quo, es decir, un momento específico a partir del cual se podrá optar por el régimen de estabilización de precios. Dicho momento es la declaración en construcción (art.12 del DS 88/2019). Esto es relevante ya que aquellos proyectos que al momento de publicarse la modificación reglamentaria aún no hayan alcanzado su declaración en construcción, deberán someterse íntegramente a las previsiones del nuevo reglamento, pese a que sus inversiones iniciales probablemente se realizaron considerando el régimen de estabilización actualmente vigente. Por ello se sugiere incluir un transitorio de mayor extensión, que permita tambien a tales proyectos acogerse al régimen actual del DS 88. En esta materia cabe destacar la realización de inversiones que ya se han incurrido bajo las condiciones actuales, a entender, el régimen de precio estabilizado actual, por lo que la propuesta planteada no estaría en línea con el principio de estabilidad regulatoria, en cuanto, empresas han realizado inversiones que información vigente que será cambiado por la autoridad sin un régimen transitorio apropiado para respetar las inversiones ya realizadas.</p>	<p>Se sugiere mejorar el texto de la disposicion transitoria, de forma que abarca los proyectos en la fase de desarrollo indicada. Se propone algo del siguiente tenor: Artículo segundo.- Los medios de generación o sistemas de almacenamiento de pequeña escala que cumplan con cualquiera de las siguientes condiciones podrán optar al régimen estabilización de precios contenido en el Capítulo III del Título I del Decreto Supremo N° 88, de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para medios de generación de pequeña escala:</p> <p>a) Los medios de generación o sistemas de almacenamiento de pequeña escala que se encuentren operando a la fecha de publicación en el Diario Oficial del presente decreto;</p> <p>b) Los medios de generación o sistemas de almacenamiento de pequeña escala que cumplan los siguientes requisitos copulativos: (i) que hayan obtenido su ICC a más tardar al doceavo mes contado desde la fecha de publicación en el Diario Oficial del presente decreto; (ii) que hayan ingresado una solicitud de declaración en construcción a más tardar al décimo octavo mes contado desde la fecha de publicación del presente decreto en el Diario Oficial; y (iii) que hayan obtenido la declaración antes referida al trigésimo mes contado desde la misma fecha. En caso que la solicitud de declaración en construcción sea rechazada por la Comisión Nacional de Energía, se entenderá que no se cumple con el presente requisito</p> <p>c) Los medios de generación o sistemas de almacenamiento de pequeña escala que cumplan los siguientes requisitos copulativos: (i) cuyo estudio de impacto ambiental, declaración de impacto ambiental o carta de pertinencia, haya sido ingresada al Servicio de Evaluación Ambiental a más tardar al doceavo mes contado desde la fecha de publicación en el Diario Oficial del presente decreto. En caso de que se ponga término al procedimiento en conformidad a lo señalado en los artículos 15 bis y 18 bis, según corresponda, de la Ley N° 19.300, se entenderá que no se cumple con el presente requisito; y (ii) que hayan ingresado una solicitud de declaración en construcción a más tardar al trigésimo mes contado desde la fecha de publicación del presente decreto en el Diario Oficial y que hayan obtenido la declaración antes referida al trigésimo sexto mes contado desde la misma fecha. En caso que la solicitud de declaración en construcción sea rechazada por la Comisión Nacional de Energía, se entenderá que no se cumple con el presente requisito</p> <p>Los medios de generación o sistemas de almacenamiento de pequeña escala de los literales b) y c) previamente citado, podrán optar al régimen de valorización mencionado en el inciso anterior siempre que comuniquen al Coordinador de esta opción al menos un mes antes de su entrada en operación. De lo contrario, y con la misma anticipación, deberán optar por alguno de los regímenes de valorización del Artículo 9º del reglamento aprobado por el Artículo primero del presente decreto. En caso de optar por el régimen de valorización del inciso primero del presente artículo, el periodo mínimo de permanencia en el señalado régimen será de 4 años contados desde la fecha de entrada en operación y en ningún caso podrá exceder al mes de julio de 2034.</p> <p>Aquellos medios de generación o sistemas de almacenamiento de pequeña escala del literal a) precedente, independiente del régimen de valorización que tenían a la fecha de publicación del presente decreto, podrán optar al régimen de valorización establecido en el inciso primero del presente artículo o a los regímenes de valorización del Artículo 9º del reglamento aprobado por el Artículo primero del presente decreto, siempre que comuniquen su opción al Coordinador en un plazo de 48 meses siguientes a la fecha de publicación aludida. Si la opción es acogerse al régimen de valorización señalado en el inciso primero del presente artículo, el periodo mínimo de permanencia será de 4 años contado desde la fecha en que haya comunicado su opción de acogerse a dicho régimen y en ningún caso podrá exceder al mes de julio de 2034.</p> <p>Una vez vencido el plazo de 48 meses antes indicado, sin que los medios de generación del referido literal a) comuniquen su opción al Coordinador, solo podrán optar por uno de los regímenes de valorización del Artículo 9º del reglamento aprobado por el Artículo primero del presente decreto, ésta última opción deberá ser comunicada al Coordinador dentro de los 10 días siguientes al vencimiento del plazo antes aludido. En el periodo que medie entre la publicación en el Diario Oficial del presente decreto y el ejercicio de las opciones antes señaladas, el medios de generación o sistemas de almacenamiento de pequeña escala mantendrá el régimen de valorización que tenía a la fecha de esa publicación.</p>
-----	--------	------------------------	---	---

174	Ranguil SpA	Artículo 7.-	<p>Letra c): La propuesta del Ministerio incorpora la facultad de que el Coordinador limite la generación de los PMGD por motivos económicos, lo que constituye una restricción no contemplada en el marco legal vigente de fomento para este segmento.</p> <p>El artículo 149 inciso sexto del DFL N°4 establece que el reglamento debe definir 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 nueve mil kilowatts y la forma en la que se realizará el despacho y la coordinación de estas centrales por el CDEC respectivo.</p> <p>Asimismo, el artículo 72-1 del DFL N°4 fija como principios de operación la preservación de la seguridad del sistema y la operación más económica para el conjunto del sistema eléctrico.</p> <p>El artículo 149 instruye un régimen de fomento aplicable a los PMGD, cuyo objetivo es asegurar condiciones estables y previsibles para su operación y despacho, sin contemplar recortes por motivos económicos ajenos a la seguridad y calidad de servicio.</p> <p>La Norma Técnica de PMGD, en sus disposiciones sobre coordinación y operación (Capítulo 4), establece que la programación de estos medios se realiza conforme a sus características técnicas y a la capacidad declarada, sin imponer restricciones de orden económico que alteren el derecho a inyectar energía conforme a sus contratos o régimen tarifario.</p> <p>La modificación propuesta vulnera el mandato del artículo 149 del DFL N°4 y altera la naturaleza del régimen de fomento de los PMGD, generando incertidumbre regulatoria y el riesgo de recortes discrecionales que afectan la rentabilidad y financiamiento de estos proyectos. La eliminación del autodespacho es contraria a la estabilidad regulatoria de los PMGD que se desarrollaron y decidieron bajo un marco en el cual el autodespacho era un principio operativo garantizado.</p>	Mantener la redacción vigente del artículo 7 letra c) del DS N°88 de 2019, eliminando la modificación que incorpora restricciones por razones económicas para PMGD.
175	Ranguil SpA	Artículo 7.-	<p>Letra t): define “Saldo MEP” como la diferencia entre la valorización de las inyecciones a precio básico de energía por intervalo temporal y el costo marginal respectivo, aplicable a medios de generación acogidos al mecanismo de estabilización.</p> <p>Si se mantiene el régimen de precio estabilizado y no prospera la modificación hacia un esquema de reliquidación al costo marginal (propuesto en el nuevo artículo 14), esta definición de Saldo MEP deja de ser necesaria. Mantener esta nueva definición generaría incoherencia normativa.</p> <p>El artículo 149 del DFL N°4 establece que el reglamento debe incluir “los mecanismos de estabilización de precios aplicables a la energía inyectada por medios de generación... cuyos excedentes... no superen los nueve mil kilowatts...”. Si la propuesta de modificación del precio estabilizado desaparece, porque en nuestra interpretación es contraria a la instrucción del artículo 149 del DFL-4 de promover un mecanismo de estabilización de precios, entonces la definición de “Saldo MEP” queda huérfana en esta actualización de reglamento.</p>	Eliminar la letra t) del artículo 7 y todas las referencias al “Saldo MEP” en el articulado.

176	Ranguil SpA	<p>Artículo 14.-</p> <p>Sustitución del régimen de precio estabilizado por reliquidación al costo marginal: La modificación propuesta reemplaza el actual mecanismo de precio estabilizado de 6 bloques horarios por un nuevo sistema en el cual:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Las inyecciones de los PMGD se valorizan mensualmente al precio básico de energía sin ajuste de banda de precio de mercado, por intervalo temporal. - El Coordinador realiza una reliquidación anual en base a las ventas de energía valorizadas al costo marginal real. - La diferencia de ingresos se denomina “Saldo MEP” y los PMGD deben hacer su reintegro anual. <p>Este nuevo esquema propuesto no constituye un mecanismo de estabilización de precios, sino exactamente lo contrario: expone a los PMGD a la volatilidad del costo marginal, desincentivando su desarrollo. El artículo 149 del DFL N°4 señala que el reglamento debe establecer mecanismos de estabilización de precios para medios cuyos excedentes no superen los 9.000 kW, justamente para otorgar certidumbre y promover la inversión en este segmento.</p> <p>En cambio, esta reliquidación anual al costo marginal elimina la previsibilidad de ingresos, elemento central del régimen de fomento, y genera Inseguridad financiera para proyectos PMGD ya evaluados y decididos bajo el esquema vigente de precios estabilizados por 6 bloques horarios del DS 88.</p> <p>La Norma Técnica de PMGD (numeral 4.3) regula el cálculo y aplicación del precio estabilizado de forma transparente y ex ante, objetivo que se pierde con el esquema propuesto, el cual depende de liquidaciones diferidas y costos marginales variables.</p> <p>Además, este cambio vulnera la estabilidad regulatoria y el principio de confianza legítima, al modificar sustancialmente las reglas para proyectos que están en construcción, en etapas avanzadas de desarrollo y los que esperaban ese mecanismo de precio estabilizado por bloques horarios a partir de agosto 2034 (cuando se terminaba el precio estabiliazdo DS N° 244 en julio 2034).</p>	<p>Rechazar la modificación propuesta al artículo 14 y mantener el actual régimen de precio estabilizado por bloques horarios del DS N°88 de 2019, conforme al mandato del artículo 149 del DFL N°4.</p>
-----	-------------	--	--

177	Ranguil SpA	Artículo 89 bis.-	<p>Costos de operación de PMGD incurridos por las empresas distribuidoras: La propuesta establece que “los costos relacionados con la operación de los PMGD que sean incurridos por la empresa distribuidora serán de cargo del propietario u operador del PMGD”, sin definir con precisión qué se entiende por “costos relacionados con la operación”.</p> <p>Este texto propuesto presenta problemas sustantivos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Falta de precisión y alcance: No distingue entre costos directos atribuibles a la operación específica del PMGD y costos generales de la distribuidora, lo que abre espacio para interpretaciones amplias y potenciales sobrecargos. - Contradicción con la normativa vigente: La Norma Técnica de PMGD regula en su numeral 6.6 la coordinación operativa entre distribuidora y PMGD, estableciendo que la operación de la conexión y las maniobras deben ser coordinadas, pero no impone cargos adicionales por otras funciones que no forman parte del servicio público de distribución. - Riesgo de duplicidad de cobros: Algunos de los costos que podrían pretender cobrarse podrían estar reconocidos y remunerados a las distribuidoras a través de las tarifas reguladas de distribución publicadas por la autoridad. - Hay costos de conexión, de estudios, de revisión de formularios que las distribuidoras cobran a los PMGD y están definidos. <p>Afectación a la competitividad de los PMGD: La imposición de cargos adicionales, sin un marco objetivo y verificable, incrementa los costos de operación de los PMGD y desincentiva la inversión, lo que contraviene el espíritu del artículo 149 del DFL N°4, que establece un régimen especial de fomento para medios menores a 9.000 kW.</p>	<p>Eliminar el nuevo artículo 89 bis en su totalidad, manteniendo el régimen vigente en que la distribuidora asume los costos propios de su función de distribución, y que cualquier cobro a los PMGD por servicios adicionales se base exclusivamente en lo definido y regulado en la Norma Técnica de PMGD, con criterios objetivos y aprobados por la autoridad.</p>
-----	-------------	-------------------	--	---

178	Ranguil SpA	<p>Artículo 93.-</p> <p>Facultades del Coordinador para limitar o condicionar la operación de los PMGD: La modificación otorga al Coordinador facultades amplias para instruir a los PMGD sobre su inyección, sin acotar claramente las causales ni los límites, incluyendo la posibilidad de dejar sin efecto el criterio de auto-despacho.</p> <p>Este cambio es crítico por las siguientes razones:</p> <p>a) Contradicción con el régimen legal vigente: El artículo 72-1 del DFL N°4 establece que la coordinación de la operación del sistema eléctrico nacional debe cumplir con objetivos específicos: garantizar la operación más económica, preservar la seguridad de servicio, asegurar el suministro, y cumplir normas técnicas y de seguridad.</p> <p>b) El artículo 149 del DFL N°4 establece que los PMGD con excedentes menores a 9.000 kW se regirán por un reglamento que debe incluir incentivos y mecanismos de estabilización de precios, así como la forma de su despacho y coordinación. El criterio de auto-despacho forma parte de este marco de fomento y no puede eliminarse por una norma de rango inferior.</p> <p>c) Desnaturalización del auto-despacho: El auto-despacho es un principio establecido en el DS N°88 de 2019, artículo 7 letra c), y en la Norma Técnica de PMGD (numerales 6.6.1 y 6.6.2), que garantiza que los PMGD pueden inyectar su energía sin estar sujetos a órdenes de despacho económico, salvo para preservar la seguridad de servicio.</p> <p>d) La eliminación o restricción del auto-despacho, por razones distintas a la seguridad de servicio, es una nuev carga considerando que el PMGD ya vienen con un límite de inyeccuón por su ICC o por razones de congestión en distribución o zonal, también abre la puerta a recortes ineficientes, es una señal contraria a la generación distribuida.</p> <p>e) Excesiva delegación a la Norma Técnica: La propuesta remite a la Norma Técnica para definir los criterios de aplicación de estas facultades el Coordinador. Sin embargo, los principios de operación económica y segura son de rango legal (artículos 72-1 y 72-2 del DFL N°4) y su regulación de detalle debe constar en el reglamento, no derivarse a una norma técnica de menor jerarquía.</p> <p>f) Impacto en la estabilidad regulatoria y financiamiento: La posibilidad de limitar la inyección de los PMGD de costo variable cero, por razones no acotadas incrementa el riesgo regulatorio, encarece el financiamiento y contradice el mandato legal de promover la inversión en pequeña generación distribuida, afectando PMGD construidos bajo condiciones regulatorias previas.</p>	<p>Mantener la redacción vigente del artículo 93, limitando las instrucciones del Coordinador a aquellas estrictamente necesarias para preservar la seguridad de servicio conforme a lo establecido en los artículos 72-1 y 72-2 del DFL N°4.</p> <p>Ratificar el principio de auto-despacho para los PMGD, conforme a lo dispuesto en la Norma Técnica de PMGD y el DS N°88 vigente.</p> <p>En caso de introducir modificaciones, establecer de forma explícita y en el reglamento, no solo derivar a una Norma Técnica, los criterios objetivos para instruir reducciones de generación a PMGD, acotadas a la seguridad de servicio y eventos de emergencia.</p>
-----	-------------	---	--

179	Ranguil SpA	<p>Artículo 94.-</p> <p>Operación de equipos de conexión de los PMGD a la red de distribución: La modificación propuesta dispone que la operación del equipo de conexión del PMGD a la red de distribución (reconectador) sea realizada por la empresa distribuidora.</p> <p>Esta disposición presenta problemas relevantes desde el punto de vista legal, técnico y operativo:</p> <p>a) Falta de fundamento normativo específico: Ni el DFL N°4, ni la Norma Técnica de PMGD establecen que la operación del equipo de conexión deba ser realizada por la empresa distribuidora.</p> <p>b) Por el contrario, la Norma Técnica de PMGD, en su numeral 6.6, regula la coordinación de maniobras y la operación segura entre el PMGD y la empresa distribuidora, disponiendo que la coordinación sea previa, bilateral y con responsabilidades claramente asignadas, sin imponer el traspaso de toda la operación a la distribuidora. Si no que sea de manera coordinada, como lo establece la obligación legal de coordinación.</p> <p>c) Riesgos en materia de responsabilidad y operación: Si el equipo de conexión pertenece al PMGD, transferir su operación a la distribuidora genera un problema de responsabilidad civil y contractual frente a terceros por posibles fallas, daños o interrupciones, ya que el operador (la distribuidora) sería distinto del propietario. Este cambio introduce incertidumbres jurídicas y económicas, y potencialmente conflictos sobre mantenimiento, disponibilidad y control operativo.</p> <p>d) Ausencia de necesidad regulatoria: Bajo el régimen vigente, las desconexiones programadas, maniobras y reconexiones se coordinan de forma eficiente entre el PMGD y la distribuidora, conforme a lo dispuesto en la Norma Técnica de PMGD, numeral 6.6.3, sin que se haya detectado la necesidad de modificar este esquema de coordinación. La modificación propuesta introduce complejidad innecesaria y podría afectar la flexibilidad operativa de los PMGD y de las distribuidoras.</p> <p>e) Impacto en la seguridad jurídica y la inversión: Cambiar las reglas de coordinación y operación de equipos críticos, sin justificación técnica documentada, incrementa el riesgo regulatorio para PMGD existentes y futuros, lo que puede desincentivar la inversión en generación distribuida, así como deposita una nueva responsabilidad innecesaria y no evaluada en las distribuidoras.</p>	<p>Mantener el texto vigente del artículo 94, conservando el esquema actual en que el propietario u operador del PMGD mantiene la operación de su equipo de conexión (reconectador), con coordinación y protocolos obligatorios con la empresa distribuidora según lo dispuesto en la Norma Técnica de PMGD.</p>
-----	-------------	---	--

180	Ranguil SpA	Artículo 96.-	<p>Envío de señales y medios de comunicación entre el PMGD y el Coordinador: La modificación introduce la obligación para los PMGD de implementar sistemas de envío de señales y medios de comunicación hacia el Coordinador, sin establecer en el reglamento los plazos de implementación ni los detalles técnicos, remitiendo a definiciones futuras de la Norma Técnica.</p> <p>Esta redacción requiere ajustes por las siguientes razones:</p> <p>a) Necesidad de precisión normativa: El artículo 149 del DFL N°4 mandata que el reglamento establezca el despacho y la coordinación de los PMGD, por lo que los aspectos esenciales de la obligación (alcance, plazos y criterios técnicos) deben definirse en el propio reglamento y no quedar exclusivamente entregados a la Norma Técnica.</p> <p>b) Norma Técnica de PMGD aplicable: La Norma Técnica de PMGD, en sus numerales 6.6.4 y 6.6.5, ya establece obligaciones de intercambio de información y coordinación para la operación segura y confiable de los PMGD, incluyendo requisitos de comunicación y protocolos de coordinación con el CEN y la empresa distribuidora. Cualquier nueva exigencia debe ser coherente con estas disposiciones y especificar los estándares técnicos requeridos, evitando ambigüedad.</p> <p>c) Necesidad de un régimen transitorio: La implementación de nuevos sistemas de comunicación requiere inversiones y adecuaciones técnicas que no pueden exigirse de forma inmediata a instalaciones en operación. Se debe establecer un artículo transitorio que otorgue un plazo prudencial (por ejemplo, 12 meses desde la publicación de las nuevas especificaciones en la Norma Técnica) para que los PMGD existentes adapten sus instalaciones en un plazo prudente.</p> <p>d) Evitar discrecionalidad: Sin definiciones claras de número y tipo de señales, se abre espacio para que los requisitos sean fijados de forma amplia, lo que puede derivar en exigencias no proporcionales al tamaño y capacidad de los PMGD, afectando la competitividad económica de estas fuentes de generación distribuida.</p>	<p>Incorporar en el artículo 96:</p> <p>Que el reglamento defina expresamente el alcance, condiciones técnicas y estándares mínimos para la obligación de comunicación entre el PMGD y el CEN, en cumplimiento del artículo 149 del DFL N°4.</p> <p>Que diga que la Norma Técnica de PMGD precisará los detalles operativos y procedimientos, garantizando proporcionalidad según la capacidad instalada de cada PMGD.</p> <p>Agregar un artículo transitorio que otorgue a los PMGD existentes un plazo no inferior a 12 meses, contado desde la entrada en vigencia de la modificación, para implementar las adecuaciones técnicas requeridas.</p>
-----	-------------	---------------	--	--

181	Ranguil SpA	Artículo 102.-	<p>Facultades del Coordinador para la operación de los PMGD: La propuesta amplía las facultades del Coordinador para limitar la operación de los PMGD, remitiendo la definición de criterios a la Norma Técnica.</p> <p>Se reconoce la importancia de que el Coordinador cuente con herramientas para garantizar la operación segura y económica del sistema. Sin embargo, el texto debe perfeccionarse para resguardar la certeza jurídica y la estabilidad regulatoria de los PMGD:</p> <p>a) Jerarquía normativa: Los criterios que tendría el Coordinador para limitar la inyección deben estar definidos en el reglamento, ya que el DFL N°4, en sus artículos 72-1 y 72-2, establece las obligaciones en cuanto a la seguridad de servicio y la operación económica del sistema. Delegar estos criterios exclusivamente a la Norma Técnica implica trasladar materias de rango reglamentario a un instrumento de menor jerarquía, generando incerteza.</p> <p>b) Protección de la estabilidad regulatoria: Los PMGD han sido diseñados y financiados bajo un marco que reconoce el auto-despacho, respaldado por los mecanismos de fomento que señala el artículo 149 del DFL N°4, que ordena establecer incentivos a medios e generación menores a 9 MW. Cualquier restricción operativa debe ser objetiva, previsible y no discriminatoria, evitando recortes arbitrarios de generación que puedan afectar la viabilidad de las inversiones y el suministro a nivel de distribución.</p> <p>c) Definición de criterios objetivos y transparentes: Los supuestos que habilitan una limitación (por ejemplo, condiciones de seguridad de servicio o congestión técnica) deben detallarse en el reglamento y no quedar abiertos a interpretaciones discrecionales. Estos criterios deben ser consistentes con la Norma Técnica de PMGD, pero fijados en el reglamento como principio rector.</p> <p>d) Compatibilidad con el fomento a la generación distribuida: En cualquier caso, las medidas de limitación a la inyección a PMGD deben ser proporcionales y solo aplicarse cuando existan razones de seguridad, en coherencia con el mandato legal de promover la generación distribuida.</p>	<p>Mantener en el artículo 102 que el Coordinador podrá limitar la operación de los PMGD solo por razones de seguridad por cotingencia debidamente fundadas y en conformidad con lo dispuesto en los artículos 72-1, 72-2 y 149 del DFL N°4.</p>
-----	-------------	----------------	--	--

182	Ranguil SpA	Artículo transitorio.-	<p>Plazos y condiciones de aplicación de las modificaciones: La propuesta de transitorio no contempla disposiciones específicas para:</p> <p>a) Resguardar proyectos en desarrollo: Si el Ministerio mantiene la eliminación del régimen de precio estabilizado por bloques horarios e introduce el nuevo mecanismo de reliquidación anual en diciembre, se debe permitir que aquellos PMGD que aún no inician construcción puedan acogerse, dentro de un plazo prudencial (mínimo 12 meses desde la publicación del nuevo DS 88), al régimen actual de precio estabilizado por bloques horarios. Esto es coherente con el artículo 149 del DFL N°4, que ordena establecer incentivos para medios menores a 9 MW, evitando que proyectos en etapa avanzada de permisos o financiamiento pierdan condiciones de viabilidad económica por un cambio normativo abrupto.</p> <p>b) Establecer plazos de adecuación técnica: Deben incorporarse otros artículos transitorios para definir plazos de adaptación a las nuevas exigencias técnicas, de comunicación y señales y de coordinación y nuevas tareas de las distribuidoras. Estos plazos deben ser proporcionales y definidos por el Ministerio, considerando las inversiones y modificaciones necesarias en instalaciones ya en operación.</p> <p>c) Evitar vacíos y riesgos regulatorios: La ausencia de otros artículos transitorios claros para estas materias puede generar incertidumbre en la planificación, financiamiento y construcción de proyectos, afectando la estabilidad regulatoria y el fomento a la generación distribuida.</p>	<p>Incorporar en el artículo único transitorio:</p> <p>- Disposición que establezca que, en caso de eliminarse el régimen de precio estabilizado por bloques horarios y reemplazarse por el mecanismo de reliquidación anual, los PMGD que aún no inician construcción puedan optar al régimen actual (precio estabilizado 6 bloques horarios) dentro de un plazo de 12 meses desde la publicación del nuevo reglamento de PMGD y vigente hasta julio 2034.</p> <p>- Disposición que establezca plazos transitorios prudenciales (no inferiores a 12 meses) para que los PMGD existentes adecuen técnicamente sus instalaciones a las nuevas exigencias técnicas, de comunicación y señales.</p>
183	Enel Generacion Chile S.A.	Artículo transitorio.-	<p>Se propone incorporar, mediante una disposición transitoria, a las centrales PMG y PMGD en los mecanismos de prorrata de generación aplicados por el sistema. Esta incorporación permitirá que los recortes se reflejen de financieramente, en tanto no sea factible su implementación física.</p>	<p>Mientras no se encuentren plenamente implementadas las condiciones técnicas que permitan la ejecución de recortes físicos en tiempo real, las centrales PMG y PMGD serán incorporadas en los mecanismos de prorrata de generación aplicables por el Coordinador, mediante ajustes financieros proporcionales a su inyección. Dicho ajustes serán debidamente informados, auditables y aplicados en los balances económicos mensuales que el Coordinador elabora.</p>
184	Enel Generacion Chile S.A.	Artículo 14.-	<p>El establecimiento de una garantía proporcional a la energía inyectada o al monto máximo proyectado del Saldo MEP negativo permitiría resguardar la cadena de pagos del mercado de corto, contribuyendo a la sostenibilidad del mecanismo de estabilización.</p>	<p>Articulo 14 e) Los titulares de PMGD o MGPE acogidos al régimen de precio estabilizado que presenten saldos negativos en la proyecciones del año siguiente deberán constituir garantías económicas suficientes que respalden el cumplimiento del reintegro correspondiente. Estas garantías deberán cubrir, al menos, tres meses de facturación estimada, calculada sobre la base de la estimación del Saldo MEP, conforme a las condiciones que establezca el Coordinador.</p> <p>Para estos efectos, el Coordinador deberá determinar anualmente los montos de garantía exigibles a cada titular, considerando una proyección de la operación del sistema eléctrico para el año siguiente. Dicha proyección deberá contemplar la diferencia entre las inyecciones valorizadas al precio estabilizado y los ingresos hipotéticos al costo marginal, utilizando escenarios representativos de operación del sistema eléctrico, incluyendo condiciones húmedas, medias y secas, idéntica a las establecidas en la Norma Técnica de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional. El monto a caucionar deberá corresponder al déficit esperado bajo el escenario más exigente para el titular respectivo, considerando los tres meses de mayor desbalance estimado.</p>

185	Enel Generacion Chile S.A.	Artículo 14.-	Se sugiere que el reintegro del Saldo MEP negativo por parte de los PMGD y MGPE acogidos al régimen de precio estabilizado se efectúe entre una o cuatro cuotas dentro de los primeros cuatro meses del año siguiente, en lugar de realizarse mediante pagos mensuales durante todo el año. Esta medida tiene como principal objetivo resguardar la liquidez de los agentes que participan del mercado de corto plazo, evitando que el sistema eléctrico asuma el riesgo financiero asociado a deudas prolongadas por parte de agentes sin garantías exigibles.	Articulo 14 d) Para efectos del reintegro del Saldo MEP, con ocasión del cálculo del balance de transferencias de energía del mes de diciembre de cada año, el Coordinador determinará el saldo total acumulado durante dicho año y notificará el monto correspondiente a cada titular de MGPE. Dicho monto deberá ser reintegrado dentro de los primeros cuatro meses del año siguiente, ya sea en una sola cuota o en un máximo de cuatro cuotas mensuales consecutivas, conforme a lo establecido en la normativa vigente.
186	Hidroeléctrica Río Lircay S.A	Otro	Existe inconsistencia terminológica en todo el cuerpo normativo En el articulado modificado, no siempre se utiliza la nomenclatura completa o precisa de las categorías definidas, (MGPE, PMG, PMGD, PMGD de impacto significativo y no significativo) lo que puede inducir a confusión interpretativa y afectar la aplicación normativa. Se detectan referencias cruzadas donde se emplea “PMG” para abarcar PMGD o viceversa, sin que exista un criterio uniforme. - La falta de consistencia en el uso de los términos puede generar interpretaciones divergentes por parte de los agentes del sector y del propio Coordinador Eléctrico Nacional. - Esto puede derivar en conflictos regulatorios, reclamaciones ante el Panel de Expertos o la SEC, y, en última instancia, inseguridad jurídica. - Las diferencias de régimen entre MGPE, PMG y PMGD (conexión, remuneración, precio estabilizado, autodespacho, obligaciones de información) son relevantes y no intercambiables. - Usar un término incorrecto puede llevar a que un sujeto se vea indebidamente obligado a cumplir disposiciones que no le son aplicables, o viceversa. La Ley N° 19.880 exige que los actos administrativos sean claros y precisos. La inconsistencia terminológica vulnera este principio y puede considerarse una deficiencia en la motivación y fundamentación de la norma.	<p>Propuesta de Disposición:</p> <p>En todas las disposiciones del reglamento se deberá emplear de manera uniforme la nomenclatura oficial definida en el artículo correspondiente a definiciones, asegurando consistencia en el uso de ‘MGPE’, ‘PMG’ y ‘PMGD’, ‘significativo’ y ‘no significativo’, evitando el uso indistinto de los términos.</p> <p>Se sugiere incorporar una disposición interpretativa que aclare que: - Las referencias a PMG no incluyen a PMGD, salvo que expresamente se indique lo contrario. - Las obligaciones y derechos se aplicarán estrictamente conforme a la categoría definida. -En caso de coexistencia de normas generales y específicas, prevalecerán las específicas aplicables a cada categoría.</p>
187	Hidroeléctrica Río Lircay S.A	Artículo 6.-	La regla propuesta introduce criterios abiertos (proyectos 'ceranos geográficamente', tramitación de permisos, punto de conexión, tecnología) sin umbrales objetivos ni metodología pública, habilitando discrecionalidad y afectando certeza regulatoria. Se requiere parámetros verificables.	

188	Hidroeléctrica Río Lircay S.A	Artículo 7.-	<p>La modificación propuesta por el Ministerio en la letra c) del artículo 7, relativa a las condiciones para el autodespacho de PMGD, resulta insuficiente para garantizar que este mecanismo no distorsione el funcionamiento del SEN ni genere externalidades negativas sobre la operación del sistema y los costos para el conjunto de los usuarios. Desde la perspectiva del derecho administrativo y regulatorio, la actual redacción carece de estándares objetivos y procedimientos claros que aseguren que la facultad de autodespacho se ejerza en forma compatible con el interés público y con los principios de coordinación y eficiencia que informan la operación del SEN, conforme a las funciones establecidas para el Coordinador en los artículos 72-1 y 72-2 de la LGSE, particularmente la obligación de velar por la operación segura y económica del sistema eléctrico nacional.</p> <p>La experiencia reciente ha demostrado que el autodespacho, cuando no se somete a reglas técnicas estrictas y a mecanismos efectivos de coordinación con el Coordinador, puede producir operaciones no programadas, desbalances significativos y sobrecarga de instalaciones de distribución y transmisión y sobrecostos sistémicos. Ello no solo afecta la seguridad y calidad del suministro, sino que puede implicar costos adicionales que finalmente recaen sobre el conjunto de usuarios del sistema.</p>	<p>Propuesta de mejora:</p> <p>"c) El autodespacho de los proyectos PMGD se entenderá sujeto a:</p> <p>i. Las instrucciones, criterios técnicos y restricciones operativas impartidas por el Coordinador, necesarias para resguardar la seguridad, calidad y continuidad del suministro eléctrico.</p> <p>ii. Las prorratas económicas y por congestión que resulten aplicables conforme a lo establecido en el artículo 45 y 45 bis del DS N° 125/2019, en la Norma Técnica de Coordinación de la Operación (NTCO) y en la Norma Técnica de Planificación de la Operación (NTPO).</p> <p>iii. La supervisión operativa y de inyecciones a través del Sistema de Información en Tiempo Real (SITR) u otros sistemas equivalentes definidos por el Coordinador, incluyendo la obligación del titular de proveer y mantener operativos los equipos de comunicación y control remoto que sean requeridos.</p> <p>El incumplimiento grave y reiterado de cualquiera de las obligaciones señaladas en los numerales anteriores será causal de suspensión temporal del autodespacho, mediante acto fundado del Coordinador, sin perjuicio de las demás sanciones administrativas que correspondan conforme a la Ley N° 18.410."</p>
189	Hidroeléctrica Río Lircay S.A	Artículo 7.-	<p>Definición de letra t), no es consistente con el procedimiento de determinación de saldo MEP descrito en el artículo 14.</p> <p>Así mismo, de acuerdo a nuestros comentarios en diversos artículos del reglamento, solicitamos que toda unidad que se acoja al Mecanismo de Estabilización de Precios, tanto sus inyecciones como sus retiros sean valorizados bajo el mismo mecanismo.</p>	<p>"t) Saldo MEP: Saldo determinado por el Coordinador, resultante de la comparación entre las valorizaciones de las inyecciones de los MGPE sujetos al mecanismo de estabilización, entre el precio básico de energía por intervalo temporal y el costo marginal correspondiente, incluyendo, cuando corresponda, la valorización de los retiros energía bajo el mismo mecanismo, ya sea para la componente de almacenamiento como para retiros para abastecer contratos de suministro"</p>
190	Hidroeléctrica Río Lircay S.A	Artículo 9 bis.-	<p>Desde el punto de vista de eficiencia y competencia del mercado, si un MGPE opta al Mecanismo de Estabilización de Precios, debiese aplicarle el mismo tratamiento a cualquier retiro que se haga del sistema, ya sea para cargar la componente de almacenamiento o para abastecer un contrato de suministro. Esto evitaría un incentivo perverso para contratar ventas de energía a un precio desadaptado del mercado, con la consecuente distorsión de mercado y afectación a la libre competencia.</p>	<p>Artículo 9° bis.- La valorización de los retiros de energía que los MGPE efectúen del sistema para la carga de la componente de almacenamiento se regirá por el mismo régimen de precio al que se hubiesen acogido de acuerdo con lo establecido en el artículo precedente</p>
191	Hidroeléctrica Río Lircay S.A	Artículo 12.-	<p>En línea con el comentario #5, solicitamos extender la aplicación del precio estabilizado a que se acoja un MGPE a todos sus retiros del sistema, ya sea por la componente de almacenamiento o por suscripción de contratos de suministro.</p> <p>Así mismo, sugerimos que, ante la ausencia de una declaración de opción por parte del MGPE dentro de los plazos establecidos, se considere por defecto el régimen de valorización a costo marginal.</p>	<p>Agregar al final del artículo, el siguiente texto:</p> <p>"La opción de cambio de régimen aplicará también a los retiros que efectúe el MGPE.</p> <p>En caso de que el propietario u operador no efectúe dicha comunicación dentro del plazo establecido, el medio de generación o sistema de almacenamiento será automáticamente incorporado al régimen de valorización a costo marginal."</p>

192	Hidroeléctrica Río Lircay S.A	Artículo 14.-	<p>En línea con el comentario #5, solicitamos extender la aplicación del precio estabilizado a que se acoja un MGPE a todos sus retiros del sistema, ya sea por la componente de almacenamiento o por suscripción de contratos de suministro.</p> <p>Tambien proponemos eliminar la letra b), toda vez que el literal a) ya considera los retiros.</p> <p>Se propone eliminar el penúltimo párrafo del articulo de manera que el MGPE absorba eventualmente un balance negativo al aplicar el reintegro del MEP correspondiente. De no considerare este eventual balance negativo, se corre el riesgo que el MGPE no sea capaz de restituir posteriormente el saldo MEP, en especial si ocurre algún evento de insolvencia.</p> <p>Finalmente, para efectos coherencia normativa con el DS N°125 artículos 45 y 45 bis, se propone que, en el caso que un MGPE no haya seguido la instrucción de prorrata de vertimiento por capacidad de colocación suficiente, el Coordinador esté facultado para aplicar el descuento físico de dicha prorrata en los balances de Inyección y Retiro</p>	<p>"Artículo 14º.- El mecanismo de estabilización al que podrán acogerse los MGPE consistirá en la valorización de sus inyecciones y retiros al precio básico de energía por intervalo temporal, de acuerdo con lo establecido en el párrafo 2° del presente capítulo, el cual deberá ser reliquidado periódicamente por parte del Coordinador en base al costo marginal correspondiente. Para dar cumplimiento a lo dispuesto en el inciso precedente, el Coordinador deberá regirse por el siguiente procedimiento:</p> <p>a) Mensualmente, el CEN valorizará las inyecciones y retiros de los MGPE sujetos al mecanismo de estabilización al precio básico de energía por intervalo temporal. Adicionalmente, deberá valorizar dichas inyecciones y retiros al costo marginal respectivo. Luego, deberá contabilizar la diferencia entre ambas valorizaciones y determinar el Saldo MEP.</p> <p>b) Asimismo, el Coordinador deberá incorporar dentro del Saldo MEP de cada MGPE, si corresponde, las diferencias entre la valorización de los retiros para la carga de la componente de almacenamiento a precio básico de la energía por intervalo temporal y el costo marginal correspondiente.</p> <p>cb) El Saldo MEP será asignadao por el Coordinador a prorrata de los retiros de energía del sistema eléctrico, entre quienes efectúen retiros, en conformidad con la normativa vigente.</p> <p>cd) Para efectos del reintegro del Saldo MEP, con ocasión del cálculo del balance de transferencias de energía del mes de diciembre de cada año, el Coordinador dividirá el saldo total acumulado durante dicho año y lo dividirá en 12 cuotas iguales. Estas deberán ser integradas como bonos o descuentos mensuales, según corresponda, en los ingresos o egresos por inyección que perciba mensualmente el respectivo MGPE durante el siguiente año, de acuerdo con lo que establezca la normativa vigente.</p> <p>En aquellos casos en los que los MGPE no fuesen capaces de cubrir su obligación mensual de reintegro con la valorización de sus inyecciones al precio básico de energía por intervalo temporal, la diferencia no cubierta será contabilizada como Saldo MEP para los meses siguientes. Finalmente, cCuando un MGPE cambie su régimen de precio de inyección a costo marginal, los saldos MEP pendientes deberán seguir siendo reintegrados de acuerdo con lo establecido en el literal cb) del presente artículo, hasta su total extinción.</p> <p>Finalmente, para efectos del cálculo que se efectúe en el literal a) precedente, el Coordinador estará facultado para aplicar el descuento físico de las instrucciones de prorrata de vertimiento sobre las inyecciones que el MGPE no haya efectuado."</p>
193	Hidroeléctrica Río Lircay S.A	Artículo 99.-	<p>La redacción del artículo propuesto da a entender que el pronóstico a informar por el PMGD deben ser solo para el proceso de almacenamiento, lo cual no es coherente con el último párrafo, en el cual se indica que solo los PMGD de impacto no significativo, quedan exentos de presentar este pronóstico, cuando estos, por definición no pueden tener almacenamiento. El artículo debe indicar que todos los PMGD calificados como de impacto significativo, deben entregar un pronóstico de sus inyecciones y retiros globales, no solo para su proceso de almacenamiento.</p>	<p>Artículo 99.- Los El propietario u operador de un PMGD deberá enviar al Coordinador y a la Empresa Distribuidora, los pronósticos de sus inyecciones y retiros para el proceso de almacenamiento mes siguiente, a efectos de que sean considerados en la programación de la operación, en los términos establecidos en la normativa vigente. La norma técnica establecerá los plazos, procedimientos y consideraciones para una adecuada implementación del presente artículo. Los PMGD que sean clasificados como de impacto no significativo según lo establecido en el Artículo 86º del presente reglamento, quedarán exentos de las obligaciones establecidas en el inciso precedente, a menos que el Coordinador le solicite su cumplimiento por razones de seguridad operacional del sistema eléctrico. Dicho requerimiento deberá estar acompañado por un estudio que lo justifique por parte del Coordinador.</p>
194	Hidroeléctrica Río Lircay S.A	Artículo 102.-	<p>En línea con el comentario #5, solicitamos extender la aplicación a todos sus retiros del sistema que efectúe en MGPE, ya sea por la componente de almacenamiento o por suscripción de contratos de suministro.</p>	<p>"Artículo 102.- Ante la previsión u ocurrencia de contingencias o congestiones que pongan en riesgo la seguridad y calidad del servicio en el sistema eléctrico, el Coordinador podrá establecer medidas a adoptar por los propietarios u operadores de los PMGD conectados a las redes de distribución.</p> <p>En el caso de que sea necesario limitar las inyecciones o retiros para la carga del almacenamiento de los PMGD, debido a una contingencia o congestión, o una previsión de estas, que ponga en riesgo la seguridad y calidad de servicio en el sistema eléctrico, el Coordinador deberá limitar dichas inyecciones o retiros para la carga del almacenamiento siguiendo un criterio de eficiencia económica, según lo determine la normativa vigente... ."</p>

195	Hidroeléctrica Río Lircay S.A	Artículo 117.-	<p>El artículo 99, que define la obligación de enviar un pronóstico para los PMGD con impacto significativo, fue modificado para incluir la posibilidad de tener almacenamiento o retiros de energía, así como los plazos y normativas de la norma técnica.</p> <p>El artículo 117, que trata del mismo tema, pero sobre los PMG, no recibió ninguna modificación que permita incluir los ítems antes mencionados.</p>	<p>“Artículo 117.- El propietario u operador de un PMG deberá enviar al Coordinador, los pronósticos de sus inyecciones y retiros para el mes siguiente, a efectos de que sean considerados en la programación de la operación, en los términos establecidos en la normativa vigente. La norma técnica establecerá los plazos, procedimientos y consideraciones para una adecuada implementación del presente artículo.”</p>
196	Hidroeléctrica Río Lircay S.A	Artículo 119.-	<p>Este articulo debiese tener los mismos cambios que el Articulo 101.</p> <p>Se propone además generalizar la redacción para que incluya unidades de generación y almacenamiento.</p>	<p>Artículo 119º.- Los propietarios u operadores de PMG que no operen en base a recursos primarios variables, de acuerdo a lo que establece el artículo 65 del Decreto Supremo N° 125, de 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba el reglamento de la coordinación y operación del sistema eléctrico nacional, o el que lo reemplace, y que operen con Autodespacho, deberán declarar al Coordinador los costos variables de sus respectivas unidades generadoras, de acuerdo a los criterios de cálculo, detalle, plazos y demás disposiciones que establezca la norma técnica, los que. En cualquier caso deberán considerar sólo aquellos costos que tengan relación directa con la operación de dichas unidades y estar debidamente respaldados y justificados a través de documentos que den cuenta del respectivo costo, tales como facturas, contratos de suministro o contratos de prestación de servicio, entendiéndose como costos variables la multiplicación entre el consumo específico y el costo de combustible, más el costo variable no combustible.</p> <p>Asimismo, los propietarios u operadores de PMG a los que se refieren el presente artículo, deberán declarar los costos de partida y detención de sus unidades generadoras a efectos de ser considerados por el Coordinador en la determinación de la programación de la operación del sistema. Los costos de partida y detención deberán considerar, entre otros, los costos de combustible y consumos específicos del proceso de partida de una unidad generadora, de acuerdo con las definiciones establecidas en la norma técnica. Los costos de partida y detención no formarán parte de la determinación de costos variables señaladas en el artículo precedente.</p>

197	Hidroeléctrica Río Lircay S.A	Artículo 120.-	<p>En línea con el comentario #5, solicitamos extender la aplicación a todos sus retiros del sistema que efectúe en MGPE, ya sea por la componente de almacenamiento o por suscripción de contratos de suministro.</p> <p>El articulo 120 debiese aplicar los mismos cambios considerados en el Art 102.</p>	<p>Artículo 120º.- Ante la previsión u ocurrencia de contingencias o congestiones que pongan en riesgo la seguridad y calidad del servicio en el sistema eléctrico, el Coordinador podrá establecer que los propietarios u operadores de los PMG que operen con Autodespacho adopten las medidas que estime necesarias.</p> <p>En el caso de que sea necesario limitar las inyecciones o retiros que de los PMG que operen con Autodespacho puedan evacuar al sistema debido a una contingencia o congestión, o una previsión de estas, que ponga en riesgo la seguridad y calidad de servicio en el sistema eléctrico, el Coordinador deberá limitar dichas inyecciones o retiros siguiendo un criterio de eficiencia económica, según lo determine la normativa vigente. los costos variables declarados por los propietarios u operadores de PMG, estableciendo un listado de prioridad de colocación para limitar las inyecciones de los PMG afectados, debiendo resultar esto en la operación de dichos PMG a mínimo costo para el sistema bajo las condiciones de la contingencia ocurrida. Para los PMG que no estén obligados a declarar sus costos variables y costos de partida, el Coordinador deberá considerar dichos costos como iguales a cero. En el evento de que el Coordinador deba limitar las inyecciones o retiros de dos o más PMG que cuenten con igual costo considerado en el listado de prioridad de colocación, el Coordinador deberá limitar las inyecciones o retiros de éstos a prorrata de la capacidad instalada de los mismos.</p>
198	Hidroeléctrica Río Lircay S.A	Otro	<p>Incorporar una disposición transitoria específica para MGPE que se encuentren actualmente en trámite de Declaración en Construcción ante la CNE y estén en situación de incumplimiento normativo.</p>	<p>“Dentro de los 4 meses siguientes a la entrada en vigencia del Decreto que aprueba las presentes modificaciones, la Comisión Nacional de Energía deberá revisar todas las Declaraciones en Construcción vigentes, en particular para proyectos MGPE y proceder a su revocación cuando se constate el incumplimiento de las obligaciones de información, seguimiento o cronograma establecidas en el presente reglamento y en el DS N° 125/2017.</p> <p>La verificación de incumplimientos podrá realizarse de oficio por la Comisión, a requerimiento de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, del Coordinador Eléctrico Nacional, de la empresa concesionaria de distribución respectiva, o en virtud de denuncias fundadas de terceros interesados.</p> <p>Para efectos de este artículo, se considerarán incumplimientos graves aquellos que impidan dar cumplimiento sustancial al plan de ejecución del proyecto o que representen riesgos significativos para la seguridad, calidad o continuidad del suministro eléctrico. La resolución que declare la revocación deberá ser fundada y notificarse al interesado, otorgándose un plazo de cinco días hábiles para formular observaciones antes de resolver.”</p>
199	EEAG	Artículo 34.-	<p>En desacuerdo con rebaja de tiempo respuesta entre F-1 y F-2. Porque en el F-2 se entrega prácticamente la misma información que en el F-7 (que tiene 20 hojas), incluyendo antecedentes de la red, lo que representa una gran cantidad de información. Además, se deben calcular y enviar los Niveles de Corto Circuito.</p>	<p>La Empresa Distribuidora deberá entregar la información indicada en el Artículo 32º del presente reglamento, en un plazo máximo de quince días contado desde que éste la hubiese requerido, incluyendo todos los antecedentes de sus instalaciones de distribución que resulten relevantes para el diseño, conexión y operación del PMGD, o según corresponda, para la modificación de sus condiciones iniciales de conexión y operación.</p>

200	EEAG	Artículo 44.-	<p>Se observa una incongruencia en la redacción: el artículo establece los hitos mínimos que debe incorporar el cronograma que el Interesado presenta a la Empresa Distribuidora, pero posteriormente señala que la Empresa Distribuidora podría reportar el avance de la tramitación ambiental y de permisos sectoriales, lo que no corresponde, ya que dichas gestiones son responsabilidad del Interesado. Asimismo, la Empresa Distribuidora no realiza tramitaciones ambientales para la instalación de sus redes en BNUP, por lo que este procedimiento debería eliminarse o reformularse para aclarar roles y responsabilidades.</p> <p>Se solicita corregir el artículo para que la redacción sea coherente con las funciones de cada parte.</p>	<p>La Empresa Distribuidora podrá solicitar al Interesado, la entrega de antecedentes que acrediten el inicio y avance de la tramitación ambiental y permisos sectoriales, cuando corresponda, mediante el Medio de comunicación acordado. Esta solicitud podrá realizarse en más de una oportunidad, existiendo al menos un mes entre cada solicitud. Dicha solicitud, deberá ser respondida por el Interesado dentro de los cinco días siguientes de haber sido recibido el requerimiento.</p> <p>Asimismo, durante el proceso de tramitación indicado en el literal a) del inciso primero, el Interesado deberá responder a las autoridades correspondientes dentro de los plazos que éstas indiquen durante dicho proceso, copiando en dicha respuesta al Interesado. Asimismo, una vez recibida la respuesta por parte de las autoridades pertinentes, esta deberá ser comunicada a más tardar dentro de las 24 horas siguientes a la Empresa Distribidora. En caso contrario, el Interesado podrá recurrir a la Superintendencia, de conformidad al Título IV del presente reglamento.</p> <p>Asimismo, durante el proceso de tramitación indicado en el literal a) del inciso primero, la Empresa Distribuidora deberá responder a las autoridades correspondientes dentro de los plazos que éstas indiquen durante dicho proceso, copiando en dicha respuesta al Interesado. Asimismo, una vez recibida la respuesta por parte de las autoridades pertinentes, esta deberá ser comunicada a más tardar dentro de las 24 horas siguientes al Interesado. En caso contrario, el Interesado podrá recurrir a la Superintendencia, de conformidad al Título IV del presente reglamento.</p>
201	EEAG	Artículo 46.-	Debido a los bloques horarios y almacenamiento, es mayor la documentación a revisar, por lo que se solicitan 5 días adicionales al tiempo ya establecido	La Empresa Distribuidora deberá verificar si la información provista por el Interesado en su SCR cumple con lo establecido en el presente reglamento y la normativa técnica vigente. De ser este el caso, la Empresa Distribuidora deberá, dentro del plazo de quince días contado desde la recepción de la SCR, declararla admisible.
202	EEAG	Artículo 49.-	Para los procesos administrativos internos se necesitan 15 días hábiles para proceder a la nota de crédito y reembolso del dinero.	Artículo 49º.- En caso de que la SCR sea declarada inadmisibile, la Empresa Distribuidora deberá devolver un 75% de lo pagado por el Interesado según lo señalado en el Artículo 45º del presente reglamento, considerándose el 25% restante el costo de realizar la revisión de admisibilidad de la SCR. La señalada devolución deberá realizarse dentro de los quince días siguientes a la declaración de inadmisibilidad de la SCR.

203	EEAG	Artículo 58.-	<p>En el artículo 58° señala que para los proyectos que califican como de impacto no significativo tendrán veinte días para emitir el ICC desde la manifestación de conformidad del SCR.</p> <p>Sin embargo, dicha propuesta no contempla las etapas intermedias descritas en el artículo 59°, que se desarrollan entre la manifestación de conformidad y la emisión del ICC. Estas etapas incluyen:</p> <ul style="list-style-type: none">- F9: Emisión de estudios de conexión preliminares (plazo: 1 mes)- F10: Revisión de los estudios de conexión (plazo: 1 mes)- F11: Ajuste de los estudios de conexión (plazo: 1 mes)- F12: Observaciones finales (plazo: 10 días hábiles)- F13: Resultados de los estudios de conexión (plazo: 10 días hábiles)- Repetir F12 y F13 si es necesario (plazo: 20 días hábiles)- F14: Emisión del ICC (plazo: 1 mes) <p>Considerando lo anterior, establecer un plazo de solo 20 días para la emisión del ICC resulta incongruente con lo dispuesto en el Reglamento. Por ello, se propone mantener el plazo estipulado en el bosquejo original (seis meses), y adicionalmente incorporar dentro del plazo total la etapa de ingeniería (plazo: 1 mes), conforme a lo a lo indicado en la NTCO PMGD. Cabe destacar que la ingeniería de detalle contempla el levantamiento en terreno de los metros o kilómetros de red que requieren refuerzo, lo cual implica un número variable de días hábiles según la extensión involucrada. Posteriormente, la Empresa Distribuidora debe realizar el diseño técnico, la valorización económica y el estudio de permisos correspondientes, todos elementos esenciales para la correcta ejecución del proyecto.</p> <p>Por lo tanto, se solicita que el plazo para emitir el ICC, en el caso de proyectos que califican como de impacto no significativo, sea de siete meses contados desde la manifestación de conformidad del SCR.</p>	<p>Para proyectos que no califican como de impacto no significativo de acuerdo con lo establecido en el Artículo 86º del presente reglamento, la Empresa Distribuidora deberá comunicar el ICC al Interesado, mediante el medio de comunicación acordado, dentro siete meses siguientes a la manifestación de conformidad a la respuesta de la SCR.</p>
204	EEAG	Artículo 59.-	<p>El artículo 59, establece las etapas de los estudios técnicos aplicables a los proyectos PMGD que no califiquen como de impacto no significativo.</p> <p>Sin embargo, no contempla la etapa de ingeniería de detalles asociada a las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajuste que debe realizar la Empresa Distribuidora. Esta etapa se encuentra reconocida en el Artículo 3-11 de la NTCO PMGD, como parte integral del proceso de conexión, y su omisión en el Reglamento genera una desalineación normativa que puede afectar la planificación y ejecución de los proyectos. Incorporar esta disposición permite dar certeza a los plazos, formalizar responsabilidades y asegurar coherencia entre el Reglamento y la NTCO.</p> <p>Se propone incorporar un nuevo inciso f) que establezca expresamente que dicha ingeniería de detalles deberá ser elaborada por la Empresa Distribuidora, en un plazo máximo de un mes contado desde la entrega de los resultados finales del Estudio de Conexión.</p>	<p>Incorporar inciso</p> <p>f) Elaboración de la Ingeniería de detalles asociada a las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes por parte de la Empresa Distribuidora dentro de un mes luego de la entrega de los Resultados finales de Estudio de conexión.</p>

205	EEAG	Artículo 62.-	<p>El reglamento PMGD señala que el interesado debe firmar el contrato de conexión veinte días después de manifestar la conformidad del ICC. Sin embargo, en esa etapa el interesado no posee certeza sobre la factibilidad de su proyecto PMGD, por lo que, en la practica, se retrasa la firma del contrato y el pago de las obras que debe ejecutar la Empresa Distribuidora.</p> <p>Aún así, el reglamento estipula que los plazos de ejecución de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes comienzan a regir desde la manifestación de conformidad del ICC, sin que exista certeza para la Empresa Distribuidora para dar curso a las obras, considerando que el Interesado no hace firme del contrato de conexión en la conformidad del ICC. (art 91°: La Empresa Distribuidora y el Interesado deberán acordar en el contrato de obras un cronograma de ejecución de las Obras Adicionales y de las Adecuaciones, en conformidad con la normativa vigente. Los plazos comprometidos en el señalado cronograma comenzarán a regir desde la manifestación de conformidad del ICC por parte del Interesado.)</p> <p>Se solicita incorporar que los plazos de ejecución de las obras sean iniciadas de acuerdo al contrato de conexión, y una vez que el cliente haya firmado dicho contrato. En caso que el cliente no firme el contrato, se entenderá el proceso como desistido.</p>	<p>En caso de conformidad con el ICC, el Interesado deberá manifestarlo y, además, adjuntará el contrato de Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes firmado, cuando corresponda, dentro de los veinte días siguientes contados a partir de la comunicación de la respuesta por parte de la Empresa Distribuidora. El contrato deberá contener, al menos, la metodología de pago, los plazos asociados y el cronograma de ejecución de las obras. Los plazos de ejecución de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes establecidas en dicho contrato podrán iniciarse únicamente una vez que el contrato haya sido suscrito y el pago correspondiente haya sido realizado por parte del Interesado en un plazo de un mes posterior a la conformidad del ICC. La no suscripción del contrato dentro un mes desde la emisión de la conformidad del ICC se interpretará como desistimiento voluntario del interesado respecto del proceso de conexión.</p>
206	EEAG	Artículo 64.-	<p>No estamos de acuerdo con la extensión de la vigencia de los ICC, ya que esto impacta directamente en los costos de las obras adicionales de los proyectos. Considerando que los proyectos se declaran en construcción a los 20 meses y que la tramitación de permisos toma entre 6 y 8 meses, esta ampliación genera una variaciones de costos y mano de obra que puede extenderse por al menos dos años.</p> <p>Además, los titulares pueden solicitar a la SEC una prórroga de vigencia por 6 meses, durante la cual el ICC sigue vigente. Este proceso, sumado al tiempo de tramitación, puede extender la vigencia efectiva entre 8 y 10 meses adicionales, lo que agrava aún más el impacto económico en los proyectos</p> <p>Adicionalmente, la extensión de la vigencia de los ICC implica también un aumento en el plazo disponible para que el cliente realice el pago y se ejecute las Obras Adicionales (OOAA) asociadas al proyecto. Estas OOAA son consideradas en los procesos de conexión posteriores, ya sea para proyectos bajo la modalidad de Netbilling, nuevos PMGD o Clientes de Consumo, quienes podrían estar a la espera de su ejecución para concretar su propia conexión a la red. Además, la extensión del ICC puede repercutir en la valorización VNR que es cuatrienal, por lo que la ejecución de las redes y el costo que fue valorizado no representará el costo real de la Empresa Distribuidora.</p> <p>Por estos motivos, se solicita mantener en dieciocho meses la vigencia de los ICC para proyectos mayores a 3 MW con impacto significativo en las redes de distribución.</p>	<p>Artículo 64º.- La vigencia del ICC será de nueve meses para proyectos PMGD de impacto no significativo, de doce meses para proyectos PMGD que no califiquen como de impacto no significativo con capacidad instalada inferior a 3 MW y de dieciocho meses para el resto de los proyectos PMGD. El señalado plazo se contará a partir de la comunicación de la manifestación de conformidad a que se refiere el Artículo 62º del presente reglamento.</p>

207	EEAG	Artículo 64 bis.-	Interesado podría mantener vigencia del ICC por más tiempo, lo que implicaría que la Dx deberá mantener las condiciones planteadas en el ICC original (26 meses atrás) lo que podría no ser consecuente con las necesidades operativas y/o de CyS de la red MT del momento Originalmente se mantenía un plazo de 6 meses, pero ahora se agregan 6 meses adicionales. En caso de que el proyecto se mantenga en disputas legales, el plazo podría extenderse aún más.	Mantener propuesta original de 6 meses para extensión de ICC de manera de no limitar a la Dx con respecto a proyectos futuros y/o maniobras de reconfiguración en su diaria operación
208	EEAG	Artículo 72.-	El artículo 72°, señala las circunstancias aplicables para la revocación de la Declaración en Construcción por parte de la Comisión. En particular, respecto a los cambios significativos efectuados por el Interesado, la propuesta elimina: el cambio del punto de conexión (POC) y cambio del emplazamiento del proyecto. No obstante, una modificación del punto de conexión impacta directamente en el proceso de admisibilidad de una Solicitud de Conexión a la Red, en los estudios de conexión ya efectuados, y en la emisión del ICC. Por su parte, el cambio del emplazamiento del proyecto, impacta en la Admisibilidad de la SCR, en cuanto a la verificación de los antecedentes legales respecto al inmueble declarado para la ejecución del proyecto. Por tanto, se solicita mantener las causales para revocar la declaración en construcción: modificación del punto de conexión y el emplazamiento del proyecto. Además, se solicita incorporar como cambio significativo, modificación de los bloques horarios solicitados en la SCR. Lo anterior considerando que dicha modificación impacta en las condiciones estipuladas en los estudios de conexión. Un ejemplo de esta situación en la controversia presentada por el PMGD Pomacita de la Empresa Espinos en contra de Enel Distribución, la cual fue resuelta en la sentencia de la Corte Suprema, que indicó que dicho procedimiento debía retrotraerse al estado de requerir al PMGD una nueva Solicitud de Conexión a la Red.	Se entenderá por cambio significativo toda modificación relevante en las características técnicas fundamentales de un proyecto, tales como el aumento o disminución de la potencia instalada del proyecto, cambio del punto de conexión, cambio del emplazamiento del proyecto, cambio de la tecnología de principal empleada, modificaciones en los bloques horarios solicitados, entre otras modificaciones que pudiesen implicar un impacto relevante en el sistema eléctrico.
209	EEAG	Artículo 88.-	Se debe incluir el concepto de "modificaciones y Adecuaciones, Ajustes o Obras Adicionales necesarias" de manera que la Dx cuente con las herramientas para lograr un factor de pérdidas menor al 10%. Adicionalmente, se solicita agregar detalle de costos relacionados con sistemas de almacenamiento y su retiro.	La Dx deberá determinar las modificaciones y Adecuaciones, Ajustes o Obras Adicionales necesarias considerando las condiciones operativas que pudiera adoptar el PMGD para que no se supere dicho umbral. Se incorpora toda la información al ICC. La nueva metodología de cálculo de costos exige un detalle granular y una justificación de valores unitarios, lo que puede aumentar la complejidad en la elaboración de los informes de costos, por los cual se justifica un aumento de plazos para la etapa de costos de Conexión(entrega de ICC)
210	EEAG	Artículo 88.-	En relación a los estudios que deben elaborar semestralmente el coordinador, se sugiere modificar el criterio de inclusión de proyectos PMGD, excluyendo aquellos que se encuentren desistidos o hayan perdido la vigencia de su ICC. Incluir proyectos desistidos carece de sentido práctico, ya que estos no representan una inyección efectiva ni futura al sistema, distorsionando el análisis de congestión. En cambio, se solicita incluir únicamente los proyectos PMGD con ICC vigentes, ya que son los que efectivamente podrían generar congestión en las instalaciones de transmisión.	El Coordinador deberá elaborar semestralmente, y mientras se mantenga la congestión, un estudio que permita, entre otros, evaluar e identificar la existencia de congestiones, que considere, al menos, el grado de avance efectivo de las obras del sistema de transmisión zonal, los niveles de demanda e inyección proyectados, los proyectos de PMGD adyacentes que se encuentren desistidos o que hayan perdido la vigencia de su ICC los proyectos de PMGD con ICC vigente y el grado de avance de la conexión de los PMGD involucrados; debiendo considerar como fecha estimada de conexión la incluida en la resolución de declaración en construcción de la Comisión Nacional de Energía.
211	EEAG	Artículo 89 bis.-	Actualmente no se tiene conocimiento de como tratar este punto, no existe reglamento que determine los costos de operación que serán imputables al PMGD y como deben ser cobrados.	Artículo 89° bis.- Los costos en que incurran las Empresas Distribuidoras relacionados con la operación de los PMGD serán de cargo de estos de acuerdo con la normativa vigente. Se deberá generar un contrato de prestación de servicios con la empresa distribuidora para efectos de la operación del equipo reconector del empalme del PMGD.
212	EEAG	Artículo 94.-	Respecto a la facultad de la Empresa Distribuidora de operar el equipamiento de conexión, se sugiere reemplazar la expresión “dicha empresa” por “Empresa Distribuidora” con el fin de otorgar mayor claridad y precisión al texto normativo. La sustitución propuesta contribuye a evitar ambigüedades y refuerza la coherencia terminológica en el cuerpo normativo	Sin perjuicio de la calidad de Coordinado a la que hace referencia el artículo 72º-2 de la Ley y la operación con Autodespacho según lo establecido en el artículo anterior, la coordinación técnica a efectos de resguardar la seguridad y calidad de servicio en las redes de distribución se efectuará entre el PMGD y la Empresa Distribuidora, en los términos establecidos en la normativa vigente. Para lo anterior, la Empresa Distribuidora operará el equipamiento de conexión ubicado entre la red de distribución y el PMGD.

213	Fundación Chile Sustentable	Artículo 4.-	Aplicar regímenes diferenciados a PMGS según criterios de localización, externalidades e impactos	<p>Incluir en artículo 4:</p> <p>"En particular, la coordinación deberá procurar:</p> <p>a) Promover el desarrollo de instalaciones que empleen tecnologías renovables no convencionales, o que se encuentren en zonas con altos niveles de pobreza energética o baja calidad de suministro.</p> <p>b) Establecer mecanismos de apoyo técnico o administrativo a proyectos desarrollados por comunidades locales o cooperativas.</p> <p>c) Procure un despliegue territorial equilibrado de los PMGD</p>
214	Fundación Chile Sustentable	Artículo 85.-	Introducir criterios de equidad territorial en el despliegue de PMGD, para evitar una alta concentración y competencia con otros usos de suelo	<p>Para efectos de fomentar un despliegue territorial equilibrado, la NTCO podrá establecer factores de corrección en los cálculos de capacidad instalada e inyección para conexión expeditiva, considerando criterios tales como:</p> <p>a) la densidad histórica de PMGD en la Zona Adyacente del punto de conexión,</p> <p>b) la localización del proyecto en infraestructura urbana o industrial ya existente,</p> <p>c) Indicadores técnicos de presión sobre las redes, tales como conflictos en el uso del suelo, recurrencia de restricciones operativas.</p> <p>d) la definición de zonas de desarrollo preferente o zonas en donde se requiere planificación anticipada por competencia con otros usos de suelo</p>

215	Fundación Chile Sustentable	Artículo 101.-	"Nuestra propuesta busca alinear el artículo 101 del Reglamento con los objetivos de descarbonización y transición energética y propone evitar que los PMGD renovables o de almacenamiento queden fuera de la programación o sean penalizados por omitir datos que no son relevantes para su operación	<p>.</p> <p>Artículo 101º.- Los propietarios u operadores de PMGD deberán declarar al Coordinador los costos variables de sus respectivas unidades generadoras o sistemas de almacenamiento, cuando correspondan a su tecnología, y de acuerdo a los criterios de cálculo, detalle, plazos y demás disposiciones que establezca la norma técnica. En cualquier caso, deberán considerar sólo aquellos costos que tengan relación directa con la operación de dichas unidades y estar debidamente respaldados y justificados a través de documentos que den cuenta del respectivo costo, tales como facturas, contratos de suministro o de prestación de servicio.</p> <p>Se entenderá como costos variables, según el tipo tecnológico, aquellos que correspondan efectivamente a su modo de operación. En el caso de tecnologías que utilicen combustibles, se considerarán como tales la multiplicación entre el consumo específico y el costo de combustible, más el costo variable no combustible. Para tecnologías que no utilizan combustibles, como las fuentes renovables no convencionales o sistemas de almacenamiento, se considerarán como costos variables aquellos relacionados con su operación efectiva, incluyendo costos de mantenimiento, desgaste, degradación u otros que sean proporcionales a la generación o uso del sistema.</p> <p>Asimismo, los propietarios u operadores de PMGD a los que se refiere el presente artículo deberán declarar los costos de partida y detención de sus unidades generadoras cuando estos sean aplicables a su tecnología, a efectos de ser considerados por el Coordinador en la determinación de la programación de la operación del sistema. Los costos de partida y detención deberán considerar, entre otros, los costos de combustible y consumos específicos del proceso de partida de una unidad generadora, de acuerdo con las definiciones establecidas en la norma técnica. Para aquellas tecnologías en las que no resulte aplicable el concepto de partida y detención, esta obligación no será exigible, debiendo los titulares así indicarlo en su declaración.</p> <p>Los costos de partida y detención no formarán parte de la determinación de costos variables señalados en el artículo precedente."</p>
216	Orion Power SpA	Artículo 69.-	Que ocurre con los proyectos que ya estan declarados en construcción hace mas de 2 años al momento de la publicación en el diario oficial de las modificaciones del DS88	Se solicita profundizar Artículo
217	Orion Power SpA	Artículo transitorio.-	Un cambio inmediato del régimen económico, sin transición acotada, quiebra la continuidad regulatoria para proyectos en ejecución bajo el DS 88 vigente. Existen PMGD con SCR ingresada que ya comprometieron inversiones relevantes sobre la base del precio estabilizado; el nuevo esquema los deja en condiciones distintas a las existentes al momento de la decisión de inversión, aun cuando su conexión pueda materializarse después de la promulgación. Una salida objetiva y temporal evita “saltos” regulatorios, resguarda previsibilidad y permite implementar el nuevo régimen prospectivamente. Proponemos mantener las reglas del Capítulo III del DS N°88/2019 para proyectos con SCR previa a la vigencia del nuevo decreto, con término común en julio de 2034.	<p>Disposición Transitoria X.- Lo establecido en el Capítulo III del Decreto Supremo N° 88, de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba el reglamento para medios de generación de pequeña escala, se mantendrá vigente para:</p> <p>a) los Medios de Generación de Pequeña Escala que hubiesen optado por el régimen de precio estabilizado allí establecido con anterioridad a la publicación del presente decreto en el Diario Oficial; y</p> <p>b) los proyectos PMGD cuyos titulares hubiesen ingresado la Solicitud de Conexión a Redes (SCR) con anterioridad a la entrada en vigencia del presente decreto.</p> <p>Para los proyectos comprendidos en las letras precedentes, las reglas del Capítulo III del DS N° 88, de 2019, se mantendrán vigentes hasta el mes de julio de 2034. Vencido dicho plazo, tales proyectos quedarán sujetos al régimen de precios establecido en el presente decreto.</p>

218	Orion Power SpA	<p>Artículo 58.-</p> <p>El ICC es un instrumento ex ante y local que fija condiciones técnicas de conexión en distribución (capacidad, perfiles de tensión, cortocircuito, protecciones, calidad y obras). Su objeto es resguardar seguridad y calidad en distribución, no gestionar contingencias o congestiones de transmisión (nacional o zonal). Limitar el ICC por congestiones previstas de transmisión:</p> <p>1) Desborda el ámbito del ICC: traslada a la Empresa Distribuidora un riesgo ajeno a su red; la coordinación de la operación corresponde al CEN, la Distribuidora administra su red.</p> <p>2) Duplica restricciones: el tope preventivo ex ante (ICC) se sumaría a las instrucciones operativas ex post del CEN (art. 102). Los riesgos de transmisión se abordan con instrumentos propios de transmisión (programación/operación y planificación), no con límites permanentes en distribución.</p> <p>3) Afecta proporcionalidad y predictibilidad: imponer una restricción permanente por una previsión que puede no materializarse (o mitigarse vía redespacho/expansión) limita indebidamente la inyección dentro de la capacidad local. La opción menos gravosa es mantener un ICC “puro” y, si procede, recurrir a actos fundados del CEN en operación.</p> <p>4) Incide en neutralidad competitiva: penaliza a PMGD en distribución frente a proyectos conectados en transmisión, generando asimetrías de acceso.</p> <p>Conclusión operativa: El ICC debe ceñirse a restricciones propias de distribución. Las congestiones previstas de transmisión no deben reflejarse como topes de inyección en el ICC; si surgen en operación, que el CEN las gestione mediante instrucciones transitorias y fundadas, evitando la doble limitación y resguardando proporcionalidad y certeza para los PMGD nuevos.</p>	<p>Artículo 58°.- Una vez emitida la manifestación de conformidad a la respuesta de la SCR por la Empresa Distribuidora, ésta deberá actualizar o emitir un ICC, el que deberá contener un informe con los costos de operación y conexión debidamente justificados, si corresponde, de acuerdo con lo señalado en el Capítulo 6 del presente Título, y deberá considerar las conclusiones y resultados de los respectivos estudios de conexión que se hayan realizado para el proyecto PMGD. En caso de que la Empresa Distribuidora haya realizado los estudios de conexión, ésta deberá entregar al Interesado las versiones finales de éstos junto al respectivo ICC.</p> <p>Para la determinación de límites de inyección en el ICC, sólo se considerarán restricciones propias de la red de distribución bajo administración de la Empresa Distribuidora; no procederá incorporar restricciones del sistema de transmisión nacional o zonal.</p> <p>Para proyectos que no califiquen como de impacto no significativo de acuerdo con lo establecido en el artículo 86° del presente reglamento, la Empresa Distribuidora deberá comunicar el ICC al Interesado, mediante el medio de comunicación acordado, dentro de los cinco meses siguientes a la emisión de la respuesta de la SCR, salvo el plazo indicado en el caso de los proyectos considerados en el artículo 60° del presente reglamento, donde el tiempo referido será de siete meses contados a partir de la recepción de la respuesta de la SCR.</p> <p>Para proyectos que califican como de impacto no significativo de acuerdo con lo establecido en el artículo 86° del presente reglamento, la Empresa Distribuidora deberá comunicar el ICC al Interesado, mediante el medio de comunicación acordado, dentro de los veinte días siguientes a la manifestación de conformidad a la respuesta de la SCR. Durante el señalado tiempo la Empresa Distribuidora deberá realizar los estudios de conexión del PMGD a la red de distribución según lo que establezca la normativa técnica para proyectos PMGD de impacto no significativo.</p> <p>El ICC deberá además adjuntar los siguientes antecedentes:</p> <p>a) Contrato de Conexión o modificación del mismo, según corresponda.</p> <p>b) Contrato para la realización de Obras Adicionales, Adecuaciones y/o Ajustes, de ser estos necesarios.</p> <p>c) Cronograma de ejecución de las Obras Adicionales, Adecuaciones y/o Ajustes.</p> <p>Las Empresas Distribuidoras deberán disponer de un modelo de Contrato de Conexión que deberá contener al menos las siguientes menciones:</p> <p>i) Identificación de las partes, esto es, el propietario u operador del PMGD y la Empresa Distribuidora;</p> <p>ii) Capacidad Instalada y Capacidad de Inyección del PMGD;</p> <p>La Empresa Distribuidora deberá mantener actualizado el registro de capacidades y, cuando corresponda, ajustar los ICC vigentes en función de la potencia neta efectiva de los proyectos conforme a la información oficial del Coordinador Eléctrico Nacional</p>
219	ENGIE	<p>Artículo 14.-</p> <p>La letra d) señala que "Para efectos del reintegro del Saldo MEP, con ocasión del cálculo del balance de transferencias de energía del mes de diciembre de cada año, el Coordinador dividirá el saldo total acumulado durante dicho año y lo dividirá en 12 cuotas. Estas deberán ser integradas como bonos o descuentos mensuales, según corresponda, en los ingresos por inyección que perciba el respectivo MGPE durante el siguiente año, de acuerdo con lo que establezca la normativa vigente."</p> <p>Al respecto, la propuesta implicaría que los Coordinados deberán revisar la información de un año en un tiempo muy acotado (plazos de observaciones del IVTE), dado lo anterior, se recomienda que el saldo MEP se calcule y se pueda observar mensualmente en el IVTE respectivo, aplicándose los mismos plazos o reglas que la normativa habilita para las observaciones del IVTE.</p>	<p>Se sugiere incorporar la posibilidad de observar el saldo MEP mensualmente, con el fin de los Coordinados puedan realizar observaciones en el marco de la publicación mensual de los balances de transferencias. Posteriormente, el cargo correspondiente podría ser aplicado en los meses de enero a diciembre del año siguiente al que se generaron los saldos.</p>

220	ENGIE	Artículo 17.-	<p>La letra b) señala b) "Los precios estabilizados de energía por intervalo temporal para las barras donde se determine el Precio de Nudo de Corto Plazo."</p> <p>Al respecto, se debiera referir a los precios básicos de energía por intervalo temporal.</p>	"b) Los precios básicos de energía por intervalo temporal para las barras donde se determine el Precio de Nudo de Corto Plazo."
221	ENGIE	Artículo 17.-	La propuesta reglamentaria no contempla el escenario de aquellos PMGDs que efectuen su retiro o desconexión del sistema.	Se solicita aclarar que ocurre con el saldo MEP remanente durante el año en caso de retiro o desconexión de un PMGD.
222	ENGIE	Artículo transitorio.-	Los PMGDs con régimen de precio estabilizado transitorio, ya sea por DS244 o DS88, en caso de Modificaciones Relevantes como hibridación de un PMGD incorporando sistemas de almacenamiento, en virtud de la propuesta reglamentaria para el cálculo del precio estabilizado, se sugiere que dichos PMGDs deban optar por uno de los régimen de precios de acuerdo con el artículo 12 del presente reglamento, no pudiendo permanecer adscritos al régimen transitorio (DS244/ DS88).	Se solicita explicitar que para aquellos PMGDs con régimen de precio estabilizado transitorio (DS244/ DS88) en caso de Modificaciones Relevantes como hibridación de un PMGD incorporando sistemas de almacenamiento, este deberá optar por uno de los régimen de precios de acuerdo con el artículo 12 del presente reglamento, no pudiendo permanecer adscrito al régimen transitorio (DS244/ DS88).
223	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	Artículo 7.-	El autodespacho es una habilitación no contenida en la Ley General de Servicios Eléctricos y que debería, por tanto, definirse en tanto no afecte otras disposiciones respecto del sistema eléctrico, en particular la obligación de operar el sistema a mínimo costo manteniendo la seguridad y calidad de servicio. Mantener un 30% de la generación eléctrica en bloque día bajo este régimen a futuro no sólo puede ser riesgoso sino que ineficiente. Se solicita, por tanto, modificar la definición dando cuenta de esta consideración	Se sugiere modificar por una definición en el siguiente tenor: "Autodespacho: Régimen de operación en que el titular de una instalación informa al Coordinador su despacho, no siendo resultado de la optimización económica del sistema eléctrico. Sin perjuicio de lo anterior, y a efectos del cumplimiento de los principios de la coordinación, el Coordinador debiera resguardar que no se afecte la seguridad y calidad de servicio del sistema, ni la operación más económica del conjunto de instalaciones interconectadas."
224	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	Artículo 9 bis.-	<p>Se dispone que "La valorización de los retiros de energía que los MGPE efectúen del sistema para la carga de la componente de almacenamiento se registrá por el régimen de precio al que se hubiesen acogido de acuerdo con lo establecido en el artículo precedente".</p> <p>Consideramos que falta aclarar que en caso de contratarse como suministradores de clientes, los MGPE pasan a disponer de un mecanismo de estabilización con su contrato, por lo que deberían dejar de acceder al mecanismo del art. 9, ya que se constituyen en competidores dentro del mercado de contratos y la estabilidad la otorga el mismo contrato.</p>	Complementar el Artículo 9 bis, señalando que en caso de contratarse como suministrador de clientes, los MGPE dejan de acceder al mecanismo de estabilización de precios, aplicándose las reglas generales de valorización de inyecciones y retiros.
225	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	Artículo 12.-	Respecto a la opción elegida por el medio de generación, se solicita explicitar que cualquier modificación que se efectúe (como por ejemplo, la incorporación de un sistema de almacenamiento) a un PMGD en operación o declarado en construcción hará perder la condición de precio estabilizado vigente al momento de ser declarado en construcción, debiendo en tal caso optar entre el costo marginal y el precio estabilizado en vigencia al momento de declarar en construcción dicha modificación.	Se solicita incorporar un inciso final en el siguiente sentido: "Sin perjuicio de lo señalado en el inciso anterior, cualquier modificación, ampliación o incorporación de sistema de almacenamiento que se efectúe a un PMGD en operación o declarado en construcción, hará perder la condición de precio estabilizado vigente del respectivo PMGD, debiendo en tal caso optar entre el costo marginal y el precio estabilizado en vigencia al momento de declarar en construcción dicha modificación."
226	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	Artículo 14.-	De acuerdo a lo indicado por el Ministerio de Energía en su presentación de julio de 2025, el mecanismo tiene la intención de ser "neutral" para los retiros. Sin embargo, se sigue efectuando la estabilización a prorrata de los retiros, no quedando claro tampoco si el reintegro de los saldos considerará el costo financiero correspondiente.	Se solicita: 1. Modificar la asignación del "Saldo MEP" a prorrata de las inyecciones. 2. Incorporar el costo financiero en las cuotas a devolver a quienes se hicieron cargo de la estabilización.
227	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	Artículo 14.-	El reintegro en 12 cuotas se efectúa considerando descuentos a la valorización de las inyecciones de MGPE valorizadas a precio estabilizado, que a su vez también consideran saldos con diferencias que son cubiertas por los mismos a quienes se les está devolviendo.	Se solicita cambiar el mecanismo de estabilización de forma tal que a final de cada año los MGPE devuelvan íntegramente los saldos correspondientes.
228	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	Artículo 72.-	De acuerdo a las resoluciones mensuales de declaración en construcción, hay PMGD con atrasos considerables (incluso de varios años) en la entrada en operación respecto a sus fechas originalmente informadas de declaración en construcción. Sin perjuicio de que la propuesta incorpora para la revocación el incumplimiento del hito de inicio de construcción, se solicita, además, dar un plazo máximo de retraso en relación con el inicio de operación.	Se sugiere incorporar un inciso en el siguiente tenor: "Sin perjuicio de las circunstancias señaladas en el primer inciso, la Comisión revocará la declaración en construcción en caso que una instalación sujeta a las disposiciones del presente reglamento verifique un retraso mayor o igual a 36 meses de su entrada en operación respecto de su fecha originalmente informada."
229	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	Artículo 72.-	Se indica que "Se entenderá por cambio significativo toda modificación relevante en las características técnicas fundamentales de un proyecto, tales como el aumento o disminución de la potencia instalada del proyecto, la tecnología principal empleada, entre otras modificaciones que pudiesen implicar un impacto relevante en el sistema eléctrico"	Se eliminó el cambio de emplazamiento o de punto de conexión como cambio significativo. Se solicita mantener el cambio de emplazamiento o de punto de conexión como cambio significativo
230	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	Artículo 88.-	En el contexto del apagón del 25 de febrero se ha verificado por parte del Coordinador la incorrecta operación de los EDACxBF en algunos alimentadores que cuentan con centrales PMGD, debido a que	Se sugiere agregar el siguiente párrafo al artículo 88: "Para el caso de alimentadores que están incorporados al esquema de EDAC, si los estudios de conexión advirtieran de una posible inversión del flujo de potencia a

			<p>dichos EDAC se activaron en un instante donde habían flujos revertidos, profundizando así la condición de desbalance de la isla sur del sistema.</p> <p>Con el propósito de asegurar un comportamiento robusto del EDACxBF durante contingencias, se debe asegurar que la generación PMGD que se conecta a un alimentador que participa del esquema EDAC no sobrepase la demanda de dicho alimentador.</p> <p>Se sugiere que esto sea verificado en los estudios de conexión que se indican en el artículo 88.</p>	<p>través del alimentador de la subestación primaria de distribución asociada al Punto de Conexión del PMGD, la capacidad de inyección o retiro del PMGD en estudio deberá ser limitada para evitar dicha inversión de flujo de forma de que la operación del PMGD no degrade la funcionalidad de los recursos para control de contingencias. Dicha restricción deberá quedar consignada en el ICC y será condición obligatoria de operación para permitir la conexión del PMGD a la red de distribución."</p>
231	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	Artículo 98.-	<p>La eliminación del envío de proyecciones al Coordinador podría implicar una falta de información relevante, considerando la importante cantidad de MGPE existentes en el sistema.</p>	<p>Se sugiere incorporar un artículo transitorio que mantenga la vigencia del envío de información del artículo derogado en tanto no se dicte la normativa técnica correspondiente.</p>
232	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	Artículo 99.-	<p>La eliminación del envío del informe mensual al Coordinador podría implicar una falta de información relevante, considerando la importante cantidad de MGPE existentes en el sistema.</p>	<p>Se sugiere incorporar un artículo transitorio que mantenga la vigencia del envío de información del artículo derogado en tanto no se dicte la normativa técnica correspondiente.</p>
233	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	Artículo 102.-	<p>En el artículo 7, literal c) se indica una nueva definición de Autodespacho: "Régimen de operación de una instalación de generación o sistema de almacenamiento de energía interconectada al sistema eléctrico que no se encuentra sujeto al resultado de la optimización de la operación efectuada por el Coordinador. Lo anterior, sin perjuicio de las instrucciones que este último pueda emitir para efectos de preservar la seguridad del sistema eléctrico o para aplicar las prorratas por motivos económicos referidas en la normativa vigente."</p> <p>En este contexto, con el objetivo de integrar armónicamente la nueva función establecida en la definición de Autodespacho, se sugiere modificar el Artículo 102 en el sentido de indicar que también se podrá limitar la generación PMGD por motivos económicos, de acuerdo con la normativa vigente.</p>	<p>El párrafo: "Ante la previsión u ocurrencia de contingencias o congestiones que pongan en riesgo la seguridad y calidad del servicio en el sistema eléctrico, el Coordinador podrá establecer medidas a adoptar por los propietarios u operadores de los PMGD conectados a las redes de distribución."</p> <p>Se sugiere reemplazar por el siguiente párrafo: "Ante la previsión u ocurrencia de contingencias o congestiones que pongan en riesgo la seguridad y calidad del servicio en el sistema eléctrico, o bien, ante la necesidad de aplicar prorratas por motivos económicos referidos en la normativa vigente, el Coordinador podrá establecer medidas a adoptar por los propietarios u operadores de los PMGD conectados a las redes de distribución."</p> <p>Adicionalmente, se sugiere agregar el siguiente párrafo: "En el caso de que sea necesario limitar las inyecciones o retiros para la carga del almacenamiento de los PMGD, debido a la necesidad de aplicar prorratas por motivos económicos referidos en la normativa vigente, el Coordinador deberá limitar dichas inyecciones o retiros para la carga del almacenamiento siguiendo un criterio de eficiencia económica, según lo determine la normativa vigente."</p>
234	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	Artículo 102.-	<p>En este articulo se indica que: "La Empresa Distribuidora podrá excluir a uno o más PMGD de las limitaciones, de manera fundada, en conformidad con los criterios y procedimientos establecidos en la NTCO, lo que deberá comunicar al Coordinador. Dichas exclusiones también deberán ser consideradas por el Coordinador para efectos de la programación de la operación a la que se refiere el artículo 93 del presente reglamento."</p> <p>Al respecto, se entiende que esta regla tiene sentido para considerar simplificaciones en la coordinación de la operación y en ningun caso debería existir un perjuicio al sistema y en particular con clientes que puedan tener contratos de suministro con empresas dueñas de centrales tipo PMGD. En este sentido, se solicita eliminar este párrafo pues es difícil de que la Empresa Distribuidora pueda realizar esta verificación. Adicionalmente el Coordinador ya expresó su rechazo a la idea de crear acuerdos para excluir de la aplicación de prorratas a centrales utility scale.</p>	<p>Eliminar el ultimo párrafo del artículo 102º.</p>
235	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	Artículo 120.-	<p>El Artículo 120 para PMG es análogo al Artículo 102 para PMGD, sin embargo, no se modificó.</p> <p>Con el propósito de integrar armónicamente al Reglamento el régimen de operación de Autodespacho que se ha definido, se sugiere revisar el Artículo 120 e incluir las mismas modificaciones realizadas al Artículo 102.</p>	<p>Aplicar los mismo cambios del artículo 102º al artículo 120º.</p>

236	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	Artículo transitorio.-	<p>Se observa que las propuestas de modificación que aquí se proponen avanza en la dirección correcta. Sin embargo, este artículo transitorio permite que la solución propuesta para abordar el problema no sea efectiva, ya que los 3376 MW de generación solar PMGD que se encuentran en operación a Junio de 2025 seguirán bajo el régimen del DS 88 vigente hasta el año 2034, lo que mantendrá las distorsiones identificadas por el Coordinador y el Ministerio de Energía hasta el año 2034.</p> <p>Lo anterior se respalda en que, según el Informe de monitoreo de la competencia del año 2024 publicado por el Coordinador, se identificó en 2023 que:</p> <p>"El actual mecanismo, establecido por el Decreto Supremo N° 88, presenta desafíos significativos y distorsiona el proceso competitivo del mercado eléctrico, al generar sobreinversiones y concentración en zonas específicas."</p> <p>Al respecto, el Coordinador sugirió:</p> <p>- "Se sugiere establecer un precio estabilizado basado en una proyección futura del costo marginal de la energía, reliquidado semestralmente en caso de desviaciones con respecto al costo marginal real, para garantizar neutralidad financiera y estabilidad en los flujos de ingresos para los agentes de PMGD."</p>	Eliminar el artículo transitorio
237	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	Artículo transitorio.-	<p>El artículo transitorio dispone que "lo establecido en el Capítulo III del Decreto Supremo N° 88, de 2019... se mantendrá vigente para aquellos [MGPE] que hubiesen optado por el régimen de estabilización de precios allí establecido previo a la publicación del presente decreto en el Diario Oficial. En este caso, las referidas reglas se mantendrán vigentes hasta el mes de julio de 2034." Acá detectamos dos problemas. Primero, no vemos razones para permitir el arbitraje regulatorio entre el mecanismo de estabilización vigente y el que se propone en el presente reglamento, durante el tiempo que transcurra hasta que la publicación en el Diario Oficial. Al ser conocido el nuevo mecanismo de estabilización de precios a partir del momento en que se publicó la propuesta de la consulta pública, cualquier proyecto MGPE está en condiciones de saber que esa será la regla aplicable y por lo tanto no puede alegar cambio inesperado en las condiciones. No estamos planteando una norma de efecto retroactivo, sino que el nuevo mecanismo de estabilización se aplique a partir de la publicación del presente Decreto en el Diario Oficial, para todos los proyectos MGPE que hayan ingresado una solicitud de declaración en construcción con posterioridad al 11 de julio de 2025.</p> <p>Segundo, no vemos razones para repetir el error del DS 88 /2019, de establecer un régimen transitorio de precio estabilizado injustificadamente largo, hasta el año 2034, para los MGPE acogidos al precio estabilizado del DS 88/2019. El nuevo Decreto no va a eliminar el mecanismo de estabilización, sino simplemente va a corregir errores del diseño vigente, lo que ha sido adecuadamente justificado en la presentación del cambio reglamentario, recogiendo argumentos que se vienen planteando por largo tiempo. Por lo tanto, no hay razones para postergar más allá del año 2026 la corrección del error.</p>	Modificar este artículo, de modo que señale que el nuevo mecanismo de estabilización se aplicará a partir de la publicación del presente Decreto en el Diario Oficial, para todos los proyectos MGPE que hayan ingresado una solicitud de declaración en construcción con posterioridad al 11 de julio de 2025. Y para aquellos MGPE que ingresaron una solicitud de declaración en construcción antes de la fecha señalada y se hubiesen acogido al precio estabilizado del DS 88/2019, a partir del 1 de enero de 2027 deberán optar entre el mecanismo de estabilización que crea el presente Decreto y el régimen general a costo marginal.
238	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	Artículo transitorio.-	<p>El art. Transitorio establece que "Lo establecido en el Capítulo III del Decreto Supremo N° 88, de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para medios de generación de pequeña escala, se mantendrá vigente para aquellos Medios de generación de pequeña escala que hubiesen optado por el régimen de estabilización de precios allí establecido previo a la publicación del presente decreto en el Diario Oficial. En este caso, las referidas reglas se mantendrán vigentes hasta el mes de julio de 2034.</p>	Introducir que vencido el plazo, el régimen por default es sin estabilización de precios.

			Sin perjuicio de lo anterior, antes de vencido el plazo establecido en el inciso precedente, el respectivo Medio de generación de pequeña escala deberá optar por alguno de los regímenes de valorización señalados en el Artículo 9º del reglamento aprobado por el Artículo primero del presente decreto, opción que deberá ser comunicada al Coordinador con, a lo menos, 6 meses de antelación al vencimiento del plazo."	
239	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	Otro	Un problema generalizado para las empresas distribuidoras es que los propietarios y operadores de PMGD no entregan en forma actualizada información de la titularidad del propietario u operador, lo que dificulta su operación. Para ello es necesario introducir incentivos concretos	Todo PMGD que no tenga actualizada su información de titularidad y operación queda fuera del régimen de estabilización de precios hasta que no la actualice.
240	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	Otro	El artículo 69, letra c), dispone que "La fecha de inicio de construcción no podrá exceder el plazo de un año desde la presentación de la solicitud [de declaración en construcción]", aceptando excepciones calificadas. Concordamos plenamente con esta norma, porque evita la situación que hoy se observa, de proyectos MGPE que extienden excesivamente esa etapa. El problema es que falta una norma transitoria que explicita la aplicación de la misma regla a los proyectos que actualmente no han iniciado la construcción o que no lo harán en los próximos meses. Po ello sugerimos lo siguiente: para los proyectos con solicitud de declaración en construcción presentada antes del 11 de julio de 2025 (inicio de la consulta pública del presente cambio de reglamento), la contabilización de un año comenzará en esa fecha y la revocación señalada en el artículo 72 no podrá aplicarse antes de tres meses desde que la publicación del presente Decreto. Para los proyectos con solicitud de declaración en construcción presentada a partir del 11 de julio de 2025 , la contabilización de un año comenzará en la fecha de la presentación, y la revocación señalada en el artículo 72 no podrá aplicarse antes de tres meses desde que la publicación del presente Decreto.	Introducir un nuevo artículo transitorio que disponga que para los proyectos con solicitud de declaración en construcción presentada antes del 11 de julio de 2025 (inicio de la consulta pública del presente cambio de reglamento), la contabilización de un año señalada en el Artículo 69, literal c), comenzará en esa fecha y la revocación señalada en el artículo 72 no podrá aplicarse antes de tres meses desde que la publicación del presente Decreto. Para los proyectos con solicitud de declaración en construcción presentada a partir del 11 de julio de 2025 , la contabilización de un año comenzará en la fecha de la presentación de dicha solicitud, y la revocación señalada en el artículo 72 no podrá aplicarse antes de tres meses desde que la publicación del presente Decreto.
241	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	Otro	Estando de acuerdo con los cambios al mecanismo de estabilización establecido en el artículo 14, no vemos razones para no aplicarla también al precio estabilizado del DS 244. Los MGPE con tecnología solar fotovoltaica acogidos a ese precio han estado recibiendo un subsidio del resto de sistema por ya varios años y la corrección de esta distorsión no debería postergarse. Si se estima que para no afectar tan sigificativamente una regla vigente para inversiones ya materializadas no es pertinente aplicar ambas correcciones a la vez, al menos vemos impostergable implementar,a modo de nuevo régimen transitorio, la valorización de las inyecciones de acuerdo al precio básico de energía, eliminando el ajuste por banda de PMM. Ello corregiría una de las distosiones actuales del precio estabilizado del DS 244 y seguiría otorgando a los MGPE un subsidio, de menor magnitud, hasta el año 2034.	Un nuevo artículo transitorio que disponga que el cambio al mecanismo de estabilización establecido en el Artículo 14 referidos a la valorización de las inyecciones de acuerdo al precio básico de energía, se aplicará a partir de la publicación del presente Decreto, al mecanismo de estabilización de precio del DS 244 de 2006, que de acuerdo a disposiciones transitorias del DS 88 de 2019 se extendió por 156 meses.
242	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	Otro	La conexión de MGPE no puede degradar la calidad de servicio de los clientes, tanto regulados como no regulados.	

243	Atlas Renewable Energy	Artículo 14.- Se propone modificar el artículo 14 del Decreto Supremo N°88, de 2019, del Ministerio de Energía (“DS 88”), con el objeto de incorporar un mecanismo transitorio de asignación teórica de vertimiento de energía que se aplique a los pequeños medios de generación distribuidos (“PMGDs”), aun cuando la empresa distribuidora no cuente con los sistemas de monitoreo y comunicación necesarios para aplicar los ajustes de generación y de manera inmediata una vez que la modificación del Decreto Supremo N°125, de 2017, del Ministerio de Energía (“DS 125”) sea publicada en el Diario Oficial. La propuesta se formula sobre la base de que el texto de la modificación del DS 125 sometido a consulta pública recientemente, explicita que las instalaciones con autodespacho, es decir, PMGDs y pequeños medios de generación (“PMG”), deben ser optimizadas por el Coordinador Eléctrico Nacional (“CEN” o “Coordinador”) con ocasión de la aplicación de los ajustes de generación regulados en el nuevo artículo 45 bis que se agrega al DS 125. No obstante, la misma propuesta de modificación del DS 125 incorpora un artículo tercero transitorio que posterga los ajustes mientras las distribuidoras no cuenten con sistemas de monitoreo y comunicación necesarios para ello o por el plazo de 24 meses contados desde la publicación en el Diario Oficial de la referida modificación reglamentaria. Atendida la regulación que se incorporará en el DS 125, se propone un mecanismo que permite subsanar la carencia de los equipos necesarios para ejecutar los ajustes de generación, de modo que el efecto de tales recortes sea soportado por los agentes a los que se explicitó que les corresponde soportarlos en el marco de la modificación del DS 125. El mecanismo propuesto consiste en que cada vez que se deba aplicar a un PMGD un ajuste de generación y la empresa distribuidora no cuente con los sistemas de monitoreo y comunicación necesarios para ello, el Coordinador deberá considerar que la energía que los PMGD no vertieron, debiendo hacerlo, corresponde a una inyección de las instalaciones que, en los hechos, soportaron la proporción de vertimiento que corresponde a dichos PMGDs. Se trata de una reasignación teórica del vertimiento de energía que los PMGDs no asumieron por razones técnicas, para que, en tales casos, el Coordinador impute conceptualmente la energía física inyectada por los PMGDs y que debió ser vertida (“Energía Reasignada”), a las inyecciones físicas de las centrales que, en los hechos, soportaron la proporción del vertimiento que corresponde asumir a dichos PMGDs. Este mecanismo es consistente con la normativa legal vigente y consistente con la modificación reglamentaria del DS 125, por lo que puede ser incorporada en la modificación del DS 88, atendido que: i. En caso de que los PMGDs perciban ingresos por inyecciones que debieron ser objeto de recorte o Energía Reasignada estarán en una situación de enriquecimiento sin causa. En el ordenamiento jurídico chileno, el enriquecimiento sin causa constituye una fuente de obligaciones, según la cual, ante la atribución patrimonial sin una causa que la justifique nace la obligación de restituir; siendo además un principio general del derecho el repudio del enriquecimiento a costa de otro, sin que exista una causa que justifique ese enriquecimiento. Desde esta perspectiva, los ingresos que los PMGDs podrían obtener por la Energía Reasignada constituirían un enriquecimiento sin causa, pues ellos no estarían amparados por una causa legítima o aceptable por el derecho, ya que perpetúa una situación de inequidad por razones materiales (las restricciones técnicas de las distribuidoras por no contar con los equipamientos), cuyos efectos pueden ser subsanados a través del mecanismo propuesto. ii. El artículo 149° de la Ley General de Servicios Eléctricos (“LGSE”) establece que será un reglamento el instrumento normativo que establezca la forma en que se realizará el despacho y la coordinación de los PMGDs, y uno de los principios de la coordinación es garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico, lo que se lograría a través del mecanismo propuesto, ya que la valorización de inyecciones a costo marginal, en los momentos en que se debe aplicar recortes de generación, determina un costo global de operación del mercado de corto plazo menor al que resulta de aplicar, para esos mismos momentos, el régimen de precio estabilizado vigente.	<p>Se propone ajustes al artículo 14 del DS 88 actualmente vigente, de modo que dicha norma tenga el siguiente tenor:</p> <p>"El mecanismo de estabilización al que podrán acogerse los MGPE consistirá en la valorización de sus inyecciones al precio básico de energía por intervalo temporal, de acuerdo con lo establecido en el párrafo 2º del presente capítulo, el cual deberá ser reliquidado periódicamente por parte del Coordinador en base al costo marginal correspondiente.</p> <p>Para dar cumplimiento a lo dispuesto en el inciso precedente, el Coordinador deberá regirse por el siguiente procedimiento:</p> <p>a) Mensualmente, el CEN valorizará las inyecciones de los MGPE sujetos al mecanismo de estabilización al precio básico de energía por intervalo temporal. En caso de que un PMGD inyecte energía que, de no ser por lo dispuesto en el artículo tercero transitorio del Decreto Supremo N°XX, de XX, del Ministerio de Energía [correspondiente al decreto supremo que modifique el DS 125], o por las restricciones declaradas por dichos PMGDs, deberían haber sido objeto de recortes de generación, el CEN considerará que esa energía fue inyectada por aquellos medios de generación, en la proporción que corresponda, que soportaron el mayor vertimiento como consecuencia de que los PMGDs no fueron objeto de recortes y/o de su decisión de no reducir su producción conforme al régimen de autodespacho, asignando a aquellos medios de generación esas inyecciones en los respectivos balances de transferencia. Adicionalmente, deberá valorizar las inyecciones que sean asignadas a los MGPE al costo marginal respectivo. Luego, deberá contabilizar la diferencia entre ambas valorizaciones y determinar el Saldo MEP.</p> <p>b) Asimismo, el Coordinador deberá incorporar dentro del Saldo MEP de cada MGPE, si corresponde, las diferencias entre la valorización de los retiros para la carga de la componente de almacenamiento a precio básico de la energía por intervalo temporal y el costo marginal correspondiente.</p> <p>c) El Saldo MEP será asignado por el Coordinador a prorrata de los retiros de energía del sistema eléctrico, entre quienes efectúen retiros, en conformidad con la normativa vigente.</p> <p>d) Para efectos del reintegro del Saldo MEP, con ocasión del cálculo del balance de transferencias de energía del mes de diciembre de cada año, el Coordinador dividirá el saldo total acumulado durante dicho año y lo dividirá en 12 cuotas. Estas deberán ser integradas como bonos o descuentos mensuales, según corresponda, en los ingresos por inyección que perciba el respectivo MGPE durante el siguiente año, de acuerdo con lo que establezca la normativa vigente.</p> <p>En aquellos casos casos en los que los MGPE no fuesen capaces de cubrir su obligación mensual de reintegro con la valorización de sus inyecciones al precio básico de energía por intervalo temporal, la diferencia no cubierta será contabilizada como Saldo MEP para los meses siguientes.</p> <p>Finalmente, cuando un MGPE cambie su régimen de precio de inyección a costo marginal, los saldos MEP pendientes deberán seguir siendo reintegrados de acuerdo con lo establecido en el literal c) del presente artículo, hasta su total extinción. "</p>
-----	------------------------	---	---

	<p>iii. La aplicación del mecanismo propuesto a un PMGD, en la práctica, ocurrirá solo si así lo quiere el titular del PMGD, pues el régimen de autodespacho del que goza todo PMGD le permite a este último decidir el momento y la magnitud de producción de energía que inyecta al sistema. Por tanto, en caso de que se deba aplicar una prorrata, el PMGD podrá ajustar su producción para no ser objeto del mecanismo.</p> <p>iv. El mecanismo propuesto permite dar plena aplicación a los principios de neutralidad tecnológica y de no discriminación arbitraria.</p> <p>Históricamente, el desarrollo del mercado de generación de energía eléctrica en Chile se ha basado en el principio de neutralidad tecnológica, el que solo ha sido matizado en los últimos años como parte de los compromisos del Estado de Chile para lograr la meta de carbono neutralidad al año 2050.</p> <p>Adicionalmente, el ordenamiento jurídico chileno, en particular en el artículo 19 N°22 de la Constitución Política de la República, consagra el principio de no discriminación arbitraria en materia económica por parte del Estado y sus organismos, de modo que solo en virtud de una ley, y siempre que no implique tal discriminación, se puede autorizar beneficios en favor de algún sector o actividad, así como establecer gravámenes especiales.</p> <p>En este caso, la regulación transitoria que permitiría a los PMGDs eximirse del cumplimiento de los recortes de generación vulnera estos principios, pues mantiene una situación de trato discriminatorio arbitrario entre medios de generación que pueden basarse en la misma tecnología, es decir, que utilizan el mismo energético o insumo primario para la producción de energía eléctrica, sin otra justificación que la existencia de restricciones técnicas, cuyos efectos económicos pueden ser subsanados precisamente a través de la incorporación de este mecanismo.</p> <p>v. El mecanismo propuesto está alineado con la propuesta del Coordinador al Ministerio de Energía de establecer un precio estabilizado que tuviera en perspectiva el costo marginal.</p> <p>Durante el año 2023 el Coordinador recomendó al Ministerio una modificación del precio estabilizado que se aplicaba a los PMGDs y pequeños medios de generación, pues operaba como un subsidio que debían asumir los agentes con contratos de suministro “discriminando, en particular, a favor de los PMGD con tecnología solar” (Carta CD 00061-23 del Coordinador al Ministerio de Energía, de fecha 12 de julio de 2023), efecto que también ha sido constatado por el Panel de Expertos (Dictamen N°44-2023, p. 102). Para resolver esta situación, el Coordinador propuso el establecimiento de un precio estabilizado basado en una proyección futura del costo marginal de la energía.</p> <p>De este modo, el mecanismo propuesto permitiría materializar el espíritu de la recomendación del Coordinador, pues la Energía Reasignada sería igualmente valorizada al costo marginal respectivo, y no al precio estabilizado, lo que permite mitigar la magnitud del subsidio que discrimina y favorece, esencialmente, a los PMGDs de tecnología solar.</p> <p>Hacemos presente que el mecanismo propuesto ha sido analizado junto con otros que permitan resolver las distorsiones que genera la exclusión temporal de los PMGDs de los ajustes de generación, aun cuando se ha explicitado que deben ser optimizados por el Coordinador para efectos de aplicar las prorratas reguladas en el nuevo artículo 45 bis que el Ministerio de Energía consideró como parte de la propuesta de modificación del DS 125. En ese sentido, los demás mecanismos analizados no permiten lograr los objetivos que, en aplicación del régimen permanente y, por tanto, en el largo plazo, tendrá la modificación de los DS 125 y DS 88, por lo que se enfatiza que la propuesta aquí expuesta es aquella que permite, de mejor manera, cumplir con la normativa legal, materializar el objetivo que las propuestas de modificación reglamentarias del DS 125 y DS 88 tendrán en régimen permanente y, en el largo plazo, establecer los correctos incentivos para que la regulación cumpla los objetivos previstos, sin establecer dilaciones artificiales y justificadas en aspectos técnicos que, por la vía de este mecanismo, pueden ser subsanadas.</p>
--	---

244	Atlas Renewable Energy	Artículo transitorio.-	Con el objeto de que la propuesta de nuevo artículo 14 del DS 88 sea aplicable a todos los PMGDs, se solicita eliminar el artículo transitorio incorporado en la propuesta de modificación del DS 88 presentada por el Ministerio de Energía.	No aplica, se debe eliminar el artículo transitorio de la propuesta de modificación del DS 88.
245	Atlas Renewable Energy	Otro	Con el objeto de que el fundamento de la propuesta de nuevo artículo 14 del DS 88 sea aplicable a todos los PMGDs, con independencia del mecanismo de estabilizacion de precio que tengan, se solicita modificar el artículo 2º transitorio del DS 88, de modo que aquellos PMGDs a los que se aplica el mecanismo de estabilización de precio que estaba regulado en el Decreto Supremo N°244, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, también sea aplicable la reasignación teórica de su vertimiento. En cuanto a los fundamentos de esta propuesta, nos remitimos a lo indicado en la columna "Observaciones y/o Comentarios" relacionada con el artículo 14 del DS 88.	<p>Se propone ajustes al artículo segundo transitorio del DS 88 actualmente vigente, de modo que dicha norma tenga el siguiente tenor:</p> <p>"Los Medios de generación de pequeña escala que cumplan con cualquiera de las siguientes condiciones podrán optar a un régimen de valorización de su energía inyectada al Precio de Nudo de Corto Plazo de energía de la barra correspondiente:</p> <p>a) Los Medios de generación de pequeña escala que se encuentren operando a la fecha de publicación en el Diario Oficial del presente decreto;</p> <p>b) Los PMGD que cumplan los siguientes requisitos copulativos: (i) que hayan obtenido su ICC a más tardar al séptimo mes contado desde la fecha de publicación en el Diario Oficial del presente decreto; y (ii) que hayan ingresado una solicitud de declaración en construcción a más tardar al décimo octavo mes contado desde la fecha de publicación del presente decreto en el Diario Oficial y que hayan obtenido la declaración antes referida al vigésimo cuarto mes contado desde la misma fecha. En caso que la solicitud de declaración en construcción sea rechazada por la Comisión Nacional de Energía, se entenderá que no se cumple con el presente requisito; o</p> <p>c) Los Medios de generación de pequeña escala que cumplan los siguientes requisitos copulativos: (i) cuyo estudio de impacto ambiental, declaración de impacto ambiental o carta de pertinencia, haya sido ingresada al Servicio de Evaluación Ambiental a más tardar al séptimo mes contado desde la fecha de publicación en el Diario Oficial del presente decreto. En caso de que se ponga término al procedimiento en conformidad a lo señalado en los artículos 15 bis y 18 bis, según corresponda, de la Ley N° 19.300, se entenderá que no se cumple con el presente requisito; y (ii) que hayan ingresado una solicitud de declaración en construcción a más tardar al décimo octavo mes contado desde la fecha de publicación del presente decreto en el Diario Oficial y que hayan obtenido la declaración antes referida al vigésimo cuarto mes contado desde la misma fecha. En caso que la solicitud de declaración en construcción sea rechazada por la Comisión Nacional de Energía, se entenderá que no se cumple con el presente requisito.</p> <p>Los Medios de generación de pequeña escala de los literales b) y c) previamente citado, podrán optar al régimen de valorización mencionado en el inciso anterior siempre que comuniquen al Coordinador de esta opción al menos un mes antes de su entrada en operación. De lo contrario, y con la misma anticipación, deberán optar por alguno de los regímenes de valorización del Artículo 9º del reglamento aprobado por el Artículo primero del presente decreto. En caso de optar por el régimen de valorización del inciso primero del presente artículo, el periodo mínimo de permanencia en el señalado régimen será de 4 años contados desde la fecha de entrada en operación y en ningún caso podrá exceder del periodo máximo de 165 meses contado a partir de la fecha de publicación del presente decreto.</p> <p>Aquellos Medios de generación de pequeña escala del literal a) precedente, independiente del régimen de valorización que tenían a la fecha de publicación del presente decreto, podrán optar al régimen de valorización establecido en el inciso primero del presente artículo o a los regímenes de valorización del Artículo 9º del reglamento aprobado por el Artículo primero del presente decreto, siempre que comuniquen su opción al Coordinador en un plazo de 48 meses siguientes a la fecha de publicación aludida. Si la opción es acogerse al régimen de valorización señalado en el inciso primero del presente artículo, el periodo mínimo de permanencia será de 4 años contado desde la fecha en que haya comunicado su opción de acogerse a dicho régimen y en ningún caso podrá exceder del periodo máximo de 165 meses contado a partir de la fecha de publicación del presente decreto.</p> <p>Una vez vencido el plazo de 48 meses antes indicado, sin que los medios de generación del referido literal a) comuniquen su opción al Coordinador, solo podrán optar por uno de los regímenes de valorización del Artículo 9º del reglamento aprobado por el Artículo primero del presente decreto, ésta última opción deberá ser comunicada al Coordinador dentro de los 10 días siguientes al vencimiento del plazo antes aludido. En el período que medie entre la publicación en el Diario Oficial del presente decreto y el ejercicio de las opciones antes señaladas, el Medio de generación de pequeña escala mantendrá el régimen de</p>

				<p>valorización que tenía a la fecha de esa publicación.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, después de vencido el periodo mínimo de permanencia en el régimen de valorización contemplado en el inciso primero del presente artículo, y antes de vencido el plazo máximo de 165 meses aludido, el respectivo Medio de generación de pequeña escala deberá optar por alguno de los regímenes de valorización establecidos en el Artículo 9º del reglamento aprobado por el Artículo primero del presente decreto, opción que deberá ser comunicada al Coordinador con a lo menos 6 meses de antelación, sin que pueda volver a optar por el régimen de valorización indicado en el inciso primero del presente artículo.</p> <p>Las inyecciones de los PMGDs, que sean valorizadas al Precio de Nudo de Corto Plazo de energía y que debieran ser objeto de recortes de generación, pero que no lo sean de conformidad con el artículo tercero transitorio del Decreto Supremo N°XX, de XX , del Ministerio de Energía [corresponde al decreto supremo que modifique el DS 125], o por las restricciones declaradas por dichos PMGDs, serán consideradas energía inyectada por aquellos medios de generación, en la proporción que corresponda, que soportaron el mayor vertimiento como consecuencia de que los PMGDs no fueron objeto de recortes y/o de su decisión de no reducir su producción conforme al régimen de autodespacho, asignando a aquellos medios de generación esas inyecciones en los respectivos balances de transferencia. "</p>
246	Atlas Renewable Energy	Artículo transitorio.-	Desde el punto de vista de eficiencia y competencia del mercado, si un MGPE opta al Mecanismo de Estabilización de Precios, se debe aplicar el mismo tratamiento a cualquier retiro que se haga del sistema, ya sea para cargar la componente de almacenamiento o para abastecer un contrato de suministro. Esto evitaría el incentivo perverso para contratar ventas de energía a un precio desadaptado del mercado, con la consecuente distorsión de mercado y afectación a la libre competencia.	Artículo 9° bis.- La valorización de los retiros de energía que los MGPE efectúen del sistema para la carga de la componente de almacenamiento se regirá por el mismo régimen de precio al que se hubiesen acogido de acuerdo con lo establecido en el artículo precedente
247	Atlas Renewable Energy	Artículo 12.-	En línea con el comentario #5, solicitamos extender la aplicación del precio estabilizado a que se acoja un MGPE a todos sus retiros del sistema, ya sea por la componente de almacenamiento o por suscripción de contratos de suministro. Así mismo, sugerimos que, ante la ausencia de una declaración de opción por parte del MGPE dentro de los plazos establecidos, se considere por defecto el régimen de valorización a costo marginal.	<p>Agregar al final del artículo, el siguiente texto:</p> <p>“La opción de cambio de régimen aplicará también a los retiros que efectúe el MGPE.</p> <p>En caso de que el propietario u operador no efectúe dicha comunicación dentro del plazo establecido, el medio de generación o sistema de almacenamiento será automáticamente incorporado al régimen de valorización a costo marginal.”</p>

248	Eléctrica Raso Power Ltda.	Artículo 14.-	<p>El Mecanismo de Precio Estabilizado deja en una situación vulnerable al PMGD durante el primer año.</p> <p>Tal como está establecido, el mecanismo genera un perjuicio para el PMGD durante su primer año de operación, ya que en dicho período sus ingresos se valorizarán al costo marginal, mientras que los Saldos MEP se acumularán y distribuirán recién al año siguiente. En consecuencia, si durante ese primer año los costos marginales son muy bajos o cercanos a cero, el PMGD podría no obtener ingresos suficientes para sostener su operación hasta fin de año, quedando en una situación de vulnerabilidad. Esta condición, desde la perspectiva de los inversionistas, incrementa el riesgo del proyecto, lo que puede llevar a desistir de su ejecución y a desincentivar la inversión en proyectos futuros.</p>	Contemplar en el mecanismo un resguardo para el PMGD durante el primer año a fin de que no quede en una situación de vulnerabilidad.
249	Eléctrica Raso Power Ltda.	Artículo 14.-	<p>El nuevo Mecanismo de Precio Estabilizado vuelve más engorroso el procedimiento de pago a los PMGD.</p> <p>La modificación implica que el procedimiento de pago de transferencias económicas se vuelve más engorroso e implica un enorme riesgo para la industria, toda vez que el nuevo mecanismo tiene un gran impacto en el flujo de caja, implicando una menor liquidez inmediata para el pago de proveedores, cubrir los costos de operación y mantenimiento, realizar el pago de cuotas e intereses bancarios relacionadas a la inversión del proyecto, etc., Se produce un gran impacto económico debido a los desfases entre gastos e ingresos, creando mayor incertidumbre y desincentivando la construcción de proyectos futuros.</p> <p>Por otro lado, el pago de ingresos desfasados aumenta el riesgo en la continuidad de la cadena de pagos, dado que las empresas acreedoras ya no reciben la totalidad de los ingresos al mes siguiente, sino que una parte de esos ingresos se retiene para el próximo año, acumulándose así una mayor deuda para las empresas coordinadas deudoras, quienes en caso de no poder solventar sus compromisos de pago en el mercado eléctrico y hacerse efectiva su boleta de garantía, ésta podría no cubrir la totalidad de las deudas, generando pérdidas económicas para las empresas acreedoras. Lo anterior ya ha ocurrido, pero el nuevo mecanismo podría magnificar las pérdidas.</p>	Evaluar otro mecanismo que no ponga en riesgo la operatividad del PMGD ni desincentive proyectos futuros.
250	Eléctrica Raso Power Ltda.	Artículo 32.-	<p>Los costos de los sistemas de control y monitoreo del PMGD, y aquellas acciones que deban ser ejecutadas por la ED, no pueden quedar al arbitrio de la Empresa Distribuidora.</p> <p>El inciso segundo del artículo modificado establece que: “Asimismo, las referidas empresas (Empresas Distribuidoras), deberán publicar toda la información relativa a los costos asociados a ... (ii) los sistemas de control y monitoreo del PMGD, y aquellas acciones que deban ser ejecutadas por la empresa distribuidora, según lo establecido en la norma técnica y en el presente reglamento.”</p>	Los costos que debe pagar el PMGD por la implementación de los sistemas de monitoreo y control, así como los trabajos asociados que debe realizar la Empresa Distribuidora, deben ser consensuados entre ambos

251	Eléctrica Raso Power Ltda.	Artículo 62.-	<p>No se encuentra definido el plazo que el Interesado tiene para solicitar una nueva modificación o aclaración del ICC.</p> <p>En el inciso segundo del Artículo 62° se indica que: “En caso que el Interesado no esté conforme con el ICC o los antecedentes adjuntos, podrá solicitar, por única vez, una nueva modificación o aclaración respecto al ICC o los antecedentes adjuntos...”, sin embargo, no se define explícitamente cual es el plazo que el Interesado tiene para solicitar aquella nueva modificación o aclaración.</p> <p>En base a lo indicado en el inciso primero del Artículo 62°, el cual establece que: “... En caso de conformidad con el ICC, el interesado deberá manifestarlo y, además, adjuntará el contrato de Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes firmado, cuando corresponda, dentro de los veinte días siguientes contados a partir de la comunicación de la respuesta por parte de la Empresa Distribuidora”, se subentiende que el plazo para solicitar una nueva modificación debería ser el mismo plazo de veinte días que existe para manifestar conformidad al ICC, sin embargo, no se encuentra estipulado de forma explícita.</p>	<p>“En caso que el Interesado no esté conforme con el ICC o los antecedentes adjuntos, podrá solicitar, por única vez, una nueva modificación o aclaración respecto al ICC o los antecedentes adjuntos dentro de los veinte días siguientes contados a partir de la comunicación de la respuesta por parte de la Empresa Distribuidora”</p>
252	Eléctrica Raso Power Ltda.	Artículo 82.-	<p>La modificación no es clara respecto al procedimiento a seguir después que el propietario solicitada la aclaración a la Empresa Distribuidora y ésta última entrega una respuesta.</p> <p>El inciso tercero del articulo modificado, establece que: “Si el propietario u operador del PMGD no estuviere de acuerdo con las observaciones efectuadas por la Empresa Distribuidora, en un plazo no mayor a cinco días desde recibida dicha notificación, podrá solicitar aclaración directamente con la Empresa Distribuidora, quien deberá responder al Interesado en un plazo no mayor a cinco días.”</p> <p>La modificación no especifica cual es el procedimiento a seguir luego de recibir la respuesta de la Empresa Distribuidora. Por como continúa el articulo en su inciso cuarto, se desprende que el procedimiento continua acogiendo las modificaciones de la Empresa Distribuidora, sin embargo, esto elimina la posibilidad actual del Interesado de acudir a la Superintendencia si hay una discrepancia con las modificaciones propuestas por la Empresa Distribuidora.</p>	<p>“Luego de las aclaraciones solicitadas por el propietario del PMGD y recibida la respuesta por parte de la Empresa Distribuidora, el propietario podrá, a su elección, resolver las discrepancias con la Empresa Distribuidora o recurrir a la Superintendencia.”</p>

253	Eléctrica Raso Power Ltda.	Artículo 82.-	<p>La modificación del artículo implica que el Interesado solo puede acudir a la Superintendencia luego de haber realizado las modificaciones indicadas por la Empresa Distribuidora en primera instancia.</p> <p>Actualmente, el inciso tercero del Artículo 82° establece que: “Si el propietario u operador del PMGD no estuviese de acuerdo con las observaciones efectuadas por la Empresa Distribuidora, podrá, a su elección, resolver las discrepancias directamente con la Empresa Distribuidora o recurrir ante la Superintendencia...”. Lo anterior implica que el propietario actualmente puede recurrir a la Superintendencia sin previamente acoger las observaciones realizadas por la Empresa Distribuidora, sin embargo, la modificación propuesta elimina lo anterior.</p> <p>El inciso cuarto del articulo modificado, establece que: “Si el propietario u operador efectuare modificaciones al PMGD corrigiendo las divergencias planteadas por la Empresa Distribuidora, deberá efectuar una nueva Declaración de Energización... y presentar una nueva NC... .De persistir las divergencias o de aparecer nuevas condiciones impuestas por la Empresa Distribuidora, el propietario u operador podrá recurrir ante la Superintendencia”. Por lo anterior, se desprende que el propietario solo puede acudir a la Superintendencia en caso de que haya efectuado las modificaciones al PMGD planteadas en primera instancia por la Empresa Distribuidora.</p> <p>Producto de lo anterior, pese a las diferencias técnicas que puedan existir con la Empresa Distribuidora, el propietario del PMGD deberá realizar las modificaciones, las cuales podrían ser técnicamente innecesarias y aumentar los costos del proyecto, haciéndolo inviable. Por ejemplo, si la Empresa Distribuidora definiese la redundancia de un equipo, el propietario del PMGD no podría acudir a la Superintendencia para exponer las razones técnicas por las cuales la redundancia no es necesaria, sino que debería incurrir en la modificación, con el costo monetario y de tiempo que ello implica. Luego, si la Empresa Distribuidora persistiese con observaciones o determinase nuevas condiciones, recién en ese instante el propietario podría acudir a la Superintendencia, habiendo ya realizado modificaciones que podrían haberse evitado.</p>	<p>“Luego de las aclaraciones solicitadas por el propietario del PMGD y recibida la respuesta por parte de la Empresa Distribuidora, el propietario podrá, a su elección, resolver las discrepancias con la Empresa Distribuidora o recurrir a la Superintendencia.”</p>
254	Eléctrica Raso Power Ltda.	Artículo 94.-	<p>La modificación del artículo elimina la consideración de los PMGD para efectos de la programación de la operación por parte del Coordinador</p> <p>El inciso segundo del actual articulo 94° establece que: “..., el Coordinador deberá considerar a los PMGD para efectos de la programación de la operación, de acuerdo a lo que establece el artículo 44 del Decreto Supremo N° 125, de 2017, del Ministerio de Energía...”</p> <p>La modificación del artículo elimina aquel párrafo, por lo cual, se entiende que el Coordinador ya no deberá considerar a los PMGD para efectos de la programación de la operación. Lo anterior no es conveniente, dado que los PMGD son un elemento clave en la operación económica y seguridad del sistema.</p>	<p>Se debe mantener a los PMGD en la programación de operación.</p>
255	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 2.-	<p>En literal a) se elimina Empresa Distribuidora por empresa concesionaria de distribución, no obstante en todo el reglamento se habla de Empresa Distribuidora.</p>	<p>Se recomienda indicar Empresa Concesionaria de Distribución, en adelante Empresa Distribuidora; o en su defecto modificar todo a una sola definición.</p>
256	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 6.-	<p>El articulo introduce criterios que si bien se comparten podrían mejorarse para reducir el espacio de discrecionalidad de los proyectos a fin de evitar el fraccionamiento.</p>	

257	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 7.-	<p>c) Autodespacho:</p> <p>Por una parte se dice que el Autodespacho es aquel régimen de operación que "no se encuentra sujeto al resultado de la optimización de la operación" y, al mismo tiempo, se dice que ese régimen puede verse modificado "para aplicar las prorratas por motivos económicos referidas en la normativa vigente."</p> <p>Lo indicado puede ser malinterpretado por lo que se sugiere ser más preciso en la redacción.</p>	Se sugiere reemplazar el texto indicado por : "para aplicar las prorratas correspondientes en caso de que exista más de una instalación de generación con costo nulo considerado en el listado de prioridad de colocación, y no exista capacidad de colocación suficiente para todas ellas"
258	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 7.-	<p>d) Autoprodutor:</p> <p>Se dice que la energía eléctrica ocurre "como resultado o con el objetivo de abastecer los consumos asociados a procesos productivos propios o de terceros".</p> <p>Se recomienda adoptar la misma definición del DS125/2017 que fue sometido a consulta pública, es decir que la energía eléctrica "ocurra como resultado o con el objetivo de abastecer los consumos asociados a procesos productivos propios".</p>	d) Autoprodutor: 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 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.
259	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 7.-	<p>l) Excedentes de Potencia:</p> <p>Se define como la "Diferencia entre la potencia producida por un medio de generación o sistema de almacenamiento y su consumo propio... "</p> <p>Los sistemas de almacenamiento tienen un diferencial de energía negativo, es decir los MWh de las inyecciones son siempre menores a los MWh de sus retiros. Por lo tanto los sistemas de almacenamiento, aunque puedan tener excedentes de "Potencia de Suficiencia", no tienen "Excedentes de Potencia", ya que este último concepto sólo puede asimilarse a energía producida en un período dividida por número de horas de dicho período.</p>	Se sugiere volver al texto original
260	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 9.-	<p>Se dice que los sistemas de almacenamiento tienen "derecho a vender sus Excedentes de Potencia al precio de nudo de la potencia".</p> <p>Como se observa en el Artículo 7° l), los sistema de almacenamiento no tienen Excedentes de Potencia.</p>	Se sugiere volver al texto original o que se especifique se está refiriendo a potencia de suficiencia.
261	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 9 bis.-	<p>Se dice que la carga de la componente de almacenamiento o de un sistema de almacenamiento "se registrá por el régimen de precio al que se hubiesen acogido", es decir a costo marginal o al mecanismo de estabilización de precios.</p> <p>Es decir, un sistema de almacenamiento estaría habilitado para arbitrar su energía de acuerdo con los precios de los bloques horarios. Ese margen podría no tener relación con el real beneficio que tiene el SEN por ese arbitraje.</p> <p>Se recomienda verificar si resulta o no conveniente que los sistemas de almacenamiento rentabilicen esos márgenes.</p>	Se sugiere eliminar este artículo. Considerando que el sistema de almacenamiento básicamente está para arbitrar con los precios de energía, esto no debería ser con precios estabilizados, por lo que debería estar limitado solo al costo marginal de energía.
262	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 10.-	<p>Se remuneran los "Excedentes de Potencia" de los sistemas de almacenamiento.</p> <p>Como se observa en el Artículo 7° l), los sistema de almacenamiento no tienen Excedentes de Potencia.</p>	Se sugiere volver al texto original o que se especifique se está refiriendo a potencia de suficiencia.

263	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 12.-	<p>En consistencia con lo observado en el artículo 9° bis, se recomienda verificar si resulta o no conveniente que los sistemas de almacenamiento rentabilicen esos márgenes.</p>	<p>Se sugiere eliminar este artículo. Considerando que el sistema de almacenamiento básicamente está para arbitrar con los precios de energía, esto no debería ser con precios estabilizados, por lo que debería estar limitado solo al costo marginal de energía.</p>
264	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 12.-	<p>Se dice que la opción a costo marginal o mecanismo de estabilización de precios debe hacerse antes de la entrada en operación y después se agrega el párrafo "siempre que ya hubiese sido declarado en construcción por la Comisión".</p> <p>El agregado puede llamar a confusión en el sentido que si el MGPE no se hubiese declarado en construcción podría no ser necesario que opte por algún régimen. Se entiende que el reglamento busca todo lo contrario y es que todo MGPE está obligado a escoger el régimen para poder obtener su entrada en operación.</p>	<p>Se sugiere el siguiente texto: " La opción a que se hace referencia en el inciso anterior, deberá ser comunicada al Coordinador por el propietario u operador del Medio de generación o sistema de almacenamiento de pequeña escala, con posterioridad a haberse declarado en construcción y con al menos con un mes de antelación a la entrada en operación del señalado medio. El periodo mínimo de permanencia en cada régimen será de cuatro años y la opción de cambio de régimen deberá ser comunicada al Coordinador con, al menos con, seis meses de antelación."</p>
265	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 13.-	<p>Se dice que sólo "las inyecciones de energía que dicho medio de generación realice al sistema eléctrico" se valorizan de acuerdo al régimen escogido por el MGPE. Sin embargo, también debían incluirse bajo el mismo régimen los retiros realizados por los MGPE.</p> <p>Esta observación es sin perjuicio de las otras observaciones anteriores respecto de verificar si resulta o no conveniente que los sistemas de almacenamiento rentabilicen esos márgenes respecto de escoger el mecanismo de estabilización de precios.</p>	<p>Se sugiere volver al texto original</p>
266	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 14.-	<p>Se reitera lo observado anteriormente en cuando a si resulta o no conveniente que los sistemas de almacenamiento rentabilicen esos márgenes respecto de escoger el mecanismo de estabilización de precios. Es decir que inyecciones y sus retiros se valoricen al precio básico de energía por intervalo temporal correspondiente. Lo anterior además, le introduce un problema de gestión al sistema de almacenamiento, ya que podría gestionar sus inyecciones y retiros en función en función de los precios básicos por bloque, sin embargo, en definitiva debería hacerlo en función de los costos marginales.</p>	<p>Se sugiere analizar la pertinencia de incorporar el siguiente texto: "Se exceptúan de este mecanismo de estabilización de precio los sistemas de almacenamiento."</p>
267	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 14.-	<p>Se define el saldo MEP de un MGPE como la diferencia entre el neto que resulta al valorizar sus inyecciones y retiros al mecanismo de estabilización precios y a los costos marginales correspondientes. La diferencia que surgen entre el mecanismo de estabilización de precios y los costos marginales se resuelve mensualmente con las empresas generadoras que realizan retiros del SEN.</p> <p>Al final de cada año se dispone de un reintegro del Saldo MEP y que se dividirá en 12 cuotas durante el siguiente año. Al mismo tiempo se dispone que "En aquellos casos en los que los MGPE no fuesen capaces de cubrir su obligación mensual de reintegro con la valorización de sus inyecciones al precio básico de energía por intervalo temporal, la diferencia no cubierta será contabilizada como Saldo MEP para los meses siguientes".</p> <p>Se necesita que el reglamento disponga si las cifras que debe manejar el Coordinador en materia de ajustes deben ser en a) moneda nominal (pesos), b) real (UF) o c) en cifras actualizadas en los mismos términos que dispone la Norma Técnica para efectos de realizar las reliquidaciones entre las empresas coordinadas, es decir utilizando "la tasa de interés corriente para operaciones no reajustables en moneda nacional a menos de 90 días para operaciones superiores a 5.000 UF según la publicación realizada por la Comisión para el Mercado Financiero de acuerdo a la normativa vigente".</p>	<p>Especificar cómo se contabiliza el Saldo MEP, en relación al reajuste o no de estos saldos.</p>

268	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 14.-	Respecto del literal b), se requiere establecer que se deben registrar los retiros para consumos propios de la central y para alimentar la componente de almacenamiento, en los mismos términos que se indica en el Artículo 96°.	-
269	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 14.-	Para realizar el reintegro del saldo MEP, se debe especificar la prorrata a utilizar. Una alternativa, dado que el objetivo es llevar la cuenta para cada PMGD y no para cada uno de los retiros y que en cada año pueden aparecer y desaparecer retiros, además del permanente cambio de suministradores es que por simplicidad se utilice la prorrata del período en que se realiza el reintegro.	Se sugiere modificar el texto de la letra c) según lo siguiente: "El Saldo MEP, y sus reintegros, serán asignados por el Coordinador a prorrata de los retiros de energía del sistema eléctrico del mes correspondiente al saldo contabilizado o reintegro producido , entre quienes efectúen retiros, en conformidad con la normativa vigente. "
270	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 14.-	Se requiere especificar cómo se resuelve el saldo MEP en caso de quiebra o si la empresa deje de participar en el Mercado de Corto Plazo.	-
271	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 16.-	Se establece que los sistemas de almacenamiento de pequeña escala pueden tener contratos de suministro a usuarios finales. Se recomienda verificar si resulta o no conveniente que los sistemas de almacenamiento puedan realizar retiros del SEN para dar suministro a usuarios finales. Hasta ahora la regla es que los retiros a clientes libres y regulados sólo lo pueden hacer quienes producen energía eléctrica.	Se sugiere volver al texto original
272	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 29.-	Se dice que los Autoprodutores podrían retirar de la red y que esos retiros deben ser considerados de la misma forma que el consumo de un cliente. Por definición los Autoprodutores sólo deben tener excedentes al sistema eléctrico en consecuencia su consumo debiera ser para atender sus consumos propios y no su proceso productivo.	Se sugiere volver al texto original o dejar en claro que se trata de retiros eventuales
273	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 29.-	Se requiere establecer que se deben registrar los retiros para consumos propios de la central y para alimentar la componente de almacenamiento, en los mismos términos que se indica en el Artículo 96°.	-
274	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 42.-	La redacción del Artículo 1 del reglamento, trata los sistemas de almacenamiento, como un equipamiento que puede no ser parte de un PMGD, ya que habla de medio de generación o sistema de almacenamiento. Conforme a ello, el nuevo literal h) del artículo 42, debiera considerar exigencias a los medios de almacenamiento, en forma adicional a los PMGD que deseen incorporar una componente de almacenamiento. h) Las exigencias técnicas que deben cumplir los PMGD que deseen incorporar una componente de almacenamiento, y los estudios de conexión correspondientes.	Se recomienda la siguiente redacción: h) Las exigencias técnicas que deberán cumplir los medios de almacenamiento y los PMGD que deseen incorporar una componente de almacenamiento, y los estudios de conexión correspondientes. En su defecto, si el Reglamento no pretende habilitar el almacenamiento stand alone en la red de distribución, se recomienda cambiar la redacción del Artículo 1 y en el Reglamento, en consistencia con esta consideración.
275	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 74.-	Se estima necesario que el reglamento explicité que, previo a autorizar la conexión de los PMGD, la respectiva Empresa Distribuidora deberá garantizar el cumplimiento de los montos de desconexión de carga por baja frecuencia establecidos por el Coordinador en sus estudios.	-

276	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 77.-	Realizar lo solicitado, es decir, que en la respuesta a la solicitud de autorización de puesta en servicio por parte del Coordinador, tenga que verificar la capacidad de inyección consignada en el ICC de aquellos proyectos que presentan limitaciones a la capacidad máxima de inyección permitida resultaría muy costoso para el CEN. Creemos que puede ser necesario realizar esta actualización, pero debiera ser la empresa distribuidora la que, en la etapa de conexión, realice una ratificación (o modificación) del cálculo de la restricción de inyección obtenida en el ICC.	La respuesta a la solicitud de autorización de puesta en servicio por parte del Coordinador deberá incluir la verificación o actualización que deberá realizar la empresa distribuidora de la capacidad de inyección consignada en el ICC de aquellos proyectos que presentan limitaciones a la capacidad máxima de inyección permitida, producto de las condiciones en el sistema de transmisión zonal al momento de realizar los estudios de conexión correspondientes. En caso de que las condiciones bajo las que se realizaron dichos estudios resulten más restrictivas que las condiciones de operación al momento de la solicitud de autorización, considerando la actualización realizada por la empresa distribuidora, el Coordinador deberá incorporar en su respuesta, la información necesaria para la modificación de la capacidad máxima de inyección permitida, según lo establecido en la norma técnica.
277	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 88.-	<p>El Coordinador no supervisa ni coordina la operación de la redes de distribución, por lo que no podría gestionar en la Operación en tiempo real (OTR) cambios operacionales que depende de la dinámica del sistema de distribución y de las gestión que hacen las empresas de Distribución.</p> <p>Si se refiere a condiciones estacionales que pueden identificarse ex-antes de la OTR, la Empresa Distribuidora debieran tener la atribución y deber de actualizar los ICC considerando estas condiciones estacionales.</p> <p>Se solicita explicitar en este artículo este aspecto, de manera de evitar interpretaciones que no puedan ser aplicables a la OTR.</p>	Modificar el nuevo texto del último párrafo por: "Asimismo, en aquellos casos en que existan períodos en los cuales no se advierta la congestión señalada, el Coordinador podrá levantar transitoriamente la restricción establecida en su ICC, en conformidad con la Normativa técnica y según los cálculos que informe la respectiva empresa distribuidora.
278	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 93.-	<p>Se dice que para "la determinación de las correspondientes transferencias entre empresas eléctricas".</p> <p>Es oportuno precisar que el Coordinador resuelve las transferencias entre "empresas generadoras" y no entre empresas eléctricas.</p>	Se sugiere volver al texto original
279	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 93.-	Es fundamental para la operación y coordinación de la operación global del sistema que se determinen mecanismos que sean eficientes y expeditos para implementar la realidad operativa de las redes de distribución en la programación y operación en tiempo real del SEN. Si bien esto es materia de la norma técnica, es fundamental establecer un principio general en el Reglamento.	<p>Agregar después del inciso cuarto del artículo 93:</p> <p>Para el caso en que el Coordinador instruya aplicar las prorratas por motivos económicos referidas en la normativa vigente, los propietarios de PMGD o sistemas de almacenamiento deberán entregar oportunamente la información de restricciones técnicas y operacionales, con el objetivo de facilitar una gestión eficiente y eficaz de la determinación y aplicación de prorratas, según lo determine la norma técnica.</p>

280	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 96.-	<p>Se requiere que el reglamento exija que los retiros puedan ser medidos para los consumos propios de la central y para alimentar la componente de almacenamiento. Adicionalmente se debe indicar que los retiros a los que se refiere este artículo son para la carga de los sistemas de almacenamiento. Por otra parte, se requiere que el reglamento establezca no solo medidas e información sino también el control del reconector de PMGD por parte de la distribuidora.</p>	<p>Modificar el primer párrafo por : " Todo PMGD deberá contar con los medios de comunicación y control - para garantizar una operación segura de sus instalaciones-, que permitan al Coordinador y a la Empresa Distribuidora conocer su estado de operación, así como obtener la información de las inyecciones y, consumos propios y retiros de energía asociados al proceso de almacenamiento y potencia que el PMGD realice a través del Punto de Conexión con la red de distribución, entre otros, según lo establecido en la normativa vigente. ".</p> <p>Los requerimientos asociados a los medios de comunicación y control, así como la información que el Coordinador o la Empresa Distribuidora soliciten, a efecto de una adecuada operación de los PMGD, deberán ser implementados en los términos que se indique en la respectiva norma técnica.</p>
281	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 99.-	<p>Debe mantenerse la exigencia del envío del Informe de Operación Mensual, tal como se mantiene para los PMG. El informe de operacion mensual agrega valor a los procesos de mediano plazo y el Coordinador ha desarrollado herramientas para consolidar la información. Además, mejorar la redacción con el objetivo de aclarar el objetivo del envío de los pronósticos en el proceso de la programacion de la operación.</p>	<p>Se propone el siguiente texto: "A más tardar, el día 25 de cada mes o el día hábil siguiente, el propietario u operador de un PMGD deberá enviar un informe de su operación mensual al Coordinador y a la empresa Distribuidora, en el cual señale su disponibilidad de excedentes esperados para el mes siguiente. Además, los PMGD deberán enviar al Coordinador y a la empresa distribuidora los pronósticos de sus inyecciones y retiros a efectos de que sean considerados en la programación de la operación, en los términos establecidos en la normativa vigente. La norma técnica establecerá los plazos, procedimientos y consideraciones para una adecuada implementación del presente artículo. Dichos pronósticos de inyecciones y retiros deberán considerar las operaciones de carga y descarga de sus sistemas de almacenamiento. El Coordinador considerará el informe de operación mensual enviado por el PMGD y el pronótico de sus inyecciones y retiros en la programación de la operación del sistema y la elaboración del pronóstico centralizado de generación renovable con recursos primarios variables.</p> <p>Los PMGD que sean clasificados como de impacto no significativo según lo establecido en el Artículo 86º del presente reglamento, quedarán exentos de las obligaciones establecidas en el inciso precedente, a menos que el Coordinador le solicite su cumplimiento por razones de seguridad operacional del sistema eléctrico. Dicho requerimiento deberá estar acompañado por un estudio que lo justifique por parte del Coordinador.</p>

282	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 102.-	<p>El Artículo 102 en su primer párrafo elimina la mención del actual reglamento, respecto de que el Coordinador podrá establecer medidas a adoptar por las Empresas Distribuidoras, dejando solo la posibilidad de que el Coordinador establezca medidas a adoptar directamente por los PMGD.</p> <p>Para que el Coordinador pueda emitir instrucciones de coordinación directamente a los PMGD, tendría que duplicar las capacidades y herramientas que actualmente tienen las Empresas Distribuidoras en cuanto a personal y herramientas para poder gestionar operación de estos medios en las redes de distribución. Las instrucciones de operación a instalaciones de distribución, necesariamente implican velar por la seguridad de las personas e instalaciones, siendo totalmente ineficiente que el Coordinador deba duplicar estas capacidades.</p> <p>En su lugar el Coordinador planteó en las mesas de discusión del DS88 la necesidad de establecer la figura de operador de la red de distribución -solución implementada a nivel mundial-, que puede ser abordada por los CC de Empresas de Distribución o un tercero-, lo que fue ampliamente consensuado con la industria dentro de la discusión, lo que conlleva hacer uso eficiente de las capacidades actuales de las empresas que gestionan la red de distribución, tal como se ha resuelto en países que tienen un alto estándar en la industria, evitando altos sobrecostos para dotar al Coordinador de capacidades para gestionar generación a nivel del sistema de distribución.</p>	<p>Se solicita mantener la redacción actual del DS 88 vigente:</p> <p>Artículo 102º.- Ante la previsión u ocurrencia de contingencias o congestiones que pongan en riesgo la seguridad y calidad del servicio en el sistema eléctrico, el Coordinador podrá establecer medidas a adoptar por las Empresas Distribuidoras y los propietarios u operadores de los PMGD conectados a las redes de distribución.</p> <p>Adicionalmente, se propone agregar en el cálculo de obras adicionales del artículo 89°, una partida de costo debidamente justificada, que esté asociada a la gestión de coordinación de los PMGD en la redes de Distribución, con cargo también al PMGD, lo que también fue discutido en las mesas.</p>
283	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 102.-	<p>Al final del Artículo se agrega el siguiente párrafo:</p> <p>"La Empresa Distribuidora podrá excluir a uno o más PMGD de las limitaciones, de manera fundada, en conformidad con los criterios y procedimientos establecidos en la NTCO, lo que deberá comunicar al Coordinador. Dichas exclusiones también deberán ser consideradas por el Coordinador para efectos de la programación de la operación a la que se refiere el artículo 93 del presente reglamento."</p> <p>Al respecto, se considera inconveniente dejar esta atribución sin especificar bajo qué criterios se podría realizar esta discriminación.</p>	<p>Eliminar el último párrafo o agregar los criterios específicos que se deberían utilizar para estos efectos</p>
284	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo transitorio.-	<p>Sería conveniente aclarar si los PMGD que mantienen su régimen de precio estabilizado corresponden tanto a los que están adscritos al Precio de Nudo de Corto Plazo del DS244/2005 como a los que están adscritos al Precio de Nudo por Bloques del DS88/2019.</p>	-
285	Coordinador Eléctrico Nacional	Otro	<p>El administrador de la red de distribución es la distribuidora (mientras no exista DSO), por lo tanto, los ICC, sus actualizaciones, gestión de redes, etc, es de la distribuidora, y el Coordinador debe tener la información actualizada (ICC actualizado por quien lo realiza, restricciones impuestas/levantadas por quien las impone en sus procesos, etc), y en ningún caso es posible considerar que la Operación en Tiempo Real determinada por el Coordinador pueda resolver la gestión de redes Dx. Esto está considerado en el Artículo 12 del DS 125 vigente y en el que se publicó para Consulta Pública, donde se indica que " 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."</p>	-

286	Cerro Dominador	Artículo 9 bis.-	<p>La LGSE faculta a los PMGD a inyectar a precio estabilizado pero no a retirar. Sus retiros, por tanto, no pueden registrarse sino por la regla general establecida en la LGSE. Esto es, a CMg instantáneo. No existe tampoco habilitación legal para distinguir el tratamiento de los retiros para carga de almacenamiento de un suministro cualquiera en lo referente al regimen de precios (si en cuanto a la contribución al precio estabilizado).</p> <p>No existe facultad para que un reglamento establezca habilitaciones que están expresamente prohibidas en la ley que lo sustenta.</p> <p>LGSE art 140: "El reglamento establecerá los procedimientos para ... 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...".</p>	Reemplazar " el régimen de precio al que se hubiesen acogido de acuerdo con lo establecido en el artículo precedente" por " el costo marginal instantáneo de la energía"
287	Cerro Dominador	Artículo 14.-	<p>Para dejar indemne a los retiros en el nuevo esquema de precio estabilizado, sería deseable agregar explícitamente que los bonos y/o decuentos mensuales a los MGPE deberán ser destinados a los retiros que fueron afectados por el cargo MEP, en igual cuantía pero con signo contrario. De no hacerlo, se podría llegar a una situación en que algunos generadores con retiros sean más perjudicados/beneficiados que otros no siendo este el objetivo de la estabilización de precios señalado en el artículo 149 de la LGSE.</p>	<p>Agregar al final de la letra d) el siguiente texto: "Dichos bonos o descuentos deberán ser utilizados para dejar indemnes a los retiros de energía que fueron afectados por el cargo MEP durante el año en que fue aplicado. El pago o cobro a cada retiro será de igual cuantía que cuando se le asignó el Saldo MEP, pero con signo contrario."</p>
288	Cerro Dominador	Artículo 14.-	<p>La LGSE faculta a los PMGD a inyectar a precio estabilizado pero no a retirar. Sus retiros, por tanto, no pueden registrarse sino por la regla general establecida en la LGSE. Esto es, a CMg instantáneo al igual que los consumos propios conforme se regula correctamente en el artículo 29 del mismo reglamento. No existe tampoco habilitación legal para distinguir el tratamiento de los retiros para carga de almacenamiento de un suministro cualquiera en lo referente al regimen de precios (si en cuanto a la contribución al precio estabilizado).</p> <p>No existe facultad para que un reglamento establezca habilitaciones que están expresamente prohibidas en la ley que lo sustenta.</p> <p>LGSE art 140: "El reglamento establecerá los procedimientos para ... 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...".</p>	Eliminar letra b) y reenumerar
289	Cerro Dominador	Artículo 14.-	<p>Falta regular el caso en que un PMGD sale del balance o se desconecta de la red para que los saldos MEP sean pagados.</p>	<p>Para el caso en que un MGPE se desconecte del Sistema Eléctrico o bien sea suspendido permanentemente de los balances de transferencia, sus saldos MEP deberán ser pagados en forma completa antes de su retiro.</p>
290	Cerro Dominador	Artículo 19.-	<p>Un precio básico de la energía por intervalo temporal que refleje de mejor manera las condiciones de operación de corto plazo del sistema podría reducir la acumulación de Saldos MEP. Por tanto, se recomienda utilizar el límite inferior del intervalo de cálculo del Precio de Nudo de Corto Plazo señalado en el numeral 2 del Artículo 162 de la LGSE, igual a 24 meses.</p>	<p>Agregar ", igual a 24 meses" al final de la descripción del parámetro "N" de la fórmula de cálculo del Precio básico energía por intervalo temporal_[n,t]</p>
291	Cerro Dominador	Artículo 87.-	<p>El monitoreo del distribuidor no considera la disminución de generación producto de instrucciones del CEN por problemas de capacidad técnica (caso de sobreinstalación y congestión). Se sugiere incorporar esta tarea de modo que el distribuidor verifique que los PMGD involucrados efectivamente bajen su generación en la cantidad y oportunidad que establezca el CEN</p>	<p>Incorporar después de "cumplimiento de las condiciones de operación establecidas en los ICC " y antes de la conjunción "y", la frase: ", las instrucciones y limitaciones establecidas por el Coordinador producto de las restricciones a que hace referencia los artículos 88 y 102,"</p>
292	Cerro Dominador	Artículo 89 bis.-	<p>Los costos de operación generados por PMGD deben ser auditados de algún modo y establecerse que sean descontados de los Costos de Explotación para evitar una doble contabilización de éstos</p>	

293	Cerro Dominador	Artículo 93.-	Incorporar la sujeción a las instricciones del distribuidor para limitar la generación de acuerdo a lo que el Coordinador establezca conforme a la existencia de horas de congestión que obliguen a limitar la producción por razones de seguridad	Agregar antes del punto final del primer inciso la frase "y a las instrucciones que emanen del Coordinador de acuerdo a lo señalado en el artículo 102"
294	Cerro Dominador	Artículo 102.-	No corresponde limitar los retiros para almacenamiento puesto que dicho suministro no está sujeto a restricciones en distribución y es deber expreso del distribuidor contar con las capacidades para permitirlo según el artículo 125 de la LGSE	Eliminar en el inciso segunda la frase "o retiros para la carga del almacenamiento" y las inserciones "o retiro" del resto del artículo
295	ACENOR A.G.	Artículo 7.-	El autodespacho es una habilitación no contenida en la Ley General de Servicios Eléctricos y que debería, por tanto, definirse en tanto no afecte otras disposiciones respecto del sistema eléctrico, en particular la obligación de operar el sistema a mínimo costo manteniendo la seguridad y calidad de servicio. Mantener un 30% de la generación eléctrica en bloque día bajo este régimen a futuro no sólo puede ser riesgoso sino que ineficiente. Se solicita, por tanto, modifcar la definición dando cuenta de esta consideración	Se sugiere modificar por una definición en el siguiente tenor: "Autodespacho: Régimen de operación en que el titular de una instalación informa al Coordinador su despacho, no siendo resultado de la optimización económica del sistema eléctrico. Sin perjuicio de lo anterior, y a efectos del cumplimiento de los principios de la coordinación, el Coordinador debera resguardar que no se afecte la seguridad y calidad de servicio del sistema, ni la operación más económica del conjunto de instalaciones interconectadas."
296	ACENOR A.G.	Artículo 9 bis.-	Se dispone que "La valorización de los retiros de energía que los MGPE efectúen del sistema para la carga de la componente de almacenamiento se registrá por el régimen de precio al que se hubiesen acogido de acuerdo con lo establecido en el artículo precedente". Consideramos que falta aclarar que en caso de contratarse como suministradores de clientes, los MGPE pasan a disponer de un mecanismo de estabilización con su contrato, por lo que deberían dejar de acceder al mecanismo del art. 9, ya que se constituyen en competidores dentro del mercado de contratos y la estabilidad la otorga el mismo contrato.	Complementar el Artículo 9 bis, señalando que en caso de contratarse como suministrador de clientes, los MGPE dejan de acceder al mecanismo de estabilización de precios, aplicándose las reglas generales de valorización de inyecciones y retiros.
297	ACENOR A.G.	Artículo 12.-	Respecto a la opción elegida por el medio de generación, se solicita explicitar que cualquier modificación que se efectúe (como por ejemplo, la incorporación de un sistema de almacenamiento) a un PMGD en operación o declarado en construcción hará perder la condición de precio estabilizado vigente al momento de ser declarado en construcción, debiendo en tal caso optar entre el costo marginal y el precio estabilizado en vigencia al momento de declarar en construcción dicha modificación.	Se solicita incorporar un inciso final en el siguiente sentido: "Sin perjuicio de lo señalado en el inciso anterior, cualquier modificación, ampliación o incorporación de sistema de almacenamiento que se efectúe a un PMGD en operación o declarado en construcción, hará perder la condición de precio estabilizado vigente del respectivo PMGD, debiendo en tal caso optar entre el costo marginal y el precio estabilizado en vigencia al momento de declarar en construcción dicha modificación."
298	ACENOR A.G.	Artículo 14.-	De acuerdo a lo indicado por el Ministerio de Energía en su presentación de julio de 2025, el mecanismo tiene la intención de ser "neutral" para los retiros. Sin embargo, se sigue efectuando la estabilización a prorrata de los retiros, no quedando claro tampoco si el reintegro de los saldos considerará el costo financiero correspondiente.	Se solicita: 1. Modificar la asignación del "Saldo MEP" a prorrata de las inyecciones. 2. Incorporar el costo financiero en las cuotas a devolver a quienes se hicieron cargo de la estabilización.
299	ACENOR A.G.	Artículo 14.-	El reintegro en 12 cuotas se efectúa considerando descuentos a la valorización de las inyecciones de MGPE valorizadas a precio estabilizado, que a su vez también consideran saldos con diferencias que son cubiertas por los mismos a quienes se les está devolviendo.	Se solicita cambiar el mecanismo de estabilización de forma tal que a final de cada año los MGPE devuelvan íntegramente los saldos correspondientes.
300	ACENOR A.G.	Artículo 14.-	La incorporación de sistemas de almacenamiento (SAE) tanto a nivel de transmisión como PMGD permite que a nivel sistémico se aumente el retiro (mediante estos sistemas) en horas de costo marginal cero en que, además, existe en ocasiones vertimiento de energía a bajo costo, disminuyendo este vertimiento debido la demanda adicional para la carga de los SAE. Esto implica una mayor generación de centrales renovables en horas de día, y, en particular, de PMGD, lo que a su vez haría aumentar el monto de la compensación que se efectúa a prorrata de los retiros. Asimismo, podría darse incluso el caso de que un actual propietario de PMGD a precio estabilizado desarrollara un nuevo proyecto de almacenamiento con inyecciones y retiros a costo marginal, produciendo en la práctica que inyectara energía a precio estabilizado, retirara en el mismo punto la energía a costo marginal cero (con la otra instalación o proyecto nuevo) e inyectara por la noche la misma energía a costo marginal alto.	Se solicita modificar el reglamento de forma tal que se solucione el problema señalado.
301	ACENOR A.G.	Artículo 72.-	De acuerdo a las resoluciones mensuales de declaración en construcción, hay PMGD con atrasos considerables (incluso de varios años) en la entrada en operación respecto a sus fechas originalmente informadas de declaración en construcción. Sin perjuicio de que la propuesta incorpora para la revocación el incumplimiento del hito de inicio de construcción, se solicita, además, dar un plazo máximo de retraso en relación con el inicio de operación.	Se sugiere incorporar un inciso en el siguiente tenor: "Sin perjuicio de las circunstancias señaladas en el primer inciso, la Comisión revocará la declaración en construcción en caso que una instalación sujeta a las disposiciones del presente reglamento verifique un retraso mayor o igual a 36 meses de su entrada en operación respecto de su fecha originalmente informada."
302	ACENOR A.G.	Artículo 72.-	Se indica que "Se entenderá por cambio significativo toda modificación relevante en las características técnicas fundamentales de un proyecto, tales como el aumento o disminución de la potencia instalada del	Se eliminó el cambio de emplazamiento o de punto de conexión como cambio significativo. Se solicita conocer la razón de ello

			proyecto, la tecnología principal empleada, entre otras modificaciones que pudiesen implicar un impacto relevante en el sistema eléctrico"	
303	ACENOR A.G.	Artículo 88.-	<p>En el contexto del apagón del 25 de febrero se ha verificado por parte del Coordinador la incorrecta operación de los EDACxBF en algunos alimentadores que cuentan con centrales PMGD, debido a que dichos EDAC se activaron en un instante donde habían flujos revertidos, profundizando así la condición de desbalance de la isla sur del sistema.</p> <p>Con el propósito de asegurar un comportamiento robusto del EDACxBF durante contingencias, se debe asegurar que la generación PMGD que se conecta a un alimentador que participa del esquema EDAC no sobrepase la demanda de dicho alimentador.</p> <p>Se sugiere que esto sea verificado en los estudios de conexión que se indican en el artículo 88.</p>	Se sugiere agregar el siguiente párrafo al artículo 88: "Para el caso de alimentadores que están incorporados al esquema de EDAC, si los estudios de conexión advirtieran de una posible inversión del flujo de potencia a través del alimentador de la subestación primaria de distribución asociada al Punto de Conexión del PMGD, la capacidad de inyección o retiro del PMGD en estudio deberá ser limitada para evitar dicha inversión de flujo de forma de que la operación del PMGD no degrade la funcionalidad de los recursos para control de contingencias. Dicha restricción deberá quedar consignada en el ICC y será condición obligatoria de operación para permitir la conexión del PMGD a la red de distribución."
304	ACENOR A.G.	Artículo 98.-	La eliminación del envío de proyecciones al Coordinador podría implicar una falta de información relevante, considerando la importante cantidad de MGPE existentes en el sistema.	Se sugiere incorporar un artículo transitorio que mantenga la vigencia del envío de información del artículo derogado en tanto no se dicte la normativa técnica correspondiente.
305	ACENOR A.G.	Artículo 99.-	La eliminación del envío del informe mensual al Coordinador podría implicar una falta de información relevante, considerando la importante cantidad de MGPE existentes en el sistema.	Se sugiere incorporar un artículo transitorio que mantenga la vigencia del envío de información del artículo derogado en tanto no se dicte la normativa técnica correspondiente.
306	ACENOR A.G.	Artículo 102.-	<p>En el artículo 7, literal c) se indica una nueva definición de Autodespacho: "Régimen de operación de una instalación de generación o sistema de almacenamiento de energía interconectada al sistema eléctrico que no se encuentra sujeto al resultado de la optimización de la operación efectuada por el Coordinador. Lo anterior, sin perjuicio de las instrucciones que este último pueda emitir para efectos de preservar la seguridad del sistema eléctrico o para aplicar las prorratas por motivos económicos referidas en la normativa vigente."</p> <p>En este contexto, con el objetivo de integrar armónicamente la nueva función establecida en la definición de Autodespacho, se sugiere modificar el Artículo 102 en el sentido de indicar que también se podrá limitar la generación PMGD por motivos económicos, de acuerdo con la normativa vigente.</p>	Añadir en el artículo 102 que se podrá limitar la generación PMGD por motivos económicos, de acuerdo con la normativa vigente.
307	ACENOR A.G.	Artículo 102.-	<p>En este artículo se indica que: "La Empresa Distribuidora podrá excluir a uno o más PMGD de las limitaciones, de manera fundada, en conformidad con los criterios y procedimientos establecidos en la NTCO, lo que deberá comunicar al Coordinador. Dichas exclusiones también deberán ser consideradas por el Coordinador para efectos de la programación de la operación a la que se refiere el artículo 93 del presente reglamento."</p> <p>Al respecto, se entiende que esta regla tiene sentido para considerar simplificaciones en la coordinación de la operación y en ningún caso debería existir un perjuicio al sistema y en particular con clientes que puedan tener contratos de suministro con empresas dueñas de centrales tipo PMGD. En este sentido, se solicita eliminar este párrafo pues es difícil de que la Empresa Distribuidora pueda realizar esta verificación. Adicionalmente el Coordinador ya expresó su rechazo a la idea de crear acuerdos para excluir de la aplicación de prorratas a centrales utility scale.</p>	Eliminar el ultimo párrafo del artículo 102º.
308	ACENOR A.G.	Artículo 120.-	<p>El Artículo 120 para PMG es análogo al Artículo 102 para PMGD, sin embargo, no se modificó.</p> <p>Con el propósito de integrar armónicamente al Reglamento el régimen de operación de Autodespacho que se ha definido, se sugiere revisar el Artículo 120 e incluir las mismas modificaciones realizadas al Artículo 102.</p>	Aplicar los mismo cambios del artículo 102º al artículo 120º.
309	ACENOR A.G.	Otro	Un problema generalizado para las empresas distribuidoras es que los propietarios y operadores de PMGD no entregan en forma actualizada información de la titularidad del propietario u operador, lo que dificulta su operación. Para ello es necesario introducir incentivos concretos	Todo PMGD que no tenga actualizada su información de titularidad y operación queda fuera del régimen de estabilización de precios hasta que no la actualice.

310	ACENOR A.G.	Otro	<p>El artículo 69, letra c), dispone que "La fecha de inicio de construcción no podrá exceder el plazo de un año desde la presentación de la solicitud [de declaración en construcción]", aceptando excepciones calificadas.</p> <p>Concordamos plenamente con esta norma, porque evita la situación que hoy se observa, de proyectos MGPE que extienden excesivamente esa etapa. El problema es que falta una norma transitoria que explicita la aplicación de la misma regla a los proyectos que actualmente no han iniciado la construcción o que no lo harán en los próximos meses. Po ello sugerimos lo siguiente: para los proyectos con solicitud de declaración en construcción presentada antes del 11 de julio de 2025 (inicio de la consulta pública del presente cambio de reglamento), la contabilización de un año comenzará en esa fecha y la revocación señalada en el artículo 72 no podrá aplicarse antes de tres meses desde que la publicación del presente Decreto. Para los proyectos con solicitud de declaración en construcción presentada a partir del 11 de julio de 2025 , la contabilización de un año comenzará en la fecha de la presentación, y la revocación señalada en el artículo 72 no podrá aplicarse antes de tres meses desde que la publicación del presente Decreto.</p>	<p>Introducir un nuevo artículo transitorio que disponga que para los proyectos con solicitud de declaración en construcción presentada antes del 11 de julio de 2025 (inicio de la consulta pública del presente cambio de reglamento), la contabilización de un año señalada en el Artículo 69, literal c), comenzará en esa fecha y la revocación señalada en el artículo 72 no podrá aplicarse antes de tres meses desde que la publicación del presente Decreto. Para los proyectos con solicitud de declaración en construcción presentada a partir del 11 de julio de 2025 , la contabilización de un año comenzará en la fecha de la presentación de dicha solicitud, y la revocación señalada en el artículo 72 no podrá aplicarse antes de tres meses desde que la publicación del presente Decreto.</p>
311	ACENOR A.G.	Otro	<p>Estando de acuerdo con los cambios al mecanismo de estabilización establecido en el artículo 14, no vemos razones para no aplicarla también al precio estabilizado del DS 244. Los MGPE con tecnología solar fotovoltaica acogidos a ese precio han estado recibiendo un subsidio del resto de sistema por ya varios años y la corrección de esta distorsión no debería postergarse. Si se estima que para no afectar tan sigificativamente una regla vigente para inversiones ya materializadas no es pertinente aplicar ambas correcciones a la vez, al menos vemos impostergable implementar,a modo de nuevo régimen transitorio, la valorización de las inyecciones de acuerdo al precio básico de energía, eliminando el ajuste por banda de PMM. Ello corregiría una de las distosiones actuales del precio estabilizado del DS 244 y seguiría otorgando a los MGPE un subsidio, de menor magnitud, hasta el año 2034.</p>	<p>Un nuevo artículo transitorio que disponga que el cambio al mecanismo de estabilización establecido en el Artículo 14 referidos a la valorización de las inyecciones de acuerdo al precio básico de energía, se aplicará a partir de la publicación del presente Decreto, al mecanismo de estabilización de precio del DS 244 de 2006, que de acuerdo a disposiciones transitorias del DS 88 de 2019 se extendió por 156 meses.</p>
312	ACENOR A.G.	Otro	<p>La conexión de MGPE no puede degradar la calidad de servicio de los clientes, tanto regulados como no regulados.</p>	

313	ACENOR A.G.	Artículo transitorio.-	<p>El artículo transitorio dispone que "lo establecido en el Capítulo III del Decreto Supremo N° 88, de 2019... se mantendrá vigente para aquellos [MGPE] que hubiesen optado por el régimen de estabilización de precios allí establecido previo a la publicación del presente decreto en el Diario Oficial. En este caso, las referidas reglas se mantendrán vigentes hasta el mes de julio de 2034." Acá detectamos dos problemas. Primero, no vemos razones para permitir el arbitraje regulatorio entre el mecanismo de estabilización vigente y el que se propone en el presente reglamento, durante el tiempo que transcurra hasta que la publicación en el Diario Oficial. Al ser conocido el nuevo mecanismo de estabilización de precios a partir del momento en que se publicó la propuesta de la consulta pública, cualquier proyecto MGPE está condiciones de saber que esa será la regla aplicable y por lo tanto no puede alegar cambio inesperado en las condiciones. No estamos planteando una norma de efecto retroactivo, sino que el nuevo mecanismo de estabilización se aplique a partir de la publicación del presente Decreto en el Diario Oficial, para todos los proyectos MGPE que hayan ingresado una solicitud de decaración en construcción con posterioridad al 11 de julio de 2025.</p> <p>Segundo, no vemos razones para repetir el error del DS 88 /2019, de establecer un régimen transitorio de precio estabilizado injustificadamente largo, hasta el año 2034, para los MGPE acogidos al precio estabilizado del DS 88/2019. El nuevo Decreto no va a eliminar el mecanismo de estabilización, sino simplemente va a corregir errores del diseño vigente, lo que ha sido adecuadamente justificado en la presentación del cambio reglamentario, recogiendo argumentos que se vienen planteando por largo tiempo. Por lo tanto, no hay razones para postergar más allá del año 2026 la corrección del error.</p>	<p>Modificar este artículo, de modo que señale que el nuevo mecanismo de estabilización se aplicará a partir de la publicación del presente Decreto en el Diario Oficial, para todos los proyectos MGPE que hayan ingresado una solicitud de decaración en construcción con posterioridad al 11 de julio de 2025. Y para aquellos MGPE que ingresaron una solicitud de decaración en construcción antes de la fecha señalada y se hubiesen acogido al precio estabilizado del DS 88/2019, a partir del 1 de enero de 2027 deberán optar entre el mecanismo de estabilización que crea el presente Decreto y el régimen general a costo marginal.</p>
314	ACENOR A.G.	Artículo transitorio.-	<p>El art. Transitorio establece que "Lo establecido en el Capítulo III del Decreto Supremo N° 88, de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para medios de generación de pequeña escala, se mantendrá vigente para aquellos Medios de generación de pequeña escala que hubiesen optado por el régimen de estabilización de precios allí establecido previo a la publicación del presente decreto en el Diario Oficial. En este caso, las referidas reglas se mantendrán vigentes hasta el mes de julio de 2034. Sin perjuicio de lo anterior, antes de vencido el plazo establecido en el inciso precedente, el respectivo Medio de generación de pequeña escala deberá optar por alguno de los regímenes de valorización señalados en el Artículo 9º del reglamento aprobado por el Artículo primero del presente decreto, opción que deberá ser comunicada al Coordinador con, a lo menos, 6 meses de antelación al vencimiento del plazo."</p>	<p>Introducir que vencido el plazo, el régimen por default es sin estabilización de precios.</p>
315	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 63.-	<p>En el Artículo 63, segundo inciso, se menciona lo siguiente: "(...) En caso de que la Empresa Distribuidora detectare la posibilidad de congestiones a nivel del sistema de transmisión, deberá poner a disposición de la Superintendencia y del Coordinador, junto con la copia del ICC, el respectivo estudio de flujo de potencia que dé cuenta de la congestión mencionada. Dicho estudio de flujo deberá incorporar la información y la base de datos utilizada para su desarrollo. Asimismo, la Empresa Distribuidora deberá enviar una copia del respectivo ICC al propietario u operador de las instalaciones de transmisión zonal correspondiente."</p> <p>Con ello, no se está considerando la posibilidad que la Distribuidora tenga que enviar una copia del ICC al propietario u operador de las instalaciones de transmisión dedicadas, aún cuando estas podrían verse afectadas por congestiones como consecuencia de la conexión de PMGD. Se solicita incorporar, por cuanto pudiera darse ese caso.</p>	<p>Se solicita modificar el inciso segundo del Artículo 63.- como se indica:</p> <p>"(...) En caso de que la Empresa Distribuidora detectare la posibilidad de congestiones a nivel del sistema de transmisión, deberá poner a disposición de la Superintendencia y del Coordinador, junto con la copia del ICC, el respectivo estudio de flujo de potencia que dé cuenta de la congestión mencionada. Dicho estudio de flujo deberá incorporar la información y la base de datos utilizada para su desarrollo. Asimismo, la Empresa Distribuidora deberá enviar una copia del respectivo ICC al propietario u operador de las instalaciones de transmisión zonal o dedicada correspondiente."</p>

316	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 69.-	<p>El presente artículo establece:</p> <p>"(...) d) ICC de acuerdo con lo dispuesto en el presente reglamento, indicando si existe una limitación de la capacidad de inyección del PMGD por efecto de congestiones a nivel de transmisión zonal, si corresponde; (...)"</p> <p>Se solicita explicitar que las congestiones que podrían generar limitaciones a la capacidad de inyección del PMGD también pueden ocurrir en un sistema de transmisión dedicado, y deben ser consideradas en el ICC y en los documentos o antecedentes que los propietarios u operadores de los señalados PMGD deberán ingresar a la solicitud.</p>	<p>Se solicita modificar el literal d) del Artículo 69.- como se indica:</p> <p>"d) ICC de acuerdo con lo dispuesto en el presente reglamento, indicando si existe una limitación de la capacidad de inyección del PMGD por efecto de congestiones a nivel de transmisión zonal o dedicado, si corresponde; "</p>
317	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 77.-	<p>El presente artículo indica que:</p> <p>"(...) La respuesta a la solicitud de autorización de puesta en servicio por parte del Coordinador deberá verificar la capacidad de inyección consignada en el ICC de aquellos proyectos que presentan limitaciones a la capacidad máxima de inyección permitida, producto de las condiciones en el sistema de transmisión zonal al momento de realizar los estudios de conexión correspondientes. En caso de que las condiciones bajo las que se realizaron dichos estudios resulten más restrictivas que las condiciones de operación al momento de la solicitud de autorización, el Coordinador deberá incorporar en su respuesta, la información necesaria para la modificación de la capacidad máxima de inyección permitida, según lo establecido en la norma técnica. (...)"</p> <p>Se solicita explicitar que las limitaciones a la capacidad máxima de inyección dependen no sólo de las condiciones en el sistema de transmisión zonal al momento de realizar los estudios de conexión correspondientes, sino también de las condiciones en el sistema de transmisión dedicado. Esto, debido a que la conexión de PMGD también podría generar congestiones en este último.</p>	<p>Se solicita modificar el penúltimo inciso del Artículo 77.- como se indica a continuación:</p> <p>"(...) La respuesta a la solicitud de autorización de puesta en servicio por parte del Coordinador deberá verificar la capacidad de inyección consignada en el ICC de aquellos proyectos que presentan limitaciones a la capacidad máxima de inyección permitida, producto de las condiciones en el sistema de transmisión zonal o dedicado al momento de realizar los estudios de conexión correspondientes. En caso de que las condiciones bajo las que se realizaron dichos estudios resulten más restrictivas que las condiciones de operación al momento de la solicitud de autorización, el Coordinador deberá incorporar en su respuesta, la información necesaria para la modificación de la capacidad máxima de inyección permitida, según lo establecido en la norma técnica. (...)"</p>

318	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 88.-	<p>El cuarto inciso del presente artículo indica que:</p> <p>"En caso de que los estudios de conexión advirtieran la congestión mencionada en el inciso anterior y la Comisión hubiese declarado en construcción al PMGD, la Empresa Distribuidora deberá notificar de dicha situación al Coordinador y a la empresa de transmisión correspondiente, en los plazos, formatos y por los medios que para ello establezca la norma técnica respectiva. El Coordinador deberá elaborar semestralmente, y mientras se mantenga la congestión, un estudio que permita, entre otros, evaluar e identificar la existencia de congestiones, que considere, al menos, el grado de avance efectivo de las obras del sistema de transmisión zonal, los niveles de demanda e inyección proyectados, los proyectos de PMGD adyacentes que se encuentren desistidos o que hayan perdido la vigencia de su ICC y el grado de avance de la conexión de los PMGD involucrados; debiendo considerar como fecha estimada de conexión la incluida en la resolución de declaración en construcción de la Comisión Nacional de Energía. El estudio deberá ser elaborado en conformidad con los requerimientos establecidos en la normativa vigente y sus resultados deberán ser publicados en el sitio web del Coordinador."</p> <p>Se solicita especificar que el estudio de congestión de los PMGD, realizado por el Coordinador, debe ser detallado y considerar también a los PMG y a la Generación de la zona, debido a que todos estos factores incidirán directamente en las congestiones que enfrente el Sistema de Transmisión asociado, y por ende en las restricciones de las cuales se habla.</p> <p>Se solicita además expecificar que las obras de transmisión que pueden verse afectas a congestiones pueden pertenecer al Sistema de Transmisión Dedicado.</p>	<p>Se solicita modificar el cuarto inciso del Artículo 88.- de la siguiente manera:</p> <p>"En caso de que los estudios de conexión advirtieran la congestión mencionada en el inciso anterior y la Comisión hubiese declarado en construcción al PMGD, la Empresa Distribuidora deberá notificar de dicha situación al Coordinador y a la empresa de transmisión correspondiente, en los plazos, formatos y por los medios que para ello establezca la norma técnica respectiva. El Coordinador deberá elaborar semestralmente, y mientras se mantenga la congestión, un estudio detallado que permita, entre otros, evaluar e identificar la existencia de congestiones, que considere, al menos, el grado de avance efectivo de las obras del sistema de transmisión zonal o dedicada, los niveles de demanda e inyección proyectados, los proyectos de PMGD adyacentes que se encuentren desistidos o que hayan perdido la vigencia de su ICC y el grado de avance de la conexión de los PMGD, PMG y Generación involucrados; debiendo considerar como fecha estimada de conexión la incluida en la resolución de declaración en construcción de la Comisión Nacional de Energía. El estudio deberá ser elaborado en conformidad con los requerimientos establecidos en la normativa vigente y sus resultados deberán ser publicados en el sitio web del Coordinador."</p>
319	Transmisoras de Chile A.G.	Artículo 88.-	<p>En el quinto inciso del artículo se establece que:</p> <p>"La restricción mencionada en el inciso tercero del presente artículo podrá ser levantada solo si en forma posterior a la conexión del PMGD, mediante el estudio semestral elaborado por el Coordinador, se constatará que la operación de dicha central a su capacidad de inyección máxima no provocará la congestión antes mencionada. Asimismo, en aquellos casos en que existan períodos en los cuales no se advierta la congestión señalada, el Coordinador podrá levantar transitoriamente la restricción establecida en su ICC, en conformidad con la normativa técnica".</p> <p>Puntualmente con respecto a la parte subrayada, se solicita especificar el alcance de los referidos "períodos" en los cuales no se advierta las congestiones. No se detalla si dichos períodos serán de horas, días, meses., etc.</p> <p>Además, sin perjuicio de lo establecido a propósito de que el "Coordinar podrá levantar transitoriamente la restricción", en conformidad con la normativa vigente, se solicita espificar el alcance de tiempo de la mención transitoria.</p>	<p>Se solicita aclarar y especificiar el alcance de tiempo de la palabra "período" y "transitoriamente", en virtud de ser la base para efectos de que el Coordinador pueda levantar transitoriamente la restricción respectiva.</p>
320	AngloAmerican Sur	Artículo 7.-	<p>El autodespacho es una habilitación no contenida en la Ley General de Servicios Eléctricos y que debería, por tanto, definirse en tanto no afecte otras disposiciones respecto del sistema eléctrico, en particular la obligación de operar el sistema a mínimo costo manteniendo la seguridad y calidad de servicio. Se solicita, por tanto, modifcar la definición dando cuenta de esta consideración</p>	<p>Se sugiere modificar por una definición en el siguiente tenor: "Autodespacho: Régimen de operación en que el titular de una instalación informa al Coordinador su despacho, no siendo resultado de la optimización económica del sistema eléctrico. Sin perjuicio de lo anterior, y a efectos del cumplimiento de los principios de la coordinación, el Coordinador debера resguardar que no se afecte la seguridad y calidad de servicio del sistema, ni la operación más económica del conjunto de instalaciones interconectadas."</p>

321	AngloAmerican Sur	Artículo 12.-	Respecto a la opción elegida por el medio de generación, se solicita explicitar que cualquier modificación que se efectúe (como por ejemplo, la incorporación de un sistema de almacenamiento) a un PMGD en operación o declarado en construcción hará perder la condición de precio estabilizado vigente al momento de ser declarado en construcción, debiendo en tal caso optar entre el costo marginal y el precio estabilizado en vigencia al momento de declarar en construcción dicha modificación.	Se solicita incorporar un inciso final en el siguiente sentido: "Sin perjuicio de lo señalado en el inciso anterior, cualquier modificación, ampliación o incorporación de sistema de almacenamiento que se efectúe a un PMGD en operación o declarado en construcción, hará perder la condición de precio estabilizado vigente del respectivo PMGD, debiendo en tal caso optar entre el costo marginal y el precio estabilizado en vigencia al momento de declarar en construcción dicha modificación."
322	AngloAmerican Sur	Artículo 14.-	De acuerdo a lo indicado por el Ministerio de Energía en su presentación de julio de 2025, el mecanismo tiene la intención de ser "neutral" para los retiros. Sin embargo, se sigue efectuando la estabilización a prorrata de los retiros, no quedando claro tampoco si el reintegro de los saldos considerará el costo financiero correspondiente.	Se solicita: 1. Modificar la asignación del "Saldo MEP" a prorrata de las inyecciones. 2. Incorporar el costo financiero en las cuotas a devolver a quienes se hicieron cargo de la estabilización.
323	AngloAmerican Sur	Artículo 14.-	El reintegro en 12 cuotas se efectúa considerando descuentos a la valorización de las inyecciones de MGPE valorizadas a precio estabilizado, que a su vez también consideran saldos con diferencias que son cubiertas por los mismos a quienes se les está devolviendo.	Se solicita cambiar el mecanismo de estabilización de forma tal que a final de cada año los MGPE devuelvan íntegramente los saldos correspondientes.
324	AngloAmerican Sur	Artículo 14.-	La incorporación de sistemas de almacenamiento (SAE) tanto a nivel de transmisión como PMGD permite que a nivel sistémico se aumente el retiro (mediante estos sistemas) en horas de costo marginal cero en que, además, existe en ocasiones vertimiento de energía a bajo costo, disminuyendo este vertimiento debido la demanda adicional para la carga de los SAE. Esto implica una mayor generación de centrales renovables en horas de día, y, en particular, de PMGD, lo que a su vez haría aumentar el monto de la compensación que se efectúa a prorrata de los retiros. Asimismo, podría darse incluso el caso de que un actual propietario de PMGD a precio estabilizado desarrollara un nuevo proyecto de almacenamiento con inyecciones y retiros a costo marginal, produciendo en la práctica que inyectara energía a precio estabilizado, retirara en el mismo punto la energía a costo marginal cero (con la otra instalación o proyecto nuevo) e inyectara por la noche la misma energía a costo marginal alto.	Se solicita modificar el reglamento de forma tal que se solucione el problema señalado, siendo algunas de las soluciones posibles que i. se limite la inyección PMGD por el aumento de demanda debido a sistemas de almacenamiento, asignándolo a centrales del mismo costo variable que no estén acogidas a precio estabilizado, o ii. que los retiros de almacenamiento también participen en la compensación por estabilización de precios.
325	AngloAmerican Sur	Artículo 72.-	De acuerdo a las resoluciones mensuales de declaración en construcción, hay PMGD con atrasos considerables (incluso de varios años) en la entrada en operación respecto a sus fechas originalmente informadas de declaración en construcción. Sin perjuicio de que la propuesta incorpora para la revocación el incumplimiento del hito de inicio de construcción, se solicita, además, dar un plazo máximo de retraso en relación con el inicio de operación.	Se sugiere incorporar un inciso en el siguiente tenor: "Sin perjuicio de las circunstancias señaladas en el primer inciso, la Comisión revocará la declaración en construcción en caso que una instalación sujeta a las disposiciones del presente reglamento verifique un retraso mayor o igual a 36 meses de su entrada en operación respecto de su fecha originalmente informada."
326	AngloAmerican Sur	Artículo 98.-	La eliminación del envío de proyecciones al Coordinador podría implicar una falta de información relevante, considerando la importante cantidad de MGPE existentes en el sistema.	Se sugiere incorporar un artículo transitorio que mantenga la vigencia del envío de información del artículo derogado en tanto no se dicte la normativa técnica correspondiente.
327	AngloAmerican Sur	Artículo 99.-	La eliminación del envío del informe mensual al Coordinador podría implicar una falta de información relevante, considerando la importante cantidad de MGPE existentes en el sistema.	Se sugiere incorporar un artículo transitorio que mantenga la vigencia del envío de información del artículo derogado en tanto no se dicte la normativa técnica correspondiente.
328	AngloAmerican Sur	Artículo 102.-	El artículo no resulta ser suficientemente claro respecto a que las inyecciones de los PMGD deben ser limitadas de la misma forma que las centrales ubicadas a nivel de transmisión. Cabe señalar, además, que las congestiones ocurren por exceso de oferta y no, necesariamente, por hechos que pongan en riesgo la seguridad y calidad del servicio en el sistema eléctrico. Por tanto, se solicita replantear el artículo en ese sentido.	Se solicita replantear el artículo en el siguiente sentido: "Ante la previsión u ocurrencia de contingencias o congestiones que impliquen un exceso de oferta de generación al mismo costo variable en determinadas zonas del sistema, el Coordinador deberá limitar la inyección de los PMGD y sistemas de almacenamiento conectados en distribución y sujetos a la coordinación siguiendo los mismos criterios utilizados con instalaciones ubicadas a nivel de transmisión; debiendo limitar de ser necesario las inyecciones de los PMGD a prorrata de la capacidad instalada de los mismos."

329	Acciona Energía Chile Holdings, S.A.	Otro	Se solicita que el Ministerio aclare cómo se definen los MGPE que contienen una componente de almacenamiento. Es decir, si un proyecto FV es de 9 MW, ¿puede ser complementado con un BESS de 9 MW? En caso afirmativo, ¿qué condiciones deben cumplirse para que dicha instalación pueda ser clasificada como MGPE? En ese sentido, como debiese aplicarse el análisis indicado en el artículo 6°, ¿corresponde la inclusión de almacenamiento al desarrollo de un proyecto por etapas? Se solicita aclarar.	
330	Acciona Energía Chile Holdings, S.A.	Artículo 17.-	El informe de precios estabilizados es un subproducto del informe de precios de nudo de corto plazo. En ese contexto, se solicita que la determinación de precios estabilizados sea parte integrante del informe de precios de nudo de corto plazo. Esto permitirá alinear los instrumentos y que la indexación de ambos sea en las mismas fechas, bajo las mismas condiciones, propendiendo en definitiva al orden de los distintos procesos regulares de la CNE.	
331	Acciona Energía Chile Holdings, S.A.	Otro	En algunos artículos, la propuesta de reglamento se refiere a que los PMGD pueden optar al precio básico de energía por intervalo, y en otro caso, al precio estabilizado. Se sugiere revisar y realizar las correcciones que corresponda.	
332	Acciona Energía Chile Holdings, S.A.	Artículo 32.-	Se establece que las distribuidoras deben publicar toda la información de costos asociadas a los estudios de conexión y sistemas de monitoreo y control, pero no se indica el lugar, ni la instancia.	Asimismo, las referidas empresas deberán publicar, en un sitio web definido para estos efectos, toda la información relativa a los costos asociados a los estudios de conexión y sistemas de monitoreo y control.
333	Acciona Energía Chile Holdings, S.A.	Artículo 32.-	En este artículo, y en otros, se indican las "condiciones iniciales de conexión y operación", sin embargo, en el caso de que un PMGD de tipo FV, que luego incorpore una ampliación con BESS, y en una tercera etapa, una nueva ampliación del BESS, ¿cuál sería la condición inicial?	Incorporar una definición de "condición inicial"
334	Acciona Energía Chile Holdings, S.A.	Artículo 43.-	En el artículo 43, literal j) se indica que la SCR debe definir un bloque de inyección y retiro, sin embargo, no se especifica cómo eso se condice con la operación más económica y segura del sistema en su conjunto, ni tampoco si podría tener un efecto en la competencia del sistema.	Incorporar inciso final: Sin perjuicio de lo anterior, el Coordinador deberá realizar un análisis del efecto de las presentes disposiciones en la libre competencia del mercado eléctrico. Asimismo, con una periodicidad anual el Coordinador deberá analizar las restricciones indicadas en el literal j)), solicitando ajustes a la Empresa Distribuidora y al propietario del PMGD, de manera tal que el Coordinador pueda cumplir con las disposiciones establecidas en el artículo 72°-1 de la LGSE.
335	Acciona Energía Chile Holdings, S.A.	Artículo 44.-	En el literal b) se indica que los PMGD son de impacto no significativo cuando no superan los 3 MW, sin embargo, se solicita que el Ministerio confirme aquello con Sistemas de Almacenamiento que retiran energía de la red para cargarse, y que por lo tanto, podrían consumir 1/3 de un alimentador. Por lo tanto, en esta hipótesis, ¿se mantiene que ese tipo de proyecto son clasificados de impacto no significativo?	
336	Acciona Energía Chile Holdings, S.A.	Artículo 66.-	En este artículo se indica que si la CNE revoca la declaración en construcción, el ICC pierde su vigencia, luego el artículo 67 dice que para el caso del artículo 66, el ICC se mantendrá vigente por 6 meses para el caso indicado en el artículo 66. En virtud de lo anterior, se solicita aclarar si al ser revocado el proyecto, el ICC pierde inmediatamente su vigencia, o si con la resolución de revocación, la vigencia del ICC se extiende inmediatamente 6 meses.	
337	Acciona Energía Chile Holdings, S.A.	Artículo 67.-	El Ministerio ha incorporado una hipótesis en que la CNE no ha resuelto el recurso de reposición. Se solicita que se regule los plazos que tiene la CNE para dar respuesta a los recursos de reposición.	En caso de que se presente un recurso de reposición a una revocación de declaración en construcción por parte de la Comisión, ésta dispondrá de 20 días para dar respuesta a dicho recurso.
338	Acciona Energía Chile Holdings, S.A.	Artículo 68.-	En línea con lo indicado en el artículo, y atendido que el Reglamento hace referencia tanto a PMGD como a PMG, se sugiere precisar que para los PMG aplican las disposiciones establecidas en el DS 125/2017.	
339	Acciona Energía Chile Holdings, S.A.	Artículo 69.-	En el primer inciso, se sugiere incorporar que, en caso de que la plataforma electrónica de la CNE no esté disponible, la Comisión pueda definir un medio de comunicación alternativo de comunicaciones en caso de que la plataforma presente fallas. En su defecto, sugerimos dejar más abierta la redacción.	Para los efectos de lo dispuesto en el artículo anterior, los propietarios u operadores de los señalados PMGD deberán ingresar una solicitud por el medio que la Comisión disponga para tales efectos, en el formato que esta determine, acompañando los siguientes antecedentes o documentos según corresponda:
340	Acciona Energía Chile Holdings, S.A.	Artículo 69.-	Para el literal a) podría ocurrir que, por razones administrativas los plazos de 30 días no necesariamente sean utilizados para la revisión de los antecedentes. Se sugiere que los plazos se cuenten una vez ingresada la solicitud. Esto mismo ocurre en el literal k).	Precisar: [...] casos con una vigencia cuya antigüedad no sea superior a treinta días corridos a la fecha del ingreso de la solicitud.

341	Acciona Energía Chile Holdings, S.A.	Artículo 69.-	En el literal c), se sugiere incorporar a la información solicitada, la fecha de inicio de construcción del proyecto. Nos parece razonable la incorporación de un plazo para inicio de construcción contenido en la siguiente frase "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 [...]". Sin perjuicio de lo anterior, se solicita considerar una diferenciación del plazo para iniciar construcción según las distintas tecnologías, en atención a las características constructivas propias de éstas.	
342	Acciona Energía Chile Holdings, S.A.	Artículo 69.-	Literal h). Se solicita incorporar la posibilidad de contratos Full EPC junto con sus respectivas órdenes de proceder y comprobantes, cuya modalidad sería distinta a incorporar los requerimientos propuestos por el Ministerio. Nos parece muy pertinente la inserción del texto "Dichos instrumentos no podrán estar condicionados a la obtención de la declaración en construcción del proyecto", toda vez que propende a evitar la especulación en la declaración en construcción de proyectos, por lo que sugerimos mantenerla.	
343	Acciona Energía Chile Holdings, S.A.	Artículo 69.-	Cuando se incorpora un PMGD con componente de almacenamiento, se sugiere confirmar que se va a guiar por los mismos literales, o que habrá alguna excepción o precisión respecto de estos antecedentes.	
344	Acciona Energía Chile Holdings, S.A.	Artículo 71.-	De acuerdo con lo que propone el Ministerio, cuando los propietarios u operadores por causas justificadas y no imputables a estos soliciten la modificación del cronograma, esto deberá ser aprobado por la CNE en un plazo de 60 días. Se solicita disminuir el plazo a 20 días. En subsidio, se solicita aclarar las razones que justifican un plazo de 60 días (3 meses) para el análisis de estos antecedentes por parte de la CNE, lo cual en la práctica podría representar una prórroga encubierta para el desarrollo del proyecto PMGD.	
345	Acciona Energía Chile Holdings, S.A.	Artículo 71.-	En línea con la observación anterior, se solicita que pueda incorporar una cantidad máxima de prórrogas que puedan ser solicitadas (o un período máximo). Lo anterior con el objetivo de fomentar la eficiencia, tanto en la tramitación administrativa, como en el desarrollo de los mismos proyectos. Excepcionalmente, este límite podría no tener efecto en caso de que su justificación se base en problemas sociales y ambientales. Dichas dificultades deberán ser demostradas por un consultor independiente.	
346	Acciona Energía Chile Holdings, S.A.	Artículo 72.-	Se solicita que el Ministerio defina cuál es el porcentaje de variación de los cambios significativos que podrían implicar la revocación del proyecto. Por ejemplo, si un proyecto de 3 MW cambia a 2,8 MW, ¿implicaría un revocación del mismo? Se solicita establecer un criterio concluyente para la determinación de cuando un cambio es significativo.	
347	Acciona Energía Chile Holdings, S.A.	Artículo 72.-	Actualmente se indica que la Comisión "podrá" revocar la declaración en construcción de acuerdo con las disposiciones que se definen en este artículo. Se solicita que el Ministerio ajuste el "podrá" por "deberá". Por otro lado, la conformación del artículo es desordenada, por lo que se sugiere incorporar el antepenúltimo inciso entre los numerales que dan a lugar a una revocación.	
348	Acciona Energía Chile Holdings, S.A.	Otro	Se solicita que se regule la incorporación de un repositorio donde cualquier agente pueda, con la reserva que corresponda, revisar el estado de avance de los proyectos respecto de su cronograma presentado, así como cualquier condición que pudiera implicar una revocación de la declaración en construcción. Asimismo, se solicita que el referido repositorio sea gestionado por la CNE, de manera tal de mantener la consistencia con el proceso de Declaración en Construcción.	
349	Acciona Energía Chile Holdings, S.A.	Artículo 72.-	Como causa de revocación, se indica "incumplimiento sin causa justificada del hito...". ¿Bajo qué condiciones un incumplimiento puede ser justificado?. Se solicita regular aquellas condiciones.	

350	Acciona Energía Chile Holdings, S.A.	Artículo 76.-	Existen inconsistencias (o imprecisiones) a nivel de definiciones y temporalidades en las que se efectúan los distintos avisos y comunicaciones, entre lo señalado en lo señalado en los artículo 74º al 77º. Para ello se solicita definir claramente los conceptos: "Interconexión", "Energización", "Puesta en Servicio", "Entrada en Operación", "Instalación del PMGD", de manera tal de que quede bien definida la instancia en que se debe desarrollar cada comunicación y etapa.	
351	Acciona Energía Chile Holdings, S.A.	Artículo 99.-	Se solicita definir estándares y métricas para los pronósticos de PMGD.	
352	Acciona Energía Chile Holdings, S.A.	Artículo transitorio.-	Se solicita que el Ministerio mandate a la CNE a realizar una revisión completa de todos los atrasos de los proyectos actualmente declarados en construcción, y que, aplicando las disposiciones que establece la regulación, defina la revocación de proyectos en virtud de todos los atrasos que éstos presentan.	
353	Acciona Energía Chile Holdings, S.A.	Artículo transitorio.-	Ante eventuales otras observaciones que sean del tenor de incorporar un transitorio para optar al Precio Estabilizado del DS88, se solicita mantener la redacción actual en el sentido no incorporar un transitorio con dicho objetivo. Lo anterior con el objetivo de no dar a lugar a la especulación que concurrió cuando se cambió del DS244 al DS88.	
354	Consejo Minero	Artículo 9 bis.-	Este artículo dispone correctamete que "La valorización de los retiros de energía que los MGPE efectúen del sistema para la carga de la componente de almacenamiento se regirá por el régimen de precio al que se hubiesen acogido de acuerdo con lo establecido en el artículo precedente". Consideramos que falta aclarar que en caso de contratarse como suministradores de clientes, los MGPE dejan de acceder al mecanismo de estabilización de precios, por cuanto en ese caso se constituyen en competidores dentro del mercado y la estabilidad la otorga el mismo contrato.	Complementar el Artículo 9 bis, señalando que en caso de contratarse como suministrador de clientes, los MGPE dejan de acceder al mecanismo de estabilización de precios, aplicándose las reglas generales de valorización de inyecciones y retiros.
355	Consejo Minero	Artículo 14.-	El penúltimo inciso señala: "En aquellos casos en los que los MGPE no fuesen capaces de cubrir su obligación mensual de reintegro con la valorización de sus inyecciones al precio básico de energía por intervalo temporal, la diferencia no cubierta será contabilizada como Saldo MEP para los meses siguientes." Al respecto, se observa que en caso que los costos marginales del sistema resulten persistentemente en un valor mayor al Precio Básico de la Energía por intervalo temporal, podría darse el caso que "la diferencia no cubierta" se acumule constantemente para los meses siguientes, generando una obligación creciente del MGPE hacia los clientes, lo que se aleja del criterio de neutralidad que inspira al artículo. Para evitar este riesgo, se sugiere que, en caso de subsistir un Saldo MEP a final del año en que debía reintegrarse, se fijen 3 cuotas para el reintegro efectivo los primeros 3 meses del año siguiente.	Se sugiere que a continuación del penúltimo inciso, se disponga que, en caso de subsistir un Saldo MEP al final del año en que debía reintegrarse, se fijen 3 cuotas para el reintegro efectivo los primeros 3 meses del año siguiente.

356	Consejo Minero	Artículo 88.-	<p>En el contexto del apagón del 25 de febrero se ha verificado por parte del Coordinador la incorrecta operación de los EDACxBF en algunos alimentadores que cuentan con centrales PMGD, debido a que dichos EDAC se activaron en un instante donde habían flujos revertidos, profundizando así la condición de desbalance de la isla sur del sistema.</p> <p>Con el propósito de asegurar un comportamiento robusto del EDACxBF durante contingencias, se debe asegurar que la generación PMGD que se conecta a un alimentador que participa del esquema EDAC no sobrepase la demanda de dicho alimentador.</p> <p>Se sugiere que esto sea verificado en los estudios de conexión que se indican en el artículo 88.</p>	<p>Se sugiere agregar un nuevo inciso al artículo 88 que señale que para el caso de alimentadores que están incorporados al esquema de EDAC, si los estudios de conexión advirtieran de una posible inversión del flujo de potencia a través del alimentador de la subestación primaria de distribución asociada al Punto de Conexión del PMGD, la capacidad de inyección o retiro del PMGD en estudio deberá ser limitada para evitar dicha inversión de flujo de forma de que la operación del PMGD no degrade la funcionalidad de los recursos para control de contingencias. Dicha restricción deberá quedar consignada en el ICC y será condición obligatoria de operación para permitir la conexión del PMGD a la red de distribución.</p>
357	Consejo Minero	Artículo 102.-	<p>En el artículo 7, literal c) se indica una nueva definición de Autodespacho: "Régimen de operación de una instalación de generación o sistema de almacenamiento de energía interconectada al sistema eléctrico que no se encuentra sujeto al resultado de la optimización de la operación efectuada por el Coordinador. Lo anterior, sin perjuicio de las instrucciones que este último pueda emitir para efectos de preservar la seguridad del sistema eléctrico o para aplicar las prorratas por motivos económicos referidas en la normativa vigente." (subrayado añadido)</p> <p>Con el objetivo de integrar armónicamente esta definición, se sugiere modificar el Artículo 102 en el sentido de indicar que también se podrá limitar la generación PMGD por motivos económicos, de acuerdo con la normativa vigente.</p>	<p>Añadir en el artículo 102 que se podrá limitar la generación PMGD por motivos económicos, de acuerdo con la normativa vigente.</p>
358	Consejo Minero	Artículo transitorio.-	<p>El artículo transitorio dispone que "lo establecido en el Capítulo III del Decreto Supremo N° 88, de 2019... se mantendrá vigente para aquellos [MGPE] que hubiesen optado por el régimen de estabilización de precios allí establecido previo a la publicación del presente decreto en el Diario Oficial. En este caso, las referidas reglas se mantendrán vigentes hasta el mes de julio de 2034." Acá detectamos dos problemas. Primero, no vemos razones para permitir el arbitraje regulatorio entre el mecanismo de estabilización vigente y el que se propone en el presente reglamento, durante el tiempo que transcurra hasta que la publicación en el Diario Oficial. Al ser conocido el nuevo mecanismo de estabilización de precios a partir del momento en que se publicó la propuesta de la consulta pública, cualquier proyecto MGPE está condiciones de saber que esa será la regla aplicable y por lo tanto no puede alegar cambio inesperado en las condiciones. No estamos planteando una norma de efecto retroactivo, sino que el nuevo mecanismo de estabilización se aplique a partir de la publicación del presente Decreto en el Diario Oficial, para todos los proyectos MGPE que hayan ingresado una solicitud de decaración en construcción con posterioridad al 11 de julio de 2025.</p> <p>Segundo, no vemos razones para repetir el error del DS 88 /2019, de establecer un régimen transitorio de precio estabilizado injustificadamente largo, hasta el año 2034, para los MGPE acogidos al precio estabilizado del DS 88/2019. El nuevo Decreto no va a eliminar el mecanismo de estabilización, sino simplemente va a corregir errores del diseño vigente, lo que ha sido adecuadamente justificado en la presentación del cambio reglamentario, recogiendo argumentos que se vienen planteando por largo tiempo. Por lo tanto, no hay razones para postergar más allá del año 2026 la corrección del error.</p>	<p>Modificar este artículo, de modo que señale que el nuevo mecanismo de estabilización se aplicará a partir de la publicación del presente Decreto en el Diario Oficial, para todos los proyectos MGPE que hayan ingresado una solicitud de decaración en construcción con posterioridad al 11 de julio de 2025. Y para aquellos MGPE que ingresaron una solicitud de decaración en construcción antes de la fecha señalada y se hubiesen acogido al precio estabilizado del DS 88/2019, a partir del 1 de enero de 2027 deberán optar entre el mecanimo de estabilización que crea el presente Decreto y el régimen general a costo marginal.</p>

359	Consejo Minero	Otro	<p>El artículo 69, letra c), dispone que "La fecha de inicio de construcción no podrá exceder el plazo de un año desde la presentación de la solicitud [de declaración en construcción]", aceptando excepciones calificadas.</p> <p>Concordamos plenamente con esta norma, porque evita la situación que hoy se observa, de proyectos MGPE que extienden excesivamente esa etapa. El problema es que falta una norma transitoria que explicité la aplicación de la misma regla a los proyectos que actualmente no han iniciado la construcción o que no lo harán en los próximos meses. Po ello sugerimos lo siguiente: para los proyectos con solicitud de declaración en construcción presentada antes del 11 de julio de 2025 (inicio de la consulta pública del presente cambio de reglamento), la contabilización de un año comenzará en esa fecha y la revocación señalada en el artículo 72 no podrá aplicarse antes de tres meses desde que la publicación del presente Decreto. Para los proyectos con solicitud de declaración en construcción presentada a partir del 11 de julio de 2025 , la contabilización de un año comenzará en la fecha de la presentación, y la revocación señalada en el artículo 72 no podrá aplicarse antes de tres meses desde que la publicación del presente Decreto.</p>	<p>Introducir un nuevo artículo transitorio que disponga que para los proyectos con solicitud de declaración en construcción presentada antes del 11 de julio de 2025 (inicio de la consulta pública del presente cambio de reglamento), la contabilización de un año señalada en el Artículo 69, literal c), comenzará en esa fecha y la revocación señalada en el artículo 72 no podrá aplicarse antes de tres meses desde que la publicación del presente Decreto. Para los proyectos con solicitud de declaración en construcción presentada a partir del 11 de julio de 2025 , la contabilización de un año comenzará en la fecha de la presentación de dicha solicitud, y la revocación señalada en el artículo 72 no podrá aplicarse antes de tres meses desde que la publicación del presente Decreto.</p>
360	Consejo Minero	Otro	<p>En general concordamos con los cambios al mecanismo de estabilización establecido en el artículo 14 (excepto por lo observado en dicho artículo). Los dos cambios propuestos, una valorización de las inyecciones de acuerdo al precio básico de energía, y una reliquidación anual en base al costo marginal, son técnicamente correctos porque llevan a una estabilización con efecto neutral y sin subsidio. Es lo que ha venido planteando, entre otros y por varios años, la UMC del CEN. Al ser esta la solución técnicamente correcta, no vemos razones para no aplicarla también al precio estabilizado del DS 244. Los MGPE con tecnología solar fotovoltaica acogidos a ese precio han estado recibiendo un subsidio del resto de sistema por ya varios años y la corrección de esta distorsión no debería postergarse. Si se estima que para no afectar tan sigificativamente una regla vigente para inversiones ya materializadas no es pertinente aplicar ambas correcciones a la vez, al menos vemos impostergable implementar,a modo de nuevo régimen transitorio, la valorización de las inyecciones de acuerdo al precio básico de energía, eliminando el ajuste por banda de PMM. Ello corregiría una de las distosiones actuales del precio estabilizado del DS 244 y seguiría otorgando a los MGPE un subsidio, de menor magnitud, hasta el año 2034.</p> <p>Cabe añadir que este reglamento, al habilitar normativamente el almacenamiento asociado a MGPE, impulsa una mayor generación de MGPE solar en bloques diurnos, para la carga de las baterías. Tratándose de MGPE solares acogidos al precio estabilizado del DS 244, ello significa incrementar las compensaciones del sistema, y su consecuente impacto negativo. De este modo, se hace más necesario abordar en este mismo reglamento una corrección del precio estabilizado del DS 244, tal como acá estamos proponiendo.</p>	<p>Opción 1:</p> <p>Un nuevo artículo transitorio que disponga que los cambios al mecanismo de estabilización establecido en el Artículo 14 referidos a la valorización de las inyecciones de acuerdo al precio básico de energía y una reliquidación anual en base al costo marginal, se aplicarán a partir del 1 de enero 2027 al mecanismo de estabilización de precio del DS 244 de 2006, que de acuerdo a disposiciones transitorias del DS 88 de 2019 se extendió por 156 meses.</p> <p>Opción 2:</p> <p>Un nuevo artículo transitorio que disponga que el cambio al mecanismo de estabilización establecido en el Artículo 14 referidos a la valorización de las inyecciones de acuerdo al precio básico de energía, se aplicará a partir de la publicación del presente Decreto, al mecanismo de estabilización de precio del DS 244 de 2006, que de acuerdo al artículo segundo transitorio del DS 88 de 2019 se extendió por 165 meses.</p>
361	oEnergy Holding SpA	Artículo 58.-	<p>Se establece que la Empresa Distribuidora deberá actualizar o emitir un ICC, el que deberá contener un informe con los costos de conexión y también de operación, debidamente justificados. Sin embargo, no se definen cuáles son los costos de operación y tampoco se indica que serán determinados bajo criterios detallados en la norma técnica.</p>	<p>Se propone añadir una definición de Costos de Operación y establecer que los criterios para su determinación se encontrarán detallados en la respectiva norma técnica.</p>

362	oEnergy Holding SpA	Artículo 72.-	El proyecto podrá perder su DEC en caso de presentarse cambios significativos que impliquen una nueva DEC. Se entenderá como cambio significativo cualquier modificación relevante en las características técnicas fundamentales de un proyecto, tales como el aumento o disminución de la potencia instalada, la tecnología principal, entre otras modificaciones que pudiesen implicar un "impacto relevante" en el sistema eléctrico. Sin embargo, no se entrega mayor detalle sobre la definición de impacto relevante, y tampoco se establece que serán especificadas en la norma técnica	(...) Se entenderá por cambio significativo toda modificación relevante en las caraterísticas técnicas fundamentales de un proyecto, tales como el aumento o disminución de la potencia instalada del proyecto, la tecnología principal empleada, entre otras modificaciones que pudiesen implicar un impacto relevante en el sistema eléctrico, en conformidad a la normativa vigente. (...)
363	oEnergy Holding SpA	Artículo 88.-	En caso de que el CEN detecte periodos donde no se advierta la congestión identificada en los estudios, éste podrá levantar transitoriamente la restricción establecida en el ICC, en conformidad a la NTCO. Sin embargo, se solicita que el levantamiento de restricciones tenga carácter permanente cuando se trate de modificaciones permanentes en las condiciones del sistema de transmisión zonal o en la topología de la subestación primaria de distribución.	(...) La restricción mencionada en el inciso tercero del presente artículo podrá ser levantada solo si en forma posterior a la conexión del PMGD, mediante el estudio semestral elaborado por el Coordinador, se constatará que la operación de dicha central a su capacidad de inyección máxima no provocará la congestión antes mencionada. Asimismo, en aquellos casos en que existan períodos en los cuales no se advierta la congestión señalada, el Coordinador podrá levantar transitoriamente la restricción establecida en su ICC, en conformidad con la normativa técnica. En cambio, en aquellos casos donde existan modificaciones permanentes en las instalaciones de transmisión zonal o en la topología de la subestación primaria de distribución, el Coordinador podrá levantar permanentemente la restricción establecida en su ICC, en conformidad con la normativa técnica. Ante dichas situaciones, el Coordinador deberá notificar al propietario u operador del PMGD, a la Empresa Distribuidora, a la Comisión y a la empresa de transmisión correspondiente, que el PMGD cuenta con la autorización para operar a su capacidad de inyección máxima.
364	oEnergy Holding SpA	Artículo 89.-	El valor unitario de los equipamientos retirados por la Empres Distribuidora en la ejecución de obras adicionales o adecuaciones debiese ser descontado en el informe de costos de conexión del PMGD.	(...) El valor unitario de los equipamientos retirados por la Empresa Distribuidora en la ejecución de obras adicionales, adecuaciones o ajustes, deberá ser descontado del monto final determinado en el informe de costos de conexión del PMGD (...)
365	oEnergy Holding SpA	Artículo 102.-	Se establece que la distribuidora podrá excluir a uno o más PMGD de las limitaciones, de manera fundada, según los criterios y procedimientos de la NTCO, lo cual deberá ser comunicado al CEN. Sin embargo, debería quedar claro a nivel de reglamento cuales son los criterios mínimos para excluir a un PMGD de la prorrata, y debería ser el CEN quien determine dichas exclusiones, no la distribuidora.	Eliminar último inciso, o incorporar el comentario realizado.

366	oEnergy Holding SpA	Artículo transitorio.-	<p>El hecho de que los proyectos que actualmente se encuentran en desarrollo, bajo las condiciones de valorización de energía actuales, puedan ver modificados sus modelos financieros de manera significativa en caso de que la presente modificación sea publicada en el Diario Oficial antes de que estos realicen su entrada en operación, genera un gran perjuicio a los desarrolladores y empresas que decidieron invertir bajo este modelo de negocio. Por lo tanto, se propone un segundo artículo transitorio que se establezca un segundo artículo transitorio, similar al segundo transitorio del DS 88/2019, que establezca un periodo de 2 años posterior a la publicación de la modificación en el D.O., para que proyectos que cumplan con tener ICC vigente y estar declarados en construcción, puedan acogerse al actual régimen de precio estabilizado hasta julio de 2034</p>	<p>Los Medios de generación de pequeña escala que cumplan con cualquiera de las siguientes condiciones podrán optar al régimen de valorización establecido en el capítulo III del Decreto Supremo N° 88, de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba el reglamento para medios de generación de pequeña escala: a) Los PMGD que cumplan los siguientes requisitos copulativos: (i) que hayan obtenido su ICC a más tardar al séptimo mes contado desde la fecha de publicación en el Diario Oficial del presente decreto; y (ii) que hayan obtenido su declaración en construcción a más tardar al vigésimo sexto mes contado desde la fecha de publicación en el Diario Oficial del presente decreto; o b) Los Medios de generación de peqieña escala que cumplan los siguientes requisitos copulativos: (i) cuyo estudio de impacto ambiental, declaración de impacto ambiental o carta de pertinencia, haya sido ingresada al Servicio de Evaluación Ambiental a más tardar al séptimo mes contado desde la fecha de publicación en el Diario Oficial del presente decreto. Los Medios de generación de pequeña escala de los literales a) o b) previamente citados, podrán optar al régimen de valorización mencionado en el inciso anterior siempre que comuniquen al Coordinador de esta opción al menos un mes antes de su entrada en operación. De lo contrario, y con la misma anticipación, deberán optar por alguno de los regímenes de valorización del artículo 9° del presente reglamento. En caso de optar por el régimen de valorización del inciso primero del presente artículo, el periodo mínimo de permanencia en el señalado régimen será de 4 años contados desde la fecha de entrada en operación, y en ningún caso podrá pasar del mes de julio de 2034.</p>
367	Generadoras de Chile	Artículo 6.-	<p>Para efectos de la aplicación del artículo 6, y la definición de proyectos cercanos geográficamente, resulta necesario incorporar qué se entiende por "alimentador adyacente"</p>	<p>Se considerarán proyectos cercanos geográficamente a aquellos proyectos conectados en un mismo alimentador, o en un alimentador adyacente. Se entenderá por alimentador adyacente como aquel que colinda con otro alimentador, esto en base a la información que informan las empresas concesionarias de distribución a la Superintendencia de Electricidad y Combustible.</p>
368	Generadoras de Chile	Artículo 7.-	<p>Se valora la modificación propuesta de la definición de autodespacho, dado que refuerza la seguridad y eficiencia del sistema eléctrico. Se debe mantener la facultad del Coordinador de instruir reducciones o ajustes a la generación de PMGD/MGPE por razones de seguridad del sistema o aplicación de prorratas, estableciendo que el autodespacho debe supeditarse a las condiciones operativas y restricciones del sistema, acorde al artículo 102 de la normativa vigente.</p> <p>Se debe considerar la modificación de autodespacho para aquellos MGPE que se encuentren cercanos geograficamente y superen en capacidad de inyección al menor de los proyectos que esta sujeto a la optimización de la operación de la misma zona geográfica.</p>	<p>Se sugiere agregar a la definición Autodespacho lo siguiente: acorde al artículo 102° del presente reglamento.</p>
369	Generadoras de Chile	Artículo 14.-	<p>Se valora la propuesta ya que busca corregir distorsiones del mercado y promover condiciones de competencia, pero se requiere una mayor precisión y simplicidad regulatoria. En particular, el mecanismo de estabilización de precios debe contar con un procedimiento claro y uniforme para la valorización de inyecciones y retiros al precio básico y costo marginal, el cálculo del Saldo MEP y su asignación a prorrata. Se sugiere revisar el proceso y plazos, considerando la posibilidad de separar el cálculo del balance de transferencias. Aunque se elimina la distorsión del precio estabilizado, este mecanismo no elimina la generación de costos sistémicos, por lo que se propone mejorar el mecanismo para minimizar las distorsiones administrativas que este mecanismo generaría a nivel de los agentes que hacen retiros de sistema.</p>	

370	Generadoras de Chile	Artículo 14.-	El reglamento no establece un procedimiento claro ni medidas para abordar los casos en que los MGPE/PMGD no logren cubrir su obligación mensual de reintegro del saldo MEP, esto puede generar incertidumbre y comprometer la estabilización financiera y cadena de pagos del sistema eléctrico. Se sugiere precisar en el articulado que la diferencia no cubierta se contabilizará como Saldo MEP en los balances de transferencia de energía de los meses siguientes, hasta su total extinción o dentro de un plazo definido, e incorporar mecanismos que aseguren su regularización oportuna, tales como exigencia de garantías financieras, aplicación de sanciones o suspensión temporal de la operación, siguiendo buenas prácticas establecidas en la regulación de coordinación y operación del sistema.	
371	Generadoras de Chile	Artículo 14.-	El inciso 4 del artículo requiere mayor precisión respecto del mecanismo de reintegro de los saldos MEP pendientes para los MGPE que cambien su régimen de precio de inyección. A fin de otorgar certeza operativa, se propone que el texto indique que dichos saldos deberán seguir siendo reintegrados conforme a lo establecido en los literales c) y d) del inciso 2, hasta su total extinción. Asimismo, resulta necesario abordar las distorsiones que genera el régimen actual aplicable a los PMGD, que permite obtener ingresos simultáneamente por inyecciones valorizadas al precio estabilizado en el mercado spot y por contratos con clientes bajo el mismo régimen, configurando una doble remuneración por un mismo producto. Ello podría contravenir principios de la Ley General de Servicios Eléctricos que buscan evitar el doble pago y asegurar coherencia tarifaria. Por tanto, se recomienda que el precio estabilizado opere únicamente como mecanismo de compensación parcial y solo cuando el precio del contrato sea inferior al precio de referencia, con el fin de fortalecer la disciplina de pagos, otorgar certidumbre a los actores y resguardar la consistencia regulatoria.	
372	Generadoras de Chile	Artículo 14.-	El mecanismo de estabilización de precios establece que el Coordinador valorizará mensualmente las inyecciones al precio básico de energía por intervalo temporal y al costo marginal, calculando la diferencia como Saldo MEP. Sin embargo, no se especifica la granularidad temporal de este cálculo, que puede generar ambigüedad y distorsiones. Para tener una mayor precisión y coherencia con los valores reales de los costos marginales, se recomienda que el cálculo del saldo MEP tenga la mismo temporalidad que el cálculo de los costos marginales.	
373	Generadoras de Chile	Artículo 17.-	Del inciso 4 literal b) se identifica una inconsistencia terminológica al utilizar la expresión “precios estabilizados de energía por intervalo temporal” cuando, en coherencia con la nomenclatura empleada a lo largo del reglamento, corresponde referirse a “precios básicos de energía por intervalo temporal”. Mantener una terminología uniforme es fundamental para evitar ambigüedades y asegurar claridad en la aplicación normativa.	
374	Generadoras de Chile	Artículo 17.-	Se solicita precisar el tratamiento del Saldo MEP pendiente dentro del año calendario en los casos en que un PMGD se retire voluntariamente o sea desconectado del sistema.	
375	Generadoras de Chile	Artículo 32.-	En el inciso primero, la propuesta modifica la obligación actual de la empresa distribuidora de mantener a disposición de cualquier Interesado toda la información técnica necesaria de la red de distribución. Se sugiere conservar la actual obligación que recae sobre dichas empresas, respecto de "mantenerla a disposición de cualquier Interesado".	
376	Generadoras de Chile	Artículo 43.-	Se solicita precisar el significado y alcance de los términos “bloque horario de inyección solicitado” y “bloque horario de retiro solicitado” mencionados en el inciso 3, literal j) del artículo relativo a la presentación de la SCR. En particular, se requiere aclarar si estos bloques corresponden a los intervalos temporales asociados al precio básico de la energía, a bloques definidos por la distribuidora o a otra metodología, y detallar su forma de determinación.	

377	Generadoras de Chile	Artículo 59.-	<p>Se identifica una inconsistencia en las referencias a literales dentro del artículo que regula las etapas para los estudios de conexión de proyectos PMGD que no califican como de impacto no significativo. En particular, el inciso 1 y el literal c) mencionan los literales c) y d), siendo que, por el contexto, corresponde referirse al literal b). Asimismo, en el inciso segundo se alude al literal e), referencia que también requiere ajuste. Se propone corregir dichas menciones para mantener coherencia con la estructura del reglamento y evitar interpretaciones erróneas.</p> <p>Adicionalmente, se sugiere incorporar en el inciso segundo una precisión sobre plazos de los resultados finales de los estudios a los que se refieren los literales para que dichos resultados sean oportunamente considerados por la Empresa Distribuidora en la emisión del ICC, otorgando mayor certeza regulatoria y facilitando la coordinación entre actores.</p>	
378	Generadoras de Chile	Artículo 59.-	Se detecta una inconsistencia en la numeración de literales dentro del artículo que regula las etapas para los estudios de conexión de proyectos PMGD que no califican como de impacto no significativo. En particular, el literal e) debería ser renombrado como d), de acuerdo con la secuencia y redacción del propio artículo.	
379	Generadoras de Chile	Artículo 67.-	<p>En el artículo 66 se indica que el ICC perderá su vigencia en caso de que la Comisión revoque la declaración en construcción. Sin embargo, no guarda coherencia con el artículo 67° ya que se señala que en tal caso, el ICC se mantiene vigente por 6 meses.</p> <p>Se solicita corregir la redacción del artículo para asegurar coherencia normativa respecto de la vigencia del ICC en caso de revocación de la declaración en construcción, evitando contradicciones con lo establecido en los artículos 66° y 67°. En particular, debe precisarse explícitamente que la pérdida de vigencia del ICC se produce directamente cuando se revoca la declaración en construcción del proyecto PMGD, estableciendo la consistencia correspondiente con el resto del reglamento.</p>	
380	Generadoras de Chile	Artículo 94.-	Se solicita que el artículo 94° precise expresamente quién será el responsable de la operación del equipamiento de conexión del PMGD, indicando si dicha función corresponderá al propio PMGD, a la empresa distribuidora u otro agente autorizado, para evitar ambigüedades y tener una correcta coordinación con el Coordinador Eléctrico Nacional.	
381	Generadoras de Chile	Artículo 96.-	Si bien la incorporación de disposiciones que obligan a los PMGD a entregar al Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) y a la empresa distribuidora información operativa en tiempo real —incluyendo inyecciones, consumos, retiros y demás antecedentes relevantes para su programación y operación— constituye un avance relevante para la seguridad, estabilidad y planificación del sistema, el reglamento no establece un plazo transitorio claro para que los PMGD realicen las adecuaciones necesarias de equipos e infraestructura para cumplir con dichas exigencias.	

382	Generadoras de Chile	Artículo 99.-	<p>Se considera relevante que el artículo 99° asegure que todos los PMGD, incluidos aquellos con impacto no significativo, entreguen pronósticos de inyecciones y retiros al Coordinador Eléctrico Nacional y a la empresa distribuidora, de manera de mejorar la calidad de la programación y aproximarla a la operación real. Estos pronósticos deberán ser regulados para su adecuada implementación, estableciendo además las consecuencias del no envío, envío incompleto o extemporáneo, a fin de evitar discriminación en la aplicación de prorratas. Se propone, asimismo, incorporar un artículo transitorio que defina un plazo claro para la entrada en vigencia de esta obligación, permitiendo la adaptación de los PMGD a las exigencias técnicas y normativas correspondientes.</p>	
383	Generadoras de Chile	Artículo 102.-	<p>Se valora que el artículo incorpore criterios para la limitación de inyecciones o retiros de los PMGD frente a contingencias o congestiones, incluyendo la referencia al criterio de eficiencia económica. Sin embargo, se identifica la necesidad de reforzar la coherencia normativa con lo dispuesto en el DS 125, en particular con los artículos 45 bis y 126, estableciendo explícitamente en el reglamento los criterios y procedimientos a aplicar cuando existan dos o más PMGD con igual costo variable, para evitar ambigüedades y asegurar una priorización objetiva y a prorrata.</p> <p>Asimismo, se advierte que el diseño actual no es autocontenido, pues deja aspectos esenciales a la definición posterior en la norma técnica, lo que genera incertidumbre y podría derivar en una aplicación discriminatoria.</p> <p>Finalmente, en complemento a la propuesta de artículo transitorio que permite incluir inmediatamente a las centrales PMG y PMGD en el mecanismo de prorratas con ajuste financiero, se recomienda incluir un artículo transitorio que asegure que las obligaciones comenzarán a regir sólo cuando la normativa técnica correspondiente esté modificada y operativa.</p>	
384	Generadoras de Chile	Artículo transitorio.-	<p>Se reconoce que varias de las obligaciones y atribuciones establecidas en el reglamento dependen de definiciones que serán incorporadas posteriormente en la norma técnica, lo que hace necesario establecer reglas claras de transitoriedad y plazos para su entrada en vigencia, evitando vacíos regulatorios, incertidumbre y posibles afectaciones a derechos adquiridos.</p> <p>Asimismo, se sugiere fijar un plazo concreto —por ejemplo, seis meses desde la publicación del reglamento en el Diario Oficial— para la actualización de los cuerpos normativos que permitan su aplicación, evitando dilaciones excesivas.</p> <p>De manera particular, se propone incorporar una disposición para los PMGDs acogidos a regímenes de precio estabilizado transitorio (DS 244/DS 88) que, en caso de modificaciones relevantes como hibridación o incorporación de sistemas de almacenamiento, deban optar por uno de los regímenes de precio vigentes, no pudiendo permanecer en el régimen transitorio.</p>	

385	Generadoras de Chile	Otro	<p>Se propone incorporar una disposición transitoria que incluya a las centrales PMGD y PMG en los mecanismos de prorrata de generación aplicados por el Coordinador, de forma que, mientras no se cuente con las condiciones técnicas plenamente implementadas para ejecutar recortes físicos en tiempo real, estos se apliquen mediante ajustes financieros proporcionales a su inyección.</p> <p>Estos ajustes deberán ser informados, auditables y reflejarse en los balances económicos mensuales del Coordinador, asegurando transparencia, trazabilidad y trato no discriminatorio.</p>	
386	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 6.-	<p>Falta la definición de proyectos cercanos geográficamente.</p>	<p>Artículo 6º.- Al momento de que un Medio de generación o sistema de almacenamiento de pequeña escala realice su declaración en construcción, la Comisión analizará que éste cumpla con lo establecido en el artículo 149º de la Ley, en cuanto a que sus excedentes de potencia sean menores o iguales a 9.000 kilowatts. Lo anterior, con el objeto de que éstos puedan acceder a las condiciones definidas exclusivamente para Medios de generación o sistemas de almacenamiento de pequeña escala, tales como condiciones de conexión, operación, nivel de precio y facturación. En base al análisis realizado, la Comisión no podrá declarar en construcción como Medio de generación o sistema de almacenamiento de pequeña escala a un proyecto que no cumpla con la condición indicada en el inciso anterior, por situaciones tales como fraccionamientos de proyectos o por la realización de proyectos en dos o más etapas. Para estos efectos, se analizará en primer lugar la estructura de propiedad del proyecto en relación con otros proyectos cercanos geográficamente, esto es, si tienen un mismo propietario o se trate de personas relacionadas en los términos dispuestos en el artículo 100º de la Ley Nº 18.045, de Mercado de Valores. Se considerarán proyectos cercanos geográficamente a aquellos proyectos conectados al mismo alimentador y a su adyacente. En caso de que el proyecto tenga un mismo propietario o se trate de personas relacionadas con otros proyectos cercanos geográficamente, se revisarán además otros aspectos particulares del proyecto, tales como la tramitación de permisos sectoriales, su punto de conexión al sistema eléctrico, o su tecnología, entre otros, y en base a ello se determinará si los proyectos se encuentran en la situación de fraccionamiento o realización de este por etapas, en cuyo caso, la Comisión no podrá declararlo en construcción.</p>

387	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 7.-	<p>Literal c): Modificación de Autodespacho para aquellos MPGE que se encuentran cercanos geográficamente y superan en capacidad de inyección al menor de los proyectos que esta sujeto a la optimización de la operación de la misma zona geográfica.</p>	<p>Artículo 7º.- Para efectos de la aplicación del presente reglamento, se establecen las siguientes definiciones:</p> <p>a) Adecuaciones: Obras físicas y trabajos en el punto de conexión de un PMGD a la red de distribución eléctrica necesarias para (i) para la construcción o modificación de la respectiva instalación de conexión o empalme , así como para ; o (ii) la instalación o modificación del equipo de medida respectivo.</p> <p>b) Ajustes: Modificaciones de parámetros técnicos de configuración para la operación de componentes existentes en la red de distribución, sin que se requiera su recambio para permitir la operación de un PMGD.</p> <p>c) Autodespacho: Régimen de operación de una instalación de generación o sistema de almacenamiento de energía interconectada al sistema eléctrico que no se encuentra sujeto al resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por el Coordinador, siempre que la suma de la capacidad de inyección y retiro de los MPGE que de encuentran cercanos geográficamente no supere al menor de los proyectos que si está sujeto a la optimización de la misma zona geográfica. Sin perjuicio de las instrucciones que puede ser aplicado en tanto se de cumplimiento al principio este último pueda emitir para efectos de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico o para aplicar las prorratas por motivos económicos referidas en la normativa vigente .</p> <p>d) Autoprodutor: 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.</p> <p>e) Capacidad de Inyección para Conexión Expeditiva: Valor de capacidad de inyección de un PMGD bajo la cual éste puede optar a un proceso de conexión expeditivo, siempre y cuando q ue se cumplan los requisitos establecidos en la normativa vigente.</p> <p>f) Capacidad Instalada para Conexión Expeditiva: Valor de capacidad instalada de un PMGD bajo la cual éste puede optar a un proceso de conexión expeditivo, siempre y cuando que se cumplan los requisitos establecidos en la normativa vigente.</p> <p>g) Contrato de Conexión: Contrato suscrito entre el propietario u operador de un PMGD y la empresa distribuidora propietaria de las instalaciones del punto de conexión de dicho PMGD.</p> <p>h) Coordinado(s): Propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quien opere, a cualquier título, centrales generadoras, sistemas de transporte, instalaciones para la prestación de servicios complementarios, sistemas de almacenamiento de energía, instalaciones de distribución e instalaciones de clientes libres y que se interconecten al sistema eléctrico, así como los pequeños medios de generación distribuida, a que se refiere el artículo 72º- 2 de la Ley General de Servicios Eléctricos.</p> <p>i) Declaración de Energización: Trámite a nte la Superintendencia que permite la comunicación de energización de instalaciones de PMGD.</p> <p>i) j) E mpresa(s) Distribuidora(s): Concesionario(s) de servicio público de distribución de electricidad o todo aquel que preste el servicio de distribución, ya sea en calidad de propietario, arrendatario, usufructuario o que opere, a cualquier título, instalaciones de distribución de energía eléctrica.</p> <p>j) k) E mpresa(s) Involucrada(s): Coordinado afectado directa o indirectamente por la interconexión o modificación de las condiciones previamente establecidas para la conexión de un Medio de generación de pequeña escala.</p> <p>k) l) E xcedentes de Potencia: Diferencia entre la potencia producida por un medio de generación o sistema de almacenamiento y su consumo propio, con el fin de ser inyectada por éste a un sistema interconectado o a las instalaciones de una Empresa Distribuidora, medida en su punto de conexión.</p> <p>l) m) l nforme de Criterios de Conexión o ICC: Informe emitido por la Empresa Distribuidora para dar cumplimiento a las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes y permitir la conexión y operación del PMGD , o la modificación de las condiciones previamente establecidas para la conexión u operación de uno ya existente , conforme a lo dispuesto en el presente reglamento .</p> <p>m) n) l nteresado: Persona natural o jurídica que busca conectar o modificar las condiciones previamente establecidas para la conexión u operación de un Medio de generación o sistema de almacenamiento d e pequeña escala.</p> <p>n) o) L ey o Ley General de Servicios Eléctricos: Decreto con fuerza de ley Nº 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley Nº 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica, y sus modificaciones posteriores o disposición que la reemplace.</p>
-----	--------------------------	--------------	--	--

				<p>ñ) Norma Técnica de Conexión y Operación o NTCO: Norma técnica que establece los procedimientos, metodologías y demás requisitos para la conexión y operación de los PMGD en instalaciones de media y baja tensión, dentro del marco legal y reglamentario permitido.</p> <p>o) Obras Adicionales: Obras físicas y trabajos en la red de distribución eléctrica , que no califiquen como Adecuaciones , y que sean necesarias para la conexión de un PMGD.</p> <p>p) Precio de Nudo de Corto Plazo: Precio fijado semestralmente por la Comisión de acuerdo a con lo establecido en el artículo 160º de la Ley y en conformidad con la normativa vigente.</p> <p>q) Proceso de Conexión Expeditivo: Proceso de conexión simplificado para un PMGD, mediante el cual el proyecto puede conectarse en menor tiempo mediante la realización de solo de Ajustes o Adecuaciones siempre que se verifiquen los requisitos para optar al referido proceso, sin que se requiera la realización de estudios de conexión detallados para determinar la necesidad de Obras Adicionales.</p> <p>r) Punto de Conexión: Punto de las instalaciones de transporte o distribución de energía eléctrica mediante el que se conecta uno o más Medios de Generación de pequeña escala MGPE a un sistema eléctrico y cuyos criterios técnicos de definición por nivel de tensión están contenidos en la norma técnica correspondiente.</p> <p>t) Saldo MEP: Saldo determinado por el Coordinador resultan te de la comparación entre las valorizaciones de las inyecciones de los MGPE, sujetos al mecanismo de estabilización, entre el precio básico de energía por intervalo temporal, y el costo marginal correspondiente.</p> <p>s) Solicitud de Conexión a la Red o SCR: Solicitud presentada por el Interesado, ante la Empresa Distribuidora, para conectar o modificar las condiciones previamente establecidas para la conexión u operación de un PMGD.</p> <p>t) Zona Adyacente: Conjunto de instalaciones de distribución de la Empresa Distribuidora próximas a un PMGD, que se vean afectadas por su operación en conformidad con los criterios establecidos en la NTCO.</p>
388	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 102.-	Modificación para que esté en armonización con los artículos 45 bis y 126 del DS125.	<p>Artículo 102º.- Ante la previsión u ocurrencia de contingencias o congestiones que pongan en riesgo la seguridad y calidad del servicio en el sistema eléctrico, el Coordinador podrá establecer medidas a adoptar por las Empresas Distribuidoras y los propietarios u operadores de los PMGD conectados a las redes de distribución.</p> <p>En el caso de que sea necesario limitar las inyecciones o retiros para la carga del almacenamiento de los PMGD, debido a una contingencia o congestión, o una previsión de estas, que ponga en riesgo la seguridad y calidad de servicio en el sistema eléctrico, el Coordinador deberá limitar dichas inyecciones o retiros para la carga del almacenamiento a prorrata de la capacidad máxima de inyección. En el evento de que el Coordinador deba limitar las inyecciones o retiros de dos o más PMGD que cuenten con igual costo considerado en el listado de prioridad de colocación, el Coordinador deberá limitar las inyecciones o retiros de éstos a prorrata de la generación disponible de las instalaciones.</p> <p>La Empresa Distribuidora podrá excluir a uno o más PMGD de las limitaciones, de manera fundada, en conformidad con los criterios y procedimientos establecidos en la NTCO, lo que deberá comunicar al Coordinador. Dichas exclusiones también deberán ser consideradas por el Coordinador para efectos de la programación de la operación a la que se refiere el artículo 93 del presente reglamento.</p>

389	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 14.-	<p>Art. 14. Literal c) Si bien el objetivo de la política pública es eliminar el subsidio existente el mecanismo propuesto no elimina los costos sistemicos que el segmento estabilizado genera.</p> <p>Utilizando data operacional horaria de PMGDs y Precios Básicos de Energía de Informes Técnicos Definitivos de fijación de Precios Estabilizados y un modelamiento estilizado y no anticipativo de sistemas de almacenamiento, se identifica que, incluso en períodos en que el fondo MEP cuenta con una suma de ventana de 12 meses cercano a cero, existen subbloques de precio estabilizado que generan sobrecostos negativos y positivos, implicando que el mecanismo propuesto no es neutro en su temporalidad en relación al cliente final/suministrador.</p> <p>Existirán clientes/agentes afectados y otros beneficiados por el simple hecho de tener otro perfil de operación respecto a la señal spot-PBE (dicho sea de paso, esta última cuenta con un riesgo regulatorio muy grande dado que proviene de supuestos cuetionables por parte de la CNE como lo son precios de combustibles, demandas esperadas e hidrologías).</p> <p>A mayor abundamiento, el mecanismo propuesto no detalla la granularidad temporal de cómo los retiros pagarán (literal c) de artículo 14) la bolsa MEP, que es un valor singular anual dividido por 12 meses, mientras que el problema del retiro es quinceminutal.</p> <p>Adicionalmente, asumiendo que el mecanismo disminuye el PBE efectivo de cada activo según su perfil de generación, todavía se está creando una cuenta a favor o en contra del suministrador/retiro con un lag de 12 meses respecto a al dspacho en tiempo real.</p> <p>Se identifica que esta propuesta regulatoria contamina el costo marginal con el que los agentes que hacen retiros toman sus decisiones de consumo, en especial agentes con capacidad de gestión de su demanda en base a sistemas de almacenamiento detrás del medidor, llegando inclusive al absurdo que el sobrecosto positivo y negativo disminuyen el spread real que se obtendría de una señal spot pura.</p> <p>Tal y como el objetivo de la política pública es eliminar el subsidio, se debe dejar fuera de este mecanismo a la demanda, eliminando el literal c) que activa según prorrata relativa de retiros, la asignación de los sobrecostos positivos o ngetivos, según corresponda.</p>	<p>Artículo 14º.- El mecanismo de estabilización al que podrán acogerse los MGPE consistirá en la valorización de las inyecciones sus inyecciones al precio básico de energía por intervalos horarios, de acuerdo con lo establecido en el párrafo 2° del presente capítulo, el cual deberá ser reliquidado periódicamente por parte del Coordinador en base al costo marginal correspondiente. Para dar cumplimiento a lo dispuesto en el inciso precedente, el Coordinador deberá regirse por el siguiente procedimiento:</p> <p>a) Mensualmente, el CEN valorizará las inyecciones de los MGPE sujetos al mecanismo de estabilización al precio básico de energía por intervalo temporal. Adicionalmente, deberá valorizar dichas inyecciones al costo marginal respectivo. Luego, deberá contabilizar la diferencia entre ambas valorizaciones y determinar el Saldo MEP.</p> <p>b) Asimismo, el Coordinador deberá incorporar dentro del Saldo MEP de cada MGPE, si corresponde, las diferencias entre la valorización de los retiros para la carga de la componente de almacenamiento a precio básico de la energía por intervalo horario temporal y el costo marginal correspondiente.</p> <p>c) Para efectos del reintegro del Saldo MEP, con ocasión del cálculo del balance de transferencias de energía del mes de diciembre de cada año, el Coordinador dividirá el saldo total acumulado durante dicho año y lo dividirá en 12 cuotas. Estas deberán ser integradas como bonos o descuentos mensuales, según corresponda, en los ingresos por inyección que perciba el respectivo MGPE durante el siguiente año, de acuerdo con lo que establezca la normativa vigente.</p> <p>En aquellos casos en los que los MGPE no fuesen capaces de cubrir su obligación mensual de reintegro con la valorización de sus inyecciones al precio básico de energía por intervalo temporal, la diferencia no cubierta será contabilizada como Saldo MEP para los meses siguientes 12 meses.</p> <p>Finalmente, cuando un MGPE cambie su régimen deprecio de inyección a costo marginal, los saldos MEP pendientes deberán seguir siendo reintegrados de acuerdo con lo establecido en el literal c) del presente artículo, hasta su total extinción.</p> <p>El Saldo MEP deberá ser íntegramente gestionado con flujos provenientes de los ingresos y egresos monetarios de las inyecciones valorizadas a Precio Estabilizado y no deberá incorporar a los agentes que realizan retiros de sistema eléctrico de forma alguna.</p> <p>De no existir Salgo MEP suficiente para poder pagar el mecanismo estabilizado durante la ventana de transferencias se deberá agotar el saldo existente para efectos de la estabilización.</p>
390	Global Power Generation Chile SpA	Artículo 7.-	<p>En toda la normativa se establece que las instrucciones o restricciones de operación que instruire el Coordinacion se realizaran para preservar la seguridad del sistema, por lo cual es necesario adaptar la definicion de Autodespacho en el articulo 7 para que sea consistente con todo el documento respecto a este tema.</p>	<p>Eliminar de la definición de Autodespacho la siguiente frase</p> <p>“o para aplicar las prorratas por motivos económicos referidas en la normativa vigente”</p>
391	Global Power Generation Chile SpA	Artículo 14.-	<p>Lo que se ha propuesto como precio de energia para los nuevos PMGDs es valorizar sus energias a CMg, por lo anterior agregar el mecanismo de los Saldos MEP solo distorciona el mercado, y aumenta el riesgo de insolvencia de estos PMGDs si consideramos un escenario donde el Saldo MEP es tan grande que al siguiente año no es posible devolver el saldo producto de las condiciones del CMg, si a eso le sumamos que los PMGDs no entregan boleta de garantia porque no tienen retiros, entonces puede darse el escenario donde un PMGD no pueda devolver su Saldo MEP y decida salirse del mercado pero no tiene boleta de garantia para saldar sus deudas en el Spot.</p>	<p>Por lo descrito anteriormente, solicitamos que se elimine el procedimiento del Saldo MEP para los nuevos PMGDs y se simplifique el proceso valorizando sus inyecciones a CMg directamente.</p>

392	Global Power Generation Chile SpA	Artículo 14.-	No es tan claro que la baja del nivel de potencia para acceder a ser cliente libre elimine las barreras de entrada para proyectos pequeños medios de generación que no pueden acceder a ingresos estables en el tiempo a través de un PPA y por tanto a financiamiento, así lo demuestre el bajo porcentaje de PMGD que tienen retiros con clientes contratados.	Con el fin de evitar distorsionar el mercado spot por medio de precios estabilizados, saldos MEP, etc. Es mejor estrategia abrir la posibilidad a que los PMGD puedan participar de licitaciones de suministro regulado diseñados por la CNE. Implementando licitaciones ad-hoc, libres de riesgo zonal/horario, que permitirán el reemplazo paulatino de PMGD a precio estabilizado por PMGD con un contratos PPA. Con lo cual se suministrarán consumos regulados con energía local y a precios competitivos.
393	Nala Renewables Chile SpA	Artículo 7.-	Letra c) Nueva definicion de Autodespacho, la propuesta elimina la referencia a que las instrucciones que pueda emitir el CEN son para preservar la seguridad “del servicio”, reemplazándola por la seguridad del “sistema eléctrico”. Revisar si esta redaccion no contraviene el Art. 72-1, de la LGSE, excediendo las atribuciones del CEN Dadas por Ley	Autodespacho: Régimen de operación de una instalación de generación interconectada 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.
394	Nala Renewables Chile SpA	Artículo 7.-	La propuesta menciona la aplicación de prorratas por motivos economicos referidos en la normativa vigente. Se solicita al Ministerio de energia aclarar cual sera el criterio de esta prorrata, la redaccion actual deja abierto a criterio del CEN, lo que se considera riesgoso en materia de competencia y puede generar discriminacion para los PMGD, los cuales en su ICC ya han incluido restricciones de inyección.	
395	Nala Renewables Chile SpA	Artículo 14.-	La propuesta para estabilizar los precios de los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) no es realmente un mecanismo de estabilización, sino una forma de postergar los pagos. En lugar de ofrecer un precio estable para incentivar la inversión, este nuevo régimen simplemente retrasa el pago al costo marginal. Esto se realiza mediante un "precio básico" que se ajusta anualmente al precio spot promedio, creando el llamado Saldo MEP. La Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), en su artículo 149, establece que el objetivo es un "mecanismo de estabilización de precios", no una simple postergación de pagos. La historia legislativa de este régimen de fomento muestra que la intención era ayudar a los PMGD a competir con los contratos de largo plazo, no solo a retrasar el pago del precio del mercado al contado (spot). Por lo tanto, la propuesta actual no cumple con el mandato legal de incentivar la inversión en pequeñas generadoras. ¿De esto surge la pregunta, si esta regulación busca limitar el ingreso de nuevos PMGD, generando por via regulatoria un mecanismo para concentrar el mercado? Vemos que a la fecha el MEN no ha no ha presentado un análisis o diagnóstico que justifique los problemas del régimen actual y explique por qué los cambios propuestos son necesarios. Tampoco se han evaluado otras alternativas de estabilización, como exige el Informe de Impacto Regulatorio.	Eliminar el MEP. No se observa un analisis de que el Mecanismo actual definitivamente no funciona, considerando que a la fecha el porcentaje de PMGD que no estan en el Articulo Transitorio 2 del DS88, es bajo y aun no se evalua su real impacto en el sistema
396	Nala Renewables Chile SpA	Artículo 69.-	Al revisar este articulo y los siguientes, surge la pregunta si esto se analizo a la luz de la Nueva Ley Marco de Autorizaciones Sectoriales aprobada recientemente en el Congreso en donde se pide de Tenicas Habilitantes para obtener permisos, si el hecho de mantener estos requerimientos no contravienen la propuesta del ejecutivo de hacer mas agil la obtencion de autorizaciones por parte del estado. En especifico el Art. 91, 92, 93 y 94 de la mencionada Ley	Analizar si se requiere informar con documentos ya disponibles o generados por otras autoridades, o que solo baste una Declaracion Jurada o mecanismo equivalente

397	Nala Renewables Chile SpA	Artículo 77.-	En este nuevo articulo se faculta al CEN para que pueda imponer nuevas restricciones a los proyectos PMGD, incluso si ya tienen limitaciones en su Informe de Capacidad de Conexión (ICC). Esto anula todos los estudios técnicos que se realizaron para aprobar la conexión del proyecto. Crea más obstáculos: Añade más reglas y burocracia a los proyectos PMGD, lo que hace más difícil que se concreten. Le quita sentido al ICC: Desvaloriza el ICC, que es el documento clave que da el derecho a construir un proyecto bajo las condiciones autorizadas inicialmente. Además esta nueva facultad cambia completamente la función del ICC. Como ha dicho la SEC, el ICC es el documento que confirma el derecho de un proyecto a desarrollarse bajo las condiciones iniciales, y la empresa distribuidora está obligada a respetarlas. Hasta ahora, el ICC era un documento inmutable que garantizaba las condiciones de conexión. Este nuevo criterio restringe la seguridad para realizar una inversión	Eliminar esta nueva facultad otorgada el CEN
398	Nala Renewables Chile SpA	Artículo 89 bis.-	Se permite que el CEN restrinja la cantidad de energía que un proyecto PMGD puede inyectar a la red. Lo preocupante es que estas restricciones ya no serían solo por seguridad, sino que también por razones económicas. Aunque se propone un método para aplicar estas restricciones (donde el CEN le da instrucciones a un grupo de PMGDs y las distribuidoras lo comunican individualmente), la propuesta de modificación no especifica cómo hacer esto en detalle, ya que no contiene criterios al respecto, dejando un vacío importante en la regulación.	Definir los criterios de las restricciones, la propuesta no ha considerado la posicion de quienes actualmente operan los proyectos
399	BHP	Artículo 7.-	De acuerdo al artículo 72-1 de la LGSE, el Coordinador tiene la obligación de preservar la seguridad de servicio en el sistema eléctrico y garantizar la operación más económica para el conjunto de instalaciones, pudiendo el reglamento según el artículo 72-2 establecer exigencias distintas a los Coordinados de acuerdo a su capacidad, tecnología, disponibilidad o impacto sistémico, entre otros criterios técnicos. Luego, el establecer que una instalación no se encuentre "sujeta al resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por el Coordinador" podría contravenir la LGSE, sin perjuicio de la habilitación que se entrega en el reglamento para entregar instrucciones con objeto de preservar la seguridad del sistema o aplicar prorratas por motivos económicos. Se sugiere una redacción que, entendiendo el concepto de autodespacho, sea más coherente con la normativa.	"Autodespacho: Régimen de operación de una instalación o sistema de almacenamiento de energía cuyo despacho es definido e informado por el titular y no es resultado de la optimización de la operación económica del sistema eléctrico, y cuya aplicación no afecta los principios de la coordinación a que se refiere el artículo 72-1 de la LGSE. El Coordinador deberá emitir instrucciones respecto al despacho de estas instalaciones en caso que sean necesarias para preservar la seguridad del servicio o garantizar la operación del sistema eléctrico, en conformidad con la normativa vigente"
400	BHP	Artículo 14.-	El mecanismo de estabilización propuesto considera la acumulación de un "Saldo MEP" que se acumulará durante un año calendario y será devuelto en 12 cuotas a quienes lo cubrieron, i.e., "quienes efectúen retiros". Al respecto: 1. En la presentación de la propuesta reglamentaria de julio 2025 del Ministerio de Energía se señala que el mecanismo es neutral para los retiros del sistema eléctrico, sin embargo se sigue asignando a prorrata de éstos últimos. En ese sentido, se solicita efectuar la asignación utilizando otra prorrata (por ejemplo, de las inyecciones, o de la inframarginalidad, etc.) de forma tal que el mecanismo sea realmente neutral para los retiros y quede dentro del mercado mayorista de generación. 2. Asimismo, las reliquidaciones implican un costo financiero para quienes se hacen cargo de la estabilización, que el reglamento no deja claro en qué forma se devolverá. 3. Los ingresos por inyección de los MGPE a precio estabilizado que se utilizarán para cubrir la obligación mensual de reintegro estará, a su vez, siendo financiado por aquellos quienes estabilizan el precio. Por tanto no es claro que el mecanismo sea neutral ni la forma en percibir el reintegro.	Se solicita modificar en su totalidad el mecanismo de forma tal que sea, como lo propuso el Ministerio, efectivamente neutral para los retiros.

401	BHP	Artículo 14.-	<p>La carga de sistemas de almacenamiento en el sistema eléctrico nacional producirá un aumento de la demanda en horas de bajos o nulos costos marginales, que, en general, ocurren durante el día, en horas de abundancia del recurso solar. Esto, a su vez, aumentará la colocación de centrales solares, conectadas tanto a nivel de transmisión como PMGD, lo que consecuentemente aumentará su inyección y el monto a compensar por parte de los retiros del sistema.</p> <p>En la práctica, hay una parte de la energía, la inyectada por PMGDs a precio estabilizado, que el sistema "compra" un precio distinto a costo marginal. Luego, se estaría sobre cargando a quienes deben cubrir la compensación por arbitraje de precios al hacerlos remunerar una energía que originalmente no hubiera sido demandada.</p> <p>De hecho, podrían darse situaciones que podrían dar cuenta de un problema de competencia. Por ejemplo, supongamos el caso del propietario de un PMGD que inyecta a precio estabilizado. Podría conectar un nuevo proyecto de almacenamiento en la misma barra, optando por valorizar a costo marginal sus inyecciones y retiros. En la práctica, lo que ocurriría es que vende la energía del PMGD a precio estabilizado, compra la misma energía en la misma barra a costo marginal cero, y la vende nuevamente (con el sistema de almacenamiento que es un nuevo proyecto) a costo marginal alto.</p>	<p>Se solicita revisar y modificar el reglamento (ya sea el DS88 o el DS125) con objeto de evitar el aumento de la compensación a precio estabilizado a raíz del aumento de la inyección de PMGD a consecuencia de una mayor demanda asociada a la carga de sistemas de almacenamiento, y los posibles problemas de competencia que se generen a partir de lo anterior. Posibles alternativas:</p> <p>1. Que los retiros para almacenamiento del sistema participen de la estabilización de precios, dado que parte de esa energía la compran al sistema que, a su vez, la compra a precio estabilizado.</p> <p>2. No aumentar la colocación de unidades PMGD frente a un aumento de demanda producido por sistemas de almacenamiento, sino que sólo de unidades de mayor tamaño y/o no sujetas a precio estabilizado.</p> <p>3. Establecer un mecanismo de compensación de modo que la mayor generación de PMGD producto de un arbitraje del almacenamiento sea disminuida del mecanimo de compensación a precio estabilizado.</p>
402	BHP	Artículo 99.-	<p>La eliminación del informe de operación mensual se entiende en términos de su delegación a la norma técnica; sin embargo, en el tiempo que medie entre la elaboración de la norma y la vigencia del reglamento es necesario que existan exigencias mínimas respecto a la operación esperada de los PMGD. Se solicita que se incorpore exigencia en transitorio del reglamento.</p>	<p>Se sugiere incorporar un transitorio en el siguiente tenor: "En tanto no se encuentre vigente la norma técnica que establezca los plazos, procedimientos y consideraciones para el envío de los pronósticos de inyecciones y retiros esperados de los PMGD, los titulares de éstos últimos deberán mantener el envío del informe mensual a que hace referencia el artículo 99 que este decreto deroga".</p>
403	BHP	Artículo 102.-	<p>El artículo está redactado considerando que las congestiones que ocurren en el sistema podrían afectar la seguridad y calidad de servicio, y mandata al Coordinador a actuar "en el evento que deba limitar las inyecciones o retiros" debido a la afectación de la seguridad y calidad de servicio. Sin embargo, la mayor parte de las limitaciones por congestión en el sistema es por falta de colocación económica, no por razones de seguridad. En ese sentido, se solicita establecer con claridad que en caso que no exista colocación suficiente en una determinada zona para la inyección de centrales al mismo costo varibale, los PMGD deberán ser limitados de en forma equivalente a centrales no PMGD ubicadas aguas arriba.</p>	<p>Artículo 102º.- Ante la previsión u ocurrencia de contingencias o congestiones que pongan en riesgo la seguridad y calidad del servicio en el sistema eléctrico o que impidan la colocación de inyecciones de unidades de igual costo variable, el Coordinador podrá establecer medidas a adoptar por las Empresas Distribuidoras y los propietarios u operadores de los PMGD conectados a las redes de distribución. En el caso de que sea necesario limitar las inyecciones o retiros para la carga del almacenamiento de los PMGD debido a una contingencia o congestión, o una previsión de estas, que ponga en riesgo la seguridad y calidad de servicio en el sistema eléctrico, el Coordinador deberá limitar dichas inyecciones o retiros para la carga del almacenamiento siguiendo un criterio de eficiencia económica, según lo determine la normativa vigente.</p> <p>En el evento de que el Coordinador deba limitar las inyecciones o retiros de dos o más PMGD que cuenten con igual costo considerado en el listado de prioridad de colocación, el Coordinador deberá limitar las inyecciones o retiros de éstos a prorrata de la capacidad instalada de los mismos, considerando la capacidad de inyección consignada en el ICC.</p>
404	BHP	Artículo 102.-	<p>Se señala que el Coordinador deberá seguir un "criterio de eficiencia económica" según lo establezca la normativa vigente. Sin embargo, la norma podría tomar años en desarrollarse. Por eso, se solicita incorporar principios, criterios o habilitaciones para que el Coordinador limitar a los PMGD.</p>	<p>Se solicita incorporar un artículo transitorio en el siguiente tenor: "En tanto no se encuentre vigente la norma técnica correspondiente, el Coordinador deberá definir el criterio de eficiencia económica que utilizará para limitar la inyección de PMGD en el caso de congestiones en el sistema de transmisión que impidan la colocación de centrales con el mismo costo variable".</p>

405	BHP	Artículo 102.-	No necesariamente podría ser necesario "excluir" completamente a uno o más PMGD de las limitaciones, sino que éstas pueden ser parciales.	"La Empresa Distribuidora podrá excluir a uno o más PMGD de las limitaciones o bien modificar la prorrata de limitación, de manera fundada, en conformidad con los criterios y procedimientos establecidos en la NTCO, lo que deberá comunicar al Coordinador. Dichas exclusiones también deberán ser consideradas por el Coordinador para efectos de la programación de la operación a la que se refiere el artículo 93 del presente reglamento."
406	BHP	Otro	La Ley exige que exista una estabilización de precios, mas no un subsidio cruzado (o financiamiento privado) como ocurre hoy con el precio estabilizado. Dado lo anterior se propone estudiar y trabajar en una proposición que actúe como un sistema compensatorio y sin subsidio ex post, neutral para los retiros (como lo planteó el Ministerio en sus presentaciones), pero que recoja las señales del mercado sin incorporar incentivos perjudiciales para el desarrollo del sector eléctrico.	Eliminar el sistema de subsidio y trabajar en un sistema compensatorio neutral para los retiros.
407	Grenergy	Artículo transitorio.-	Sólo las plantas que hubiesen optado al régimen de estabilización anterior (DS88 o DS 244) cuando se publique esta modificación lo podrán mantener. Esto general una inseguridad para aquellas plantas en construcción o desarrollo que tomaron la decisión de inversión en el marco anterior.	Agregar, luego de "se mantendrá vigente para aquellos Medios de generación de pequeña escala" la frase "que se hayan declarado en construcción o"
408	Grenergy	Artículo 1.-	No existe una definición explícita de 'PMGD híbrido' en el reglamento, lo cual genera ambigüedad en la aplicación de normativas específicas, como la valorización de retiros para carga de baterías (Art. 9 bis), entre otros temas,. Daria tambien claridad al artículo 28, dónde se hace mención a los retiros de los medios de generación.	Incorporar en el Artículo 1 la mención "medio de generación con capacidad de almacenamiento". Tambien, se sugier agregar una definición en el artículo 2, adicionando el literal aa): "" Medios de generación de pequeña escala con capacidad de almacenamiento: MGPE que integra una componente de generación de energía y un sistema de almacenamiento de energía en el mismo punto de conexión, operando de manera coordinada."
409	Grenergy	Artículo 7.-	Relación con comentario de Artículo 1: Se carece de definiciones para conceptos fundamentales como "PMGD con capacidad de almacenamiento" o "energía gestionable"	"Medio de generación de pequeña escala con capacidad de almacenamiento (MGPE Híbrido): MGPE que integra una componente de generación de energía y un sistema de almacenamiento de energía en el mismo punto de conexión, operando de manera coordinada." "Energía Gestionable: Energía proveniente de un sistema de almacenamiento o de una central con capacidad de regulación, cuyo despacho puede ser gestionado en el tiempo para optimizar la operación del sistema."
410	Grenergy	Artículo 7.-	La inclusión de "motivos económicos" como causal para la intervención del Coordinador en el régimen de autodespacho (Artículo 7.c) contradice el principio fundamental de autodespacho y introduce un riesgo de curtailment económico impredecible, afectando la rentabilidad de las unidades, especialmente las de almacenamiento. La intervención del Coordinador debería limitarse estrictamente a razones de seguridad del servicio.	

411	Grenergy	Artículo 9 bis.-	<p>La propuesta de valorizar los retiros de energía para la carga de baterías al mismo régimen de precio elegido para las inyecciones (Artículo 9 bis) desincentiva significativamente la inversión en sistemas de almacenamiento de energía (SAE) que operan bajo un modelo de arbitraje de precios, ya que distorsiona las señales económicas al no reflejar el costo marginal instantáneo de la energía.</p> <p>Por otro lado, no se indica expresamente que una hibridación pueda cargar de red, aunque se subentienda en el contexto total del reglamento. Se arregla con comentario del artículo 1 y artículo 7.</p>	
412	Grenergy	Artículo 9 bis.-	<p>La valorización de los retiros de energía para la carga de sistemas de almacenamiento al precio básico de energía por intervalo temporal (Artículo 9 bis), en combinación con el mecanismo de Saldo MEP (Artículo 14), podría generar una doble imputación de costos para los titulares de MGPE con almacenamiento.</p> <p>Al pagar por la energía retirada a un precio estabilizado (generalmente superior al costo marginal en horas de carga), y luego tener que reintegrar la diferencia positiva del Saldo MEP (que incluye las diferencias de los retiros) en el año siguiente, se estaría cobrando dos veces por el mismo concepto, desincentivando severamente la inversión y operación eficiente de los sistemas de almacenamiento</p>	<p>Modificar el Artículo 9 bis para que los retiros de energía destinados a la carga de sistemas de almacenamiento se valoricen al costo marginal instantáneo.</p> <p>Alternativamente, si se mantiene la valorización a precio básico, eximir explícitamente los retiros para carga de almacenamiento del cálculo y asignación del Saldo MEP en el Artículo 14.</p>
413	Grenergy	Artículo 13.-	<p>Este punto tiene implicaciones críticas y transversales con el DS 125.</p> <p>La redacción actual sugiere que el costo de oportunidad de los PMG/PMGDs que no operen en autodespacho podría depender de su régimen de valorización elegido.</p> <p>Si este régimen no refleja los costos marginales, se distorsionan las señales económicas para el despacho y el curtailment, lo que puede llevar a decisiones ineficientes y penalizaciones financieras para unidades flexibles.</p>	
414	Grenergy	Artículo 14.-	<p>Artículo 101 extiende la obligación de declarar costos variables, de arranque y parada a los PMGDs renovables.</p> <p>Es crucial incluir explícitamente el costo de la energía retirada para almacenamiento en el costo variable del almacenamiento para asegurar un</p>	Agregar que el mecanismo de estabilización al que podrán acogerse los MGPE, será: "independientemente de que operen o no con autodespacho".
415	Grenergy	Artículo 14.-	<p>El Artículo 14 introduce ambigüedades en la periodicidad de la reliquidación del Saldo MEP (mensual vs. anual) y en el cálculo del Saldo MEP para el primer año de aplicación.</p> <p>Esta falta de claridad genera incertidumbre financiera y administrativa para los agentes del mercado.</p>	Clarificar la periodicidad exacta de cálculo y liquidación del Saldo MEP, estableciendo reglas claras para el primer año de vigencia y la transición.
416	Grenergy	Artículo 14.-	<p>El Artículo 14.c establece que el Saldo MEP será asignado a prorrata de los retiros de energía.</p> <p>Si los retiros para carga de baterías en distribución no están explícitamente exentos, implicaría un doble pago, dado que estaría por un lado pagando el Saldo MEP y, por otro, al año siguiente, pagando la diferencia.</p> <p>Además, esto penalizaría la operación esencial de los sistemas de almacenamiento, contradiciendo su lógica económica y desincentivando la inversión.</p>	Aclarar que los retiros para almacenamiento en distribución están exentos

417	Grenergy	Artículo 17.-	El literal b) del artículo 17 señala precios estabilizados de energía, debiendo señalar " precios básicos de energía por intervalo temporal"	Modificar artículo.
418	Grenergy	Artículo 30.-	<p>Es crucial clarificar la aplicación de peajes y la definición de "consumos propios" en los Artículos 29 y 30.</p> <p>Se necesita especificar que las pérdidas y los consumos propios están exentos de peajes, y proporcionar una referencia normativa para "consumos propios" en el contexto del almacenamiento, para asegurar la previsibilidad de costos y un trato justo.</p> <p>Además, se debe estableceren el artículo 30 que tanto los consumos propios como los retiros de almacenamiento para arbitraje, no estarán sujetos a pagos laterales.</p>	<p>Añadir la referencia normativa para la definición de "consumos propios" en el caso de almacenamiento.</p> <p>Aclarar que las pérdidas y consumos propios están exentos de peajes.</p> <p>Exceptuar a los retiros para almacenamiento para arbitraje de pagos laterales.</p> <p>"No se considerará cambio significativo la incorporación de un sistema de almacenamiento de energía, siempre que no se modifique la capacidad de inyección aprobada en la Declaración en Construcción original".</p>
419	Grenergy	Artículo 41.-	Faltó una "o" en la segunda modificacion del primer párrafo.	
420	Grenergy	Artículo 42.-	<p>El Artículo 42.h indica que la NTCO establecerá las exigencias técnicas para incorporar almacenamiento.</p> <p>Sin embargo, se requiere mayor especificidad en la normativa sobre aspectos como las conexiones para la carga de BESS y la medición independiente, para evitar desafíos y retrasos en la implementación.</p>	
421	Grenergy	Artículo 43.-	Clarificar en el Artículo 43 si las opciones de evaluación de la SCR son excluyentes o si pueden combinarse, especialmente para proyectos híbridos.	
422	Grenergy	Artículo 45.-	<p>Los plazos para la tramitación de solicitudes y la asignación de costos de obras adicionales son una fuente constante de disputas entre PMGD y distribuidoras.</p> <p>La normativa debe establecer criterios objetivos y plazos vinculantes para ambas partes.</p>	<p>"La valorización de las Obras Adicionales deberá ser presentada por la Empresa Distribuidora en un plazo no superior a 30 días desde la declaración de admisibilidad de la SCR.</p> <p>Dicha valorización deberá detallar cada partida, basarse en costos auditables y podrá ser objeto de reclamación ante la Superintendencia.</p> <p>El pago del 20% a que se refiere el inciso primero se realizará una vez que el Interesado acepte la valorización presentada por la Empresa Distribuidora."</p>
423	Grenergy	Artículo 46.-	<p>La SCR requiere la indicación de bloques de inyección y retiro, que luego se confirman e incluyen en el ICC (Artículos 58, 63).</p> <p>La posibilidad de que una definición diferente de bloques pueda conducir a un precio básico más ventajoso resalta una preocupación económica clave.</p> <p>Se necesita transparencia y flexibilidad en la definición de estos bloques para optimizar la operación económica de los proyectos con almacenamiento.</p>	
424	Grenergy	Artículo 66.-	Para hacerlo consistente con el artículo 67, señalar que el ICC perderá su vigencia en el plazo de seis meses, según se señala en el artículo siguiente.	
425	Grenergy	Artículo 68.-	Se propone añadir explícitamente "o sistema de almacenamiento".	

426	Greenergy	Artículo 69.-	<p>Se requiere clarificación sobre las implicaciones procedimentales de añadir almacenamiento (con retiro de red) a un PMGD ya en construcción o en operación.</p> <p>Es necesario definir si esto constituye un "cambio significativo" que requiera una nueva declaración en construcción (afectando plazos y pudiendo caducar el proyecto) o si puede tratarse como una modificación. Esto estaría alineado con la política de incentivo a este tipo de tecnologías.</p>	Añadir después de Todo PMGD "o sistema de almacenamiento" que se interconecte.
427	Greenergy	Artículo 69.-	<p>La frase agregada al final del literal c tiene errores de redacción</p>	<p>Cambiar:</p> <p>"En caso calificados" por "En casos calificados".</p> <p>"El que ningun caso" por "El que en ningun caso"</p>
428	Greenergy	Artículo 76.-	<p>El Artículo 76 introduce el nuevo concepto de "Declaración de Energización" sin una clara definición de su propósito o su relación con los procedimientos existentes de conexión y puesta en servicio.</p> <p>Esta ambigüedad podría generar redundancias burocráticas y retrasos.</p>	Clarificar en el Artículo 76 el concepto de 'Declaración de Energización' y su relación con otros trámites de conexión y puesta en servicio.
429	Greenergy	Artículo 77.-	<p>El Artículo 77 debería permitir la modificación de la capacidad máxima de inyección del ICC después de realizadas las pruebas de puesta en servicio.</p> <p>Esta flexibilidad es valiosa para optimizar la integración a la red basándose en el rendimiento real de la instalación.</p>	Permitir en el Artículo 77 la modificación de la capacidad máxima de inyección del ICC después de realizadas las pruebas, para optimizar la integración a la red.
430	Greenergy	Artículo 82.-	<p>El plazo de 5 días para corregir una Notificación de Conexión (NC) en el Artículo 82 es extremadamente corto y podría llevar al desistimiento de proyectos por errores administrativos menores.</p> <p>Se requiere flexibilidad en este plazo.</p> <p>Además, es crucial mantener la posibilidad de recurrir directamente a la Superintendencia desde la primera instancia para garantizar el debido proceso</p>	Flexibilizar el plazo de 5 días para la corrección de la NC en el Artículo 82 y mantener la posibilidad de recurrir las discrepancias ante la Superintendencia desde primera instancia.
431	Greenergy	Artículo 86.-	<p>El Artículo 86 excluye a los proyectos con hibridación (almacenamiento) de calificar como de "impacto no significativo" y, por ende, del proceso de conexión expeditiva.</p> <p>Esta limitación podría obstaculizar la adopción de tecnologías híbridas, las cuales son deseables para la modernización de la red.</p>	Revisar el Artículo 86 para permitir que proyectos con hibridación puedan calificar para conexión expeditiva si cumplen con los criterios de impacto no significativo.
432	Greenergy	Artículo 88.-	<p>La limitación de la capacidad de retiro en el ICC por congestión en la Red de Transmisión (RdT) en el Artículo 88 no es óptima; sería más eficiente limitarla por los bloques horarios.</p> <p>Además, la regulación se enfoca principalmente en las restricciones de inyección, no de retiro, lo que requiere una gestión de la congestión más matizada para el almacenamiento.</p>	Modificar el Artículo 88 para que las limitaciones de capacidad de retiro en el ICC por congestión en la RdT se gestionen preferentemente mediante la limitación de bloques horarios, y para que la regulación aborde explícitamente el levantamiento de restricciones de retiro.

433	Grenergy	Artículo 89 bis.-	<p>El Artículo 89 bis establece que los costos incurridos por las Empresas Distribuidoras relacionados con la operación de los PMGDs serán a cargo de estos últimos.</p> <p>Se requiere que se revise la legalidad o la referencia normativa que permitiría el establecimiento reglamentario de este cobro.</p>	<p>Se solicita revisar la legalidad de esta disposición.</p> <p>En caso de mantenerse, se propone el siguiente texto: "Los costos en que incurran las Empresas Distribuidoras, que sean estrictamente necesarios para la operación segura y coordinada de los PMGD y que no estén cubiertos por el Valor Agregado de Distribución, podrán ser traspasados a los respectivos PMGD, previa validación de la CNE mediante un procedimiento público y transparente que defina los costos admisibles y su metodología de asignación."</p>
434	Grenergy	Artículo 93.-	<p>El Artículo 93 restringe el autodespacho al permitir que el Coordinador determine lo contrario por razones de seguridad (equivalente al DS 125).</p> <p>Es vital aclarar las condiciones para tales restricciones y asegurar la coordinación con otras normativas que presuponen una operación 100% autodespacho, para evitar conflictos de incentivos.</p>	<p>Aclarar condiciones que imponen una forma diferente al autodespacho y coordinar con resto de normativa referida que presupone la operación 100% autodespacho</p>
435	Grenergy	Artículo 99.-	<p>Existe una inconsistencia entre el Artículo 99, que exime a los proyectos de impacto no significativo de enviar previsiones de retiro e inyección de almacenamiento, y el Artículo 86, que clasifica a los proyectos con almacenamiento como siempre significativos. (ver concordancia con el DS 125)</p>	
436	Grenergy	Artículo 99.-	<p>Necesidad de que el PMGD se comunique con los 2: Distribuidora y coordinador, a efectos de operación, es redundante.</p> <p>El art 94 establece que la operación se coordina entre PMGD y distribuidora, y el Coordinador "podrá solicitar" info adicional.</p> <p>En cualquier caso, la necesidad de coordinar su operación con ambos no debe implicar duplicar equipos o protocolos de comunicación.</p> <p>El Xoordinador y las empresas distribuidoras deberán asegurarse de que los sistemas de comunicación sean compatibles.</p>	
437	Grenergy	Artículo 99.-	<p>El Artículo 99 remite los detalles de los protocolos para el envío de previsiones y desviaciones a la norma técnica.</p> <p>Es importante asegurar el desarrollo oportuno y claro de estas normas técnicas para su correcta implementación.</p>	<p>Dar un plazo mediante un artículo transitorio a la CNE para realizar la modificación reglamentaria.</p>
438	Grenergy	Artículo 101.-	<p>Artículo 101 extiende la obligación de declarar costos variables, de arranque y parada a los PMGDs renovables.</p> <p>Es crucial incluir explícitamente el costo de la energía retirada para almacenamiento en el costo variable del almacenamiento para asegurar una remuneración justa y un despacho eficiente.</p>	<p>Añadir al final del primer párrafo que "el costo variable del almacenamiento incluirá el costo de la energía retirada para el proceso de almacenamiento".</p>

439	Grenergy	Artículo 102.-	<p>El Artículo 102 presenta inconsistencias en los criterios de curtailment, particularmente en el orden de mérito basado en costos variables y el método de prorrata.</p> <p>Esto entra en conflicto con la asignación de curtailment definida en el DS 125 (Artículos 45 bis, 126).</p> <p>La armonización con el DS 125 es vital para un marco de curtailment unificado y predecible.</p>	<p>Debe ser semejante a lo que se establezca en el DS125.</p> <p>"En caso de requerirse limitaciones a la inyección por razones de seguridad del servicio, el Coordinador deberá aplicar criterios objetivos y no discriminatorios, priorizando aquellas medidas de menor costo para el conjunto del sistema.</p> <p>Los criterios específicos, metodologías y procedimientos serán establecidos en la Norma Técnica respectiva, la cual deberá velar por la coherencia con las disposiciones aplicables a las instalaciones de generación a gran escala."</p>
440	Grenergy	Artículo 110.-	<p>El Artículo 110 mantiene la opción para los PMG de operar en autodespacho a menos que el Coordinador determine lo contrario por falta de capacidad de regulación de excedentes.</p> <p>Se necesita clarificación sobre cómo se aplica esta disposición a los proyectos PMG que incorporan almacenamiento, ya que impacta su flexibilidad operativa.</p>	<p>Clarificar en el Artículo 110 cómo se aplica la opción de autodespacho y la capacidad de regulación de excedentes a los PMG que incorporan almacenamiento.</p>
441	Gestión de Proyectos Eléctricos S.A.	Artículo 7.-	<p>En el artículo 7° en la definición i) Declaración de Energización, debe quedar explícito que es para la primera energización de las instalaciones del PMGD. Para que no sea necesario este trámite ante cada vez que se energiza un PMGD luego de una falla.</p>	<p>i) Declaración de Energización: Trámite ante la Superintendencia que permite la comunicación de la primera energización de instalaciones de un PMGD</p>
442	Gestión de Proyectos Eléctricos S.A.	Artículo 7.-	<p>En el artículo 7° en la definición t) Saldo MEP, este saldo debe ser propio de cada MGPE, de lo contrario se van a ver beneficiadas ciertas tecnologías por sobre otras tecnologías.</p>	<p>t) Saldo MEP: Saldo determinado por el Coordinador resultante de la comparación entre las valorizaciones de las inyecciones de cada MPGE, sujeto al mecanismo de estabilización, entre el precio básico de energía por intervalo temporal, y el costo marginal correspondiente. Este saldo es propio y único para cada MPGE.</p>

443	Gestión de Proyectos Eléctricos S.A.	Artículo 14.-	<p>El Saldo MEP debe ser propio de cada MGPE, de lo contrario se verán beneficiadas ciertas tecnologías en desmedro de otras tecnologías. Es el caso de la tecnología solar sin Batería que afectará negativamente a las tecnologías hidro, eólicas, entre otras, ya que la Solar es la que mayor saldo MEP debiese acumular, en cambio las otras el Saldo MEP de cada tecnología acumulado durante el año debiese tender a cero.</p>	<p>El mecanismo de estabilización al que podrán acogerse los MGPE consistirá en la valorización de sus inyecciones al precio básico de energía por intervalo temporal, de acuerdo con lo establecido en el párrafo 2° del presente capítulo, el cual deberá ser reliquidado periódicamente por parte del Coordinador en base al costo marginal correspondiente.</p> <p>Para dar cumplimiento a lo dispuesto en el inciso precedente, el Coordinador deberá regirse por el siguiente procedimiento:</p> <p>a) Mensualmente, el CEN valorizará las inyecciones de los MGPE sujetos a mecanismo de estabilización de precio básico de energía por intervalo temporal. Adicionalmente, deberá valorizar dichas inyecciones al costo marginal respectivo. Luego, deberá contabilizar la diferencia entre ambas valorizaciones y determinar el Saldo MEP para cada MGPE.</p> <p>b) Asimismo, el Coordinador deberá incorporar dentro del Saldo MEP de cada MGPE, si corresponde, las diferencias entre la valorización de los retiros para la carga de la componente de almacenamiento a precio básico de la energía por intervalo temporal y el costo marginal correspondiente.</p> <p>c) La suma de los Saldos MEP de todos los MGPE será asignado por el Coordinador a prorrata de los retiros de energía del sistema eléctrico, entre quienes efectúen retiros, en conformidad con la normativa vigente.</p> <p>d) Para efectos del reintegro del Saldo MEP, con ocasión del cálculo del balance de transferencias de energía del mes de diciembre de cada año, para cada MGPE sujeto a estabilización de precios, el Coordinador dividirá el Saldo MEP total acumulado de dicho MGPE durante dicho año y lo dividirá en 12 cuotas. Estas deberán ser integradas como bonos o descuentos mensuales, según corresponda, en los ingresos por inyección que perciba el respectivo MGPE durante el siguiente año, de acuerdo con lo que establezca la normativa vigente.</p> <p>En aquellos casos en los que los MGPE no fuesen capaces de cubrir su obligación mensual de reintegro con la valorización de sus inyecciones al precio básico de energía por intervalo temporal, la diferencia no cubierta será contabilizada como saldo MEP para los meses siguientes.</p> <p>Finalmente, cuando un MGPE cambie su régimen de precio de inyección a costo marginal, el Saldo MEP pendiente deberá seguir siendo reintegrado de acuerdo con lo establecido en el literal c) del presente artículo, hasta su total extinción.</p>
444	Gestión de Proyectos Eléctricos S.A.	Artículo 89 bis.-	<p>Los costos que incurran las Distribuidoras relacionados a la operación de los PMGD debe ser regulado, considerando el monopolio natural que tienen las distribuidoras.</p>	<p>Los costos en que incurran las Empresas Distribuidoras relacionados con la operación de los PMGD serán de cargo de estos de acuerdo con la normativa vigente. Estos costos serán establecidos por la autoridad correspondiente.</p>
445	Gestión de Proyectos Eléctricos S.A.	Artículo transitorio.-	<p>El Artículo 2° Transitorio del Decreto Supremo N°88, de 2019, del Ministerio de Energía, establece que el período de permanencia mínimo en un régimen de valorización es de 4 años. La mesa de trabajo del DS88, PdL del Subsidio Eléctrico, entre otros, hizo que la de decisión del régimen de valorización de los PMGD que vencía en octubre del año 2024 fuera con mucha incertidumbre. Por lo cual queremos solicitar que por esta oportunidad los PMGD puedan eximirse de los 4 años de permanencia, con lo cual puedan acceder inmediatamente a las valorizaciones indicadas en el Capitulo 3 del Titulo I del Decreto Supremo N°88, de 2019, del Ministerio de Energía</p>	<p>Lo establecido en el Capítulo 3 del Título I del Decreto Supremo N°88, de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba el reglamento para medios de generación de pequeña escala, se mantendrá vigente para aquellos medios de generación de pequeña escala que hubiesen optado por el régimen de estabilización de precios allí establecido previo a la publicación del presente decreto en el Diario Oficial. En este caso, las referidas reglas se mantendrán vigentes hasta el mes de julio de 2034.</p> <p>Aquellos MGPE que estando en otro régimen de precio opten al precio establecido en el inciso anterior serán eximidos de la permanencia de 4 años en el régimen actual. De manera que puedan cambiarse al precio indicado en el inciso precedente a los 6 meses de enviada la carta. (...)</p>

446	Gestión de Proyectos Eléctricos S.A.	Artículo transitorio.-	En el Decreto Supremo N°88, de 2019, del Ministerio de Energía, existen varios capítulos 3, que están bajo diferentes títulos. Es por esto que se recomienda indicar que es el capítulo 3 del título I.	Lo establecido en el Capítulo 3 del Título I del Decreto Supremo N°88, de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba el reglamento para medios de generación de pequeña escala, se mantendrá vigente para aquellos medios de generación de pequeña escala que hubiesen optado por el régimen de estabilización de precios allí establecido previo a la publicación del presente decreto en el Diario Oficial. En este caso, las referidas reglas se mantendrán vigentes hasta el mes de julio de 2034. (...)
447	CGE	Artículo 44.-	Eliminar o alclarar lo que intentaron redactar. La Dx no tramita los permisos ambientales	Eliminar: El Interesado podrá solicitar a la Empresa Distribuidora, la entrega de antecedentes que acrediten el inicio y avance de la tramitación ambiental y permisos sectoriales, cuando corresponda, mediante el Medio de comunicación acordado. Esta solicitud podrá realizarse en más de una oportunidad, existiendo al menos un mes entre cada solicitud. Dicha solicitud, deberá ser respondida por la Empresa Distribuidora dentro de los cinco días siguientes de haber sido recibido el requerimiento. Asimismo, durante el proceso de tramitación indicado en el literal a) del inciso primero, la Empresa Distribuidora deberá responder a las autoridades correspondientes dentro de los plazos que éstas indiquen durante dicho proceso, copiando en dicha respuesta al Interesado. Asimismo, una vez recibida la respuesta por parte de las autoridades pertinentes, esta deberá ser comunicada a más tardar dentro de las 24 horas siguientes al Interesado. En caso contrario, el Interesado podrá recurrir a la Superintendencia, de conformidad al Título IV del presente reglamento.
448	CGE	Artículo 46.-	Debido a los bloques horarios y almancenamiento, es mayor la documentación a revisar, po lo que se solicitan 5 días adicionales al tiempo ya establecido	La Empresa Distribuidora deberá verificar si la información provista por el Interesado en su SCR cumple con lo establecido en el presente reglamento y la normativa técnica vigente. De ser este el caso, la Empresa Distribuidora deberá, dentro del plazo de quince días contado desde la recepción de la SCR, declararla admisible.
449	CGE	Artículo 49.-	Para los procesos administrativos internos se necesitan 15 días habiles para proceder a la nota de credito y reembolso del dinero.	Artículo 49º.- En caso de que la SCR sea declarada inadmisibile, la Empresa Distribuidora deberá devolver un 75% de lo pagado por el Interesado según lo señalado en el Artículo 45º del presente reglamento, considerándose el 25% restante el costo de realizar la revisión de admisibilidad de la SCR. La señalada devolución deberá realizarse dentro de los quince días siguientes a la declaración de inadmisibilidad de la SCR.
450	CGE	Artículo 51.-	Legislar sobre que pasa con los ordenes de prelación entre PMGD que comparten un mismo trafo zonal pero son de diferentes alimenatadores cuadno ocurren cambios topologicos y cuando un proceso queda en Stand By, por si mismo o por estar en cola de otro proyecto que entra en Stand by u cualquier otra causalidad. Lo anterior da origen a posibles controversias.	En adición al texto actual agregar un nuevo parrafo. Que indique lo siguiente: El orden de prelación se analiza a nivel de transformadores zonales. De modo que la prelación se realiza por orden de llegada respecto a todos los proyectos PMGD que comparten el mismo transformador Zonal.
451	CGE	Artículo 59.-	<p>En el punto e);</p> <p>El Interesado o la Empresa Distribuidora, podrá realizar observaciones a los resultados finales de estudios de conexión a los que se refiere el literal d) del presente inciso, dentro de los diez días siguientes de recibidos dichos estudios. De existir observaciones, la Empresa Distribuidora o el Interesado deberá resolverlas y enviar la respuesta a estas, a quien corresponda, dentro de los diez días siguientes desde que fueron recibidas.</p> <p>En caso de no existir conformidad con los resultados finales de los estudios de conexión, el Interesado o la Empresa Distribuidora, según corresponda, podrá repetir, a. única vez, las etapas procedimentales singularizadas en los literales d) y e) del inciso anterior.</p> <p>Luego de dos iteraciones, no consideramos que sea necesario agregar una tercera iteración a los estudios, no agrega valor al proceso y genera retrasos en el proceso.</p>	<p>Eliminar : "De existir observaciones, la señalada comunicación, las cuales deberán ser resueltas por la Empresa Distribuidora o el Interesado deberá resolverlas y enviar la respuesta a estas, a quien corresponda, dentro de los diez días siguientes desde que fueron recibidas.</p> <p>En caso de no existir conformidad con los resultados finales de los estudios de conexión, el Interesado o la Empresa Distribuidora, según corresponda, podrá repetir, por quien corresponda. única vez, las etapas procedimentales singularizadas en los literales d) y e) del inciso anterior."</p>

452	CGE	Artículo 59.-	El texto siguiente no da claridad del plazo establecido para la emisión del ICC: En cualquier caso, los resultados finales de los estudios a los que se refiere el literal e) del inciso anterior deberán estar disponibles dentro del quinto mes desde la manifestación de conformidad a la respuesta de la SCR, de manera tal que los resultados sean considerados por la Empresa Distribuidora para la emisión del ICC al que se refiere el Artículo 58º del presente reglamento. Este plazo será de siete meses cuando se trate de los proyectos señalados en el artículo 60º del presente reglamento.	En cualquier caso, los resultados finales de los estudios a los que se refiere el literal e) del inciso anterior deberán estar disponibles dentro del quinto mes desde la manifestación de conformidad a la respuesta de la SCR, de manera tal que los resultados sean considerados por la Empresa Distribuidora para la emisión del ICC al que se refiere el Artículo 58º del presente reglamento, que debe ser emitido al septimo mes de la manifestación de conformidad de la respuesta de la SCR. Este plazo será de siete meses cuando se trate de los proyectos señalados en el artículo 60º del presente reglamento y el ICC debe ser emitido en que debe ser emitido al noveno mes de la manifestación de conformidad de la respuesta de la SCR.
453	CGE	Artículo 62.-	...el Interesado deberá manifestar su conformidad con éste o solicitar a la Empresa Distribuidora modificaciones o aclaraciones respecto al ICC o a los antecedentes adjuntos, las que deberán ser respondidas por la señalada empresa dentro de los veinte días siguientes.	...el Interesado deberá manifestar su conformidad con éste o solicitar a la Empresa Distribuidora modificaciones o aclaraciones respecto al ICC o a los antecedentes adjuntos, las que deberán ser respondidas por la señalada empresa dentro de los treinta días siguientes.
454	CGE	Artículo 62.-	No se entiende los 20 días para que deben ser utilizados, si el contrato con debe venir firmado con la conformidad del ICC.	Eliminar: cuando corresponda, dentro de los veinte días siguientes contados a partir de la comunicación de la respuesta por parte de la Empresa Distribuidora
455	CGE	Artículo 62.-	No estamos de acuerdo con una nueva iteración de ICC.	Eliminar: En caso de que el Interesado no esté conforme con el ICC o los antecedentes adjuntos, podrá solicitar, por única vez, una nueva modificación o aclaración respecto al ICC o los antecedentes adjuntos, la que deberá ser respondida por la señalada empresa dentro de los quince días siguientes a su recepción. Posteriormente, el Interesado, dentro de los quince días siguientes contados desde la recepción de la respuesta de la Empresa Distribuidora, deberá, si corresponde, manifestar su conformidad con el ICC, y deberá adjuntar el contrato de Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes firmado, cuando corresponda.
456	CGE	Artículo 64.-	No estamos de acuerdo con la extensión de la vigencia de los ICC, ya que esto impacta directamente en los costos de las obras adicionales de los proyectos. Considerando que los proyectos se declaran en construcción a los 20 meses y que la tramitación de permisos toma entre 6 y 8 meses, se genera una variación de costos y mano de obra que puede extenderse por al menos dos años. Además, es importante tener en cuenta que los titulares pueden solicitar a la SEC una prórroga de vigencia por 6 meses, durante la cual el ICC sigue vigente. Este proceso, sumado al tiempo de tramitación, puede extender la vigencia efectiva entre 8 y 10 meses adicionales, lo que agrava aún más el impacto económico en los proyectos	Artículo 64º.- La vigencia del ICC será de nueve meses para proyectos PMGD de impacto no significativo, de doce meses para proyectos PMGD que no califiquen como de impacto no significativo con capacidad instalada inferior a 3 MW y de 18 meses para el resto de los proyectos PMGD. El señalado plazo se contará a partir de la comunicación de la manifestación de conformidad a que se refiere el Artículo 62º del presente reglamento.
457	CGE	Artículo 66.-	Legislar para evitar especulación con los ICC	Si la Comisión revoca la declaración en construcción del proyecto PMGD, de acuerdo acon lo señalado en el Artículo 72º del presente reglamento, el ICC perderá su vigencia. La Comisión deberá informar de este hecho, a la Empresa Distribuidora, a la Superintendencia, al Coordinador y al Interesado, dentro de los diez días siguientes a la dictación del correspondiente acto administrativo. Tras la revocación definitiva del proyecto, la sociedad con permisos revocados no podrá hacer un reingreso del proyecto durante 1 año.
458	CGE	Otro	Que se establezca que los equipos declarados en el F3, sean los realmente utilizados en la construccion del parque, o bien que se agregue una nueva etapa en el proceso de conexion PMGD, posterior a la construccion del parque en donde, en donde se catastre el equipamiento electrico que realmente se utilizo en las construcción del parque.Esto es sobre todo importante en los temas de los almacenamientos, por ejemplo por su aporte de cc..Que el incumplmiento de esta etapa faculte a la distribuidora a dejar el parque en proceso de espera de la PES, y que en última instancia pueda conllevar a revocar su ICC, si no se subsana la informacion en las etapas correspondientes.	Se debe redactar

459	Colbun S.A	Artículo 7.-	<p>El cambio propuesto en la definición de autodespacho, que faculta al CEN a optimizar la operación de los PMGD que operan bajo este regimen por motivos de seguridad del sistema o para aplicar las prorratas por motivos económicos referidos en la normativa vigente, constituye una modificación relevante y positiva para la operación del sistema, eliminando las distorsiones que se generaban producto de esta regulación. Esta medida permite resguardar los principios de coordinación de la operación, establecidos en la LGSE, ya que permiten resguardar la seguridad del sistema, y la operación a mínimo costo. Es más, mejora la coordinación operativa, reduce el riesgo de fallas debido a la posibilidad de realizar una gestión más eficiente en un sistema con alta penetración de energías renovables. La posibilidad de ajustar la operación según las condiciones de la red ayuda a evitar sobrecargas y aumenta la estabilidad del SEN. Esto se alinea con lo señalado por el CEN en su carta al Ministerio, donde advierte que la falta de visibilidad de los PMGD fue un factor crítico en el apagón del 25 de febrero, cuando su generación equivalía al 25% de la demanda de Coquimbo.</p> <p>Debido a todas las razones antes expuestas, solicitamos mantener la definición de autodespacho incorporada en el presente artículo.</p>	<p>A partir de las razones expuestas, consideramos que la propuesta del ministerio respecto a la modificación de la definición de autodespacho es un avance positivo y clave para la seguridad y eficiencia del sistema, por lo que debe mantenerse el texto propuesto.</p>
460	Colbun S.A	Artículo 14.-	<p>Considerando que, bajo la regulación actual, el esquema de valorización para los PMGD se basa en un precio estabilizado por intervalo temporal, ajustado a una banda de precios de mercado, estimamos que la modificación propuesta, que les genera un flujo de ingresos estable, representa un avance regulatorio positivo para el sector, por las siguientes razones:</p> <p>-El alto nivel de participación de los PMGD en la generación de energía, junto con la falta de visibilidad en tiempo real de su producción, ha generado impactos relevantes en la operación del sistema, contribuyendo a mayores riesgos para la seguridad del SEN y al incremento de costos sistémicos asociados a pagos laterales, los cuales se traducen en aumento de costos para el cliente final, problemáticas que han sido identificadas y señaladas por el CEN en sus recomendaciones normativas al Ministerio de Energía.</p> <p>- Si bien el mecanismo actual fue concebido para incentivar el desarrollo de pequeños medios de generación y reducir sus barreras de entrada, el último informe de monitoreo de la competencia del Coordinador muestra que el esquema actual ha provocado distorsiones en las señales de precios, incentivando una sobreinstalación de PMGD solares, logrando una participacion significativa en horario diurno (entre 20-21% aprox).</p> <p>Por lo tanto, creemos que la modificación del mecanismo de precio estabilizado presentado en este artículo, es un avance positivo y significativo para el sector.</p>	<p>A partir de las razones expuestas, consideramos que la propuesta del ministerio respecto al nuevo mecanismo de estabilizacion de precios es una medida que corrige la distorsiones del mercado y promueve condiciones de competencia más equitativas y alineadas con los costos reales de la energía, por lo que debe mantenerse el texto propuesto.</p>

461	Colbun S.A	Artículo 14.-	<p>Un aspecto relevante a observar del régimen actual aplicable a los PMGD es que, bajo el mecanismo vigente, estos pueden obtener ingresos por dos vías simultáneamente: por un lado, mediante inyecciones valorizadas al precio estabilizado en el mercado spot, y por otro, a través de contratos con clientes. Esta doble vía de remuneración configura una doble cobertura económica para un mismo producto, lo que distorsiona las condiciones de competencia en el mercado.</p> <p>Este esquema puede interpretarse como contrario al espíritu de la ley, ya que, en el ámbito de los servicios complementarios, el artículo 72-7° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) establece expresamente que debe evitarse el doble pago por servicios e infraestructura. Asimismo, en materia de transmisión, el artículo undécimo de la misma ley exige mantener la debida consistencia y armonía tarifaria, evitando dobles contabilizaciones o subvaloraciones en la cadena de pagos. En este contexto, la regulación actual aplicable a los PMGD podría estar vulnerando estos principios legales, al permitir un doble reconocimiento económico por un mismo producto, tanto mediante el precio estabilizado como a través de contratos.</p> <p>Por lo tanto, creemos que se debe analizar la modificación de esta regla que estaría generando un doble pago para la misma energía.</p>	<p>Se propone establecer que, en los casos en que exista un contrato bajo el régimen estabilizado, el precio estabilizado solo opere como un mecanismo de compensación parcial, y únicamente cuando el precio del contrato sea inferior a dicho precio de referencia. De esta manera, se evitaría una doble remuneración y se aseguraría una mayor coherencia con el marco legal vigente.</p> <p>Para ello, se propone la incorporación del siguiente párrafo al Artículo 14: "Los PMGD que firmen contratos recibirán una compensación equivalente a precio estabilizado menos el precio del contrato".</p>
462	Colbun S.A	Artículo 14.-	<p>El nuevo mecanismo de estabilización de precios establece que el Coordinador valorizará mensualmente las inyecciones al precio básico de energía por intervalo temporal y al costo marginal, calculando la diferencia como Saldo MEP. Sin embargo, no se especifica la granularidad temporal de este cálculo. Para mejorar la precisión de la valorización, se recomienda definir explícitamente que el cálculo del Saldo MEP se realice en intervalos de 15 minutos. Esta granularidad permite una mejor alineación con las variaciones en los costos marginales, reduciendo posibles distorsiones en la valorización.</p>	<p>Modificar en cada frase del Artículo 14 donde haga referencia al "Costo marginal correspondiente" en el sentido de remplazar la expresión por "Costo marginal quinceminutal".</p>
463	Colbun S.A	Artículo 14.-	<p>El reglamento no contempla medidas específicas para abordar el incumplimiento por parte de los PMGD en el pago del Saldo MEP acumulado, lo que podría comprometer la cadena de pagos en el sistema eléctrico. Para garantizar el cumplimiento normativo y la estabilidad financiera del mercado, se sugiere incluir disposiciones que establezcan consecuencias claras en caso de mora, como la suspensión temporal de la operación del PMGD o la aplicación de garantías financieras previas a la conexión, siguiendo las mejores prácticas del capítulo 3 de cadena de pagos del reglamento de coordinación y operación del sistema.</p>	<p>Se propone incorporar regulación para abordar los casos en que los PMGD podrían no tener la capacidad de pago del Saldo MEP en el artículo 14 o agregar un nuevo artículo para ello.</p> <p>Propuesta: podría existir algo similar a las garantías para el cumplimiento de la cadena de pagos.</p>
464	Colbun S.A	Artículo 14.-	<p>El artículo establece que "En aquellos casos en los que los MGPE no fuesen capaces de cubrir su obligación mensual de reintegro con la valorización de sus inyecciones al precio básico de energía por intervalo temporal, la diferencia no cubierta será contabilizada como Saldo MEP para los meses siguientes.". Consideramos que esto genera incertidumbre respecto del plazo en que debe regularizarse la deuda, por lo que proponemos eliminar el párrafo y que estas instalaciones cumplan con las condiciones de toda instalación de generación para otorgar mayor certidumbre a los actores involucrados y fortalezca la disciplina de pagos dentro del sistema. O si lo anterior no es posible, que se establezca un plazo para la regularización de este pago, por ejemplo, 12 meses.</p>	<p>Se propone eliminar el inciso 3 del artículo 14 o en su defecto, establecer un plazo de por ejemplo 12 meses.</p>

465	Colbun S.A	Artículo 96.-	La incorporación de disposiciones que requieren que los PMGD proporcionen información operativa en tiempo real, información respecto a inyecciones, consumo y retiros y cualquier información relevante respecto a la programación y operación de los PMGD al Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) y a la empresa distribuidora, es un avance significativo que fortalece la seguridad y estabilidad del sistema, y permite una mejor coordinación y planificación de este, específicamente considerando la creciente penetración de estas instalaciones. Sin embargo, el reglamento no establece un plazo transitorio claro para que los PMGD realicen las adecuaciones necesarias de equipos e infraestructura. Para facilitar la transición y dar mayor claridad al proceso, se propone incluir una disposición transitoria que otorgue un plazo razonable de implementación.	Se solicita incorporar un articulo transitorio que defina los plazos para la implementación de los medios de comunicación necesarios para cumplir las exigencias de este artículo
466	Qualitas Energy	Artículo 44.-	¿Qué mecanismos de notificación se consideran para mejorar la comunicación entre la distribuidora y el desarrollador? Se sugiere establecer protocolos claros y plazos definidos para el intercambio de información, con el fin de mitigar riesgos por vencimiento de permisos o hitos críticos debido a falta de coordinación.	
467	Qualitas Energy	Artículo 7.-	Saldo MEP: ¿se considerará algún tipo de reajuste por IPC o intereses al saldo MEP acumulado? Asimismo, se debe aclarar si será contabilizado en dólares o pesos, para garantizar certeza financiera a los titulares.	
468	Qualitas Energy	Artículo 89 bis.-	Conforme al artículo 149, inciso 9° de la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N° 4/2007), los PMGD únicamente deben costear las obras adicionales necesarias para su conexión e inyección al sistema, no los costos de operación y mantenimiento de la red de distribución, que corresponden al concesionario. Se solicita explicitar este principio en el reglamento para evitar interpretaciones que impliquen cargos a los PMGD que resultan contrarios a la Ley.	
469	Qualitas Energy	Artículo 93.-	Definir criterios objetivos para que el CEN pueda retirar el Autodespacho a un PMGD.	
470	Qualitas Energy	Artículo 93.-	Indicar expresamente los casos en que el CEN podrá instruir la operación de instalaciones con Autodespacho.	
471	Qualitas Energy	Artículo 64 bis.-	Definir criterios objetivos y plazos para que la SEC evalúe la prórroga de un ICC.	
472	Qualitas Energy	Artículo 93.-	Se debe establecer un único canal de comunicación con el PMGD a fin de coordinar su operación (Coordinador o Empresa Distribuidora)	
473	Qualitas Energy	Artículo 89.-	Especificar criterios para validar cotizaciones de componentes no definidos en el VNR.	
474	Qualitas Energy	Artículo transitorio.-	Definir claramente el momento desde el cual el PMG/PMGD puede informar su opción de precio estabilizado o marginal.	
475	Qualitas Energy	Artículo 89.-	Se proponer crear una base pública con los costos históricos de conexión de los PMGD	
476	Qualitas Energy	Artículo 69.-	Incorporar detalle sobre plazos y mecanismos para observaciones de la CNE a la Declaración en Construcción.	
477	Qualitas Energy	Artículo 32.-	¿Las modificaciones a las que se refiere el artículo 32º del Título II, capítulo 1 "Consideraciones Generales" suponen el ingreso de una nueva SCR? ¿Se implementará un formulario específico para modificar un ICC Vigente? ¿Se podrá modificar en cualquier momento del proceso o solo hasta antes de obtener el ICC?	
478	Qualitas Energy	Artículo 44.-	En lo que se refiere a la solicitud del interesado a la empresa distribuidora de los antecedentes que acrediten el inicio y avance de la tramitación ambiental y permisos sectoriales. ¿Podrían precisar si es en cuanto a ICC's de terceros que se encuentren vigentes?	

479	Qualitas Energy	Otro	¿Qué pasa con los ICC que se encuentran vigente de forma previa a la modificación del presente Decreto? Existirá obligación por parte de la empresa distribuidora para informar la capacidad de retiro de energía desde la red para la carga de la componente de almacenamiento? En caso de existir, esto será informa de oficio por parte de la empresa distribuidora o aplicará a petición de parte.	
480	Qualitas Energy	Artículo 64.-	Dicho artículo indica que la vigencia de los ICC será de 9 meses para proyectos PMGD de impacto no significativo, de doce meses para proyectos PMGD que no califiquen como de impacto no significativo y de 26 meses para el resto de los proyectos PMGD, sin embargo, el articulo 44 del presente reglamento indica que para el caso del "resto de los proyectos PMGD" el plazo para declararse en construcción es de 20 meses. En caso de no declararse en construcción antes del mes 20 se pierde el ICC? Como conversa esto con la obligación por parte del titular de acreditar los hitos del cronograma indicados en la SCR?	
481	Qualitas Energy	Artículo 69.-	Se obliga a los titulares de proyectos a presentar antecedentes que fundamenten la exclusión del proyecto del Sistema de Evaluación Ambiental. A nuestro juicio, esta obligación contradice lo señalado por el propio Servicio, que en su documento digital N° 2024991021136 de fecha 28 de noviembre de 2024 indicó que la consulta de pertinencia no constituye un requisito previo necesario para el otorgamiento de permisos sectoriales, sino que consiste en un tramite de caracter voluntario y previo al eventual sometimiento de un proyecto al SEIA. La sola normativa vigente debiera ser suficiente para acreditar si un proyecto debe o no someterse al Sistema de Evaluación Ambiental.	
482	Qualitas Energy	Artículo 69.-	La CNE debe contar con un plazo para la formulación de las observaciones, el cual debiese ser de 10 días de acuerdo a lo indicado en el Art 69 inciso tercero.	
483	Qualitas Energy	Artículo 69.-	¿Existirá algún orden de prelación para la capacidad de retiro de energía desde la red para la carga de la componente de almacenamiento? Como sucede en la inyección.	
484	Qualitas Energy	Artículo 14.-	El artículo 149, incisos 5° y 6° de la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N.° 4 de 2007), modificados por la Ley 19.940 (Ley Corta I), establece que los PMGD (≤ 9.000 kW) pueden inyectar energía bajo un mecanismo de estabilización de precios y vender excedentes al precio de nudo. Este mecanismo fue desarrollado en el DS 244/2005 para otorgar certidumbre de ingresos y asemejar sus condiciones a las de contratos de largo plazo, inaccesibles para estos proyectos. El mecanismo propuesto reemplaza esta estabilización por postergación de pagos al costo marginal instantáneo, contradiciendo el marco legal y reduciendo la certidumbre económica prevista para los PMGD.	
485	Qualitas Energy	Artículo transitorio.-	El marco legal y reglamentario vigente ha permitido en el pasado, como en el caso del DS 244/2005, que proyectos en desarrollo (“pipeline”) diseñados bajo un esquema de precios específico pudieran inscribirse voluntariamente en dicho régimen dentro de plazos definidos, otorgando certidumbre a la inversión. En coherencia con ese precedente, se propone que los proyectos actualmente en pipeline, que hayan sido diseñados bajo el esquema de precios hoy modificado, tengan la opción de inscribirse en ese régimen con plazos similares a los otorgados en el DS 88/2019, garantizando así condiciones estables y predecibles para su materialización. Se propone un plazo de 12 meses desde la publicación del presente decreto.	

486	Qualitas Energy	Artículo 42.-	<p>En la propuesta de modificación del DS 88 no se observa un tratamiento explícito respecto a la eventual priorización de capacidad de retiro de energía para la carga de sistemas de almacenamiento, en particular cuando se trate de clientes regulados, tal como fue mencionado en instancias previas por el Ministerio. Consideramos necesario que el reglamento aclare si existirá un orden de prelación en este sentido, así como los criterios técnicos y regulatorios que determinarían bajo qué circunstancias se aplicaría dicha prioridad.</p> <p>Adicionalmente, es relevante definir si en casos donde un sistema de almacenamiento haya sido conectado con anterioridad y haya efectuado las inversiones necesarias para reforzar la red con el fin de habilitar sus retiros, este podría mantener prioridad frente a solicitudes posteriores, incluyendo aquellas de clientes regulados, a fin de resguardar la certeza jurídica y operativa de las inversiones realizadas.</p>	
487	Qualitas Energy	Artículo 10.-	¿Cómo se calculará la potencia para los retiros en el caso de los sistemas de almacenamiento? ¿Cómo se considerarán las restricciones de capacidad de los alimentadores?	
488	Qualitas Energy	Artículo 16.-	¿Por qué sólo se incluyen los retiros de energía y potencia para usuarios finales y no se incluyen los retiros de energía y potencia para otros generadores y/o comercializadores en la información al coordinador para ser considerados en los balances de transferencia de energía y potencia?	
489	Qualitas Energy	Artículo 17.-	¿Por qué se elimina el ajuste a la banda de mercado y las fórmulas de indexación del informe técnico preliminar de precios estabilizados?	
490	Fenacopel	Artículo 7.-	Propone cambio de redacción, eliminar el "para" en el primer punto.	"Adecuaciones: Obras físicas y trabajos en el punto de conexión de un PMGD a la red de distribución eléctrica necesarias para (i) la construcción o modificación de la respectiva instalación de conexión o empalme, así como para; o (ii) la instalación o modificación del equipo de medida respectivo".
491	Fenacopel	Artículo 32.-	<p>Además de publicar los costos asociados a los sistemas de control y monitoreo y a las acciones previstas en la Norma Técnica y en el presente Reglamento, las Empresas Distribuidoras deberán poner a disposición, de forma clara y desagregada, toda la información relativa a los costos que asuman por la operación de los PMGD. De este modo se explicita que tales costos corresponden a los PMGD y se habilita su posterior cobro por la Empresa Distribuidora.</p> <p>La incorporación propuesta armoniza con el artículo 89 Bis, que dispone: “Los costos en que incurran las Empresas Distribuidoras relacionados con la operación de los PMGD serán de cargo de estos, de acuerdo con la normativa vigente.”</p>	"Asimismo, las referidas empresas deberán publicar toda la información relativa a los costos asociados a (i) la elaboración y revisión de los estudios de conexión que se requieran para evaluar la conexión del PMGD y las actividades necesarias para realizar o supervisar dichas actividades; y, (ii) los sistemas de control y monitoreo del PMGD, los costos en que incurran las Empresas Distribuidoras relacionados con la operación de los PMGD y aquellas acciones que deban ser ejecutadas por la distribuidora, según lo establecido en la norma técnica y el presente reglamento.
492	Fenacopel	Artículo 44.-	Se propone que para efectos del cómputo del período mínimo entre solicitudes, este se iniciará en la fecha en que la Empresa Distribuidora comunique su respuesta definitiva a la solicitud anterior, y no en la fecha en que dicha solicitud fue presentada. Contabilizar el plazo desde la última respuesta —y no desde la última solicitud— entrega certeza sobre la información disponible al momento de volver a solicitar, dando un verdadero plazo de un mes para tener una actualización de la tramitación de los permisos sectoriales y ambientales. Esto incentiva solicitudes mejor fundadas y reduce controversias por plazos.	"El Interesado podrá solicitar a la Empresa Distribuidora, la entrega de antecedentes que acrediten el inicio y avance de la tramitación ambiental y permisos sectoriales, cuando corresponda, mediante el Medio de comunicación acordado. Esta solicitud podrá realizarse en más de una oportunidad, existiendo al menos un mes desde la última entrega de antecedentes enviada por la Empresa Distribuidora. Dicha solicitud, deberá ser respondida por la Empresa Distribuidora dentro de los cinco días siguientes de haber sido recibido el requerimiento".

493	Fenacopel	Artículo 44.-	<p>Se estima que el plazo de 24 horas para que la Empresa Distribuidora comunique al interesado las respuestas emitidas por las autoridades competentes resulta excesivamente exigente, especialmente cuando dicho plazo puede coincidir con fines de semana o días feriados, en los cuales no se dispone de personal administrativo para cumplir con dicha obligación.</p> <p>Por lo anterior, y con el fin de otorgar mayor certeza y viabilidad al cumplimiento de esta exigencia, se propone sustituir el plazo de “24 horas” por “un día hábil”. Esta modificación permitiría mantener la agilidad del proceso sin comprometer su ejecución práctica ni generar eventuales incumplimientos por causas ajenas a la voluntad de la Empresa Distribuidora.</p>	<p>"Asimismo, durante el proceso de tramitación indicado en el literal a) del inciso primero, la Empresa Distribuidora deberá responder a las autoridades correspondientes dentro de los plazos que éstas indiquen durante dicho proceso, copiando en dicha respuesta al Interesado. Asimismo, una vez recibida la respuesta por parte de las autoridades pertinentes, esta deberá ser comunicada a más tardar dentro del siguiente día hábil al Interesado. En caso contrario, el Interesado podrá recurrir a la Superintendencia, de conformidad al Título IV del presente reglamento".</p>
494	Fenacopel	Artículo 44.-	<p>Se solicita aclaración respecto al siguiente párrafo:</p> <p>"El Interesado podrá solicitar a la Empresa Distribuidora, la entrega de antecedentes que acrediten el inicio y avance de la tramitación ambiental y permisos sectoriales, cuando corresponda, mediante el Medio de comunicación acordado. Esta solicitud podrá realizarse en más de una oportunidad, existiendo al menos un mes entre cada solicitud. Dicha solicitud, deberá ser respondida por la Empresa Distribuidora dentro de los cinco días siguientes de haber sido recibido el requerimiento."</p> <p>El inciso resulta confuso porque el artículo 44 regula exclusivamente el cronograma del proyecto PMGD que se entrega junto con la SCR; sin embargo, el texto introduce obligaciones para la distribuidora que parecen propias del cronograma de Obras Adicionales, Adecuaciones o Ajustes —materia que corresponde al ICC— y no al cronograma del PMGD.</p>	
495	Fenacopel	Artículo 45.-	<p>Se propone modificar el artículo 45° del reglamento, agregando un párrafo que indique que el interesado en desarrollar un proceso de conexión de PMGD en subalimentadores deberá considerar el pago íntegro de los costos del proceso de conexión tanto a la empresa propietaria del subalimentador como a la empresa propietaria del alimentador principal.</p>	<p>Junto con la presentación de la SCR, el Interesado deberá acreditar el pago realizado a la Empresa Distribuidora de acuerdo con lo señalado en el inciso siguiente, de un 20% del costo total de elaboración de los estudios de conexión, de acuerdo con los costos a los que se refiere el Artículo 32º, inciso segundo, del presente reglamento, independiente de que dichos estudios sean realizados por la Empresa Distribuidora o por cuenta propia. Este pago deberá abonarse al costo total de la elaboración o revisión de los estudios antes mencionados, según corresponda.</p> <p>En el caso de tratarse de un proceso de conexión de un subalimentador que efectúa retiros de una red propiedad de otra Empresa Distribuidora, el Interesado deberá acreditar indicado en el inciso precedente tanto a la Empresa propietaria del subalimentador como a la Empresa propietaria del alimentador principal, según los costos a los que se refiere el Artículo 32º.</p> <p>El Interesado podrá pagar la elaboración o revisión de los estudios de conexión a las que se refiere el inciso anterior mediante cualquier medio de pago del que disponga la o las Empresas Distribuidoras, según corresponda.</p>
496	Fenacopel	Artículo 45.-	<p>Se solicita aplicar un plazo para el pago, debido a que ha ocurrido que en esta etapa el interesado no realiza el pago junto con la entrega de la SCR debido a desconocimiento o porque no cuenta con los recursos de forma inmediata.</p>	<p>Dentro de 5 días contados a partir de la entrega de la SCR, el Interesado deberá acreditar el pago realizado a la Empresa Distribuidora de acuerdo con loseñalado en el inciso siguiente, de un 20% del costo total de elaboración de los estudios de conexión, de acuerdo acon los costos a los que se refiere el Artículo 32º, inciso segundo, del presente reglamento, independiente de que dichos estudios sean realizados por la Empresa Distribuidora o por cuenta propia. Este pago deberá abonarse al costo total de la elaboración o revisión de los estudios antes mencionados, según corresponda.</p>

497	Fenacopel	Artículo 51.-	El párrafo citado aplica al caso de unión de alimentadores. Se propone agregar párrafo que indique el orden de prelación en el caso de la separación de alimentadores.	"De forma similar si los cambios topológicos realizados por la Empresa Distribuidora, dos o más SCR asociadas a distintos alimentadores pasan a estar asociadas a alimentadores distintos, Estas se ordenarán en su alimentador correspondiente según el orden de prelación según sus respectivas fechas y horas de ingreso. Este nuevo orden deprelación deberá ser informado a los Interesados dentro de los cinco días siguientes a partir de la energización de los elementos de la red de distribución que formen parte de los nuevos alimentadores".
498	Fenacopel	Artículo 55.-	Aplicar un plazo para el pago, debido a que ha ocurrido que en esta etapa el interesado no realiza el pago junto con la entrega de la SCR debido a desconocimiento o porque no cuenta con los recursos de forma inmediata.	"El Interesado que realice los estudios con la Empresa Distribuidora deberá, dentro de 5 días contados a partir de la entrega de la manifestación de conformidad a la respuesta de la SCR, pagar el saldo de lo adeudado de acuerdo con lo señalado en el Artículo 45º del presente reglamento."
499	Fenacopel	Artículo 58.-	El párrafo establece el plazo de entrega del ICC para proyectos de impacto significativo, refiriéndolo al inciso siguiente, el que habla de los proyectos INS e indica un plazo de entrega del ICC de veinte días hábiles, cuestión que no tiene coherencia con el tiempo de desarrollo de los estudios de conexión para proyectos IS del artículo 59°. Se propone conservar la redacción anterior, aumentando el plazo de entrega del ICC para PMGD IS en un mes, de acuerdo con el aumento del plazo de entrega de los estudios de conexión.	Para proyectos que no califiquen como de impacto no significativo de acuerdo acon lo establecido en el Artículo 86º del presente reglamento, la Empresa Distribuidora deberá comunicar el ICC al Interesado, mediante el medio de comunicación acordado, dentro de los seis meses siguientes a la emisión de la manifestación de conformidad a la respuesta de la SCR, salvo en el caso de los proyectos considerados en el Artículo 60º del presente reglamento, donde el tiempo referido será de ocho meses contados a partir de la emisión de la manifestación de conformidad a la respuesta de la SCR.
500	Fenacopel	Artículo 59.-	El artículo refiere al artículo 58° que indica los plazos de elaboración del ICC pero ese artículo sólo indica los plazos para la emisión del ICC de PMGD de impacto no significativo. Se propone la corrección para no generar confusión.	
501	Fenacopel	Artículo 63.-	Se solicita reemplazar "estudio de flujo de potencia" por "estudio". Debido a que es posible estimar congestión a nivel de transmisión zonal a partir de los registros de cabecera y de salida de los transformadores de poder, no solamente con un estudio de flujo de potencia.	En caso de que la Empresa Distribuidora detectare la posibilidad de congestiones a nivel del sistema de transmisión, deberá poner a disposición de la Superintendencia y del Coordinador, junto con la copia del ICC, el respectivo estudio que dé cuenta de la congestión mencionada. Dicho estudio deberá incorporar la información y la base de datos utilizada para su desarrollo. Asimismo, la Empresa Distribuidora deberá enviarle una copia del respectivo ICC al propietario u operador de las instalaciones de transmisión zonal correspondiente.
502	Fenacopel	Artículo 69.-	Se propone definir de manera explícita, un plazo en el cual la CNE deba decidir de forma definitiva si un proyecto es declarado o no en construcción, esto debido a que si bien algún PMGD puede elevar esta solicitud dentro de los plazos de vigencia del ICC, generalmente lo realizan cuando está a punto de vencer el plazo, lo que alarga aún más el proceso una vez que está en revisión la DeC, dadas las distintas observaciones que puedan surgir. Además tener en cuenta que una vez obtenida la DeC, hay una cantidad no menor de casos en los que la CNE no revoca la DeC a pesar del no cumplimiento de los hitos o avances establecidos, , sin perjuicio de lo indicado en el artículo n°72. Se propone agregar un párrafo al final del artículo que defina un periodo de tiempo respecto a lo presentado.	Una vez enviados todos los antecedentes correspondientes a la CNE, existe un plazo de 6 meses en el cual dicho organismo debe comunicar su decisión definitiva referente a si se declara en construcción o no el PMGD.
503	Fenacopel	Artículo 88.-	Se solicita agregar un párrafo que permita a la empresa distribuidora aplicar limitaciones de inyección del PMGD si en los estudios de conexión se determina que podrían existir congestiones en la red de distribución, considerando el estándar constructivo de cada empresa.	

504	Fenacopel	Artículo 89.-	<p>Se propone incorporar de manera expresa, junto con los costos de operación, aquellos costos en que incurran las Empresas Distribuidoras asociados al monitoreo de los PMGD (sistemas de comunicación, SCADA, software, equipamiento y personal adicional) necesario para dar cumplimiento a las exigencias establecidas en la normativa técnica vigente.</p> <p>Esta inclusión tiene por objeto evitar interpretaciones restrictivas que limiten los tipos de costos que pueden ser transpasados a los PMGD, lo cual podría derivar en que estos nuevos requerimientos — especialmente los relativos al monitoreo y supervisión en tiempo real— sean financiados por los clientes regulados, situación que no resulta coherente con el principio “quien origina el costo, lo asume”. Esta aclaración otorga certeza regulatoria y protege a los clientes finales de las nuevas exigencias operativas impuestas por el reglamento.</p>	Los costos en que incurran las Empresas Distribuidoras relacionados con la operación y monitoreo de los PMGD serán de cargo de estos de acuerdo con la normativa vigente
505	Fenacopel	Artículo 90.-	<p>Se propone una redacción explícita que permita a la empresa distribuidora operar el reconectador del punto de conexión reforzando lo indicado en el artículo 94°.</p>	Los nuevos empalmes y equipos de medida necesarios para la conexión de un PMGD a las instalaciones de la Empresa Distribuidora formarán parte de la red de distribución. Serán operados por esta y se construirán con cargo del propietario del PMGD, según lo establecido en el presente reglamento y normativa vigente.
506	Fenacopel	Artículo 94.-	<p>Se considera fundamental establecer expresamente que la operación, por parte de la Empresa Distribuidora, de los equipos de conexión ubicados entre la red de distribución y el PMGD, deberá realizarse conforme a las condiciones y términos mínimos definidos en la normativa técnica vigente. Esta precisión resulta necesaria para prevenir eventuales controversias entre los PMGD y las Empresas Distribuidoras respecto de criterios operativos que, en ausencia de una referencia normativa común, podrían variar entre distintas zonas de concesión.</p> <p>Esta propuesta se encuentra alineada con el principio de estandarización que refuerza el artículo 96 del reglamento, el cual establece que: “Los requerimientos asociados a los medios de comunicación y la información que el Coordinador o la Empresa Distribuidora soliciten, a efecto de una adecuada operación de los PMGD, deberán ser implementados en los términos que se indique en la respectiva norma técnica.”</p> <p>En consecuencia, se solicita incorporar una referencia explícita a la norma técnica correspondiente como marco vinculante para la operación de dichos equipos de conexión.</p>	Sin perjuicio de la calidad de Coordinado a la que hace referencia el artículo 72º-2 de la Ley y la operación con Autodespacho según lo establecido en el artículo anterior, la coordinación técnica a efectos de resguardar la seguridad y calidad de servicio en las redes de distribución se efectuará entre el PMGD y la Empresa Distribuidora, en los términos establecidos en la normativa vigente. Para lo anterior, dicha empresa operará el equipamiento de conexión ubicado entre la red de distribución y el PMGD, según las condiciones y términos mínimos establecidos en la normativa técnica vigente.
507	Fenacopel	Artículo 95.-	<p>Se propone incluir las expresiones “y/o” y “según corresponda” en la redacción del artículo 95, con el fin de evitar interpretaciones erróneas que pudieran llevar a entender que toda operación o intervención por parte de un PMGD debe ser coordinada simultáneamente con la Empresa Distribuidora y con el Coordinador Eléctrico Nacional.</p> <p>Esta aclaración es necesaria, ya que la coordinación con la Empresa Distribuidora se relaciona con la seguridad y calidad de servicio en las redes de distribución, mientras que la coordinación con el Coordinador se vincula con aspectos operacionales del sistema eléctrico nacional, tales como contingencias y congestiones.</p> <p>Por tanto, no en todos los casos ambas coordinaciones son requeridas, y la omisión de esta precisión podría generar exigencias procedimentales innecesarias, demoras o controversias regulatorias.</p>	Todo PMGD deberá coordinar la operación e intervención de sus instalaciones con la Empresa Distribuidora y/o el Coordinador, según corresponda, de acuerdo con lo señalado en el presente reglamento y la normativa vigente.

508	Sonnedix	Artículo 7.-	<p>En definición de Autodespacho se indica que se podrían aplicar las prorratas por motivos económicos referidas en la normativa vigente. Se sugiere no incluir a los PMGD en la prorrata en caso de que no hubiese capacidad de colocación suficiente por los siguientes motivos:</p> <p>1) No es una medida eficiente para el sistema, pues los PMGDs están abasteciendo demanda local en distribución.</p> <p>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.</p> <p>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 mayores requerimientos de transmisión en el mediano y largo plazo. 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. Lo anterior, sería más consistente con los objetivos de política pública buscados con el fomento a los PMGDs, además de tener beneficios en la eficiencia, requerimientos de transmisión (tarifas) y simplicidad operacional.</p> <p>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 DS88/2019 (es decir, julio 2034).</p>	
509	Sonnedix	Artículo 7.-	<p>En definición de Autodespacho se indica que "no se encuentra sujeto al resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por el Coordinador", sin embargo, a continuación se dice que se pueden "aplicar las prorratas por motivos económicos", lo cual es contradictorio. Al respecto, se solicita clarificar la modificación del concepto de Autodespacho y cuál es el regimen de despacho para los PMGD, atendido el requerimiento del artículo 149 de la Ley que indica que el reglamento establecerá "la forma en la que se realizará el despacho y la coordinación de estas centrales por el CDEC respectivo."</p>	
510	Sonnedix	Artículo 7.-	<p>La definición de Autoprodutor no es consistente con lo integrado en la consulta pública del DS125. Se sugiere homologar.</p>	
511	Sonnedix	Artículo 7.-	<p>No se observa definición de SGC. Se solicita homologar definición a lo planteado en el DS125 y entregar un tratamiento a lo largo del reglamento para: su conexión, estudios requeridos, operación, información, migración de un PMGD actual a un SGC, etc.</p>	
512	Sonnedix	Artículo 7.-	<p>La definición de "Excedentes de Potencia" no es consistente con la definición de "Excedente" del DS125. Se sugiere homologar.</p>	

513	Sonnedix	Artículo 13.-	Falta integrar los retiros del sistema de almacenamiento al balance.	Artículo 13º.- En cada balance de transferencia de energía y potencia, el Coordinador deberá considerar el régimen de precio al que haya optado el propietario u operador de un Medio de generación o sistema de almacenamiento de pequeña escala para valorizar las inyecciones y/o retiros de energía, según corresponda, que dicho medio de generación o almacenamiento realice al sistema eléctrico.
514	Sonnedix	Artículo 14.-	<p>Tanto la FNE, TDLC y el mismo Ministerio de Energía (“Expediente de Recomendación Normativa sobre el Decreto Supremo N° 88 del Ministerio de Energía en lo referido al mecanismo de estabilización de precios para medios de generación de pequeña escala”, Rol ERN N° 27-21) han identificado importantes barreras de entrada para la participación de los PMGD en el mercado de los contratos. Esta es una de las principales razones de la existencia del precio estabilizado.</p> <p>Por otro lado, en la presentación de la propuesta conceptual del DS88 del MEN se planteó que "Las condiciones han cambiado respecto del acceso a contratos que permitan mitigar los riesgos del costo marginal" para argumentar un cambio en el precio estabilizado. Sin embargo, no existe ningún antecedente técnico que demuestre que estas barreras se han superado. De hecho, las situaciones planteadas por el MEN habrán cambiado son: 1) rebaja del umbral de clientes libres y, 2) las modificaciones a las bases de licitaciones de suministro de clientes regulados. Al respecto; 1) la energía asociada a clientes entre 300-500 kW es solo 1.184 GWh/año al año 2023 (Resolución 58 del Ministerio de Energía de diciembre de 2024), mientras que los PMGD generan más de 5.000 GWh/año, por lo que esta nueva demanda solo permitiría contratar un poco más de un 20%, asumiendo el (poco realista) caso de que toda esa energía es contratada por PMGDs. Además, en las últimas licitaciones para clientes regulados no se ha presentado ninguna oferta asociada a PMGD, por lo que en la práctica estas las licitaciones no parece ser un mecanismo que mitigue los riesgos de exposición que se ven expuestos estos medios de generación. Al respecto, se solicita publicar los antecedentes que justifican que esta barrera de entrada habría sido superada.</p>	
515	Sonnedix	Artículo 29.-	Se elimina la posibilidad de que el consumo propio sea acordado con un regimen de precio con la Distribuidora y se obliga a tener un suministrador (que debiera ser un generador - considerando el giro único de la distribuidora-) para dicho consumo. Al respecto, no se entiende lo que busca la disposición, pues se está estableciendo una mayor carga administrativa para el PMGD, sin un beneficio evidente. Por tanto, se sugiere mantener disposición actual.	
516	Sonnedix	Artículo 69.-	En la modificación del DS125 se está planteando que los PMGDs serán sujetos de recortes en la programación y en tiempo real. Además, en este reglamento se está exigiendo monitoreo en tiempo real. En este sentido, en caso de que existieran limitaciones en el sistema de transmisión los PMGDs no deberían estar limitados por ICC, sino que la congestión se debería resolver en tiempo real o la programación, según corresponda.	Dejar el literal d) solo con el texto: "d) ICC de acuerdo con lo dispuesto en el presente reglamento"
517	Sonnedix	Artículo 77.-	En la modificación del DS125 se está planteando que los PMGDs serán sujetos de recortes en la programación y en tiempo real. Además, en este reglamento se está exigiendo monitoreo en tiempo real. En este sentido, en caso de que existieran limitaciones en el sistema de transmisión los PMGDs no deberían estar limitados por ICC. Por tanto, no corresponde que el CEN verifique la capacidad de inyección consignada en el ICC ex-ante, lo que debiera ser revisado y resuelto en la programación y operación en tiempo real.	Eliminar inciso 3 (nuevo).
518	Sonnedix	Artículo 87.-	En la modificación del DS125 se está planteando que los PMGDs serán sujetos de recortes en la programación y en tiempo real. Además, en este reglamento se está exigiendo monitoreo en tiempo real.	Artículo 87º.- La Empresa Distribuidora será la responsable de monitorear la operación de la red de distribución para efectos de que no exista afectación de la seguridad y calidad de servicio. Por su parte, el

			En este sentido, en caso de que existieran limitaciones en el sistema de transmisión zonal, esto debiese ser resuelto por el CEN en tiempo real y la programación y no debieran existir condiciones de operación establecidas en los ICC. Por su parte, la empresa distribuidora debiera ser la encargada de monitorear las redes de distribución.	Coordinador será el responsable de monitorear la operación del sistema de transmisión conforme a la normativa vigente.
519	Sonnedix	Artículo 88.-	En la modificación del DS125 se está planteando que los PMGDs serán sujetos de recortes en la programación y en tiempo real. Además, en este reglamento se está exigiendo monitoreo en tiempo real. En este sentido, en caso de que existieran limitaciones en el sistema de transmisión zonal, esto debiese ser resuelto por el CEN en tiempo real y la programación y no debieran existir condiciones de operación establecidas en los ICC. Por su parte la empresa distribuidora debiera ser la encargada de monitorear las redes de distribución. Se solicita modificar inciso 3 y eliminar 5.	inciso 3: "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 o en la subestación primaria misma, esta situación deberá quedar consignada en el ICC, sin perjuicio de que la congestión será resuelta en la operación por el Coordinador y el empresa distribuidora en el sistema de transmisión y distribución, respectivamente."
520	Sonnedix	Artículo 89 bis.-	El hecho de que los PMGDs puedan pagar las obras adicionales se encuentra regulado explícitamente en la Ley (artículo 149). Adicionalmente, en este mismo artículo existe una metodología para descontar estas inversiones del valor nuevo de reemplazo de la empresa distribuidora. Por otro lado, en el artículo 182°, numeral 3.- de la Ley se establece que el valor agregado por concepto de costos de distribución se basará en empresas modelo y considerará los costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución...". En este sentido, no se observa fuente legal para que a nivel reglamentario se establezca un cargo a los PMGD por la operación de la red de distribución, más aún cuando ésta es remunerada en el VAD.	Eliminar artículo 89 bis.-
521	Sonnedix	Artículo 93.-	En la modificación del DS125 se está planteando que los PMGDs serán sujetos de recortes en la programación y en tiempo real. Además, en este reglamento se está exigiendo monitoreo en tiempo real. En este sentido, en caso de que existieran limitaciones en el sistema de transmisión zonal, esto debiese ser resuelto por el CEN en tiempo real y la programación y no debieran existir condiciones de operación establecidas en los ICC. Por su parte la empresa distribuidora debiera ser la encargada de monitorear las redes de distribución.	Sin perjuicio de lo anterior, el PMGD deberá ajustar su operación a las restricciones establecidas en ICC respectivo. El propietario u operador del PMGD podrá acordar con la Empresa Distribuidora la limitación horaria de sus inyecciones de energía y potencia para entrar en operación con anterioridad a que las Obras Adicionales, Adecuaciones o Ajustes estén totalmente ejecutados, en conformidad a la normativa vigente. Dicha limitación deberá ser establecida durante la realización de los estudios de conexión a los que se refiere el Título II, Capítulo 2, Párrafo 3º del presente reglamento.
522	Sonnedix	Artículo 94.-	Se establece que la empresa distribuidora operará el equipamiento de conexión. Al respecto, se solicita indicar: 1) de quién es el costo de la instalación del equipo de conexión, 2) en qué plazo se debiera instalar (artículo transitorio), 3) bajo qué condiciones se podría operar y, 4) las responsabilidades de la empresas distribuidoras en caso de una operación inadecuada y/o de una apertura sin justificación técnica.	
523	Sonnedix	Artículo 95.-	Se indica que todo PMGD deberá coordinar la operación e intervención de sus instalaciones con la Empresa Distribuidora y el Coordinador, de acuerdo acon lo señalado en el presente reglamento y la normativa vigente. A lo largo del reglamento, en materia operacional (envío de información, monitoreo, limitaciones, vertimiento, coordinación de mantenimientos, etc), no se diferencia el rol de la distribuidora y del Coordinador, por ejemplo, artículos 95, 96, 99, 100, 103. Se requiere indicar explícitamente el rol de cada uno en materia operacional para evitar descordinaciones. Se sugiere establecer a nivel legal de la figura de operador de la red de distribución y cómo se operarán los medios energéticos distribuidos.	
524	Sonnedix	Artículo 96.-	Los requerimientos debieran estar establecidos en la normativa y no como se desprende del artículo que los requerimientos lo solicitarían la Distribuidora y el CEN. Además, podrían ser exigencias distintas de acuerdo a su capacidad, tecnología, disponibilidad o impacto sistémico, entre otros criterios, según se establece en el artículo 72-2 de la Ley.	Los requerimientos asociados a los medios de comunicación y la información que el Coordinador o la Empresa Distribuidora soliciten, a efecto de una adecuada operación de los PMGD, deberán ser implementados en los términos que se indique en la respectiva norma técnica, pudiendo ser exigencias distintas de acuerdo a su capacidad, tecnología, disponibilidad o impacto sistémico, entre otros.

525	Sonnedix	Artículo 101.-	En el artículo se hace una modificación tendiente a que todos los PMGDs deberán declarar sus costos variables. Se sugiere dejar la potestad al Coordinador de pedir esa información en caso de que la necesitara y no a todo evento. Lo anterior, dado que no queda claro cómo será revisada y usada toda esa información en la práctica.	
526	Sonnedix	Artículo 102.-	Se indica que ante la previsión de contingencias, se deberán limitar las inyecciones de los PMGDs. No queda clara la forma en que se realizará una previsión de congestiones, qué metodología se usará, con qué periodicidad, etc. Se sugiere que esto sea verificado en el contexto de la programación y operación en tiempo real de la misma forma que una utility, lo cual ya lo hace el CEN con las restricciones de transmisión del modelo de simulación. En la práctica, la programación de la operación es una "previsión" de la operación para el día siguiente, pero la redacción del artículo es confusa y pareciera que se realizará un procedimiento adhoc.	eliminar la palabra "previsión" o bien explicitar que las congestiones se verificarán en la programación y operación en tiempo real.
527	Sonnedix	Artículo 102.-	La inyección consignada en el ICC tuvo el objetivo de anticiparse a posibles congestiones y evitarlas. En la modificación del DS125 se está planteando que los PMGDs serán sujetos de recortes en la programación y en tiempo real. Además, en este reglamento se está exigiendo monitoreo en tiempo real, por lo que una congestión se debe resolver en la programación y operación en tiempo real y no generar una limitación por ICC y luego una limitación adicional por sobre oferta. Por tanto, las prorratas se debieran realizar considerando las capacidades máximas y no la potencia consignada en el ICC.	En el evento de que el Coordinador deba limitar las inyecciones o retiros de dos o más PMGD que cuenten con igual costo considerado en el listado de prioridad de colocación, el Coordinador deberá limitar las inyecciones o retiros de éstos a prorrata de la capacidad instalada de los mismos., considerando la capacidad de inyección consignada en el ICC.
528	Sonnedix	Artículo 102.-	Se plantea que ante la previsión u ocurrencia de contingencias o congestiones que pongan en riesgo la seguridad y calidad del servicio en el sistema eléctrico, el Coordinador podrá establecer medidas a adoptar por los propietarios u operadores de los PMGD conectados a las redes de distribución. No queda claro cómo el Coordinador podría realizar esto si no monitorea la red de distribución. Se visualiza la necesidad de establecer, probablemente a nivel legal, la función de operador de red de distribución ya sea a la empresa distribuidora o al Coordinador u otro ente independiente y establecer cómo serán operados los medios energéticos distribuidos	
529	Sonnedix	Artículo 117.-	En el párrafo 2º Sobre las disposiciones aplicables a los PMG que operen con Autodespacho no han sido modificados artículos que en el caso de los PMGD si fueron modificados. No queda clara la razón de lo anterior.	Revisar si corresponde una homologación
530	Sonnedix	Otro	Se solicita incluir artículo transitorio adecuado a la implementación de nuevas disposiciones, tales como: implementación de el equipamiento de conexión ubicado entre la red de distribución y el PMGD (art 94), entrega de costos variables (art 101) para PMGD en base a recursos primarios variables, sistemas de control y monitoreo del PMGD (art 32), criterios para que Empresa Distribuidora pueda excluir a uno o más PMGD de las limitacionesmientras no esté la NTCO (art 102), plazo para NTCO dada su relevancia en disposiciones (art 103), restringir el autodespacho por motivos económicos (art 7).	
531	Sonnedix	Otro	De la misma forma que el artículo 97 del DS125, se sugiere explicitar que los retiros para cargar un BESS no pagan cargos de transmisión, peajes de distribución ni pagos laterales.	
532	Sonnedix	Otro	Se solicita un nuevo artículo que establezca que el CEN deberá registrar instrucciones operativas y prorratas aplicadas a los PMGDs	

533	Asociación de Generación Renovable A.G	Otro	<p>Inconsistencia terminológica en todo el cuerpo normativo</p> <p>En el articulado modificado, no siempre se utiliza la nomenclatura completa o precisa de las categorías definidas, (MGPE, PMG, PMGD, PMGD de impacto significativo y no significativo) lo que puede inducir a confusión interpretativa y afectar la aplicación normativa. Se detectan referencias cruzadas donde se emplea “PMG” para abarcar PMGD o viceversa, sin que exista un criterio uniforme.</p> <p>- La falta de consistencia en el uso de los términos puede generar interpretaciones divergentes por parte de los agentes del sector y del propio Coordinador Eléctrico Nacional.</p> <p>- Esto puede derivar en conflictos regulatorios, reclamaciones ante el Panel de Expertos o la SEC, y, en última instancia, inseguridad jurídica.</p> <p>- Las diferencias de régimen entre MGPE, PMG y PMGD (conexión, remuneración, precio estabilizado, autodespacho, obligaciones de información) son relevantes y no intercambiables.</p> <p>- Usar un término incorrecto puede llevar a que un sujeto se vea indebidamente obligado a cumplir disposiciones que no le son aplicables, o viceversa.</p> <p>La Ley N° 19.880 exige que los actos administrativos sean claros y precisos. La inconsistencia terminológica vulnera este principio y puede considerarse una deficiencia en la motivación y fundamentación de la norma.</p>	<p>Propuesta de Disposición:</p> <p>"En todas las disposiciones del reglamento se deberá emplear de manera uniforme la nomenclatura oficial definida en el artículo correspondiente a definiciones, asegurando consistencia en el uso de ‘MGPE’, ‘PMG’ y ‘PMGD’, ‘significativo’ y ‘no significativo’, evitando el uso indistinto de los términos.</p> <p>Se sugiere incorporar una disposición interpretativa que aclare que:</p> <p>- Las referencias a PMG no incluyen a PMGD, salvo que expresamente se indique lo contrario.</p> <p>- Las obligaciones y derechos se aplicarán estrictamente conforme a la categoría definida.</p> <p>-En caso de coexistencia de normas generales y específicas, prevalecerán las específicas aplicables a cada categoría.".</p>
534	Asociación de Generación Renovable A.G	Otro	<p>Se solicita que el Ministerio aclare cómo se definen los MGPE que contienen una componente de almacenamiento. Es decir, ¿si un proyecto FV es de 9 MW, puede ser complementado con un BESS de 9 MW? En caso de ser afirmativo, ¿qué condiciones deben cumplirse para que dicha instalación pueda ser clasificada como MGPE? En ese sentido, como debiese aplicarse el análisis indicado en el artículo 6°, ¿corresponde la inclusión de almacenamiento al desarrollo de un proyecto por etapas? Se solicita aclarar.</p>	
535	Asociación de Generación Renovable A.G	Artículo 6.-	<p>La regla propuesta introduce criterios abiertos (proyectos 'ceranos geográficamente', tramitación de permisos, punto de conexión, tecnología) sin umbrales objetivos ni metodología pública, habilitando discrecionalidad y afectando certeza regulatoria. Solicitamos que se incorporen parámetros verificables.</p>	

536	Asociación de Generación Renovable A.G	Artículo 7.-	<p>La modificación propuesta por el Ministerio en la letra c) del artículo 7, relativa a las condiciones para el autodespacho de PMGD, resulta insuficiente para garantizar que este mecanismo no distorsione el funcionamiento del SEN ni genere externalidades negativas sobre la operación del sistema y los costos para el conjunto de los usuarios. Desde la perspectiva del derecho administrativo y regulatorio, la actual redacción carece de estándares objetivos y procedimientos claros que aseguren que la facultad de autodespacho se ejerza en forma compatible con el interés público y con los principios de coordinación y eficiencia que informan la operación del SEN, conforme a las funciones establecidas para el Coordinador en los artículos 72-1 y 72-2 de la LGSE, particularmente la obligación de velar por la operación segura y económica del sistema eléctrico nacional.</p> <p>La experiencia reciente ha demostrado que el autodespacho, cuando no se somete a reglas técnicas estrictas y a mecanismos efectivos de coordinación con el Coordinador, puede producir operaciones no programadas, desbalances significativos y sobrecarga de instalaciones de distribución y transmisión y sobrecostos sistémicos. Ello no solo afecta la seguridad y calidad del suministro, sino que puede implicar costos adicionales que finalmente recaen sobre el conjunto de usuarios del sistema.</p>	<p>Propuesta</p> <p>"c) El autodespacho de los proyectos PMGD se entenderá sujeto a:</p> <p>i. Las instrucciones, criterios técnicos y restricciones operativas impartidas por el Coordinador, necesarias para resguardar la seguridad, calidad y continuidad del suministro eléctrico.</p> <p>ii. Las prorratas económicas y por congestión que resulten aplicables conforme a lo establecido en el artículo 45 y 45 bis del DS N° 125/2019, en la Norma Técnica de Coordinación de la Operación (NTCO) y en la Norma Técnica de Planificación de la Operación (NTPO).</p> <p>iii. La supervisión operativa y de inyecciones a través del Sistema de Información en Tiempo Real (SITR) u otros sistemas equivalentes definidos por el Coordinador, incluyendo la obligación del titular de proveer y mantener operativos los equipos de comunicación y control remoto que sean requeridos.</p> <p>El incumplimiento grave y reiterado de cualquiera de las obligaciones señaladas en los numerales anteriores será causal de suspensión temporal del autodespacho, mediante acto fundado del Coordinador, sin perjuicio de las demás sanciones administrativas que correspondan conforme a la Ley N° 18.410."</p>
537	Asociación de Generación Renovable A.G	Artículo 7.-	Definición de letra t), no es consistente con el procedimiento de determinación de saldo MEP descrito en el artículo 14.	<p>t) Saldo MEP:</p> <p>Saldo determinado por el Coordinador, resultante de la comparación entre las valorizaciones de las inyecciones de los MGPE sujetos al mecanismo de estabilización, entre el precio básico de energía por intervalo temporal y el costo marginal correspondiente, incluyendo, cuando corresponda, la valorización de los retiros asociados a la carga de los sistemas de almacenamiento bajo el mismo mecanismo.</p>
538	Asociación de Generación Renovable A.G	Artículo 9 bis.-	Desde el punto de vista de eficiencia y competencia del mercado, si un MGPE opta al Mecanismo de Estabilización de Precios, debiese aplicarle el mismo tratamiento a cualquier retiro que se haga del sistema, ya sea para cargar la componente de almacenamiento o para abastecer un contrato de suministro. Esto evitaría un incentivo perverso para contratar ventas de energía a un precio desadaptado del mercado, con la consecuente distorsión de mercado y afectación a la libre competencia.	Artículo 9° bis.- La valorización de los retiros de energía que los MGPE efectúen del sistema para la carga de la componente de almacenamiento se regirá por el mismo régimen de precio al que se hubiesen acogido de acuerdo con lo establecido en el artículo precedente
539	Asociación de Generación Renovable A.G	Artículo 10.-	<p>Se recomienda que, para que se realice una correcta bajada a Norma Técnica, se establezcan en este reglamento lineamientos claros que aseguren la mantención y el fortalecimiento de la metodología de cálculo del factor de referenciación, basada en la generación local y en la demanda local. Esto resulta particularmente relevante considerando que los MGPE incorporarían sistemas de almacenamiento de energía.</p> <p>Para efectos de una correcta valorización en los balances de energía, se debe reconocer el impacto que genera la carga de dichos sistemas dentro de los escenarios de demanda local, incorporándolos como una demanda adicional en el cálculo de los factores de referenciación.</p>	<p>Artículo 10: inciso cuarto:</p> <p>Las Empresas Distribuidoras, en el caso de los PMGD, deberán calcular factores de referenciación que permitan llevar la valorización de las inyecciones de energía y potencia, o de retiros en el caso de los sistemas de almacenamiento, desde el punto de referencia al Punto de Conexión del PMGD a la red de distribución, de acuerdo con lo dispuesto en la NTCO, sin perjuicio de los reclamos que se puedan interponer ante la Superintendencia. Para dichos efectos, la determinación de los factores de referenciación deberá incorporar metodologías que permitan diferenciar los niveles de pérdida basados en la generación local de los MGPE y en la demanda local de cada alimentador, incorporando expresamente, en los escenarios de demanda local, el efecto de la carga de los sistemas de almacenamiento de energía como una demanda adicional. El Coordinador deberá utilizar dichos factores para efectos de laparticipación de los PMGD en el balance de transferencia de energía y potencia.</p>

540	Asociación de Generación Renovable A.G	<p>Artículo 12.-</p> <p>La determinación del régimen de valorización (precio estabilizado o costo marginal) para un Medio de Generación de Pequeña Escala (MGPE) o un sistema de almacenamiento es un elemento central para el correcto funcionamiento de los mercados de energía y para la planificación operativa del sistema eléctrico. La normativa vigente establece plazos mínimos de permanencia y obliga a los propietarios u operadores a comunicar los cambios de régimen con anticipación, con el objetivo de asegurar estabilidad en las proyecciones de costos y evitar cambios estratégicos oportunistas.</p> <p>Sin embargo, en el marco actual, la ausencia de una comunicación oportuna no cuenta con un procedimiento explícito que defina el régimen aplicable. Esta situación genera incertidumbre tanto para el Coordinador como para el resto de los agentes, pudiendo provocar dificultades en la valorización de las inyecciones y retiros, distorsiones en los balances de energía y riesgos de comportamiento oportunista por parte de algunos actores.</p> <p>La incorporación de la disposición que establece que, en caso de no comunicar el cambio de régimen en el plazo establecido, el MGPE o sistema de almacenamiento será automáticamente incorporado al régimen de valorización a costo marginal, entrega una solución clara y transparente para esta contingencia.</p> <p>Por último, el régimen de valorización de las inyecciones debe ser consistente con el de los retiros tanto para su componente de almacenamiento, como también para dar cumplimiento a sus contratos de suministro.</p>	<p>Artículo 12: inciso segundo:</p> <p>La opción a que se hace referencia en el inciso anterior deberá ser comunicada al Coordinador por el propietario u operador del Medio de generación o sistema de almacenamiento de pequeña escala al menos con un mes de antelación a la entrada en operación del señalado medio, siempre que ya hubiese sido declarado en construcción por la Comisión. El periodo mínimo de permanencia en cada régimen será de cuatro años y la opción de cambio de régimen deberá ser comunicada al Coordinador con, al menos seis meses de antelación. En caso de que el propietario u operador no efectúe dicha comunicación dentro del plazo establecido, el medio de generación o sistema de almacenamiento será automáticamente incorporado al régimen de valorización a costo marginal.</p> <p>A su turno, la opción de régimen de valorización deberá ser la misma tanto para las inyecciones como para los retiros del MGPE</p>
-----	--	--	--

541	Asociación de Generación Renovable A.G	Artículo 14.-	<p>El reintegro del Saldo Mecanismo de Estabilización de Precios (Saldo MEP) se establece como un proceso anual, donde el Coordinador calcula el saldo total acumulado durante el año y lo divide en doce cuotas a aplicar en el ejercicio siguiente. Si bien este esquema podría tener sentido para conceptos cuya determinación definitiva requiere la operación anual completa —como ocurre con la valorización de potencia, que se reliquida en base al comportamiento agregado del año—, no resulta aplicable al caso del Saldo MEP.</p> <p>El motivo principal es que el resultado final del balance que determina el Saldo MEP puede conocerse con certeza cada mes, dado que depende de datos de inyección y retiro que son registrados y cerrados operativamente en el mismo periodo mensual. Por lo tanto, no existe una justificación técnica para postergar la liquidación hasta el cálculo anual, ni para generar un esquema de cuotas diferidas, cuando el saldo puede ser liquidado y pagado de forma inmediata con ocasión de los balances mensuales de energía.</p> <p>Adicionalmente, el esquema anual propuesto introduce un efecto financiero no deseado: la acumulación del saldo genera intereses que deben ser compensados por los agentes que efectúan retiros. Este efecto no solo distorsiona la señal económica, sino que además implica una transferencia financiera innecesaria entre actores, que podría evitarse liquidando el Saldo MEP de manera mensual. Cabe destacar que en los últimos 2 años la tendencia de los pagos laterales ha mostrado que la compensación al precio estabilizado ha sido la más alta comparada con los otros pagos laterales que actualmente se efectúan en el sistema.</p> <p>En consecuencia, se propone modificar el literal c) para que el Saldo MEP, ya sea positivo o negativo, se asigne y liquide mensualmente con ocasión de la publicación de los balances de energía, coherente con la naturaleza y la disponibilidad de la información utilizada para su cálculo, y evitando costos financieros injustificados para los participantes del sistema.</p>	<p>Artículo 14:</p> <p>El mecanismo de estabilización al que podrán acogerse los MGPE consistirá en la valorización de sus inyecciones y retiros al precio básico de energía por intervalo temporal, de acuerdo con lo establecido en el párrafo 2° del presente capítulo, el cual deberá ser reliquidado periódicamente por parte del Coordinador en base al costo marginal correspondiente.</p> <p>Para dar cumplimiento a lo dispuesto en el inciso precedente, el Coordinador deberá regirse por el siguiente procedimiento:</p> <p>a) Mensualmente, el CEN valorizará las inyecciones de los MGPE sujetos al mecanismo de estabilización al precio básico de energía por intervalo temporal. Adicionalmente, deberá valorizar dichas inyecciones al costo marginal respectivo. Luego, deberá contabilizar la diferencia entre ambas valorizaciones y determinar el Saldo MEP.</p> <p>b) Asimismo, el Coordinador deberá incorporar dentro del Saldo MEP de cada MGPE, si corresponde, las diferencias entre la valorización de los retiros para la carga de la componente de almacenamiento a precio básico de la energía por intervalo temporal y el costo marginal correspondiente.</p> <p>c) El Saldo MEP será asignada por el Coordinador a prorrata de los retiros de energía del sistema eléctrico, entre quienes efectúen retiros, en conformidad con la normativa vigente. El Saldo MEP podrá ser positivo o negativo, de acuerdo con el balance resultante de los numerales a) y b) anteriores, y deberá ser asignado de manera mensual, con ocasión de la publicación de los balances de energía.</p> <p>d) Para efectos del reintegro del Saldo MEP, con ocasión del cálculo del balance de transferencias de energía del mes de diciembre de cada año, el Coordinador dividirá el saldo total acumulado durante dicho año y lo dividirá en 12 cuotas. Estas deberán ser integradas como bonos o descuentos mensuales, según corresponda, en los ingresos por inyección que perciba el respectivo MGPE durante el siguiente año, de acuerdo con lo que establezca la normativavigente.</p> <p>En aquellos casos en los que los MGPE no fuesen capaces de cubrir su obligación mensual de reintegro con la valorización de sus inyecciones al precio básico de energía por intervalo temporal, la diferencia no cubierta será contabilizada como Saldo MEP para los meses siguientes.</p> <p>Finalmente, cuando un MGPE cambie su régimen de precio de inyección a costo marginal, los saldos MEP pendientes deberán seguir siendo reintegrados de acuerdo con lo establecido en el literal c) del presente artículo, hasta su total extinción.</p>
542	Asociación de Generación Renovable A.G	Artículo 14.-	Para efectos de coherencia normativa con el DS°125 artículos 45 y 45bis, se propone que, en el caso de que un MGPE no haya seguido la instrucción de prorrata de vertimiento por capacidad de colocación suficiente, el Coordinador esté facultado para aplicar el descuento físico de icha prorrata en los balances de inyección y retiro	<p>Artículo 14: Agregar un último inciso:</p> <p>Finalmente, para efectos del cálculo que se efectúe en el literal a) precedente, el Coordinador estará facultado para aplicar el descuento físico de las instrucciones de prorrata de vertimiento sobre las inyecciones que el MGPE no haya efectuado.</p>
543	Asociación de Generación Renovable A.G	Artículo 17.-	El informe de precios estabilizados es un subproducto del informe de precios de nudo de corto plazo. En ese contexto, se solicita que la determinación de precios estabilizados sea parte integrante del informe de precios de nudo de corto plazo. Esto permitirá alinear los instrumentos y que la indexación de ambos sea en las mismas fechas, bajo las mismas condiciones, propendiendo en definitiva al orden de los distintos procesos regulares de la CNE.	
544	Asociación de Generación Renovable A.G	Otro	En algunos artículos la propuesta de reglamento se refiere a que los PMGD pueden optar al precio básico de energía por intervalo, y en otro caso, al precio estabilizado. Se sugiere revisar y realizar las correcciones que corresponda.	
545	Asociación de Generación Renovable A.G	Artículo 32.-	Se establece que las distribuidoras deben publicar toda la información de costos asociadas a los estudios de conexión y sistemas de monitoreo y control, pero no se indica el lugar, ni la instancia.	Asimismo, las referidas empresas deberán publicar, en un sitio web definido para estos efectos, toda la información relativa a los costos asociados a los estudios de conexión y sistemas de monitoreo y control.
546	Asociación de Generación Renovable A.G	Artículo 32.-	En este artículo, y en otros, se indican las "condiciones iniciales de conexión y operación", sin embargo, en el caso de que un PMGD de tipo FV, que luego incorpore una ampliación con BESS, y en una tercera etapa una nueva ampliación del BESS, ¿cuál sería la condición inicial?	Incorporar una definición de "condición inicial"

547	Asociación de Generación Renovable A.G	Artículo 43.-	En el artículo 43, literal j) se indica que la SCR debe definir un bloque de inyección y retiro, sin embargo, no se especifica cómo eso se condice con la operación más económica y segura del sistema en su conjunto, ni tampoco si podría tener un efecto en la competencia del sistema.	Incorporar inciso final: Sin perjuicio de lo anterior, el Coordinador deberá realizar un análisis del efecto de las presentes disposiciones en la libre competencia del mercado eléctrico. Asimismo, con una periodicidad anual el Coordinador deberá analizar las restricciones indicadas en el literal j), solicitando ajustes a la Empresa Distribuidora y al propietario del PMGD, de manera tal que el Coordinador pueda cumplir con las disposiciones establecidas en el artículo 72°-1 de la LGSE.
548	Asociación de Generación Renovable A.G	Artículo 44.-	En el literal b) se indica que los PMGD son de impacto no significativo cuando no superan los 3 MW, sin embargo, se solicita que el Ministerio confirme aquello con Sistemas de Almacenamiento que retiran energía de la red para cargarse, y que por lo tanto, podrían consumir 1/3 de un alimentador. Por lo tanto, en esta hipótesis, ¿se mantiene que ese tipo de proyecto son clasificados de impacto no significativo?	
549	Asociación de Generación Renovable A.G	Artículo 54.-	Se propone agregar un inciso final que establezca que la autorización para energización quede sujeta a la entrega completa de información técnica y al cumplimiento de todos los requisitos normativos.	Asimismo, la autorización para la energización de las instalaciones quedará sujeta a que el solicitante haya entregado al Coordinador toda la información técnica requerida y haya dado cumplimiento íntegro a los requisitos establecidos en la presente norma y demás disposiciones aplicables.
550	Asociación de Generación Renovable A.G	Artículo 66.-	En este artículo se indica que si la CNE revoca la declaración en construcción, el ICC pierde su vigencia, luego el artículo 67 dice que para el caso del artículo 66, el ICC se mantendrá vigente por 6 meses para el caso indicado en el artículo 66. En virtud de lo anterior, se solicita aclarar si al ser revocado el proyecto, el ICC pierde inmediatamente su vigencia, o si con la resolución de revocación, la vigencia del ICC se extiende inmediatamente 6 meses.	
551	Asociación de Generación Renovable A.G	Artículo 67.-	El Ministerio ha incorporado una hipótesis en que la CNE no ha resuelto el recurso de reposición. Se solicita que se regule los plazos que tiene la CNE para dar respuesta a los recursos de reposición.	En caso de que se presente un recurso de reposición a una revocación de declaración en construcción por parte de la Comisión, ésta dispondrá de 20 días para dar respuesta a dicho recurso.
552	Asociación de Generación Renovable A.G	Artículo 68.-	En línea con lo indicado en el artículo, y atendido que el Reglamento hace referencia tanto a PMGD como a PMG, se sugiere precisar que para los PMG aplican las disposiciones establecidas en el DS 125/2017.	
553	Asociación de Generación Renovable A.G	Artículo 69.-	En el primer inciso, se sugiere incorporar que, en caso de que la plataforma electrónica de la CNE no esté disponible, la Comisión pueda definir un medio de comunicación alternativo de comunicaciones en caso de que la plataforma presente fallas. En su defecto, sugerimos dejar más abierta la redacción.	Para los efectos de lo dispuesto en el artículo anterior, los propietarios u operadores de los señalados PMGD deberán ingresar una solicitud por el medio que la Comisión disponga para tales efectos, en el formato que esta determine, acompañando los siguientes antecedentes o documentos según corresponda:
554	Asociación de Generación Renovable A.G	Artículo 69.-	Para el literal a) podría ocurrir que, por razones administrativas los plazos de 30 días no necesariamente sean utilizados para la revisión de los antecedentes. Se sugiere que los plazos se cuenten una vez ingresada la solicitud. Esto mismo ocurre en el literal k).	Precisar: [...] casos con una vigencia cuya antigüedad no sea superior a treinta días corridos a la fecha del ingreso de la solicitud.
555	Asociación de Generación Renovable A.G	Artículo 69.-	En el literal c), se sugiere incorporar a la información solicitada, la fecha de inicio de construcción del proyecto. Nos parece razonable la incorporación de un plazo para inicio de construcción contenido en la siguiente frase "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 [...]". Sin perjuicio de lo anterior, se solicita considerar una diferenciación del plazo para iniciar construcción según las distintas tecnologías, en atención a las características constructivas propias de éstas.	
556	Asociación de Generación Renovable A.G	Artículo 69.-	Literal h). Se solicita incorporar la posibilidad de contratos Full EPC junto con sus respectivas órdenes de proceder y comprobantes, cuya modalidad sería distinta a incorporar los requerimientos propuestos por el Ministerio. Nos parece muy pertinente la inserción del texto "Dichos instrumentos no podrán estar condicionados a la obtención de la declaración en construcción del proyecto", toda vez que propende a evitar la especulación en la declaración en construcción de proyectos, por lo que sugerimos mantenerla.	
557	Asociación de Generación Renovable A.G	Artículo 69.-	Cuando se incorpora un PMGD con componente de almacenamiento, se sugiere confirmar que se va a guiar por los mismos literales, o que habrá alguna excepción o precisión respecto de estos antecedentes.	

558	Asociación de Generación Renovable A.G	Artículo 71.-	De acuerdo con lo que propone el Ministerio, cuando los propietarios u operadores por causas justificadas y no imputables a estos soliciten la modificación del cronograma, esto deberá ser aprobado por la CNE en un plazo de 60 días. Se solicita disminuir el plazo a 20 días. En subsidio aclarar las razones que justifican un plazo de 60 días (3 meses) para el análisis de estos antecedentes por parte de la CNE, lo cual en la práctica podría representar una prórroga encubierta para el desarrollo del proyecto PMGD.	
559	Asociación de Generación Renovable A.G	Artículo 71.-	En línea con la observación anterior, se solicita que pueda incorporar una cantidad máxima de prórrogas (o periodo máximo) que puedan ser solicitadas. Lo anterior con el objetivo de fomentar la eficiencia, tanto en la tramitación administrativa, como en el desarrollo de los mismos proyectos. Excepcionalmente, este límite podría no tener efecto en caso de que su justificación se base en problemas sociales y ambientales. Dichas dificultades deberán ser demostradas por un consulor independiente.	
560	Asociación de Generación Renovable A.G	Artículo 72.-	Se solicita que el Ministerio defina cuál es el porcentaje de variación de los cambios significativos que podrían implicar la revocación del proyecto. Por ejemplo, ¿si un proyecto de 3 MW cambia a 2,8 MW, implicaría un revocación del mismo? Se solicita establecer un criterio concluyente para la determinación de cuando un cambio es significativo.	
561	Asociación de Generación Renovable A.G	Artículo 72.-	Actualmente se indica que la Comisión "podrá" revocar la declaración en construcción de acuerdo con las disposiciones que se definen en este artículo. Se solicita que el Ministerio ajuste el "podrá" por "deberá". Por otro lado, la conformación del artículo es desordenada, por lo que se sugiere incorporar el antepenúltimo inciso entre los numerales que dan a lugar a una revocación.	
562	Asociación de Generación Renovable A.G	Otro	Se solicita que se regule la incorporación de un repositorio donde cualquier agente pueda, con la reserva que corresponda, revisar el estado de avance de los proyectos respecto de su cronograma presentado, como cualquier condición que pudiera implicar una revocación de la declaración en construcción. Asimismo, se solicita que el referido repositorio sea gestionado por la CNE, de manera tal de mantener la consistencia con el proceso de Declaración en Construcción.	
563	Asociación de Generación Renovable A.G	Artículo 72.-	Como causa de revocación, se indica "incumplimiento sin causa justificada del hito...". ¿Bajo qué condiciones un incumplimiento puede ser justificado?. Se solicita regular aquellas condiciones.	
564	Asociación de Generación Renovable A.G	Artículo 76.-	Existen inconsistencias (o imprecisiones) a nivel de definiciones y temporalidades en las que se efectuán los distintos avisos y comunicaciones, entre lo señalado en lo señalado en los artículo 74º al 77º. Para ello se solicita definir claramente los conceptos: "Interconexión", "Energización", "Puesta en Servicio", "Entrada en Operación", "Instalación del PMGD", de manera tal de que bien definida la instancia en que se debe desarrollar cada comunicación y etapa.	

565	Asociación de Generación Renovable A.G	Artículo 96.-	Mayor precisión al incluir a los PMGD en el Sitr	<p>Artículo 96°.- Todo PMGD deberá contar con los medios de comunicación que permitan al Coordinador y a la Empresa Distribuidora conocer su estado de operación, así como obtener la información de las inyecciones y consumos propios y retiros de energía y potencia que el PMGD realice a través del Punto de Conexión con la red de distribución, entre otros, según lo establecido en la normativa vigente. Asimismo, deberán comunicar toda la información relevante relacionada con el PMGD para la programación y operación del sistema eléctrico y para la facturación de las inyecciones y retiros asociados al PMGD, de acuerdo con los requerimientos, tiempos, plazos y formatos que establezca la normativa vigente.</p> <p>Los requerimientos asociados a los medios de comunicación y la información que el Coordinador o la Empresa Distribuidora soliciten, a efecto de una adecuada operación de los PMGD, deberán ser implementados en los términos que se indique en la respectiva norma técnica. Asimismo, el PMGD deberá incorporarse al Sitr del Coordinador, en los términos y con los formatos, plazos y niveles de servicio que establezca la respectiva Norma Técnica.</p> <p>Las instalaciones y equipamientos mínimos que deberá disponer el propietario u operador de un PMGD para una adecuada coordinación con la Empresa Distribuidora serán especificados en la NTCO. Las comunicaciones entre el propietario u operador del PMGD y la Empresa Distribuidora deberán ser remitidas al Coordinador por esta última, en los plazos y formatos que para ello establezca la norma técnica. En la etapa de interconexión, el cumplimiento del Sitr es un requisito para la Puesta En Servicio de las instalaciones.</p>
566	Asociación de Generación Renovable A.G	Artículo 99.-	<p>La redacción del artículo propuesto da a entender que el pronóstico a informar por el PMGD deben ser solo para el proceso de almacenamiento, lo cual no es coherente con el último párrafo, en el cual se indica que solo los PMGD de impacto no significativo, quedan exentos de presentar este pronóstico, cuando estos, por definición no pueden tener almacenamiento.</p> <p>El artículo debe indicar que todos los PMGD calificados como de impacto significativo, deben entregar un pronóstico de sus inyecciones y retiros globales, no solo para su proceso de almacenamiento.</p>	<p>Artículo 99.- Los El propietario u operador de un PMGD deberá enviar al Coordinador y a la Empresa Distribuidora, los pronósticos de sus inyecciones y retiros para el proceso de almacenamiento mes siguiente, a efectos de que sean considerados en la programación de la operación, en los términos establecidos en la normativa vigente. La norma técnica establecerá los plazos, procedimientos y consideraciones para una adecuada implementación del presente artículo.</p> <p>Los PMGD que sean clasificados como de impacto no significativo según lo establecido en el Artículo 86º del presente reglamento, quedarán exentos de las obligaciones establecidas en el inciso precedente, a menos que el Coordinador le solicite su cumplimiento por razones de seguridad operacional del sistema eléctrico. Dicho requerimiento deberá estar acompañado por un estudio que lo justifique por parte del Coordinador.</p>

567	Asociación de Generación Renovable A.G	Artículo 102.-	<p>Las modificaciones que se proponen no resultarían coherentes, ya que en el segundo parrafo se hace referencia solo a las inyecciones y retiros aplicables a la carga de almacenamientos, mientras que en el tercero se hace alusión a las inyecciones y retiros de los PMGD completos, no solo del almacenamiento, contradiciendo lo propuesto anteriormente en en el mismo artículo.</p> <p>La idea central del artículo es que el coordinador pueda limitar las inyecciones y retiros de un PMGD por motivos de seguridad, pero de acuerdo a la redacción propuesta solo podría realizarlo para los almacenamientos, lo cual no sería correcto.</p> <p>Por su parte, la nueva propuesta de DS125, establece disposiciones para la coordinación y operación del sistema eléctrico, determina que, en caso de limitaciones por falta de capacidad de colocación, la reducción de inyecciones debe realizarse a prorrata de la energía disponible y no de la capacidad instalada. Este criterio busca reflejar de manera más precisa la condición operativa real de cada instalación, considerando la disponibilidad efectiva de generación en el momento de la limitación y no su potencia nominal.</p> <p>La redacción actual del artículo 102° del DS88 establece que, en situaciones donde sea necesario limitar inyecciones o retiros de dos o más PMGD con igual costo en el listado de prioridad de colocación, la restricción se realice a prorrata de la capacidad instalada. Este enfoque no es consistente con el marco normativo general y puede generar distorsiones operativas, ya que no necesariamente refleja la energía que el PMGD está en condiciones de inyectar o retirar en ese momento.</p> <p>Se propone modificar el artículo 102° para reemplazar la referencia a la capacidad instalada por energía disponible, asegurando así armonía con la nueva propuesta de DS125 y una aplicación más justa y eficiente de las limitaciones operativas.</p>	<p>Artículo 102.- Ante la previsión u ocurrencia de contingencias o congestiones que pongan en riesgo la seguridad y calidad del servicio en el sistema eléctrico, el Coordinador podrá establecer medidas a adoptar por los propietarios u operadores de los PMGD conectados a las redes de distribución.</p> <p>En el caso de que sea necesario limitar las inyecciones o retiros para la carga del almacenamiento de los PMGD, debido a una contingencia o congestión, o una previsión de estas, que ponga en riesgo la seguridad y calidad de servicio en el sistema eléctrico, el Coordinador deberá limitar dichas inyecciones o retiros para la carga del almacenamiento siguiendo un criterio de eficiencia económica, según lo determine la normativa vigente.</p> <p>En el evento de que el Coordinador deba limitar las inyecciones o retiros de dos o más PMGD que cuenten con igual costo considerado en el listado de prioridad de colocación, el Coordinador deberá limitar dichas inyecciones o retiros a prorrata de la energía disponible de los mismos, de acuerdo con la información consignada en el ICC conforme a los instrumentos técnicos establecidos en los reglamentos y normas vigentes.</p> <p>La Empresa Distribuidora podrá excluir a uno o más PMGD de las limitaciones, de manera fundada, en conformidad con los criterios y procedimientos establecidos en la NTCO, lo que deberá comunicar al Coordinador. Dichas exclusiones también deberán ser consideradas por el Coordinador para efectos de la programación de la operación a la que se refiere el artículo 93 del presente reglamento.</p>
568	Asociación de Generación Renovable A.G	Artículo 117.-	<p>El artículo 99, que define la obligación de enviar un pronosticos para los PMGD con impacto significativo, fue modificado para incluir la posibilidad de tener almacenamiento o retiros de energía, así como los plazos y normativas de la norma técnica.</p> <p>El artículo 117, que trata del mismo tema, pero sobre los PMG, no recibió ninguna modificación que permita incluir los ítems antes mencionados.</p>	<p>Artículo 117.- El propietario u operador de un PMG deberá enviar al Coordinador, los pronósticos de sus inyecciones y retiros para el mes siguiente, a efectos de que sean considerados en la programación de la operación, en los términos establecidos en la normativa vigente. La norma técnica establecerá los plazos, procedimientos y consideraciones para una adecuada implementación del presente artículo.</p>
569	Asociación de Generación Renovable A.G	Artículo 119.-	<p>No se plantean modificaciones para incluir sistemas de almacenamiento.</p>	<p>Artículo 119º.- Los propietarios u operadores de PMG que no operen en base a recursos primarios variables, de acuerdo a lo que establece el artículo 65 del Decreto Supremo N° 125, de 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba el reglamento de la coordinación y operación del sistema eléctrico nacional, o el que lo reemplace, y que operen con Autodespacho, deberán declarar al Coordinador los costos variables de sus respectivas unidades generadoras o sistemas de almacenamiento, cuando corresponda, de acuerdo a los criterios de cálculo, detalle, plazos y demás disposiciones que establezca la norma técnica, los que. En cualquier caso deberán considerar sólo aquellos costos que tengan relación directa con la operación de dichas unidades y estar debidamente respaldados y justificados a través de documentos que den cuenta del respectivo costo, tales como facturas, contratos de suministro o contratos de prestación de servicio, entendiéndose como costos variables la multiplicación entre el consumo específico y el costo de combustible, más el costo variable no combustible.</p> <p>Asimismo, los propietarios u operadores de PMG a los que se refieren el presente artículo, deberán declarar los costos de partida y detención de sus unidades generadoras a efectos de ser considerados por el Coordinador en la determinación de la programación de la operación del sistema. Los costos de partida y detención deberán considerar, entre otros, los costos de combustible y consumos específicos del proceso de partida de una unidad generadora, de acuerdo con las definiciones establecidas en la norma técnica. Los</p>

				costos de partida y detención no formarán parte de la determinación de costos variables señaladas en el artículo precedente.
570	Asociación de Generación Renovable A.G	Artículo 120.-	No se plantean modificaciones para incluir sistemas de almacenamiento.	Artículo 120º.- Ante la previsión u ocurrencia de contingencias o congestiones que pongan en riesgo la seguridad y calidad del servicio en el sistema eléctrico, el Coordinador podrá establecer que los propietarios u operadores de los PMG que operen con Autodespacho adopten las medidas que estime necesarias. En el caso de que sea necesario limitar las inyecciones o retiros que de los PMG que operen con Autodespacho puedan evacuar al sistema debido a una contingencia o congestión, o una previsión de estas, que ponga en riesgo la seguridad y calidad de servicio en el sistema eléctrico, el Coordinador deberá limitar dichas inyecciones o retiros siguiendo un criterio de eficiencia económica, según lo determine la normativa vigente. los costos variables declarados por los propietarios u operadores de PMG, estableciendo un listado de prioridad de colocación para limitar las inyecciones de los PMG afectados, debiendo resultar esto en la operación de dichos PMG a mínimo costo para el sistema bajo las condiciones de la contingencia ocurrida. Para los PMG que no estén obligados a declarar sus costos variables y costos de partida, el Coordinador deberá considerar dichos costos como iguales a cero. En el evento de que el Coordinador deba limitar las inyecciones o retiros de dos o más PMG que cuenten con igual costo considerado en el listado de prioridad de colocación, el Coordinador deberá limitar las inyecciones o retiros de éstos a prorrata de la capacidad instalada de los mismos.
571	Asociación de Generación Renovable A.G	Artículo transitorio.-	Se solicita que el Ministerio mandate a la CNE a realizar una revisión completa de todos los atrasos de los proyectos actualmente declarados en construcción, y que aplicando las disposiciones que establece la regulación, defina la revocación de proyectos en virtud de todos los atrasos que éstos presentan.	
572	Asociación de Generación Renovable A.G	Artículo transitorio.-	Ante eventuales otras observaciones que sean del tenor de incorporar un transitorio para optar al Precio Estabilizado del DS88, se solicita mantener la redacción actual en el sentido no incorporar un transitorio con dicho objetivo. Lo anterior con el objetivo de no dar a lugar a la especulación que concurrió cuando se cambió del DS244 al DS88.	
573	asociación de Generación Renovable A.G	Artículo transitorio.-	Incorporar una disposición transitoria específica para MGPE que se encuentren actualmente en trámite de Declaración en Construcción ante la CNE y estén en situación de incumplimiento normativo.	“Dentro de los 4 meses siguientes a la entrada en vigencia del Decreto que aprueba las presentes modificaciones, la Comisión Nacional de Energía deberá revisar todas las Declaraciones en Construcción vigentes, en particular para proyectos MGPE y proceder a su revocación cuando se constate el incumplimiento de las obligaciones de información, seguimiento o cronograma establecidas en el presente reglamento y en el DS N° 125/2017. La verificación de incumplimientos podrá realizarse de oficio por la Comisión, a requerimiento de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, del Coordinador Eléctrico Nacional, de la empresa concesionaria de distribución respectiva, o en virtud de denuncias fundadas de terceros interesados. Para efectos de este artículo, se considerarán incumplimientos graves aquellos que impidan dar cumplimiento sustancial al plan de ejecución del proyecto o que representen riesgos significativos para la seguridad, calidad o continuidad del suministro eléctrico. La resolución que declare la revocación deberá ser fundada y notificarse al interesado, otorgándose un plazo de cinco días hábiles para formular observaciones antes de resolver.”
574	Hidroeléctrica Roblería SpA	Artículo 7.-	Modificar definición de "Declaración de Energización"	Declaración de Energización: Trámite ante la Superintendencia conducente a la autorización para la energización de instalaciones de PMGD.
575	Hidroeléctrica Roblería SpA	Artículo 7.-	Modificar definición de "Excedentes de Potencia" para que tenga relación con PSUF	"Excedentes de Potencia: reconocimiento de Potencia de Suficiencia para el medio de generación o sistema de almacenamiento de pequeña escala, conforme con lo dispuesto en el Decreto Supremo Nº 62, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos, o el que lo reemplace."
576	Hidroeléctrica Roblería SpA	Artículo 14.-	Incluir el pago de intereses en el saldo MEP, de manera tal de reflejar el valor del dinero en el tiempo.	"Para efectos del reintegro del Saldo MEP, con ocasión del cálculo del balance de transferencias de energía del mes de diciembre de cada año, el Coordinador dividirá el saldo total acumulado durante dicho año y lo dividirá en 12 cuotas. Estas deberán ser integradas como bonos o descuentos mensuales, según corresponda, en los ingresos por inyección que perciba el respectivo MGPE durante el siguiente año, incluyendo los ajustes e intereses que correspondan, de conformidad con lo que establezca la normativa vigente."

577	Hidroeléctrica Roblería SpA	Artículo 16.-	Con el objeto de cumplir con principios regulatorios de competencia y equidad, es necesario incorporar un tope a los retiros de energía de los MGPE en aquellos casos en que estén acogidos a Precio Estabilizado.	Incluir el siguiente inciso segundo: "En caso que un MGPE esté acogido a Precio Estabilizado, éste no podrá efectuar retiros de energía mayores a sus inyecciones."
578	Hidroeléctrica Roblería SpA	Artículo 18.-	Los bloques horarios definidos debiesen contemplar una distinción entre invierno y verano.	Incluir definiciones de bloques de horario diferenciados para invierno y para verano.
579	Hidroeléctrica Roblería SpA	Artículo 29.-	Los consumos propios deben ser valorizados bajo el mismo regimen de precios seleccionado por el PMGD o PMG. Asimismo, hacemos notar que, en caso de que los consumos propios sean suministrados por un tercero, entonces no corresponde que el MGPE deba declararlo como retiro.	"Sin perjuicio de lo anterior, los retiros que el Medio de generación o sistemas de almacenamiento de pequeña escala efectúe con objeto de satisfacer los consumos propios necesarios para la operación de sus instalaciones de generación deberán ser valorizados al mismo regimen de precios que haya optado el PMG o PMGD, de acuerdo con el artículo 12°."
580	Hidroeléctrica Roblería SpA	Artículo 77.-	Incorporar los casos en que se deba limitar el retiro de PMG o PMGD	"La respuesta a la solicitud de autorización de puesta en servicio por parte del Coordinador deberá verificar la capacidad de inyección y/o retiro consignada en el ICC de aquellos proyectos que presentan limitaciones a la capacidad máxima de inyección y/o retiro permitida, producto de las condiciones en el sistema de transmisión zonal al momento de realizar los estudios de conexión correspondientes. En caso de que las condiciones bajo las que se realizaron dichos estudios resulten más restrictivas que las condiciones de operación al momento de la solicitud de autorización, el Coordinador deberá incorporar en su respuesta, la información necesaria para la modificación de la capacidad máxima de inyección y/o retiro permitida, según lo establecido en la norma técnica."
581	Hidroeléctrica Roblería SpA	Artículo 88.-	Contemplar que la limitación en el ICC deberá considerar también el impacto en la calidad y seguridad de servicio, como por ejemplo, los niveles de regulación de tensión local.	En caso de que los estudios de conexión advirtieran de una posible congestión y/o una condición que no cumpla con los estándares de seguridad y calidad de servicio establecidos en la normativa, en las instalaciones de transmisión conectadas aguas arriba de la subestación primaria de distribución asociada al Punto de Conexión del PMGD o en la subestación primaria misma, la capacidad de inyección o retiro del PMGD en estudio deberá ser limitada para no provocar dicha congestión o condición 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 distribución. En caso de que los estudios de conexión advirtieran la congestión o condición mencionada en el inciso anterior y la Comisión hubiese declarado en construcción al PMGD, la Empresa Distribuidora deberá notificar de dicha situación al Coordinador y a la empresa de transmisión correspondiente, en los plazos, formatos y por los medios que para ello establezca la norma técnica respectiva. El Coordinador deberá elaborar semestralmente, y mientras se mantenga la congestión o condición, un estudio para ratificar si efectivamente existirán dichas que permita, entre otros, evaluar e identificar la existencia de congestiones, de acuerdo conque considere, al menos, el grado de avance efectivo de las obras del sistema de transmisión zonal, los niveles de demanda e inyección proyectados, los proyectos de PMGD adyacentes que se encuentren desistidos o que hayan perdido la vigencia de su ICC y el grado de avance de la conexión de los PMGD involucrados; debiendo considerar como fecha estimada de conexión la incluida en la resolución de declaración en construcción respectivade la Comisión Nacional de Energía. El estudio deberá ser elaborado en conformidad a los requerimientos establecidos en la normativa vigente y sus resultados deberán ser publicados en el sitio web del Coordinador. La restricción

582	Hidroeléctrica Roblería SpA	Artículo 89.-	Cambiar Excedentes de Potencia por inyecciones de energía	Las Obras Adicionales, Adecuaciones o Ajustes que sean necesarias para permitir la inyección de energía y los retiros para el proceso de almacenamiento...
583	Hidroeléctrica Roblería SpA	Artículo 89 bis.-	Especificar a qué costos de operación se refiere el artículo y como estos se calcularán y traspasarán a los PMGDs, ¿esto no está incluido en el peaje de distribución?	
584	Hidroeléctrica Roblería SpA	Artículo 94.-	Especificar que se entiende por equipamiento entre el PMGD y la distribuidora, ¿esto es desde el reconectador del alimentador del PMGD hacia la S/E Primaria? Se solicita dejar claros los límites.	
585	Hidroeléctrica Roblería SpA	Artículo 94.-	El procedimiento para la normal operación de un PMGD estára establecido en la NTCO, no puede quedar a criterio de la distribuidora, de forma de evitar situaciones discriminatorias	Las Empresas Distribuidoras deberán aplicar los procedimientos y, metodologías y solicitar los requerimientos técnicos que sean necesarios para la normal operación de un PMGD, considerando los criterios establecidos en el presente reglamento y en la NTCO.
586	Hidroeléctrica Roblería SpA	Artículo 102.-	Explicitar las condiciones que pondrían en riesgo la seguridad y calidad de servicio.	Ante la previsión u ocurrencia de contingencias, condiciones o congestiones que pongan en riesgo la seguridad y calidad del servicio en el sistema eléctrico...
587	Hidroeléctrica Roblería SpA	Artículo 102.-	En el caso de que deban aplicarse limitaciones a las inyecciones de MGPE por incumplimientos en las condiciones de capacidad disponible en la red de distribución, dichas limitaciones debiesen ser únicamente aplicadas sobre aquellos MGPE incumplidores. En consecuencia, se debe considerar el orden de conexión a la red de distribución, de forma de considerar aquellos casos en que la conexión de los últimos PMGDs a la red haya implicado la aparición de congestiones en los sistemas zonales o en la S/E primaria.	Agregar el siguiente inciso: "En el evento de que, por incumplimientos de uso de capacidad disponible en las redes de distribución, el Coordinador deba limitar las inyecciones o retiros de dos o más PMGD que cuenten con igual costo considerado en el listado de prioridad de colocación, el Coordinador deberá limitar las inyecciones o retiros de éstos considerando el orden de prelación de conexión a la red de distribución. Esto es, primero limitar al MGPE con fecha más reciente de conexión y luego, en caso de no ser suficiente, limitar a aquel con la segunda fecha más reciente, y así sucesivamente hasta cumplir con la consigna de limitación total por razones de seguridad."
588	Hidroeléctrica Roblería SpA	Artículo 102.-	Eliminar el siguiente texto, de forma no dar espacio a ambigüedades o discrecionalidades en el criterio que adopte la Empresa Distribuidora.	Eliminar el último inciso de este artículo.
589	Hidroeléctrica Roblería SpA	Artículo 110.-	Se solicita incluir la palabra propios a continuación de excedentes, de forma de dejar claro que los PMG que posean capacidad de regulación serie pueden acogerse a autodespacho	Se considerará que los PMG que opten por operar con Autodespacho no disponen de capacidad de regulación de sus excedentes propios, a menos que el Coordinador defina de manera fundada que resulta eficiente para el sistema considerar como parte de la programación de la operación la capacidad de regulación propia o almacenamiento de un PMG, de acuerdo a lo que establezca la normativa vigente, en cuyo caso éste no podrá operar con Autodespacho.
590	Hidroeléctrica Roblería SpA	Otro	Se solicita incorporar un artículo transitorio para adecuar los PMGDs a las nuevas exigencias de operación y monitoreo	Para aquellas nuevas exigencias establecidas en el Capítulo 7, éstas entrarán en vigencia 24 meses después de la publicación del presente decreto en el Diario Oficial.

591	Hidroeléctrica Roblería SpA	Artículo transitorio.-	<p>Se observa que en el Capítulo 1 Consideraciones Generales, se agrega en varias partes la frase “modificación de sus condiciones iniciales de conexión y operación”. Al respecto, no queda claro en la modificación del DS88 propuesta si los PMG o PMGD en operación acogidos a precio estabilizado actual (ajustado por PMM) pueden hibridar sus plantas instalando almacenamiento aprovechándose del actual régimen de precio estabilizado para la central hibridada (por ejemplo PV+BESS).</p> <p>Si efectivamente ésta es la intención del regulador, hacemos presente que habilitar esta posibilidad mantendría y profundizaría la actual distorsión en el mercado hasta el año 2034 (que se está intentando mitigar con el nuevo criterio de cálculo del Precio Estabilizado), al permitir un subsidio por arbitraje de precios dentro de los bloques horarios ajustados por PMM, pero ahora aplicable a proyectos híbridos.</p> <p>Atendido lo anterior, se solicita modificar el artículo transitorio, de forma de permitir hibridar centrales en operación respetando el régimen de precio estabilizado, sólo para aquellas componentes de almacenamiento que al menos se encuentren declaradas en construcción ante la CNE, antes la publicación del decreto en el Diario Oficial.</p>	<p>Modificar el artículo transitorio de acuerdo a lo siguiente: "Artículo transitorio-. Lo establecido en el Capítulo III del Decreto Supremo N° 88, de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para medios de generación de pequeña escala, se mantendrá vigente para aquellos MGPE que al menos se encuentren Declarados en Construcción ante la Comisión Nacional de Energía y que hubiesen optado por el régimen de estabilización de precios allí establecido previo a la publicación del presente decreto en el Diario Oficial. Lo anterior también aplicará para proyectos de almacenamiento de energía que al menos tengan la referida Declaración en Construcción y se instalen junto a MGPE en operación. En estos casos, las referidas reglas se mantendrán vigentes hasta el mes de julio de 2034."</p>
592	Hidroeléctrica Roblería SpA	Artículo transitorio.-	<p>Atendida la modificación efectuada en el artículo 7°, letra c) a la definición de "Autodespacho", con el propósito de resguardar los derechos de los incumbentes que tomaron decisiones de inversión bajo el actual marco normativo, se hace necesario incorporar un artículo transitorio que establezca que la aplicación de prorratas por motivos económicos sólo será aplicable a instalaciones de generación o sistemas de almacenamiento de energía que, a la fecha de publicación de las modificaciones al DS88, no se encuentre en estado de operación o declarado en construcción.</p>	<p>[Nuevo artículo transitorio] Las prorratas por motivos económicos referidas en la letra c) del artículo 7° del presente Reglamento, no serán aplicables a instalaciones de generación o sistemas de almacenamiento de energía que se encuentren interconectadas al sistema eléctrico o declaradas en construcción con anterioridad a la fecha de publicación de las modificaciones aquí contenidas.</p> <p>Dicha excepción se mantendrá vigente por un período de 10 años contados a partir de la publicación de las modificaciones aquí contenidas.</p>
593	Grupo SAESA	Artículo 1.-	<p>Actualmente, los PMGD incluyen almacenamiento, pero la definición no especifica capacidades operativas avanzadas como operación en isla o partida en negro (black start). En otros países, estas capacidades son declaradas y registradas para planes de recuperación de servicio, lo que permite priorizar recursos críticos en contingencias. No tener esta declaración impide que el CEN y la distribuidora planifiquen su uso estratégico y el diferencial en inversión no es relevante, por lo que se debería regular las potencialidades de las nuevas tecnologías.</p>	<p>Para efectos de este reglamento, los Medios de Generación y Sistemas de Almacenamiento de Pequeña Escala declararan su capacidad técnica para operación en isla y partida en negro, lo cual será registrado por el Coordinador Eléctrico Nacional para fines de planes de contingencia.</p>
594	Grupo SAESA	Artículo 5.-	<p>Se propone completar este articulado, precisando que ante incumplimientos en la entrega de información habrá sanciones e indicar o referenciar dónde se estipulan estas sanciones.</p>	<p>Será la Superintendencia la encargada de sancionar a las empresas que tengan incumplimientos en la entrega de información oportuna.</p>
595	Grupo SAESA	Artículo 7.-	<p>Tramitación en Subalimentadores</p>	<p>Se solicita incluir como definición los casos de tramitación en sub alimentadores y que el costo respectivo de su tramitación será cargo del PMGD hacia las empresas involucradas.</p>
596	Grupo SAESA	Artículo 7.-	<p>Se solicita realizar una definición específica, ya que en función de su interpretación se deberán realizar nuevas Solicitudes de Conexión (SCR) y por ello la relevancia de declararlo.</p>	<p>Toda modificación relevante en las características técnicas fundamentales de un proyecto, tales como el aumento o disminución de la potencia instalada del proyecto, cambio del punto de conexión, cambio del emplazamiento del proyecto, cambio de la tecnología de principal empleada, modificaciones en los bloques horarios solicitados, entre otras modificaciones que pudiesen implicar un impacto relevante en el sistema eléctrico.</p>

597	Grupo SAESA	Artículo 7.-	Se propone agregar la definición de un “Contrato de Peaje” que debiese suscribirse entre el propietario u operador de un PMGD y la o las empresas propietarias de instalaciones Transmisión Dedicada, el que aplica cuando el PMGD revierte flujo en estas instalaciones de Transmisión	Contrato de peajes: Celebración que deberá realizarse entre el PMGD y propietarios de instalaciones de Transmisión Dedicada, en los casos que aplique su uso.
598	Grupo SAESA	Artículo 7.-	Cabecera de alimentador	Elemento o conjunto de elementos donde remata el Alimentador de distribución en el exterior de la subestación primaria y desde donde se realiza la interconexión hacia el paño de Transmisión asignado.
599	Grupo SAESA	Artículo 7.-	Interconexión de Alimentador con Paño	Conjunto de elementos que permiten la interconexión del Alimentador con el paño de la subestación primaria. Las características de estos elementos y su emplazamiento serán los apropiados para las condiciones constructivas y tecnología de la subestación y del paño al que se interconecta el Alimentador.
600	Grupo SAESA	Artículo 43.-	Proceso de Admisibilidad	Incluir el pago de garantía para la o las empresas involucradas en la evaluación, en caso de que el proyecto se encuentre asociado a un Subalimentador.
601	Grupo SAESA	Artículo 44.-	Al parecer existe una incongruencia con la responsabilidad en la entrega de información.	Se solicita revisar y/o corregir.
602	Grupo SAESA	Artículo 49.-	Se solicita aumentar los días para proceder con la devolución, ya que 5 días ha resultado insuficiente para efectos prácticos y administrativos.	...deberá realizarse dentro de los quince días siguientes a la declaración de inadmisibilidad de la SCR.
603	Grupo SAESA	Artículo 59.-	Se propone agregar un literal en Artículo 59° que señale la necesidad de disponer de la información acerca de la existencia de PMGs o sistemas de almacenamiento conectados o por conectarse en la subestación primaria por parte de la transmisora. Elo es especialmente relevante cuando las instalaciones de transmisión afectadas son Dedicadas o potencialmente podrían calificarse así en algún Estudio de Calificación futuro.	Para el efecto de que se cuente con el máximo de insumos para el desarrollo de los estudios, y sin perjuicio de la información disponible en las plataformas del Coordinador, la empresa distribuidora podrá solicitar información a la empresa transmisora propietaria de la subestación primaria afectada acerca de PMGs, Sistema de almacenamiento de pequeña escala u otros generadores o sistema de almacenamiento de mayor escala que haya o estén gestionando su conexión en dicha subestación, especialmente si la subestación está calificada como Dedicada
604	Grupo SAESA	Artículo 62.-	Necesidad de formalizar el Contrato de obras y que quede Firmado, aun cuando no se de inicio a las obras o a los hitos de pago.	...a partir de la comunicación de la respuesta por parte de la Empresa Distribuidora. La no celebración de este contrato se entenderá como un desistimiento o no conformidad del proyecto.
605	Grupo SAESA	Artículo 64.-	Extensión de tiempo de vigencia ICC. Mantener el plazo de vigencia, ya que hoy existen instancias para que un desarrollador pueda acudir a SEC a solicitar plazos excepcionales	...significativo con capacidad instalada inferior a 3 MW y de dieciocho meses para el...
606	Grupo SAESA	Artículo 64 bis.-	Ampliación ICC por resolución de SEC. Esta instancia agregaría más meses a la vigencia de ICC, lo que se visualiza demasiado extenso.	Que la extensión no sea más de 3 meses y por una única vez.
607	Grupo SAESA	Artículo 69.-	Cronograma de obras PMGD y disminución de especulación de mercado.	Se solicita que el inicio de construccion de la central no sea superior a los 6 meses y que la extensión sea de igual plazo adicional, en casos justificados.
608	Grupo SAESA	Artículo 69.-	Declaración en Construcción y disminución de especulación de mercado.	Se solicita analizar la factibilidad de que la Comisión Nacional de Energía tenga una instancia semestral formal para evaluar el cumplimiento del cronograma de obras del PMGD o avance real, emitiendo un informe con los resultados de la industria y aquellos que pierden su Declaración en Construcción.
609	Grupo SAESA	Artículo 77.-	Actualmente regula autorización de conexión, pero no exige garantías ni define un mecanismo de priorización cuando hay múltiples proyectos en un mismo alimentador. En EE. UU., Australia y Reino Unido se usan boletas de garantía para asegurar cumplimiento de fechas, potencia y funcionalidades, y colas de conexión sujetas a hitos para evitar especulación y bloqueo de capacidad. En Chile, la falta de estas exigencias permite que proyectos retrasados mantengan capacidad reservada sin aportar valor al sistema.	Los titulares de PMGD que declaren servicios complementarios deberán entregar una garantía de fiel cumplimiento que cubra retrasos, incumplimiento de potencia y no entrega de funcionalidades certificadas. La asignación de capacidad en un mismo alimentador se realizará bajo un sistema de cola de conexión, sujeto al cumplimiento de hitos definidos en la Norma Técnica de Conexión y Operación.

610	Grupo SAESA	Artículo 87.-	Se solicita complementar la facultad de la empresa distribuidora, tomando como base el resguardar la continuidad de la operación y la seguridad del sistema.	Se solicita agregar... “pudiendo tomar las acciones operativas necesarias, previstas en plan de operación previamente establecido, ante riesgo inminente de la seguridad de suministro a los clientes”.
611	Grupo SAESA	Artículo 87.-	Estamos de acuerdo con esto, la autoridad de la Dx para tomar acciones inmediatas debe ir en línea con los procedimiento exigidos en el artículo 94, que debemos implementar como Dx.	En aquellas centrales PMGD con capacidad de operación en isla, el sistema de monitoreo deberá registrar voltaje, frecuencia y potencia en dicho modo, conforme a la Norma Técnica de Conexión y Operación.
612	Grupo SAESA	Artículo 89.-	Se solicita complementar después del inciso tercero lo siguiente...	Para este efecto, el estudio debe considerar la información disponible en las Plataformas del Coordinador e información aportada por el Propietario de la subestación en cuanto a eventuales conexiones de generación o almacenamiento de pequeña o gran escala.
613	Grupo SAESA	Artículo 89 bis.-	Regula cargos de operación, pero no incluye remuneración por servicios complementarios como black start. En otros mercados, la operación en isla se reconoce como servicio complementario remunerado por disponibilidad y activación. En Chile, su incorporación debe evaluarse en NTCO para definir mecanismos tarifarios y evitar sobre costos injustificados.	Recomendación: evaluar en NTCO la inclusión de un esquema de pago por servicios complementarios como operación en isla o black start.
614	Grupo SAESA	Artículo 94.-	Es el punto operativo que permite aislar una porción de red y habilitar su alimentación por un BESS. Actualmente, el DS 88 no otorga facultades explícitas para utilizar esta estrategia como parte de planes de resiliencia. En otros países, el operador de red tiene protocolos claros para abrir el reconector y energizar la microred con recursos certificados, asegurando control de voltaje/frecuencia y reconexión segura.	En PMGD con certificación para operación en isla y partida en negro, la Empresa Distribuidora podrá operar el reconector frontera para aislar y alimentar temporalmente la zona de suministro desde el PMGD, cumpliendo requisitos técnicos y procedimientos establecidos en la Norma Técnica de Conexión y Operación.
615	Grupo Chilquinta	Artículo 95.-	En caso de que el propietario del PMGD realice una desconexión programada de su central, sería de gran ayuda que las empresas transmisoras involucradas también cuenten con dicha información para efectos de evaluar posibles congestiones u holguras para desconexiones programadas en la transmisión zonal.	Todo PMGD deberá coordinar la operación e intervención de sus instalaciones con la empresa distribuidora y el coordinador, de acuerdo con lo señalado en el prebte reglamento y la normativa vigente. En el caso particular de desconexión programada de su central, deberá incluir en su comunicado a la empresa de transmisión involucrada.
616	Grupo Chilquinta	Artículo 99.-	En línea con lo anterior, contar con los pronósticos de inyección y retiro es de gran valor para la realización de estudios por parte de empresas transmisoras.	Los PMGD deberán enviar al Coordinador, a la empresa distribuidora y a la empresa transmisora involucrada los pronósticos de inyecciones y retiros (...)

617	Grupo Chilquinta	Artículo 102.-	<p>Se debe mantener la facultad de la empresa distribuidora de determinar la mejor estrategia ante contingencias o congestiones para mantener la seguridad y calidad de servicio del sistema. Se debe explicitar que en casos fundados, la distribuidora está facultada para limitar y/o desconectar al PMGD para mantener la seguridad de las instalaciones.</p>	<p>Artículo 102º.- Ante la previsión u ocurrencia de contingencias o congestiones que pongan en riesgo la seguridad y calidad del servicio en el sistema eléctrico, el Coordinador podrá establecer medidas a adoptar por las Empresas Distribuidoras y los propietarios u operadores de los PMGD conectados a las redes de distribución. En el caso de que sea necesario limitar las inyecciones o retiros para la carga del almacenamiento de los PMGD, debido a una contingencia o congestión, o una previsión de estas, que ponga en riesgo la seguridad y calidad de servicio en el sistema eléctrico, el Coordinador deberá limitar dichas inyecciones o retiros para la carga del almacenamiento siguiendo un criterio de eficiencia económica, según determine la normativa vigente. En el evento de que el Coordinador deba limitar las inyecciones o retiros de dos o más PMGD que cuenten con igual costo considerado en el listado de prioridad de colocación, el Coordinador deberá limitar las inyecciones o retiros de éstos a prorrata de la capacidad instalada de los mismos., considerando la capacidad de inyección consignada en el ICC.</p> <p>La Empresa Distribuidora podrá excluir a uno o más PMGD de las limitaciones, de manera fundada, en conformidad con los criterios y procedimientos establecidos en la NTCO, lo que deberá comunicar al Coordinador. Dichas exclusiones también deberán ser consideradas por el Coordinador para efectos de la programación de la operación a la que se refiere el artículo 93 del presente reglamento. La empresa Distribuidora tendrá la facultad de desconectar a uno o má PMGD en caso de contingencia o fuerza mayor para mantener la seguridad y calidad de servicio del sistema, de acuerdo a los criterios establecidos en la NTCO y la normativa vigente.</p>
618	DPP Holding Chile	Otro	<p>Al describirse el alcance del Reglamento en el artículo 1, y a lo largo de la propuesta, únicamente se hace referencia a “medios de generación o sistemas de almacenamiento de pequeña escala” o los “MGPE”, los cuales según su punto de conexión pueden ser PMGD (conectados a distribución) o PMG (conectados a transmisión).</p> <p>Considerando que la propuesta de modificación al DS N°125/2017 busca establecer la posibilidad de que los titulares de Sistemas Generación-Consumo (SGC) que tengan excedentes menores o iguales a 9 MW puedan operar bajo el régimen de autodespacho, es necesario incorporar una mención expresa a este tipo de instalaciones en la presente modificación normativa, para efectos de habilitar expresamente el desarrollo de SGC como PMGD, y regular las condiciones de su operación bajo el régimen de autodespacho.</p> <p>Lo anterior permitirá complementar la eventual y futura modificación al DS N°125/2017, estableciendo un tratamiento armónico a los SGC.</p>	<p>Se solicita incorporar a lo largo del Reglamento menciones expresas a los SGC, o incluirlos dentro del concepto de MGPE y/o PMGD.</p>
619	DPP Holding Chile	Otro	<p>A lo largo de la propuesta se hace referencia en lo que pareciera ser de forma indistinta a “sistemas de almacenamiento” y “componente de almacenamiento”, lo que genera la duda respecto a qué tipo de instalaciones son las que busca regular la modificación reglamentaria, atendido a que se trata de instalaciones de diversa naturaleza.</p> <p>En efecto, el concepto de sistema de almacenamiento alude a los sistemas stand alone, basados en baterías que operan en forma independiente. Por otra parte, el concepto de una componente de almacenamiento hace referencia a instalaciones que cuentan con una componente de generación y otra de almacenamiento (por ejemplo, Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento reguladas en el DS 125/2017 o PMGD con componente de almacenamiento regulados en la NTCO PMGD).</p> <p>De esta manera, se debe aclarar y, en su caso, incorporar las modificaciones y ajustes necesarios, si la</p>	<p>Se solicita aclarar si la propuesta de modificación reglamentaria regula los sistemas de almacenamiento stand alone, PMGD con componente de almacenamiento, o ambos tipos de instalaciones.</p> <p>En caso de regularse ambas instalaciones, se solicita incorporar todas las modificaciones y ajustes necesarios para resguardar la correcta coherencia y armonía en el texto reglamentario, incluyendo menciones expresas y diferenciadas a los MGPE que sean sistemas de almacenamiento stand alone, o centrales PMGD que cuenten con una componente de almacenamiento.</p>

			propuesta regula los sistemas de almacenamiento stand alone, PMGD con componente de almacenamiento, o ambos tipos de instalaciones.	
620	DPP Holding Chile	Artículo 7.-	Se advierte un error en el orden de literales del artículo a partir de la definición de “Norma Técnica de Conexión y Operación o NTCO”, la cual está identificada con el literal ñ), debiéndose ser p). Cambios marcados en rojo.	Se solicita modificar el orden de literales del artículo en el siguiente sentido: “o) Ley o Ley General de Servicios Eléctricos: Decreto con fuerza de ley N° 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica, y sus modificaciones posteriores o disposición que la reemplace. p) Norma Técnica de Conexión y Operación o NTCO: Norma técnica que establece los procedimientos, metodologías y demás requisitos para la conexión y operación de los PMGD en instalaciones de media y baja tensión, dentro del marco legal y reglamentario permitido. q) Obras Adicionales: Obras físicas y trabajos en la red de distribución eléctrica, que no califiquen como Adecuaciones, y que sean necesarias para la conexión de un PMGD. (...)”
621	DPP Holding Chile	Artículo 7.-	Conforme a lo establecido en el Reglamento, el Saldo MEP es la diferencia que resulta entre la valorización de inyecciones de un MGPE al precio básico de la energía por intervalo temporal y la valorización de las mismas inyecciones a costo marginal. La redacción actual de la definición del Saldo MEP contenida en el literal t) -que, en realidad, debería ser literal u), conforme a la observación anterior- puede inducir a ciertas confusiones, en virtud de los términos utilizados, pudiendo aclararse mediante su simplificación. Cambios marcados en rojo.	Se solicita modificar literal t) en el siguiente sentido: “ u) Saldo MEP: Saldo determinado mensualmente por el Coordinador equivalente a la diferencia entre la valorización de las inyecciones mensuales de un MGPE, sujetos al mecanismo de estabilización, al precio básico de energía por intervalo temporal, y su valorización al costo marginal correspondiente”.
622	DPP Holding Chile	Artículo 9.-	Se establece que los titulares de MGPE podrán acceder “si así lo desean”, al nuevo mecanismo de estabilización de precios. No obstante, la norma debe disponer que podrán acceder quienes los “soliciten”. En efecto, no basta que los titulares “deseen” acceder al mecanismo, ello debe ser solicitado a la autoridad conforme a las reglas establecidas en el Reglamento. Cambios marcados en rojo.	Se solicita modificar redacción en el siguiente sentido: “Artículo 9º.- Los propietarios u operadores de los Medios de generación o sistemas de almacenamiento de pequeña escala sincronizados a un sistema eléctrico, tendrán derecho a vender la energía que evacuen al sistema a costo marginal instantáneo o acceder, si así lo solicitan, al mecanismo de estabilización de precios establecido en el presente reglamento. Asimismo, tendrán el derecho a vender sus Excedentes de Potencia al precio de nudo de la potencia. Para ello, deberán participar en las transferencias de energía y potencia a que se refiere el artículo 149º de la Ley, de acuerdo con las disposiciones contenidas en el presente reglamento y la normativa vigente.”

623	DPP Holding Chile	Artículo 14.-	<p>Con respecto al mecanismo de estabilización de precios propuesto en el presente artículo, es necesario señalar que:</p> <p>i. Corresponde, en realidad, a una aplicación del costo marginal promedio, lo cual no constituye una verdadera estabilización de precios.</p> <p>ii. Esta modificación al mecanismo actual introduciría una nueva dificultad en el desarrollo de proyectos PMGD, que se suma a los numerosos cambios normativos que han afectado exclusivamente a este tipo de proyectos, entre modificaciones a la NTCO, oficios e instrucciones generales de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles y proyectos de Ley que afectan a los PMGDs.</p> <p>iii. No existe un estudio que respalde la necesidad de reemplazar el mecanismo de estabilización de precios actualmente vigente, considerando, además, que son pocos los proyectos adheridos a este régimen. En efecto, de acuerdo al Informe Mensual de PMGD de febrero 2025 del Coordinador Eléctrico Nacional, a diciembre de 2024, solo 13 centrales estarían acogidas al precio estabilizado del DS 88 actual, esto es, alrededor del 1% de centrales PMGD del sistema.</p> <p>iv. El artículo 149 LGSE contiene una opción de política pública clara en relación con el régimen de despacho y coordinación de tales medios de generación -una discriminación positiva-, por lo que cualquier disposición reglamentaria que desarrolle dicho régimen debe hacerlo respetando tal decisión legislativa. En dicho contexto, el art.149 LGSE exige al reglamento establecer un “mecanismo de estabilización de precios”, no de forma de pago de los mismos. Por ello, entendemos que el mecanismo propuesto no cumple con el mandato legal, por tratarse de un mero sistema de postergación de pagos</p> <p>Considerando lo anterior, es necesario realizar una revisión de la propuesta de mecanismo.</p>	<p>Se solicita reevaluar la modificación propuesta e implementar un mecanismo de estabilización que incorpore una banda de precio en consideración a una distribución según bloques horarios (estabilizando de mayor forma los bloques que más lo necesitan, según la demanda), de manera que se cumpla efectivamente con el objetivo de otorgar certidumbre en los ingresos de los proyectos PMGD para habilitar su desarrollo y acceso al financiamiento.</p>
624	DPP Holding Chile	Artículo 29.-	<p>El artículo 9 bis indica que la valorización de los retiros de energía que se efectúen del sistema para la carga de la componente de almacenamiento se valorizarán al régimen de precios al que se hubiese acogido el respectivo MGPE.</p> <p>Por su parte, el presente artículo indica que los retiros realizados para satisfacer consumos propios serán valorizados a costo marginal o a precio de contrato.</p> <p>En este sentido, surge la duda de cómo se van a diferenciar los retiros de energía asociados a consumos propios y para la carga de baterías, considerando que sus metodologías de valorización son distintas.</p>	<p>Se solicita aclarar cómo se van a diferenciar los retiros de energía asociados a consumos propios y para la carga de baterías, considerando que sus metodologías de valorización son distintas.</p>
625	DPP Holding Chile	Artículo 32.-	<p>Actualmente, los costos de elaboración y revisión de los estudios de conexión para proyectos PMGD alcanza aproximadamente los \$USD 20.000 o más, monto que resulta desproporcionado en comparación con los valores que se cobran a los proyectos de gran escala, los cuales son significativamente menores, a pesar de su mayor envergadura y complejidad.</p> <p>Lo anterior carece de una justificación técnica, considerando que las empresas distribuidoras realizan estudios más simples que para proyectos utility, y genera una carga económica adicional e injustificada para los PMGD, afectando negativamente su viabilidad y competitividad.</p> <p>En virtud de lo anterior, se solicita establecer que los costos deben estar debidamente justificados para evitar abusos o cobros infundados, pudiendo recurrirse a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles en caso de ser necesario.</p>	<p>Se solicita modificar inciso segundo en el siguiente sentido:</p> <p>“Asimismo, las referidas empresas deberán publicar toda la información relativa a los costos asociados a (i) la elaboración y revisión de los estudios de conexión que se requieran para evaluar la conexión del PMGD y las actividades necesarias para realizar o supervisar dichas actividades, los cuales deberán tener valor de mercado y estar debidamente fundados en criterios económicos y técnicos objetivos, debiendo la Superintendencia de oficio o a solicitud de interesado fiscalizar el cumplimiento de lo anterior; y, (ii) los sistemas de control y monitoreo del PMGD, y aquellas acciones que deban ser ejecutadas por la distribuidora, según lo establecido en la norma técnica y el presente reglamento. Esta información incluirá también los antecedentes técnicos de otros Medios de generación o sistemas de almacenamiento de pequeña escala que cuenten con SCR declarada admisible o ICC vigentes; medios de generación o sistemas de almacenamiento acogidos a las disposiciones establecidas en el artículo 149º bis de la Ley y que cuenten</p>

			Cambios marcados en rojo.	con una manifestación de conformidad vigente según lo establecido en el Decreto Supremo N°57, de 2020, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento de generación distribuida para autoconsumo o el que lo reemplace; y aquellos que ya se encuentren operando en su red, de acuerdo a los requerimientos técnicos señalados en la normativa vigente.”
626	DPP Holding Chile	Artículo 42.-	Considerando que, mediante la propuesta de modificación reglamentaria, se habilitará la realización de retiros de energía desde el sistema eléctrico para PMGD con componente de almacenamiento y/o sistemas de almacenamiento stand alone, es necesario incorporar que la NTCO regulará el detalle respecto a estas materias. Cambios marcados en rojo.	Se solicita incorporar un literal k) final en el siguiente sentido: “j) Los criterios para determinar los casos en que un alimentador debe ser considerado de alto impacto. k) Los requisitos y metodología que deberán aplicarse a los MGPE para efectos de realizar retiros de energía desde la red de distribución para la carga del sistema o componente de almacenamiento.”.
627	DPP Holding Chile	Artículo 44.-	Considerando los importantes plazos y demoras asociadas en la obtención de las Resoluciones de Calificación Ambiental (RCA), así como algunos permisos sectoriales como el Informe de Factibilidad de Construcción (IFC), sumado a crecientes aumentos en los tiempos para la obtención de las órdenes de compra, se solicita ampliar el plazo para obtener la Declaración en Construcción de proyectos que no califican como de impacto no significativo y que tengan una capacidad superior a 3 MW al vigésimo sexto mes. Cambios marcados en rojo.	Se solicita modificar literal b) en el siguiente sentido: “b) Obtención de la declaración en construcción del proyecto por parte de la Comisión, la que deberá establecerse como máximo al noveno mes para proyectos PMGD de impacto no significativo, al décimo segundo mes para proyectos PMGD que no califiquen como de impacto no significativo con capacidad instalada inferior a 3 MW y al vigésimo sexto mes para el resto de los proyectos PMGD”.
628	DPP Holding Chile	Artículo 44.-	En el inciso segundo del artículo se establece que “El Interesado podrá solicitar a la Empresa Distribuidora, la entrega de antecedentes que acrediten el inicio y avance de la tramitación ambiental y permisos sectoriales, cuando corresponda, mediante el Medio de comunicación acordado. Esta solicitud podrá realizarse en más de una oportunidad, existiendo al menos un mes entre cada solicitud. Dicha solicitud, deberá ser respondida por la Empresa Distribuidora dentro de los cinco días siguientes de haber sido recibido el requerimiento”. No se entiende cómo el propio interesado que busca conectar un proyecto y que debe realizar la tramitación ambiental y de permisos podría solicitar a la distribuidora información que acredita gestiones que le corresponden al primero. De lo contrario, habría que entender que un titular de proyecto puede solicitar a la empresa distribuidora la información a que se refiere este artículo, pero respecto de proyectos de terceros. La actual redacción de la normativa propuesta no tiene mayor sentido y carece de aplicación práctica. Se debe aclarar la redacción del presente artículo.	Se solicita aclarar la redacción del inciso segundo del presente artículo, la actual redacción no permite tener claridad respecto al contenido y alcance de esta facultad. Principalmente en cuanto se pueda identificar correctamente los responsables de cumplir con las obligaciones ahí establecidas o profundizar respecto a si la información solicitada es relacionada a proyectos de otros interesados.
629	DPP Holding Chile	Artículo 44.-	En el presente artículo, se hace referencia a “Medio” de comunicación, incorporando una mayúscula sin razón aparente. Este error se repite a lo largo de la propuesta normativa y debe ser corregido. Cambios marcados en rojo.	Se solicita modificar el inciso segundo del artículo en el siguiente sentido, replicando la corrección para el resto de la propuesta: “El Interesado podrá solicitar a la Empresa Distribuidora, la entrega de antecedentes que acrediten el inicio y avance de la tramitación ambiental y permisos sectoriales, cuando corresponda, mediante el medio de comunicación acordado. Esta solicitud podrá realizarse en más de una oportunidad, existiendo al menos un mes entre cada solicitud. Dicha solicitud, deberá ser respondida por la Empresa Distribuidora dentro de los cinco días siguientes de haber sido recibido el requerimiento”.

630	DPP Holding Chile	<p>Artículo 58.-</p> <p>La propuesta reglamentaria modifica el inciso segundo del presente reglamento estableciendo que para el caso de los proyectos que no califican como de impacto no significativo, la distribuidora deberá emitir el Informe de Criterios de Conexión (ICC) dentro del plazo que se indica en el inciso tercero.</p> <p>Por su parte, el inciso tercero, que se refiere a los PMGD que califican como de impacto no significativo, establece que el ICC deberá emitirse dentro del plazo de 20 días contados desde la manifestación de conformidad con la respuesta a la Solicitud de Conexión a la Red (SCR).</p> <p>Es inviable la modificación propuesta, no sólo porque no se condice con los plazos establecidos en otros artículos del Reglamento (por ejemplo, artículo 59), sino que porque para los proyectos que no califican como de impacto no significativo se deben realizar estudios de conexión extensos e incluir sus resultados en el ICC, lo cual puede demorar meses y un análisis técnico complejo.</p> <p>En este sentido, no sería posible emitir un ICC (o, al menos, un ICC que cumpla con los requerimientos normativos) dentro de los 20 días siguientes a la manifestación de conformidad con la SCR.</p> <p>Se solicita modificar inciso recogiendo lo expuesto. Se sugiere plazo de 6 meses, considerando que la versión final de los estudios de conexión debe estar disponibles dentro del quinto mes desde la manifestación de conformidad a la respuesta a la SCR.</p> <p>Cambios marcados en rojo.</p>	<p>La propuesta reglamentaria modifica el inciso segundo del presente reglamento estableciendo que para el caso de los proyectos que no califican como de impacto no significativo, la distribuidora deberá emitir el Informe de Criterios de Conexión (ICC) dentro del plazo que se indica en el inciso tercero.</p> <p>Por su parte, el inciso tercero, que se refiere a los PMGD que califican como de impacto no significativo, establece que el ICC deberá emitirse dentro del plazo de 20 días contados desde la manifestación de conformidad con la respuesta a la Solicitud de Conexión a la Red (SCR).</p> <p>Es inviable la modificación propuesta, no sólo porque no se condice con los plazos establecidos en otros artículos del Reglamento (por ejemplo, artículo 59), sino que porque para los proyectos que no califican como de impacto no significativo se deben realizar estudios de conexión extensos e incluir sus resultados en el ICC, lo cual puede demorar meses y un análisis técnico complejo.</p> <p>En este sentido, no sería posible emitir un ICC (o, al menos, un ICC que cumpla con los requerimientos normativos) dentro de los 20 días siguientes a la manifestación de conformidad con la SCR.</p> <p>Se solicita modificar inciso recogiendo lo expuesto. Se sugiere plazo de 6 meses, considerando que la versión final de los estudios de conexión debe estar disponibles dentro del quinto mes desde la manifestación de conformidad a la respuesta a la SCR.</p> <p>Cambios marcados en rojo.</p>	<p>Se solicita modificar inciso segundo en el siguiente sentido:</p> <p>“Para proyectos que no califiquen como de impacto no significativo de acuerdo con lo establecido en el Artículo 86º del presente reglamento, la Empresa Distribuidora deberá comunicar el ICC al Interesado, mediante el medio de comunicación acordado, dentro de los seis meses siguientes a la manifestación de conformidad a la respuesta de la SCR . En el caso de los proyectos considerados en el Artículo 60º del presente reglamento, el plazo referido será de ocho meses contados desde la manifestación de conformidad a la respuesta de la SCR.”</p>
631	DPP Holding Chile	<p>Artículo 64.-</p> <p>Considerando los plazos asociados a la tramitación de permisos sectoriales, la obtención de financiamiento, la elaboración de líneas de base ambientales y otros hitos propios del desarrollo de proyectos, el plazo de vigencia del ICC de 26 meses cual resulta insuficiente e inviable para la materialización de proyectos.</p> <p>A efectos de otorgar mayor certeza y viabilidad a los proyectos, en concordancia con los plazos reales asociados a su desarrollo integral, se solicita ampliar plazo de vigencia a 30 meses.</p> <p>Cambios marcados en rojo.</p>	<p>Considerando los plazos asociados a la tramitación de permisos sectoriales, la obtención de financiamiento, la elaboración de líneas de base ambientales y otros hitos propios del desarrollo de proyectos, el plazo de vigencia del ICC de 26 meses cual resulta insuficiente e inviable para la materialización de proyectos.</p> <p>A efectos de otorgar mayor certeza y viabilidad a los proyectos, en concordancia con los plazos reales asociados a su desarrollo integral, se solicita ampliar plazo de vigencia a 30 meses.</p> <p>Cambios marcados en rojo.</p>	<p>Se solicita modificar inciso primero en el siguiente sentido:</p> <p>“Artículo 64º.- La vigencia del ICC será de nueve meses para proyectos PMGD de impacto no significativo, de doce meses para proyectos PMGD que no califiquen como de impacto no significativo con capacidad instalada inferior a 3 MW y de treinta meses para el resto de los proyectos PMGD. El señalado plazo se contará a partir de la comunicación de la manifestación de conformidad a que se refiere el Artículo 62º del presente reglamento”.</p>
632	DPP Holding Chile	<p>Artículo 72.-</p> <p>En el inciso segundo del artículo se indican ejemplos de cambios en un proyecto que calificarían como significativos, dentro de los cuales se encuentra el tipo de tecnología.</p> <p>Considerando que la incorporación de una componente de almacenamiento implica la presentación de una nueva SCR y es un cambio esencial en la naturaleza de un proyecto, no cabe duda de que se trata de un cambio significativo para estos efectos, por lo que se solicita incorporar una mención expresa de ello en el presente artículo.</p> <p>Cambios marcados en rojo.</p>	<p>En el inciso segundo del artículo se indican ejemplos de cambios en un proyecto que calificarían como significativos, dentro de los cuales se encuentra el tipo de tecnología.</p> <p>Considerando que la incorporación de una componente de almacenamiento implica la presentación de una nueva SCR y es un cambio esencial en la naturaleza de un proyecto, no cabe duda de que se trata de un cambio significativo para estos efectos, por lo que se solicita incorporar una mención expresa de ello en el presente artículo.</p> <p>Cambios marcados en rojo.</p>	<p>Se solicita modificar el inciso segundo en el siguiente sentido:</p> <p>“Se entenderá por cambio significativo toda modificación relevante en las características técnicas fundamentales de un proyecto, tales como el aumento o disminución de la potencia instalada del proyecto, la tecnología principal empleada, la incorporación de almacenamiento, entre otras modificaciones que pudiesen implicar un impacto relevante en el sistema eléctrico.”</p>

633	DPP Holding Chile	Artículo 74.-	<p>La propuesta de modificación reglamentaria modifica los hitos asociados a la etapa de puesta en servicio (PES), en virtud de lo cual ésta duraría hasta la autorización de la entrada en operación de un proyecto.</p> <p>Lo anterior genera problemas, por cuanto: (i) no se condice con otras disposiciones normativas que conceptualizan la etapa de puesta en servicio, como el artículo 27 del DS N°125/2017, generándose contradicciones entre ambas normas; y (ii) puede generar antinomias y/o un desarrollo poco armónico de la normativa, de no revisarse y modificarse -en su caso- las disposiciones que tratan la PES y la entrada en operación.</p> <p>Como ejemplo de esto último, con la modificación propuesta, se generaría una contradicción con el artículo 83 del Reglamento: con el nuevo concepto de PES, se entiende que dicha etapa termina con la entrada en operación, no obstante, el artículo 83 dispone que, una vez terminada la PES, se debe solicitar la entrada en operación al Coordinador.</p> <p>En virtud de lo anterior, se solicita mantener conceptualización actual de la PES.</p> <p>Cambios marcados en rojo.</p>	<p>Se solicita mantener artículo 74 en los términos actuales:</p> <p>“Artículo 74º.- La etapa de puesta en servicio de un PMGD es aquella que se inicia con la interconexión y energización del PMGD, previa autorización del Coordinador y hasta la solicitud de Entrada en Operación”.</p>
634	DPP Holding Chile	Artículo 77.-	<p>La propuesta de modificación reglamentaria incorpora un nuevo inciso tercero en virtud del cual el Coordinador debe verificar las condiciones del sistema de transmisión zonal al momento de autorizar la puesta en servicio (PES) de PMGD con ICC en los que se hayan consignado limitaciones a las inyecciones máximas producto de los resultados de los estudios de conexión.</p> <p>Considerando que el objeto de esta norma es que el Coordinador realice la verificación y que, en caso de que las condiciones al momento de autorizarse la PES sean menos restrictivas que al realizarse los estudios, se levanten las restricciones consignadas en el ICC, se solicita incorporar una mención expresa de ello, para efectos de evitar diferencias interpretativas.</p> <p>Cambios marcados en rojo.</p>	<p>Se solicita modificar el inciso cuarto en el siguiente sentido:</p> <p>“En caso de que los estudios de conexión advirtieran la congestión mencionada en el inciso anterior y la Comisión hubiese declarado en construcción al PMGD, la Empresa Distribuidora deberá notificar de dicha situación al Coordinador y a la empresa de transmisión correspondiente, en los plazos, formatos y por los medios que para ello establezca la norma técnica respectiva. El Coordinador deberá elaborar semestralmente, y mientras se mantenga la congestión, un estudio que permita, entre otros, evaluar e identificar la existencia de congestiones, que considere, al menos, el grado de avance efectivo de las obras del sistema de transmisión zonal, los niveles de demanda e inyección proyectados según definiciones horarias, los proyectos de PMGD adyacentes que se encuentren desistidos o que hayan perdido la vigencia de su ICC y el grado de avance de la conexión de los PMGD involucrados; debiendo considerar como fecha estimada de conexión la incluida en la resolución de declaración en construcción de la Comisión Nacional de Energía. El estudio deberá ser elaborado en conformidad a los requerimientos establecidos en la normativa vigente y sus resultados deberán ser publicados en el sitio web del Coordinador.”</p>
635	DPP Holding Chile	Artículo 88.-	<p>Se hace necesario que los estudios de conexión para la evaluación del ICC sean más reales y representen un estudio verdadero del posible impacto que los PMGDs puedan causar. En conjunto con el control y monitoreo que se le exige a los PMGDs en el actual borrador, se hace necesario considerar aplicar estudios de flujo de potencia en tiempo real evaluando el caso real tomando en cuenta las inyecciones y retiros de los PMGDs programados informados en la SCR.</p>	<p>Añadir “Los estudios de conexión deberán considerar el impacto que las inyecciones de energía en intervalo horario que provoquen sobre las pérdidas eléctricas en el alimentador al cual se conecta el PMGD,”.</p> <p>Añadir “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 o en la subestación primaria misma, se deberá limitar sus inyecciones durante los horarios de congestión de ser posible, en caso de que no sea posible se deberá imitar la capacidad de inyección o retiro para no provocar dicha congestión de forma de permitir su conexión y operación en la red de distribución.”</p>

636	DPP Holding Chile	Artículo 88.-	<p>La idea que el Coordinador realice un estudio de confirmación de las congestiones se espera que se haga un estudio más minucioso que el estudio de conexión durante la realización del ICC, tomando en cuenta que hoy el coordinador lo hace para proyectos utility conectados en transmisión. Además, esto en conjunto con el control y monitoreo que se le está solicitando a los PMGDs no se entiende porque el coordinador no aplica estudios dinámicos para su confirmación de las congestiones. Finalmente, es importante entender que hoy en día el Coordinador incluirá a los PMGDs en las prorratas por congestiones en transmisión con todas estas restricciones se debiese aplicar un estudio menos estricto sin embargo siendo más exactos a la realidad</p>	<p>Añadir “El Coordinador deberá elaborar semestralmente, y mientras se mantenga la congestión, un estudio que permita, entre otros, evaluar e identificar la existencia de congestiones, de acuerdo con que considere, al menos, el grado de avance efectivo de las obras del sistema de transmisión zonal, los niveles de demanda e inyección proyectados según horario y día de inyección, los proyectos de PMGD adyacentes que se encuentren desistidos o que hayan perdido la vigencia de su ICC y el grado de avance de la conexión de los PMGD involucrados; debiendo considerar como fecha estimada de conexión la incluida en la resolución de declaración en construcción respectiva de la Comisión Nacional de Energía.[...]”.</p> <p>Añadir “La restricción mencionada en el inciso tercero del presente artículo podrá ser levantada solo si en forma posterior a la conexión del PMGD, mediante el estudio semestral elaborado por el Coordinador, se constata que la operación de dicha central a su perfil de inyección informado no provocará la congestión antes mencionada. Asimismo, en aquellos casos en que existan períodos en los cuales no se advierta la congestión señalada, el Coordinador podrá levantar transitoriamente la restricción establecida en su ICC, en conformidad con la normativa técnica [...]”</p>
637	DPP Holding Chile	Artículo 89 bis.-	<p>El presente artículo está redactado en términos eminentemente amplios y pocos precisos, lo que puede prestarse para abusos, cobros infundados y malas prácticas.</p> <p>Para implementar una disposición como esta (redactada en términos que parecieran ser contractuales) es necesario establecer o explicitar, al menos:</p> <p>i. A qué tipo de costos específicos se refiere la norma, más allá de que estén “relacionados con la operación”;</p> <p>ii. Cómo se determinan y justifican estos costos (¿por las distribuidoras? ¿por el Coordinador? ¿se tarifican por la CNE?);</p> <p>iii. Cómo se pagan estos costos y con qué periodicidad;</p> <p>iv. A qué autoridad se puede recurrir y cómo, en caso de que haya una disputa en relación a los costos, su determinación, cobro, etc.</p> <p>Como puede advertirse, de la redacción actual surgen una serie de dudas y dificultades interpretativas en su aplicación que es necesario aclarar y desarrollar. De lo contrario, la presente disposición no puede incorporarse.</p>	<p>Se solicita aclarar y profundizar en redacción y contenido del presente artículo.</p> <p>De lo contrario, se solicita no incorporar la disposición en la modificación reglamentaria.</p>

638	DPP Holding Chile	Artículo 93.-	<p>La propuesta de modificación reglamentaria propone eliminar, en el inciso final, el criterio de seguridad y calidad de servicio a que debe someterse el Coordinador para efectos de efectuar instrucciones respecto a la operación de los PMGD.</p> <p>Considerando que los PMGD operan bajo el régimen de autodespacho, las instrucciones del Coordinador directamente relacionadas con la operación deben someterse a un criterio específico y objetivo que justique una limitación al mencionado régimen.</p> <p>En virtud de lo anterior, es necesario mantener el criterio relativo a la seguridad y calidad de servicio, para efectos de resguardar el derecho de los titulares de PMGD a operar bajo el régimen de autodespacho, asegurar una coherencia normativa, evitar interpretaciones contradictorias y otorgar certeza jurídica y económica en las inversiones.</p> <p>Cambios marcados en rojo.</p>	<p>Se solicita mantener, en el inciso final, lo siguiente:</p> <p>“El Coordinador podrá instruir la operación de los PMGD que operan bajo el régimen de Autodespacho, a fin de preservar la seguridad y calidad de servicio, de acuerdo con lo establecido en la normativa vigente.”</p>
639	DPP Holding Chile	Artículo transitorio.-	<p>Considerando que al momento de entrar en vigencia la modificación reglamentaria existirán proyectos en proceso de conexión, es necesario incorporar una disposición transitoria que otorgue certidumbre a los titulares de proyectos en desarrollo respecto al régimen de precios bajo el cual iniciaron el proceso.</p> <p>En efecto, se debe considerar que el desarrollo de los proyectos PMGD -bajo el DS N°88/2019- se ha visto gravemente afectado por demoras normativas y problemas de interpretación, conforme se detalla a continuación:</p> <p>- Hasta diciembre de 2024, a pesar de que el DS N°88/2019 se publicó en 2020, solo el 1% de los proyectos PMGD se habían acogido al precio estabilizado. Lo anterior demuestra un estancamiento significativo en el sector, provocado por diversos obstáculos normativos y externos que han entorpecido profundamente el desarrollo de este tipo de proyectos.</p> <p>- La tardía publicación de la modificación de la Norma Técnica de Conexión y Operación (NTO PMGD) recién en febrero de 2024 (a cuatro años del DS N°88/2019) que no contempló disposiciones necesarias para la inclusión de baterías en proyectos PMGD, lo que bloqueó el desarrollo de nuevos proyectos híbridos (generación con almacenamiento). Lo anterior debió ser corregido mediante la emisión de diversos oficios e interpretaciones por parte de la SEC para habilitar el desarrollo de proyectos con componente de almacenamiento (Oficio 232140 de 24 de junio de 2024 y rectificaciones a la misma Norma mediante Resolución Exenta N°395 del primero de agosto de 2024).</p> <p>- A lo anterior se suma la existencia de controversias, aún en trámite ante la SEC, por falta de claridad en la interpretación y aplicación de la normativa respecto a los estudios de conexión. Si bien el Oficio Circular Electrónico N°290539 emitido por la SEC el pasado 11 de julio de 2025 abordó el fondo del problema, aún se espera una resolución particular de la SEC respecto de al menos diez controversias presentadas.</p> <p>De esta manera, se solicita incorporar un artículo segundo transitorio en virtud del cual se otorguen condiciones y oportunidades para que los proyectos PMGD en desarrollo puedan acogerse al régimen de precio estabilizado actualmente establecido en el DS 88/2019 y que sería reemplazado, evitando así que sean forzados a someterse inmediatamente al nuevo régimen de precios propuesto en la presente modificación reglamentaria.</p> <p>Cambios marcados en rojo.</p>	<p>Se solicita incorporar un artículo segundo transitorio:</p> <p>“Artículo segundo.- Los medios de generación o sistemas de almacenamiento de pequeña escala con SCR o ICC vigente que, al momento de publicarse el presente Decreto en el Diario Oficial, no hayan entrado en operación, podrán optar por acogerse al régimen estabilización de precios contenido en el Capítulo III del Título I del Decreto Supremo N° 88, de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para medios de generación de pequeña escala, en la medida en que lo soliciten al Coordinador desde declarados en construccion al proyecto, dentro del plazo de tres años contado desde la referida publicación.”</p>

640	DPP Holding Chile	Artículo transitorio.-	<p>En caso de no acogerse la observación anterior, y considerando las razones expuestas, se solicita establecer condiciones específicas para que los titulares de proyectos en desarrollo puedan acogerse al régimen de precios bajo el cual iniciaron el proceso.</p> <p>Se sugiere la misma lógica y requisitos que se establecieron en el artículo segundo transitorio del DS N°88/2019, al derogar el DS N°244.</p> <p>Cambios marcados en rojo.</p>	<p>Se solicita incorporar un artículo segundo transitorio:</p> <p>“Artículo segundo.- Los medios de generación o sistemas de almacenamiento de pequeña escala que cumplan con cualquiera de las siguientes condiciones podrán optar al régimen estabilización de precios contenido en el Capítulo III del Título I del Decreto Supremo N° 88, de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para medios de generación de pequeña escala:</p> <p>a) Los medios de generación o sistemas de almacenamiento de pequeña escala que se encuentren operando a la fecha de publicación en el Diario Oficial del presente decreto;</p> <p>b) Los medios de generación o sistemas de almacenamiento de pequeña escala que cumplan los siguientes requisitos copulativos: (i) que hayan obtenido su ICC a más tardar al doceavo mes contado desde la fecha de publicación en el Diario Oficial del presente decreto; (ii) que hayan ingresado una solicitud de declaración en construcción a más tardar al décimo octavo mes contado desde la fecha de publicación del presente decreto en el Diario Oficial; y (iii) que hayan obtenido la declaración antes referida al trigésimo mes contado desde la misma fecha. En caso que la solicitud de declaración en construcción sea rechazada por la Comisión Nacional de Energía, se entenderá que no se cumple con el presente requisito</p> <p>c) Los medios de generación o sistemas de almacenamiento de pequeña escala que cumplan los siguientes requisitos copulativos: (i) cuyo estudio de impacto ambiental, declaración de impacto ambiental o carta de pertinencia, haya sido ingresada al Servicio de Evaluación Ambiental a más tardar al doceavo mes contado desde la fecha de publicación en el Diario Oficial del presente decreto. En caso de que se ponga término al procedimiento en conformidad a lo señalado en los artículos 15 bis y 18 bis, según corresponda, de la Ley N° 19.300, se entenderá que no se cumple con el presente requisito; y (ii) que hayan ingresado una solicitud de declaración en construcción a más tardar al trigésimo mes contado desde la fecha de publicación del presente decreto en el Diario Oficial y que hayan obtenido la declaración antes referida al trigésimo sexto mes contado desde la misma fecha. En caso que la solicitud de declaración en construcción sea rechazada por la Comisión Nacional de Energía, se entenderá que no se cumple con el presente requisito</p> <p>Los medios de generación o sistemas de almacenamiento de pequeña escala de los literales b) y c) previamente citado, podrán optar al régimen de valorización mencionado en el inciso anterior siempre que comuniquen al Coordinador de esta opción al menos un mes antes de su entrada en operación. De lo contrario, y con la misma anticipación, deberán optar por alguno de los regímenes de valorización del Artículo 9º del reglamento aprobado por el Artículo primero del presente decreto. En caso de optar por el régimen de valorización del inciso primero del presente artículo, el periodo mínimo de permanencia en el señalado régimen será de 4 años contados desde la fecha de entrada en operación y en ningún caso podrá exceder al mes de julio de 2034.</p> <p>Aquellos medios de generación o sistemas de almacenamiento de pequeña escala del literal a) precedente, independiente del régimen de valorización que tenían a la fecha de publicación del presente decreto, podrán optar al régimen de valorización establecido en el inciso primero del presente artículo o a los regímenes de valorización del Artículo 9º del reglamento aprobado por el Artículo primero del presente decreto, siempre que comuniquen su opción al Coordinador en un plazo de 48 meses siguientes a la fecha de publicación aludida. Si la opción es acogerse al régimen de valorización señalado en el inciso primero del presente artículo, el periodo mínimo de permanencia será de 4 años contado desde la fecha en que haya comunicado su opción de acogerse a dicho régimen y en ningún caso podrá exceder al mes de julio de 2034.</p> <p>Una vez vencido el plazo de 48 meses antes indicado, sin que los medios de generación del referido literal a) comuniquen su opción al Coordinador, solo podrán optar por uno de los regímenes de valorización del Artículo 9º del reglamento aprobado por el Artículo primero del presente decreto, ésta última opción deberá ser comunicada al Coordinador dentro de los 10 días siguientes al vencimiento del plazo antes aludido. En el periodo que medie entre la publicación en el Diario Oficial del presente decreto y el ejercicio de las opciones antes señaladas, el medios de generación o sistemas de almacenamiento de pequeña escala mantendrá el régimen de valorización que tenía a la fecha de esa publicación.</p>
-----	-------------------	------------------------	--	--

				<p>Sin perjuicio de lo anterior, después de vencido el periodo mínimo de permanencia en el régimen de valorización contemplado en el inciso primero del presente artículo, el respectivo medios de generación o sistemas de almacenamiento de pequeña escala deberá optar por alguno de los regímenes de valorización establecidos en el Artículo 9º del reglamento aprobado por el Artículo primero del presente decreto, opción que deberá ser comunicada al Coordinador con a lo menos 6 meses de antelación, sin que pueda volver a optar por el régimen de valorización indicado en el inciso primero del presente artículo.”</p>
641	DPP Holding Chile	Artículo transitorio.-	<p>Considerando que la posibilidad de establecer bloques horarios de retiro de energí de la red de distribución sería incorporada por la presente modificación reglamentaria, se solicita agregar una disposición transitoria que permita a los proyectos en proceso de conexión que contemplen almacenamiento y bloques horarios de inyección modificar sus SCR e ICC para efectos de establecer bloques horarios de retiro.</p> <p>Cambios marcados en rojo.</p>	<p>Se solicita incorporar un artículo tercero transitorio:</p> <p>“Artículo tercero.- Los medios de generación de pequeña escala con componente de almacenamiento que cuenten con SCR o ICC vigente a la fecha de publicación del presente Decreto en el Diario Oficial, y que hayan solicitado bloques horarios de inyección, podrán, dentro del mes siguiente a la referida publicación, solicitar a la distribuidora incluir bloques horarios de retiro para la componente de almacenamiento, sin necesidad de tramitar una nueva SCR.”</p>
642	DPP Holding Chile	Artículo transitorio.-	<p>Considerando que la propuesta de modificación reglamentaria aumentará los plazos de vigencia asociados a los ICC, se solicita incorporar una disposición transitoria que prorrogue la vigencia de los ICC vigentes a la fecha de publicación de la modificación, según los nuevos plazos.</p> <p>Se propone artículo conforme a plazo de vigencia de 30 meses solicitado en observación anterior.</p> <p>Cambios marcados en rojo.</p>	<p>Se solicita incorporar un nuevo artículo cuarto transitorio:</p> <p>“Artículo cuarto.- Los ICC de proyectos PMGD que no califiquen como de impacto no significativo y que tengan una capacidad instalada igual o superior a 3 MW, que se encuentren vigentes a la fecha de publicación del presente Decreto en Diario Oficial, mantendrán su vigencia por el plazo de treinta meses contado desde su emisión, conforme al nuevo período establecido en el artículo 64 del Reglamento.”</p>

643	DPP Holding Chile	Otro	<p>Tal como se observo en el Artculo 45 bis de la propuesta del DS 125, se vuelve a comentar la necesidad de que la prorrata de los PMGDs sea diferenciada respecto del resto de generadores, debido a que estos sistemas estan conectados a distribución se encuentran cerca de los consumos, se debiese considerar sólo la potencia neta entre la demanda en distribución y la potencia nominal de las intalaciones conectadas a distribución.</p>	<p>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 neta que se inyecta en transmisión zonal.</p>
644	DPP Holding Chile	Artículo transitorio.-	<p>La propuesta de modificación al reglamento incorpora una serie de nuevas exigencias en materia de monitoreo y control para los proyectos PMGD, las cuales deben ser implementadas en coordinación con la empresa distribuidora correspondiente y el Coordinador Eléctrico Nacional. Sin embargo, no se establece un régimen transitorio que regule la implementación de los equipos requeridos para cumplir con estas nuevas exigencias, lo que resulta necesario para permitir una adecuada adaptación por parte de los titulares de PMGD.</p> <p>Cabe destacar que, en el caso de la modificación al DS N°125 (en el artículo tercero transitorio) sí se contempla un régimen transitorio de 24 meses desde la publicación del reglamento en el Diario Oficial, aplicable a instalaciones que operen bajo la modalidad de Autodespacho y/o que se encuentren conectadas a redes de distribución, específicamente en lo referido a la aplicación de prorratas por congestión.</p> <p>Referencia: - Artículo tercero transitorio Modificación al DS 125 (página 123): https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/comparado_mod_ds125-2019_minenergia.pdf</p>	<p>Se solicita que se explique lo establecido en el artículo tercero transitorio de la propuesta de modificación al DS 125, relativo a la aplicación de un régimen transitorio que permita a los propietarios de proyectos PMGD adecuarse de manera oportuna y efectiva a las exigencias de monitoreo y control establecidas en el DS 88.</p>
645	EnfraGen Chile	Artículo 7.-	<p>La nueva definición introduce la expresión "o para aplicar las prorratas por motivos económicos referidas en la normativa vigente" como aquella que habilita las prorratas. Esta expresión es más amplia que los casos establecidos en el artículo 102 que refiere a previsión y ocurrencia de contingencias o congestiones que pongan en riesgo la seguridad y calidad del servicio. En virtud de lo indicado, eliminar la incorporación de "o para aplicar las prorratas por motivos económicos referidas en la normativa vigente".</p>	<p>c) Autodespacho: Régimen de operación de una instalación de generación o sistema de almacenamiento de energía interconectada al sistema eléctrico que no se encuentra sujeto al resultado de la optimización de la operación efectuada por el Coordinador. Lo anterior, sin perjuicio de las instrucciones que este último pueda emitir para efectos de preservar la seguridad sistema eléctrico o para aplicar las prorratas por motivos económicos referidas en la normativa vigente.</p>
646	EnfraGen Chile	Artículo 7.-	<p>Se requiere incorporar específicamente en la definición de Obras Adicionales que éstas contemplen la tramitación y obtención de los permisos y eventuales ampliaciones y/o constitución de servidumbres en aquellos casos que se requieran.</p>	<p>p) Obras Adicionales: Obras físicas y trabajos en la red de distribución eléctrica, que no califiquen como Adecuaciones, y que sean necesarias para la conexión de un PMGD, incluyendo la tramitación y obtención de los permisos sectoriales y eventuales ampliaciones y/o constitución de servidumbres, en aquellos casos que se requieran.</p>
647	EnfraGen Chile	Artículo 9.-	<p>La disposición incluye la frase "si así lo desean", la que es coloquial y subjetivo. Se solicita eliminar la frase o bien reemplazarla por el texto que se propone.</p>	<p>Los propietarios u operadores de los Medios de generación o sistemas de almacenamiento de pequeña escala sincronizados a un sistema eléctrico, tendrán derecho a vender la energía que evacuen al sistema a costo marginal instantáneo o acceder, si así lo desean a solicitud del MGPE, al mecanismo de estabilización de precios, de acuerdo a lo establecido entre los párrafos 2º y 5º delen el presente Capítulo, yreglamento. Asimismo, tendrán el derecho a vender sus Excedentes de Potencia al precio de nudo de la potencia, debiendo. Para ello, deberán participar en las transferencias de energía y potencia a que se refiere el artículo 149º de la Ley, de acuerdo acon las disposiciones contenidas en el presente reglamento y en la normativa vigente.</p>

648	EnfraGen Chile	Artículo 9 bis.-	Se solicita suprimir el nuevo artículo 9° bis, ya que establece una valorización de los retiros para carga de almacenamiento que perjudica la viabilidad económica de los MGPE acogidos a precio estabilizado. Al exigir que dichos retiros se valoricen bajo el mismo régimen de precio que la energía inyectada, se impide que los sistemas de almacenamiento respondan a señales horarias, anulando el propósito central del arbitraje: retirar energía en horas de menor precio y entregarla en horas de mayor precio, lo que permite viabilizar estos proyectos. Esta rigidez limita el uso eficiente de tecnologías flexibles y contradice los objetivos de impulsar una transición energética más eficiente, innovadora y abierta a nuevas soluciones. Además lo anterior, impone barreras comerciales a los sistemas de almacenamiento lo que contradice el proposito de incentivo a esta tecnología que la Ley 21.505 promovió.	
649	EnfraGen Chile	Artículo 12.-	No tiene sentido económico, normativo o práctico, mantener el periodo mínimo de permanencia en cada régimen en 4 años para los MGPE, en particular, con la existencia de sistemas de almacenamiento. Esta limitación sólo impone restricciones comerciales, y una rigidez sin sentido práctico. Por lo anterior, se solicita establecer un periodo mínimo de 1 año y el deber de comunicar la eventual opción de cambio ccon 6 meses de antelación, es decir, el MGPE sólo debe informar si requiere cambiar el régimen de precios, no siendo necesario que informe que requiere mantener el régimen vigente.	Modificar en el segundo inciso del Artículo 12° por: "La opción a que se hace referencia en el inciso anterior, deberá ser comunicada al Coordinador por el propietario u operador del Medio de generación o sistema de almacenamiento de pequeña escala al menos con un mes de antelación a la entrada en operación del señalado medio, siempre que ya hubiese sido declarado en construcción por la Comisión. El periodo mínimo de permanencia en cada régimen será de cuatro un años y la opción de cambio de régimen deberá ser comunicada al Coordinador con, al menos con, seis meses de antelación" .
650	EnfraGen Chile	Artículo 14.-	En consistencia con la observación formulada respecto del artículo 9 bis, se debe eliminar el literal b) del inciso segundo del artículo 14.	Suprimir letra b)), pasando la actual c) y d) a ser b) y c), respectivamente.
651	EnfraGen Chile	Artículo 14.-	La propuesta del Ministerio de Energía cambia la naturaleza económica y de incentivos que la Ley 19.940 estableció con el mecanismo de estabilización de precios para MGPE, y que se ha mantenido desde el reglamento DS244 (original del 2006 y su modificación con el Decreto 101 del 2015) y el reglamento DS88 del 2020. Esta nueva propuesta no entrega argumentos económicos que demuestren la necesidad de hacer una modificación tan sustancial, que en la práctica deroga vía reglamentaria el mecanismo de estabilización de precios establecido en el artículo 149 de la Ley General de Servicios Eléctricos. Por otra parte, no existe evidencia empírica, y el Ministerio de Energía no ha presentado argumentos económicos, que demuestre que los MGPE puedan competir en igualdad de condiciones que los generadores de mayor tamaño por contratos con clientes finales libres o regulados, siendo por el contrario, una característica que se ha mantenido desde la publicación de la Ley 19.940 el año 2004. Lo propuesto en este artículo elimina via reglamentaria los incentivos económicos que la Ley 21.505 impulsó al incluir a los sistemas de almacenamiento en el mecanismo de estabilización de precios del artículo 149° de la Ley General de Servicios Eléctricos. Por lo anterior, se solicita no modificar el mecanismo de estabilización de precios del reglamento DS88 vigente, dado que su naturaleza económica de mecanismo de estabilización de precios, tiene como finalidad que los MGPE perciban ingresos estables en el largo plazo, lo cual no se refleja en la presente propuesta y en el evento de modificarse, ello debe ser por medios legales.	

652	EnfraGen Chile	Artículo 14.-	La propuesta no contempla la obligatoriedad de presentar garantías para aquellos MGPE que tengan Saldo MEP para respaldar la cadena de pagos en caso de que un titular, propietario u operador de un MGPE caiga en insolvencia o quiebra, se requiere contemplar dichos instrumentos. En ese aspecto, para garantizar el cumplimiento de la cadena de pagos el Coordinador deberá solicitar garantías en similares términos que las establecidas en el DS 125, caucionando al menos tres meses de dicho Saldo MEP. El Coordinador deberá mantener un registro público y permanentemente actualizado, de las garantías entregadas por las empresas generadoras.	Incorporar un nuevo artículo 14 bis: Artículo 14 bis. El Coordinador deberá garantizar la continuidad de la cadena de pagos entre los coordinados que participan en las transferencias económicas del mercado de corto plazo de acuerdo a lo establecido en la normativa pertinente y respecto de los MGPE a lo dispuesto en el presente artículo. Para lo anterior, podrá solicitar los instrumentos señalados en el artículo 156 del Decreto Supremo N° 125, Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, caucionando los saldos negativos de al menos las obligaciones de 3 meses del Saldo MEP conforme a la metodología que establezca la norma técnica.
653	EnfraGen Chile	Artículo 20.-	La utilización de la banda de mercado tiene su origen en lograr reflejar precios de mercado en los precios estabilizados calculados, de forma de acercar los ingresos por inyección de los MGPE a los resultados de negociaciones de contratos tanto libres como regulados del mercado mayorista de generadores de mayor tamaño. Por este motivo, eliminar el Párrafo 4° del DS88 implica una degradación competitiva y una notoria reducción de los incentivos a la inversión de MGPE, en particular, aquellos que incluyen sistemas de almacenamiento, tecnología imprescindible en el SEN para lograr eficiencia económica, confiabilidad del suministro y sostenibilidad ambiental. Se solicita NO eliminar el Párrafo 4°, o en su defecto, mantener una banda de mercado que refleje los precios de mercado de contratos regulados nuevos a la fecha de su cálculo. El mecanismo debería reflejar los precios de mercado (por intervalo temporal) conocidos públicamente, es decir, aquellas ofertas resultado de las últimas licitaciones de suministro, por ejemplo, de los últimos 5 años.	NO eliminar el Párrafo 4°. En su defecto, modificar el Artículo 21° como sigue: Para realizar el ajuste indicado en el artículo anterior, la Comisión deberá considerar el precio de ajuste, en adelante "PA", de acuerdo al ajuste de banda de Precios de Nudo de Corto Plazo de la fijación de febrero y agosto del año correspondiente, en conformidad a lo dispuesto en el inciso siguiente. El precio de ajuste se determinará a partir de los precios medios, por intervalo temporal y para cada zona geográfica, resultantes de las ofertas adjudicadas en las licitaciones públicas referidas en el Artículo 131 de la Ley. La Comisión determinará el precio de ajuste en cada fijación de precio de nudo de corto plazo, considerando el precio medio resultante incluyendo las indexaciones respectivas de los procesos de licitación adjudicados en los últimos 5 años. Las zonas serán establecidas de acuerdo a las últimas bases de licitación publicadas mediante la resolución respectiva de la Comisión
654	EnfraGen Chile	Artículo 21.-	Ver observación artículo 20.-	
655	EnfraGen Chile	Artículo 22.-	Ver observación artículo 20.-	
656	EnfraGen Chile	Artículo 23.-	Ver observación artículo 20.-	
657	EnfraGen Chile	Artículo 24.-	Ver observación artículo 20.-	
658	EnfraGen Chile	Artículo 25.-	Ver observación artículo 20.-	
659	EnfraGen Chile	Artículo 26.-	Ver observación artículo 20.-	
660	EnfraGen Chile	Artículo 32.-	<p>En el inciso primero, la propuesta modifica la obligación actual de la empresa distribuidora de mantener a disposición de cualquier Interesado toda la información técnica necesaria de la red de distribución, lo que afecta gravemente el acceso a información esencial, pertinente y actualizada para el correcto desarrollo y planificación de un PMGD. Por lo anterior, se requiere eliminar dicha modificación, conservando la actual obligación que recae sobre dichas empresas, respecto de "mantenerla a disposición de cualquier Interesado". De esa forma, sería consistente con la obligación de publicar la información relativa a los costos que la propuesta contempla para el inciso segundo de este mismo artículo.</p> <p>Asimismo, el inciso segundo señala, en términos generales, que las empresas deberán publicar toda la información relativa a los costos y sistemas de control y monitoreo del PMGD, sin embargo, no se indica que aquella deberá estar actualizada permanentemente, de manera de que siempre todo interesado cuente con la información más actualizada posible garantizando la transparencia de los procesos de conexión.</p>	<p>Modificar los incisos primero y segundo, de acuerdo con lo que se señala a continuación: Con el objeto de proteger la seguridad de las personas y de las cosas, así como la seguridad y continuidad del suministro eléctrico, las Empresas Distribuidoras deberán mantener entregar a disposición petición de cualquier Interesado toda la información técnica necesaria y actualizada de la red de distribución, de acuerdo con lo establecido en la norma técnica respectiva, tanto para la conexión segura de un PMGD como para su adecuado diseño e instalación o modificación de las condiciones iniciales de conexión y operación. La norma técnica respectiva definirá la información técnica que debe mantenerse a disposición de los Interesados y los medios a través de los cuales se materializará tal disposición [...].</p> <p>Asimismo, las referidas empresas deberán publicar y mantener mensualmente actualizada toda la información relativa a los costos asociados a (i) la elaboración y revisión de los estudios de conexión que se requieran para evaluar la conexión del PMGD y las actividades necesarias para realizar o supervisar dichas actividades; y, (ii) los sistemas de control y monitoreo del PMGD, y aquellas acciones que deban ser ejecutadas por la distribuidora, según lo establecido en la norma técnica y el presente reglamento. Esta información incluirá también los antecedentes técnicos de otros Medios de generación o sistemas de almacenamiento de pequeña escala que cuenten con SCR declarada admisible o ICC vigentes; medios de generación o sistemas de almacenamiento acogidos a las disposiciones establecidas en el artículo 149º bis de la Ley y que cuenten con una manifestación de conformidad vigente según lo establecido en el Decreto Supremo N°57, de 2020, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento de generación distribuida para autoconsumo o el que lo reemplace; y aquellos que ya se encuentren operando en su red, de acuerdo a los requerimientos técnicos señalados en la normativa vigente.</p>

661	EnfraGen Chile	Artículo 32.-	Sin perjuicio de lo señalado en la observación anterior, en el inciso segundo se regula la información que debe estar disponible respecto a los costos tanto relacionados con la elaboración de estudios de conexión como de los sistemas de control y monitoreo del PMGD y aquellas acciones que deban ser ejecutadas por la distribuidora. Esta redacción da a entender que los costos operacionales de los sistemas de monitoreo y control, centros de control y otros en que incurran las empresas distribuidoras serán de cargo de los PMGD, en circunstancias que éstos deben ser absorbidos por dichas empresas y ser remuneradas por la respectiva tarifa, en atención a que conforme a los artículos 87 y 94 del Reglamento, es de su responsabilidad el monitoreo del cumplimiento de las condiciones de operación establecidas en el ICC. En ese sentido, se debe precisar claramente qué costos serán de cargo de los PMGD (los correspondientes a sus propios sistemas de control y coordinación con empresas distribuidoras y CEN) y aquellos que serán de cargo de las empresas distribuidoras, según lo establecido en la Ley, de manera de dar certeza respecto de a qué parte corresponde pagar los costos correspondientes.	Agregar en el inciso segundo, después del punto aparte que precede a la frase "; medios de generación o sistemas de almacenamiento acogidos a las disposiciones...", lo siguiente: "Los costos asociados a los sistemas de monitoreo y control, centros de control y otros en que incurran las Empresas Distribuidoras para el cumplimiento de las obligaciones y funciones que les asigna este reglamento y el resto de la normativa vigente, serán de cargo de dichas empresas y remuneradas conforme a la normativa vigente"
662	EnfraGen Chile	Artículo 33.-	Se requiere establecer de manera específica y directa que la valorización de las actividades y elaboración y revisión de los estudios de conexión necesarios para efectuar la tramitación y conexión de los PMGD o para la modificación de sus condiciones iniciales de conexión y operación, debe considerar igualmente la tramitación y obtención de los permisos sectoriales y eventuales ampliaciones y/o constitución de servidumbres en aquellos casos que se requieran.	Modifcar de la siguiente manera: La valorización de las actividades y de la elaboración y revisión de los estudios de conexión necesarios para efectuar la tramitación y conexión de los PMGD o para la modificación de sus condiciones iniciales de conexión y operación, incluida la tramitación y obtención de los permisos sectoriales y eventuales ampliaciones y/o constitución de servidumbres en aquellos casos que se requieran, deberá ser efectuada por la Empresa Distribuidora en coherencia con aquellos costos que sustentan los valores del decreto que fija los precios de los servicios no consistentes en suministro de energía eléctrica, vigente a la fecha en la cual fue presentada la SCR.
663	EnfraGen Chile	Artículo 44.-	La propuesta incorpora un nuevo inciso segundo en el cual se establece la facultad del Interesado de solicitar a la empresa distribuidora antecedentes para conocer el inicio y avance de la tramitación ambiental, solicitamos que si bien se mantenga dicha disposición, se modifique en el sentido de copiar o notificar desde el inicio de dicho trámite al Interesado.	Modificar el inciso segundo de la siguiente manera: El Interesado podrá solicitar a la La Empresa Distribuidora deberá mantener permanentemente informado al Interesado, tanto del inicio de la tramitación ambiental y de los permisos sectoriales respectivos, como frente a cualquier presentación relacionada con dichos procesos. Lo anterior, es sin perjuicio de la facultad del Interesado de solicitar a la Empresa Distribuidora, la entrega de antecedentes que acrediten el estado de inicio y avance de la tramitación ambiental y permisos sectoriales, cuando corresponda, mediante el Medio de comunicación acordado. Esta solicitud podrá realizarse en más de una oportunidad, existiendo al menos un mes entre cada solicitud. Dicha solicitud, deberá ser respondida por la Empresa Distribuidora dentro de los cinco días siguientes de haber sido recibido el requerimiento.
664	EnfraGen Chile	Artículo 44.-	El inciso tercero de la propuesta en el referido artículo establece la obligación de la empresa distribuidora de responder en tiempo los requerimientos de las autoridades correspondientes ante las cuales se esté tramitando un permiso, así como la de mantener informado al Interesado. No obstante, es necesario establecer, además, que ante la falta de cumplimiento de dichas obligaciones y envío de información de la empresa distribuidora, no generará responsabilidades ni costos para el Interesado.	Modificar el inciso tercero, como se indica: Asimismo, durante el proceso de tramitación indicado en el literal a) del inciso primero, la Empresa Distribuidora deberá responder a las autoridades correspondientes dentro de los plazos que éstas indiquen durante dicho proceso, copiando en dicha respuesta al Interesado. Asimismo, una vez recibida la respuesta por parte de las autoridades pertinentes, esta deberá ser comunicada a más tardar dentro de las 24 horas siguientes al Interesado. En caso contrario, el Interesado podrá recurrir a la Superintendencia, de conformidad al Título IV del presente reglamento. La falta de comunicación o respuesta tardía a las autoridades correspondientes, no generará nuevas obligaciones ni costos adicionales para el Interesado.

665	EnfraGen Chile	Artículo 58.-	<p>La propuesta incorpora un nuevo inciso segundo en el cual se establece la facultad del Interesado de solicitar a la empresa distribuidora antecedentes para conocer el inicio y avance de la tramitación ambiental, solicitamos que si bien se mantenga dicha disposición, se modifique en el sentido de copiar o notificar desde el inicio de dicho trámite al Interesado.</p>	<p>Modificar el inciso segundo de la siguiente manera: El Interesado podrá solicitar a la La Empresa Distribuidora deberá mantener permanentemente informado al Interesado, tanto del inicio de la tramitación ambiental y de los permisos sectoriales respectivos, como frente a cualquier presentación relacionada con dichos procesos. Lo anterior, es sin perjuicio de la facultad del Interesado de solicitar a la Empresa Distribuidora, la entrega de antecedentes que acrediten el estado de inicio y avance de la tramitación ambiental y permisos sectoriales, cuando corresponda, mediante el Medio de comunicación acordado. Esta solicitud podrá realizarse en más de una oportunidad, existiendo al menos un mes entre cada solicitud. Dicha solicitud, deberá ser respondida por la Empresa Distribuidora dentro de los cinco días siguientes de haber sido recibido el requerimiento.</p>
666	EnfraGen Chile	Artículo 59.-	<p>Existe un error en los literales que contempla el inciso primero de dicho artículo, pues se observan dos letras c) y una d), lo que no permite tener una adecuada lectura ni análisis de la norma y, finalmente, tampoco determinar cuántos literales hay.</p> <p>Dicha situación repercute en incisos posteriores de este mismo artículo y, además, en una serie de artículos que se remiten distintos literales del artículo 59°, por lo que la corrección que se realice, debe considerar que dicha remisión sea la correcta (por ejemplo, incisos segundo y tercero del propio artículo; el artículo 60; el artículo 61).</p> <p>Además de lo anterior, no queda claro el plazo para resolver las eventuales observaciones que se realicen a los estudios de conexión, esto ya que la redacción del literal b) indica que "De existir observaciones a los estudios de conexión, deberán remitirse a quien corresponda en dicho plazo", el cual es de 1 mes, según lo señalado en esa misma letra.</p> <p>Luego, el literal c) indica que los:</p> <p>"Ajustes a los resultados de estudios de conexión, los cuales deberán considerar las eventuales observaciones realizadas durante la etapa indicada en el literal b) anterior. Dichos ajustes serán realizados dentro del primer mes contado desde que fuesen recibidas las correspondientes observaciones, mediante el Medio de comunicación acordado.", a continuación vuelve a establecer el mismo plazo, de 1 mes, para revisar y resolver las observaciones:</p> <p>"Las observaciones deberán ser revisadas y resueltas por quien haya elaborado los estudios de conexión, realizando los ajustes necesarios mencionados en el literal d) c) del presente inciso, dentro del plazo de un mes desde que fuesen recibidas las citadas observaciones, debiendo comunicar dichos ajustes, a quien corresponda, dentro del referido plazo."</p> <p>De lo anterior se desprende una confusión, o al menos una repetición, de plazos que no permiten determinar cuál es el correcto espacio de tiempo para resolver dichas observaciones, y desde cuándo éste comienza a correr, más aun considerando que previamente la letra c) señala expresamente la oportunidad para resolver las eventuales observaciones que existan.</p>	<p>Ajustar los incisos primero y segundo, según se indica a continuación:</p> <p>Los estudios de conexión de los proyectos PMGD que no califiquen como de impacto no significativo, deberán considerar al menos las siguientes etapas:</p> <p>a)Elaboración de estudios de conexión y obtención de resultados preliminares, por parte de la Empresa Distribuidora o del Interesado, los que deberán ser comunicados al Interesado o Empresa, según corresponda, dentro del primer mes contado desde la manifestación de conformidad a la respuesta de la SCR mediante el Medio de comunicación acordado;</p> <p>b) Revisión por parte del Interesado o la Empresa Distribuidora, según corresponda, de los resultados preliminares de estudios de conexión, dentro del primer mes contado desde que dichos resultados le fueren comunicados, mediante el Medio de comunicación acordado. De existir observaciones a los estudios de conexión, estas deberán remitirse a quien corresponda dentro del mismo plazo indicado para la revisión;</p> <p>c) Ajustes a los resultados de estudios de conexión, los cuales deberán considerar las eventuales observaciones realizadas durante la etapa indicada en el literal b) anterior. Dichos ajustes serán realizados dentro del primer mes contado desde que fuesen recibidas las correspondientes observaciones, mediante el Medio de comunicación acordado.</p> <p>Las observaciones deberán ser revisadas y resueltas por quien haya elaborado los estudios de conexión, realizando los ajustes necesarios mencionados en el literal c) d) del presente inciso, dentro del plazo de un mes desde que fuesen recibidas las cotadas observaciones, debiendo comunicar dichos ajustes, a quien corresponda, dentro del referido plazo;</p> <p>d) El interesado o la Empresa Distribuidora, podrá realizar observaciones a los resultados finales de los estudios de conexión a los que se refiere la letra c) del presente inciso, dentro de los diez días siguientes de recibidos dichos resultados. De existir observaciones adicionales, la Empresa Distribuidora o el Interesado deberá resolverlas y enviar respuesta a éstas, a quien corresponda, dentro de los diez días siguientes desde que fueron recibidas.</p> <p>En caso de no existir conformidad con los resultados finales de los estudios de conexión, el Interesado o la Empresa Distribuidora, según corresponda, podrá repetir, por única vez, las etapas procedimentales singularizadas en los literales d) y e) c) y d) del inciso anterior.</p>
667	EnfraGen Chile	Artículo 59.-	<p>En relación con la observación precedente, es necesario ajustar la redacción del inciso segundo en aquella parte que hace referencia al literal e).</p>	<p>Modificar el inciso segundo como se señala:</p> <p>En cualquier caso, los resultados finales de los estudios a los que se refiere el literal d) e) del inciso anterior deberán estar disponibles dentro del quinto mes desde la manifestación de conformidad a la respuesta de la SCR, de manera tal que los resultados sean considerados por la Empresa Distribuidora para la emisión del ICC al que se refiere el Artículo 58º del presente reglamento. Este plazo será de siete meses cuando se trate de los proyectos señalados en el artículo 60º del presente reglamento.</p>

668	EnfraGen Chile	Artículo 60.-	En relación con la observación respecto del inciso primero del artículo 59, es necesario ajustar la redacción del inciso primero en aquella parte que hace referencia al literal e) de dicho artículo.	Respecto del inciso primero, se requiere modificarlo de la siguiente manera: Para los PMGD que no cumplan con lo establecido en el Artículo 86º del presente reglamento y se conecten a un alimentador de alto impacto, el tiempo para la realización de la revisión y los ajustes señalados en los literales b) y c) del artículo anterior será de dos meses en cada caso. A su vez, los resultados finales de los estudios a los que se refiere el literal d) e) del artículo anterior deberán estar disponibles dentro del séptimo mes de comenzada la realización de dichos estudios, según lo dispuesto en el inciso primero del artículo 59° del presente reglamento, de manera tal que los resultados sean considerados por la Empresa Distribuidora para la emisión del ICC al que se refiere el Artículo 58º del presente reglamento.
669	EnfraGen Chile	Artículo 61.-	En relación con la observación respecto del inciso primero del artículo 59, es necesario ajustar la redacción del inciso segundo en aquella parte que hace referencia al literal e) de dicho artículo.	Modificar el inciso segundo como se indica: En caso de no estar de acuerdo con los resultados finales de los estudios de conexión mencionados en el literal d) e) del inciso primero del Artículo 59º del presente reglamento, y habiendo realizado el procedimiento establecido en el inciso segundo de dicho artículo, la Empresa Distribuidora deberá descartar el proyecto en cuestión o emitir el ICC correspondiente. Sin perjuicio de lo anterior, y en base a los resultados obtenidos en los estudios, el Interesado podrá recurrir, por única vez, a la Superintendencia, de acuerdo con lo señalado en el Título IV del presente reglamento.
670	EnfraGen Chile	Artículo 62.-	Se requiere especificar que el plazo de 20 días que se otorga a la empresa distribuidora para responder a las observaciones o modificaciones solicitadas por el propietario u operador del PMGD al ICC, que se indica en el inciso segundo, comenzará a contarse desde el envío de aquellas mediante el medio de comunicación acordado, ello en tanto que dicha solicitud podría se remitida a dicha empresa en un plazo inferior al máximo de 30 días establecido en la norma.	Ajustar el inciso segundo tal como se señala a continuación: Una vez emitido el ICC por parte de la Empresa Distribuidora y en un plazo no superior a treinta días desde su comunicación, el Interesado deberá manifestar su conformidad con éste o solicitar a la Empresa Distribuidora modificaciones o aclaraciones respecto al ICC o a los antecedentes adjuntos, las que deberán ser respondidas por la señalada empresa dentro de los veinte días siguientes, contados desde el envío de las modificaciones o aclaraciones a través del Medio de comunicación acordado.
671	EnfraGen Chile	Artículo 63.-	En el inciso primero se requiere incorporar la obligación de las empresas distribuidoras de poner a disposición de cualquier Interesado los ICC que cuenten con manifestación de conformidad, de manera de contar con información transparente, transversal, completa y actualizada de los distintos PMGDs conectados a distintos alimentadores y bloques de horarios, entre otros elementos que contemplan dichos instrumentos. Además se requiere contar con dicha información consolidada de manera de acceder a una información completa sobre la capacidad de las redes de distribución.	Se requiere modificar el inciso primero de la siguiente manera: La Empresa Distribuidora deberá poner a disposición de la Superintendencia, y del Coordinador y mantener a disposición de cualquier Interesado la copia del ICC que cuente con la manifestación de conformidad del Interesado, dentro de los quince días siguientes a dicha manifestación. Asimismo, deberá mantener la información consolidada y publicada de todos los ICC vigentes.
672	EnfraGen Chile	Artículo 66.-	Dado que el artículo se encuentra en el Párrafo 4°, que se refiere a la vigencia del ICC, se solicita modificar la redacción en cuanto establecer directamente cuando el ICC pierde su vigencia, esto es, en caso de revocación de la declaración en construcción.	Si la Comisión revoca El ICC perderá su vigencia en caso de revocación de la declaración en construcción del proyecto PMGD, de acuerdo con lo señalado en el Artículo 72º del presente reglamento, el ICC perderá su vigencia. La Comisión deberá informar de este hecho, a la Empresa Distribuidora, a la Superintendencia, al Coordinador y al Interesado, dentro de los diez días siguientes a la dictación del correspondiente acto administrativo.

673	EnfraGen Chile	Artículo 67.-	<p>Sin perjuicio de lo señalado en la observación anterior, no se entiende la redacción de la propuesta que se encuentra subrayada en aquella parte que indica que "el ICC se mantendrá vigente por seis meses, 'a menos que la Comisión acoja la impugnación presentada'", es decir, posterior a señalar la regla general de extensión de vigencia del ICC se establece una condición que no se condice ni tiene sentido con lo inmediatamente anterior.</p> <p>Asimismo, continúa la propuesta del inciso indicando que para que ello ocurra, entendemos que la prórroga de vigencia del ICC por 6 meses, se establece la condición de remitir a la empresa distribuidora los antecedentes presentados a la Comisión del recurso de reposición. De lo anterior se desprende que la redacción propuesta está condicionando el efecto jurídico de un acto administrativo dictado por un órgano público, y que tiene una regulación particular establecida en la Ley N°19.880, al envío de antecedentes a una empresa que en estricto rigor no tiene facultades para decidir sobre la resolución de un recurso presentado ante la Comisión y, por ende, tampoco sobre la eficacia de un acto administrativo.</p> <p>En una situación similar se encuentra la propuesta del inciso tercero, en aquella parte subrayada, que señala que "el Interesado deberá notificar el estado del recurso de reposición del proceso del recurso de reposición de la declaración en construcción. En caso contrario, el ICC perderá su vigencia, debiendo la Empresa Distribuidora comunicarlo a la Superintendencia."</p> <p>De lo anterior podemos concluir que, nuevamente, la propuesta condiciona el efecto jurídico de una decisión y de un acto administrativo que tiene una regulación contemplada en una ley particular, a una comunicación entre privados.</p> <p>Tal como se encuentra la propuesta actual, se puede entender que no enviar los antecedentes o que si la empresa distribuidora no tiene por acreditado que se presentó el recurso, cuestión que tampoco queda claro qué y cómo lo tendrá por acreditado, el acto administrativo que dicte la Comisión carecería de valor y efectos jurídicos. Dado que es necesario resguardar los efectos de una decisión favorable del recurso de reposición, el ICC debe mantenerse vigente por todo el plazo que le tome a la autoridad su decisión.</p>	<p>Modificar íntegramente el inciso primero y parte del inciso tercero, según se propone a continuación: En caso de que se presentare un recurso administrativo conforme a lo dispuesto en la Ley N° 19.880 dentro del plazo de diez días indicado en el artículo anterior, la comunicación de la Comisión deberá incluir esta circunstancia, y el ICC se mantendrá vigente mientras se resuelve el recurso. En el caso de que el recurso fuera rechazado y se mantuviera la decisión de revocación de la declaración en construcción, la Comisión deberá informar este hecho a la Empresa Distribuidora, a la Superintendencia, al Coordinador y al Interesado, dentro de los diez días siguientes a la dictación del correspondiente acto administrativo. (...)</p> <p>No obstante lo señalado en el inciso primero, el plazo de vigencia del ICC podrá ampliarse por otros seis meses si el recurso de reposición no ha sido resuelto por la Comisión. En todo caso, el Interesado deberá notificar informar a la Empresa Distribuidora, a través del Medio de comunicación acordado, dentro del plazo extendido de la vigencia del ICC, el estado del proceso del recurso de reposición de la revocación de la declaración en construcción. En caso contrario, el ICC perderá su vigencia, debiendo la Empresa Distribuidora comunicarlo a la Superintendencia.</p>
674	EnfraGen Chile	Artículo 69.-	<p>La propuesta establece que la fecha de inicio de construcción de un PMGD no podrá exceder el plazo de un (1) año desde la presentación de la solicitud de Declaración en Construcción. Al respecto, cabe indicar que el plazo general otorgado es muy acotado y debiera existir mayor holgura para abordar todos los procesos que son necesarios para el inicio de la construcción, más aun considerando la definición que de este hito se realiza. En ese sentido, se propone establecer que el plazo de inicio de la construcción será el indicado por el solicitante, plazo que no deberá ser mayor a dos años contados desde la dictación de la resolución que declara el proyecto en construcción, de manera de contar con una fecha cierta para contabilizar el plazo máximo para cumplir con el hito de inicio de construcción. Además, el hito de inicio de construcción debiera estar sujeto al mismo régimen que el resto de los hitos previsto en el artículo 71, pudiendo ser prorrogados por causas justificadas, sin establecer un plazo máximo que no permite apreciar los hechos que no siendo imputables a los titulares podrían impedir el cumplimiento del hito respectivo.</p>	<p>Modificar el inciso primero letra c), lo siguiente: c) Cronograma acorde a la tecnología, características y la capacidad del proyecto, en el que se especifique la fecha estimada de interconexión y entrada en operación del proyecto y las principales obras de construcción. La fecha de inicio de construcción no podrá exceder el plazo de un año dos años, contados desde la presentación dictación de la Resolución que declara la construcción que emita la Comisión solicitud a la que se refiere el presente artículo. En caso calificados, en atención a la tecnología y capacidad del respectivo proyecto u otros criterios que fundadamente determine la Comisión, a través de la resolución que se refiere el penúltimo inciso del presente artículo, podrá autorizar un mayor plazo para dicho hito, el que ningún caso podrá superar los dos años;</p>
675	EnfraGen Chile	Artículo 69.-	<p>Se solicita incorporar en el inciso segundo que en caso de poner fin al procedimiento de solicitud de declaración en construcción, el propietario u operador de un PMGD podrá presentar los recursos contemplados en la Ley N°19.880, de forma de ser consistente con la propuesta indicada en el artículo 67.</p>	<p>Modificar el inciso segundo como se señala a continuación: La Comisión podrá formular observaciones a la solicitud de declaración en construcción presentada, las cuales deberán ser subsanadas por el propietario u operador 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 propietario u operador 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, sin perjuicio de que el propietario u operador podrá presentar los recursos que contempla la Ley N°19.880. El rechazo de</p>

				una solicitud no inhabilitará al propietario u operador para presentar una nueva solicitud de declaración en construcción.
676	EnfraGen Chile	Artículo 77.-	<p>La propuesta del inciso segundo aumenta el plazo del Coordinador para responder al propietario u operador de un PMGD de la solicitud de autorización de puesta en servicio, sin embargo, a pesar de dicho aumento, nada señala respecto de qué ocurre si dicho organismo no emite respuesta alguna. En ese sentido, se requiere establecer específicamente qué ocurre en dicha situación, de manera de dar certeza a las partes.</p> <p>Por otro lado, la redacción del inciso tercero deja abierta la posibilidad de que el Coordinador al analizar la autorización de puesta en servicio, pueda establecer condiciones o limitaciones no contempladas en el ICC definitivo en perjuicio del PMGD, lo que podría perjudicar considerablemente el desarrollo de un proyecto que ha sido objeto de un largo proceso de evaluación previa bajo ciertas circunstancias ya conocidas, sin posibilidad de realizar observaciones y/o modificaciones, afectando con ello la certeza jurídica.</p>	<p>Modificar el inciso segundo según se indica: El Coordinador, dentro de los treinta días siguientes a la recepción de la solicitud de autorización de puesta en servicio, deberá realizar las labores y verificaciones necesarias en el equipo de medida para autorizar la etapa de puesta en servicio del PMGD, y responder al propietario u operador del PMGD su solicitud de autorización de puesta en servicio. Transcurrido dicho plazo sin tener respuesta del Coordinador, se entenderá aprobada la autorización de puesta en servicio solicitada, sin perjuicio de que el Coordinador deberá igualmente dar cumplimiento a lo establecido en el inciso siguiente.</p> <p>Respecto del inciso tercero, se solicita incorporar después del punto aparte que precede a la frase "En caso de que las condiciones...", lo siguiente: Sin perjuicio de lo anterior, no se podrán establecer limitaciones adicionales a las que se hubieran indicado en el ICC vigente y que forma parte de la solicitud de autorización de puesta en servicio, que impliquen restricciones a la capacidad de inyección o de retiro, si correspondiere.</p>
677	EnfraGen Chile	Artículo 88.-	Las modificaciones establecen la obligación del CEN de ajustar el estudio de congestiones en función de los proyectos PMGD adyacentes que se encuentren desistidos o que hayan perdido la vigencia de su ICC. No es claro que la información respecto de los proyectos desistidos se encuentre disponible para el CEN de manera permanente y actualizado, debiéndose regular claramente a quien le corresponde su envío al Coordinador, en qué plazo y en la forma que señale dicha entidad, velando por que la información se encuentre los más actualizada posible, de manera de hacer esta norma implementable.	<p>Agregar en el inciso cuarto, después del punto aparte que precede a la frase "El estudio deberá ser elaborado...", lo siguiente: "Para lo anterior, el Coordinador establecerá la oportunidad, frecuencia, formato y medio a través del cual las Empresas Distribuidoras remitirán la información relativa a los proyectos desistidos. Por su parte, las Empresas Distribuidoras tendrán la obligación de entregar dicha información de la forma más actualizada posible."</p>
678	EnfraGen Chile	Artículo 88.-	<p>Las modificaciones al artículo otorgan la facultad al CEN para levantar las restricciones establecidas en el ICC a un PMGD cuando en la operación no se advierta la congestión que da lugar a esta. Sin embargo, hace falta incorporar la obligación de los PMGD y de las empresas distribuidoras para entregar la información en tiempo real que es necesaria para que el CEN pueda tomar una decisión de este tipo, y así permitir que dicha entidad pueda ejercer dicha facultad en aquellos casos en que pueda efectuarse.</p> <p>Por otro lado, las restricciones establecidas en los ICC se determinan con la metodología de la NTCO, la cual establece las condiciones más exigentes posibles para este cálculo, lo cual resulta en que estas se cumplen en pocas horas del año. En ese sentido, se solicita modificar la capacidad otorgada al CEN, convirtiéndola en una obligación, de tal forma que las limitaciones establecidas en el ICC sean levantas siempre que se den las condiciones operacionales para ello.</p>	<p>Modificar el inciso quinto como sigue: La restricción mencionada en el inciso tercero del presente artículo deberá ser levantada solo si en forma posterior a la conexión del PMGD, mediante el estudio semestral elaborado por el Coordinador, se constata constare que la operación de dicha central a su capacidad de inyección máxima no provocará la congestión antes mencionada. Asimismo, en aquellos casos en que existan períodos en los cuales no se advierta la congestión señalada, el Coordinador podrá levantar levantará transitoriamente la restricción establecida en el ICC, considerando la información de la operación, la existencia de sistema de monitoreo y control, en conformidad con la normativa técnica vigente. Ante dichas situaciones, el Coordinador deberá notificar al propietario u operador del PMGD, a la Empresa Distribuidora, a la Comisión y a la empresa de transmisión correspondiente, que el PMGD cuenta con la autorización para operar a su capacidad de inyección máxima o superior a la establecida en el correspondiente ICC.</p>
679	EnfraGen Chile	Artículo 89.-	Se requiere incorporar en el inciso segundo del artículo que una vez establecidos y aprobados los costos de las Obras Adicionales, Adecuaciones o Ajustes por la empresa distribuidora y el propietario u operador de un PMGD estos no son ni tienen carácter de referencial o estimados, sino que serán definitivos en tanto el ICC se encuentre vigente, en atención a lo que la Superintendencia de Electricidad y Combustibles ha señalado respecto de que el ICC debe ser autocontenido e incluir los costos finales de conexión del PMGD, con valores definitivos.	<p>Modificar el inciso segundo como se indica: Los costos de dichas obras deberán quedar consignados en un informe de costos de conexión y serán de cargo del propietario de un PMGD que desea conectarse a las instalaciones de una Empresa Distribuidora o modificar sus condiciones previamente establecidas para la conexión u operación y en ningún caso significará costos adicionales a los demás usuarios o consumidores finales de la Empresa Distribuidora. En tanto el ICC se encuentre vigente, los costos de conexión serán definitivos tanto para la Empresa Distribuidora como para el propietario u operador de un PMGD.</p>
680	EnfraGen Chile	Artículo 93.-	Se requiere ajustar la redacción del inciso primero en aquella parte que se remite a la "normativa vigente", de forma de otorgar certeza y claridad respecto de cuáles son las normas que efectivamente serán aplicables para el análisis, aplicación y alcance de la eventual limitación que pueda ser objeto un PMGD y, que en virtud de ello, impida operar bajo la regla general de autodespacho, lo que, en todo caso, siempre deberá ser determinado fundadamente por el Coordinador.	<p>Modificar el inciso primero según se señala: Todo PMGD operará con Autodespacho, salvo que el CEN, en conformidad con la normativa vigente, determine lo contrario. concurren alguna de las circunstancias establecidas en el presente Reglamento y en el Decreto Supremo N° 125, de 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba el reglamento de la coordinación y operación del sistema eléctrico nacional, o el que lo reemplace, lo que será determinado por el Coordinador fundadamente. En caso de operar con Autodespacho el propietario u operador del respectivo PMGD será el responsable de determinar la potencia y energía a inyectar o retirar, cuando corresponda, de la red de distribución en la cual está conectado. Sin perjuicio de lo anterior, el PMGD deberá ajustar su operación a las restricciones establecidas en ICC respectivo.</p>
681	EnfraGen Chile	Artículo 94.-	Se indica que la empresa distribuidora puede operar el equipamiento de conexión ubicado entre la red de distribución y el PMGD. Esto implica una intervención que puede causar diversas consecuencias técnicas y de seguridad de las instalaciones del PMGD. Asimismo, puede provocar tanto para la empresa distribuidora, como para el PMGD, consecuencias jurídicas de responsabilidad frente a fallas o contingencias que la normativa vigente a nivel legal no considera. Se solicita eliminar esta nueva facultad de la empresa distribuidora.	

682	EnfraGen Chile	Artículo 99.-	<p>El artículo 99 incorpora la obligación de los PMGD de enviar pronósticos de inyecciones y retiros, dejando a la norma técnica la definición del plazos, procedimientos y consideraciones. En este punto se debe establecer a nivel reglamentario los elementos mínimos a regular como la frecuencia del envío y los sistemas necesarios para la implementación de la normativa. Igualmente, no se abordan las consecuencias del no envío del pronóstico en la programación y operación, lo que es clave para evitar una aplicación no discriminatoria de las prorratas. De lo contrario, sería muy difícil implementar prorratas que no sean discriminatorias, pues pasaría que habilitaría solo a aquellos que cumplan con dicha obligación.</p> <p>Asimismo, se requiere incorporar un artículo transitorio que establezca que estas obligaciones comenzarán a entrar en vigencia una vez que se modifique la norma técnica correspondiente, de forma de homologar su implementación.</p>	<p>Reemplazar íntegramente el inciso primero del artículo 99 por el siguiente:</p> <p>Los PMGD deberán enviar al Coordinador y a la Empresa Distribuidora los pronósticos de sus inyecciones y retiros para el proceso de almacenamiento, a los efectos que sean considerados en la programación de la operación, en los términos establecidos en la normativa vigente. La norma técnica establecerá los plazos, frecuencia, procedimiento, herramientas o sistemas necesarios para una adecuada implementación del presente artículo. El no envío de los pronósticos, el envío no oportuno o incompleto dará lugar a sanciones establecidas en la normativa vigente.</p>
683	EnfraGen Chile	Artículo 102.-	<p>La modificación al artículo se enmarca en el diseño de un cambio que incluye a los PMGD en los recortes por falta de capacidad de colocación de generación de igual costo variable. Al respecto cabe indicar que el diseño contenido en la propuesta general presenta diversas problemáticas y debilidades, que se explican a continuación:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. No es un diseño "autocontenido", pues se deja a la norma técnica el establecimiento de los criterios que se deberán aplicar para determinar y comunicar las limitaciones, lo que no hace predecible la regulación que se incorpora, sin perjuicio de lo cual se establece que ella deberá aplicarse al cabo de 24 meses desde la publicación del decreto modificatorio del DS 125, existiendo entonces un riesgo relevante que ello se produzca sin que se hayan establecido dichos criterios. 2. No se precisa adecuadamente el rol del Coordiandor y de la Distribuidora, dejando esos aspectos a la Norna Técnica. 3. 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 la Norma Técnica PMGD conforme a la modificación del artículo 99, 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 un aplicación incierta del nuevo régimen que no asegura su implementación neutral. 4. 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. 5. El diseño no considera un mecanismo de priorización de restricciones que asegure la aplicación primero de aquellas limitaciones por razones de seguridad de aquellas que resultan de la falta de capacidad de colocación en el sistema de transmisión. 6. Los problemas de diseño antes indicados 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 al 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. <p>En particular, respecto del artículo 7 letra c), se incorpora una nueva condicionante -abierta y general- a la aplicación del régimen de autodespacho.</p>	
684	EnfraGen Chile	Artículo 102.-	<p>Lo señalado en el inciso segundo en relación con lo establecido en el inciso final del artículo, no es consistente debido a que, por un lado, se establece que la atribución de limitar inyecciones será del Coordinador y, por otro, el inciso final indica que la empresa distribuidora podrá excluir a uno o más</p>	<p>Modificar el inciso cuarto en el siguiente sentido:</p> <p>La Empresa Distribuidora podrá excluir a uno o más PMGD de las limitaciones, de manera fundada, en conformidad con los criterios y procedimientos establecidos en la NTCO, lo que deberá comunicar al</p>

			<p>PMGD de las limitaciones, por lo tanto, finalmente no queda definido quién tiene la facultad y responsabilidad de tomar una decisión de ese tipo. Igualmente, lo señalado no es coherente con lo indicado en el inciso final del artículo 88, en donde radica dicha responsabilidad en el Coordinador, y tampoco es prudente procurar la aplicación de este artículo sin esperar la dictación de la correspondiente NTCO, estableciendo en este los criterios que habilitan la exclusión.</p> <p>En ese sentido, se debería modificar el inciso final, radicando dicha facultad y responsabilidad en el Coordinador.</p> <p>Asimismo, se requiere incorporar un artículo transitorio que establezca que estas obligaciones comenzarán a entrar en vigencia una vez que se modifique la norma técnica correspondiente, de forma de homologar su implementación.</p>	<p>Coordinador. Las Empresas Distribuidoras podrán solicitar al Coordinador la exclusión de uno o más PMGD de las limitaciones a que se refiere el presente artículo, de manera fundada, para garantizar el suministro seguro. Dichas exclusiones también deberán ser consideradas por el Coordinador para efectos de la programación de la operación a la que se refiere el artículo 93 del presente reglamento.</p>
685	EnfraGen Chile	Artículo 102.-	<p>Dentro de los aspectos revelados en observaciones anteriores, resulta indispensable para un eficaz implementación de las modificaciones introducidas establecer una adecuada prelación entre los distintos supuestos que dan lugar a limitaciones, debiendo priorizarse aquellos que resulten de la aplicación del artículo 102.</p>	<p>Incorporar un nuevo inciso final: Las limitaciones a las inyecciones o retiros resultantes de la aplicación del presente artículo se aplicarán con preferencia a aquellas a que se refiere el artículo 88 del presente reglamento. La norma técnica establecerá los criterios y consideraciones para la aplicación del presente inciso.</p>
686	EnfraGen Chile	Artículo 103.-	<p>El artículo deriva a la norma técnica el establecimiento de las condiciones que en definitiva permitirán la aplicación de lo establecido en el artículo 102. En ese sentido, la entrada en vigencia de las nuevas normas que requieren de la modificación de la NTCO para su implementación debe estar sujeta a la condición de que ésta haya sido dictada y entrado en vigencia.</p>	
687	EnfraGen Chile	Artículo transitorio.-	<p>Se solicita ratificar expresamente que se mantendrán vigentes las disposiciones de precio estabilizado que actualmente tienen aplicación y efectos jurídicos, en particular el artículo segundo transitorio del DS 88, sin perjuicio de las modificaciones introducidas.</p>	
688	EnfraGen Chile	Artículo transitorio.-	<p>Se requiere incorporar un artículo de estas características que establezca una transitoriedad respecto de todas aquellas obligaciones o facultades que remitan a la norma técnica, las que comenzarán a entrar en vigencia una vez que ésta se modifique, de forma de homologar su implementación.</p>	<p>Las disposiciones que requieran para su implementación de la dictación o modificación de normas técnicas, entrarán en vigencia una vez que estas últimas hayan sido dictadas.</p>
689	EnfraGen Chile	Artículo transitorio.-	<p>Similar a la observación anterior, en el caso de lo establecido en los artículos 96, 99 y 103, respecto de los requisitos que la norma técnica deberá definir para los medios de comunicación entre PMGD, el Coordinador y las Empresas Distribuidoras, debido al impacto que ello implica para la correcta operación e implementación por parte de los PMGD, se requiere establecer un artículo transitorio específico que indique que ocurrirá en tanto no se definan los requisitos que se establezcan en la norma que se dicte o modifique y, por otro lado, una vez que dicha norma se encuentra determinada, cuál será el plazo de entrada en vigencia propiamente tal de la referida obligación.</p>	
690	GM Holdings S.A.	Artículo 7.-	<p>En el literal c) se define Autodespacho y se indican situaciones de excepción donde los PMGD pueden recibir instrucciones del CEN. Al respecto, se considera relevante mencionar el artículo que regula estas situaciones.</p>	<p>Se sugiere el siguiente texto: "c) Autodespacho: Régimen de operación de una instalación de generación o sistema de almacenamiento de energía interconectada al sistema eléctrico que no se encuentra sujeto al resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por el Coordinador. Lo anterior, sin perjuicio de las instrucciones que este último pueda emitir para efectos de preservar la seguridad del sistema eléctrico o para aplicar las prorratas por motivos económicos referidas en la normativa vigente, acorde al artículo 102° del presente reglamento. "</p>

691	GM Holdings S.A.	Artículo 14.-	<p>En el artículo se hace referencia al funcionamiento del mecanismo de estabilización al que podrán acogerse los MGPE. Al respecto en el inciso 2 no se especifica la prorrata a aplicar para el pago que se realiza según las cuotas establecidas por el Coordinador. Considerando que estas cuotas corresponden al saldo total acumulado en un año dividido en 12, a los generadores que realizan retiros le corresponde que paguen a prorrata de sus retiros anuales.</p>	<p>Se sugiere el siguiente texto para el inciso 2: "Para dar cumplimiento a lo dispuesto en el inciso precedente, el Coordinador deberá regirse por el siguiente procedimiento:</p> <p>a) Mensualmente, el CEN valorizará las inyecciones de los MGPE sujetos al mecanismo de estabilización al precio básico de energía por intervalo temporal. Adicionalmente, deberá valorizar dichas inyecciones al costo marginal respectivo. Luego, deberá contabilizar la diferencia entre ambas valorizaciones y determinar el Saldo MEP.</p> <p>b) Asimismo, el Coordinador deberá incorporar dentro del Saldo MEP de cada MGPE, si corresponde, las diferencias entre la valorización de los retiros para la carga de la componente de almacenamiento a precio básico de la energía por intervalo temporal y el costo marginal correspondiente.</p> <p>c) El Saldo MEP será asignada por el Coordinador a prorrata de los retiros de energía del sistema eléctrico, entre quienes efectúen retiros, en conformidad con la normativa vigente.</p> <p>d) c) Para efectos del reintegro del Saldo MEP, con ocasión del cálculo del balance de transferencias de energía del mes de diciembre de cada año, el Coordinador dividirá el saldo total acumulado durante dicho año y lo dividirá en 12 cuotas. Estas deberán ser integradas como bonos o descuentos mensuales, según corresponda, en los ingresos por inyección que perciba el respectivo MGPE durante el siguiente año, de acuerdo con lo que establezca la normativa vigente.</p> <p>e) d) Cada cuota será asignada por el Coordinador a porrata de los retiros anuales de energía del sistema eléctrico del , entre quienes efectuaron retiros, en conformidad con la normativa vigente."</p>
692	GM Holdings S.A.	Artículo 14.-	<p>En el artículo se hace referencia al funcionamiento del mecanismo de estabilización al que podrán acogerse los MGPE. Al respecto, en el inciso 3 no queda claro si se refiere a, que no se logra recaudar la cuota mensual del Saldo MEP del año anterior, se acumula hasta final de año (como ocurre para la diferencia entre la valorización a costo marginal y precio básico de la energía, indicado en el literal b) del inciso 2), o se suma al cálculo del mes siguiente de manera de asegurar su pago. Considerando que es un saldo que viene del año pasado, corresponde que se liquide oportunamente en el mes siguiente.</p>	<p>Se sugiere el siguiente texto en el inciso 3: "En aquellos casos en los que los MGPE no fuesen capaces de cubrir su obligación mensual de reintegro con la valorización de sus inyecciones al precio básico de energía por intervalo temporal, la diferencia no cubierta será contabilizada como Saldo MEP en los balances de transferencia de energía de los meses siguientes hasta su total extinción."</p>
693	GM Holdings S.A.	Artículo 14.-	<p>En el artículo se hace referencia al funcionamiento del mecanismo de estabilización al que podrán acogerse los MGPE. Al respecto, en el inciso 4 se indica que para los MGPE que cambien de régimen, sus saldos MEP deberán seguir siendo reintegrados según el literal c) del inciso 2 (pago a prorrata de los retiros), no obstante el literal d) es el que indica que el mecanismo de reintegro de los Saldos MEP, por lo que falta precisarlo en el texto.</p>	<p>Se sugiere el siguiente texto para el inciso 4: "Finalmente, cuando un MGPE cambie su régimen de precio de inyección a costo marginal, los saldos MEP pendientes deberán seguir siendo reintegrados de acuerdo con lo establecido en el literal c) y d) del inciso 2 del presente artículo, hasta su total extinción. "</p>
694	GM Holdings S.A.	Artículo 17.-	<p>En el artículo se indica el proceso de fijación de los precios básicos de energía. Al respecto, en el inciso 4 se menciona dentro de los contenidos mínimos del informe técnico preliminar a "los precios estabilizados de energía por intervalo temporal". En coherencia con la nomenclatura utilizada a lo largo del reglamento, debería referirse a "los precios básicos de energía por intervalo temporal".</p>	<p>Se sugiere el siguiente texto para el inciso 4, literal b): "Los precios básicos estabilizados de energía por intervalo temporal para las barras donde se determine el Precio de Nudo de Corto Plazo"</p>
695	GM Holdings S.A.	Artículo 43.-	<p>En el artículo se indica el proceso de presentación de una SCR. En particular, en el inciso 3, literal j) se menciona dentro de los contenidos mínimos de la SCR el "bloque horario de inyección solicitado" y "bloque horario de retiro solicitado". Al respecto, ¿estos bloques horarios corresponden a los intervalos temporales del precio básico de la energía, bloques horarios definidos por la distribuidora u otros?</p>	<p>Se solicita aclaración sobre los conceptos "bloque horario de inyección solicitado" y "bloque horario de retiro solicitado".</p>

696	GM Holdings S.A.	Artículo 59.-	En el artículo se trata las etapas para los estudios de conexión de los proyectos PMGD que no califican como de impacto no significativo. Al respecto, en el inciso 1 y literal c) se hace referencia al mismo literal c) y al d) (que además no existe). Por el contexto del escrito, debería ser el literal b), ya que trata de la posibilidad de formulación de observaciones a los estudios de conexión.	Se solicita reemplazar la referencia del literal c) y d) por literal b), contenida dentro del mismo literal c).
697	GM Holdings S.A.	Artículo 59.-	En el artículo se trata las etapas para los estudios de conexión de los proyectos PMGD que no califican como de impacto no significativo. Al respecto, el literal e) debería ser renombrado d) según la escritura del artículo.	Se solicita renombrar el literal e) por d) y corregir referencias dentro del mismo artículo, según corresponda.
698	GM Holdings S.A.	Artículo 66.-	En el artículo se indica que si se revoca la declaración en construcción, el ICC perderá su vigencia. Sin embargo, no guarda coherencia con el artículo siguiente (67°) ya que se señala que en tal caso, el ICC se mantiene vigente por 6 meses.	Se solicita corregir coherencia sobre vigencia del ICC en caso de revocación de la declaración en construcción en artículos 66° y 67°.
699	GM Holdings S.A.	Artículo 94.-	El artículo 94° no es claro en indicar si el mismo PMGD o la distribuidora operará el equipamiento de conexión.	Se solicita aclarar quién operará el equipamiento de conexión del PMGD.
700	GM Holdings S.A.	Artículo 99.-	El artículo 99° trata de los pronósticos de inyecciones y retiros que deberán enviar los PMGDs para efectos de la programación de la operación. No obstante, llama la atención que los PMGDs con impacto no significativo están exentos de esta obligación. Ante ello, consideramos relevante que el Coordinador tenga un pronóstico de sus inyecciones y retiros para poder tener una programación fundada, tratando de asemejarse lo más posible a la operación real.	Se solicita eliminar inciso 2.
701	GM Holdings S.A.	Artículo 102.-	El artículo trata la limitación de inyecciones o retiros para la carga de almacenamiento de PMGDs frente a contingencias o congestiones. En específico, en el inciso 2 se indica que el Coordinador deberá seguir un criterio de eficiencia económica, según la normativa vigente. Al respecto y considerando lo expuesto en la presentación de la propuesta concepcional, a nivel de reglamento se espera que se señalen los aspectos más relevantes de estos casos, en particular de los recortes de generación, independiente de la bajada en la norma técnica y lo propuesto en la modificación del DS 125.	Se sugiere incorporar al final del inciso 2 : " En este contexto, ante el evento de que se deban limitar las inyecciones retiros de dos o más PMGD que cuenten con igual costo considerado en el listado de prioridad de colocación, el Coordinador deberá ceñirse a lo dispuesto al artículo 45° bis del Reglamento de Coordinación y Operación, determinando el ajuste para el conjunto de instaciones conectadas a la red de distribución y según su disponibilidad de generación pronosticada o, en su defecto, de acuerdo con su potencia nominal." Se sugiere eliminar inciso 3 del texto preliminar.
702	GM Holdings S.A.	Artículo 102.-	El artículo trata la limitación de inyecciones o retiros para la carga de almacenamiento de PMGDs frente a contingencias o congestiones. En particular, en el inciso 4 se establece la posibilidad de excluir a ciertos PMGDs de las limitaciones, frente a lo cual surge la pregunta de cuáles serían los criterios para que se dé este escenario, de manera que exista un lineamiento claro para luego hacer la bajada en la norma técnica. Es importante recalcar que el espítiru de esta disposición debe ser de carácter excepcional y aplicable a casos justificados.	Se solicita aclarar los criterios frente a los cuales las distribuidoras podrían solicitar la exclusión de PMGDs de las limitaciones, con el fin de restringir estos casos a situaciones excepcionales y debidamente justificados.
703	GM Holdings S.A.	Artículo transitorio.-	Considerando que el texto propuesto deja varios aspectos a detallarse en la norma técnica, es necesario un plazo para que los cuerpos normativos contengan las disposiciones que permitan la aplicación de este reglamento.	Se solicita incluir un plazo para actualizar los cuerpos normativos que permitirán la aplicación de este reglamento. Se sugiere que dicho plazo sea de 6 meses contados desde la publicación en el Diario Oficial.

704	Coordinador Eléctrico Nacional	Artículo 99.-	Se deja solamente circunscrita la obligacion de informar el pronostico a sistemas de almacenamiento. Se solicita dejar dicha obligacion a todos los PMGD que sean de impacto significativo y que utilicen algun recurso variable.	Artículo 99.- Los El propietario u operador de un PMGD deberá enviar al Coordinador y a la Empresa Distribuidora, los pronósticos de sus inyecciones y retiros para el proceso de almacenamiento mes siguiente, a efectos de que sean considerados en la programación de la operación, en los términos establecidos en la normativa vigente. La norma técnica establecerá los plazos, procedimientos y consideraciones para una adecuada implementación del presente artículo. Los PMGD que sean clasificados como de impacto no significativo según lo establecido en el Artículo 86º del presente reglamento, quedarán exentos de las obligaciones establecidas en el inciso precedente, a menos que el Coordinador le solicite su cumplimiento por razones de seguridad operacional del sistema eléctrico. Dicho requerimiento deberá estar acompañado por un estudio que lo justifique por parte del Coordinador.
-----	--------------------------------	---------------	---	---