

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
1	Empresas Eléctricas	Artículo 2º letra f) o 109º	En el caso de existir traspasos por déficit de suministro solicitado en alguna distribuidora, y de forma de permitir reflejar lo más cercano posible a lo que efectivamente será el mix de contratos a considerar a efectos de calcular el promedio de los Precios de Nudo de Largo Plazo, se propone explicitar su consideración	<p>Se propone incluir en el artículo 2º letra f)</p> <p>" Contrato de Suministro o Contrato: Contrato de compraventa de energía eléctrica, incluyendo la potencia activa que corresponda, suscrito entre los adjudicatarios y las empresas distribuidoras por el suministro de energía para el servicio público de distribución a que se refiere el inciso primero del artículo 7º de la Ley General de Servicios Eléctricos. Se incluyen, como contratos de suministro, los asociados a los traspasos de excedentes de acuerdo a lo indicado en el Art 135º quáter.</p> <p>O en su defecto o complemento en el artículo 109 en su inciso segundo:</p> <p>"En caso de que una Empresa Distribuidora tenga contratados suministros sujetos a Precio de Nudo de Corto Plazo o traspasos de excedentes según lo indicado en artículo 135º quárter, el Precio de Nudo Promedio se obtendrá considerando esos suministros como si se tratara de un Contrato de Suministro.</p>
2	Empresas Eléctricas	Artículo 2º, letra o)	Para evitar confusiones, considerando que existe un AR según lo indicado en el Art 157º , inciso 2, del DFL4, pero tambien existe un AR que se traspasa a la tarifa al cliente final que incluye al anterior pero tambien incorpora otros conceptos, es que se propone especificar y diferenciar ambas definiciones	<p>o) Factor AR base: ajuste o recargo al que hace referencia el Artículo 110º del presente reglamento, según lo indicado en la Ley en el segundo inciso del artículo 157º.</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
3	Empresas Eléctricas	Artículo 2°, letra t)	Ante potenciales cambios que pudieran existen en el IPC, se propone agregar "o el que lo reemplace".	t) IPC: Índice de Precios al Consumidor que fija el Instituto Nacional de Estadísticas o el que lo reemplace.
4	Empresas Eléctricas	Artículo 6°	<p>Se indica que "el presente reglamento, en lo relativo a los Precios de Nudo de Corto Plazo, Precios de Nudo de Largo Plazo, y Precio de Nudo Promedio, cuando corresponda, serán aplicables a los suministros de energía eléctrica en sistemas eléctricos con capacidad instalada de generación igual o superior a 200 MW", a pesar de que actualmente los niveles de precios y otras consideraciones para los Sistemas Medianos tambien quedan contenidas y calculadas dentro de los Decretos de PNP.</p>	<p>Dado lo anterior se solicita incorporar a los Sistemas Medianos y las modificaciones que se estimen necesarias, especialmente bajo el "Capítulo 2" en el reglamento. En particular para el artículo 6°, primer inciso, se propone:</p> <p>"Las disposiciones del presente reglamento, en lo relativo a los Precios de Nudo de Corto Plazo, Precios de Nudo de Largo Plazo, y Precio de Nudo Promedio, cuando corresponda, serán aplicables a los suministros de energía eléctrica en sistemas eléctricos con capacidad instalada de generación igual o superior a 1500 kW, que a continuación se indican: "</p>
5	Empresas Eléctricas	Artículo 16°	Se hace referencia al artículo 69°, pero debería ser 69°	<p>Se solicita corregir según lo siguiente:</p> <p>"Los Precios de Nudo de Corto Plazo, en su componente de energía, serán los que resulten de la comparación entre los Precios Básicos de la Energía y los precios aplicados por las empresas eléctricas a los suministros a que hacen referencia las letras f) y g) del Artículo 69° del presente reglamento, conforme al procedimiento señalado en el Capítulo 8 del presente Título."</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
6	Empresas Eléctricas	Articulo 85°	Se fija un plazo maximo para el envio de observaciones, pero este deberia estar supeditado a la fecha en que este disponible el referido informe técnico preliminar.	Se propone el siguiente texto para el primer inciso: "Los Coordinados y el Coordinador deberán comunicar a la Comisión, sus observaciones al informe técnico preliminar de Precios de Nudo de Corto Plazo, a más tardar 10 días hábiles posterior a la publicación de este."
7	Empresas Eléctricas	Artículo 104°	En el segundo inciso se hace referencia al Precio de Nudo Promedio, pero podria provocar confusión pues los factores de modulación quedan definidos en los Precios Nudos de Corto Plazo	Se propone la siguiente redacción para el segundo inciso: " En cuanto a los Precios de Nudo de Largo Plazo presentes en los decretos tarifarios, y para efectos de la facturación que las empresas suministradoras realizan a las Empresas Distribuidoras, estos deberán ser referenciados a los Puntos de Compra. Ello se realizará a través de la razón entre el factor de modulación en el Punto de Compra y el factor de modulación en Punto de Oferta, ambos correspondientes a los definidos en el decreto de fijación de Precios Nudos de Corto Plazo considerado en el decreto de fijación de Precios de Nudo Promedio que da origen a los Precios de Nudo de Largo Plazo señalados."

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
8	Empresas Eléctricas	Artículo 107°	<p>Se observa que en la elaboración del informe técnico, para la determinación de las ventas esperadas de energía y potencia en los correspondientes Puntos de Compra por los Contratos de Suministro, se usan como factores de expansión de pérdidas en el caso de la energía los factores esperados para la energía, mientras que para el caso de la potencia se utiliza el último conocido. Se sugiere considerar en ambos casos los factores esperados, para que sean consistentes y así evitar que se cambie el factor entre la versión preliminar y definitiva del informe técnico.</p>	<p>Se solicita reemplazar el artículo 107° por el siguiente texto:</p> <p>Conjuntamente con el envío a la Comisión de los factores de referencia señalados en el artículo 105° del presente reglamento, el Coordinador deberá enviar a la Comisión y publicar en su sitio web los factores esperados de pérdidas de energía y potencia asociados a cada sistema de transmisión zonal. El factor esperado de pérdidas de energía se calculará como el cociente entre el total de energía que se proyecte que ingresa al sistema de transmisión zonal durante el correspondiente período de evaluación a que hace referencia el señalado artículo 105° y el total de la energía que se proyecte que sea retirada de dicho sistema de transmisión zonal durante el referido período.</p> <p>El factor esperado de pérdidas de potencia se calculará de manera análoga al factor de pérdidas esperadas de energía, pero considerando los flujos esperados de potencia correspondientes.</p> <p>Los factores esperados de pérdidas de energía y potencia asociados a cada sistema de transmisión zonal serán utilizados como factores de expansión de pérdidas de los consumos medidos en los Puntos de Retiro en la elaboración del informe técnico de precios de nudo promedio, para la determinación de las ventas esperadas de energía y potencia en los correspondientes Puntos de Compra por los contratos de suministro, de conformidad a las metodología de referencia indicada en el artículo 105° del presente reglamento. En</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
				la elaboración del informe técnico de Precios de Nudo Promedio se utilizará como factor esperado de pérdidas de potencia el último factor de pérdidas de potencia calculado por el Coordinador de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 106° del presente reglamento.

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
9	Empresas Eléctricas	Artículo 115°, letra a) y b)	Se solicita incluir un párrafo adicional en los literales a) y b), mediante el cual se indique que el Coordinador debe solicitar a las empresas distribuidoras que le informen la fecha en que empezaron a aplicar en la facturación cada nuevo decreto de precio de nudo publicado en el Diario Oficial. Lo anterior con el objetivo de mantener una coherencia entre la facturación de la empresa distribuidora y los ajustes calculados por el Coordinador tanto del AR como del CD RGL.	Se solicita incorporar el siguiente texto en los literales a) y b): Cuando la energía facturada esté conformada por fracciones de tiempo en que se hayan incluido distintos ajustes o recargos, el monto recaudado se determinará a partir de la proporción de días en los cuales se encuentre vigente el ajuste o recargo, entendiéndose dicha vigencia como la cantidad de días que estuvo vigente en el Diario Oficial cada uno de los decretos tarifarios según corresponda de la facturación real de las empresas distribuidoras. La facturación real corresponde a la energía efectivamente facturada a clientes, y el Coordinador debe solicitar a las empresas distribuidoras informar las fechas de aplicación en la facturación de las nuevas publicaciones de decretos de precio de nudo en el Diario Oficial.
10	Empresas Eléctricas	Artículo 115°.-, letra d)	En relación a los saldos, a favor o en contra, se indica que éstos deben ser considerados en el siguiente ejercicio de reliquidación, sin dejar la posibilidad al Coordinador de dejarlos en cero para ser traspasados al Balance de Empresas Concesionarias.	Se solicita agregar lo siguiente: d)...Los saldos, a favor o en contra, que resulten, deberán ser considerados en el siguiente ejercicio de reliquidación o en el Balance de Empresas Concesionarias.
11	Empresas Eléctricas	Artículo 115°.- , letra f)	En relación a los pagos de transferencias entre empresas distribuidoras, se indica que éstos se deben efectuar a más tardar 3 días contados desde la determinación de los montos a reliquidar por el Coordinador, sin considerar que el pago se debe efectuar una vez emitido el documento tributario.	Se solicita modificar según lo siguiente: "f) Las Empresas Distribuidoras deberán hacer efectiva la reliquidación, procediendo a realizar el pago correspondiente, a más tardar 3 días contados desde la emisión del documento tributario por parte del acreedor. Asimismo, deberán informar a este último los pagos recibidos o realizados con ocasión de dicha

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
				reliquidación, conforme al formato que para ello establezca el Coordinador.
12	Empresas Eléctricas	Artículo 115°, letra k)	Se solicita aclarar cuál sería el tipo de interés que se debe aplicar en las reliquidaciones indicadas en la letra k)	<p>Se solicita considerar la siguiente redacción para efectos de precisar el tipo de interés a aplicar:</p> <p>"k) Los cálculos que realicen el Coordinador y la Comisión en la aplicación de las reliquidaciones que correspondan de acuerdo con el presente artículo, deberán incluir el cálculo de los intereses y reajustes que procedan. Se utilizará la tasa de interés corriente para operaciones reajustables en moneda nacional de menos de un año."</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
13	Empresas Eléctricas	Artículo 115º	<p>En el artículo 122º se señala que las diferencias de facturación de compra que deben ser traspasadas semestralmente se le aplicará intereses e IPC para efecto de los traspasos. En el entendido que las diferencias serán revisadas de manera recurrente en cada Informe Técnico, es necesario tenerlas consideradas en un apartado adicional para el correcto control de las compañías.</p> <p>Se solicita incorporar una letra I) en el artículo 115º para incorporar las diferencias de interés e IPC de los traspasos de diferencias por compra en el informe técnico de precio de nudo. Lo anterior, para el correcto control de los intereses y actualizaciones del traspaso entre la compra y la venta de las empresas distribuidoras.</p> <p>En su defecto, se solicita explicitar cada cálculo dentro de algún apartado.</p>	<p>Se solicita incorporar una letra I) en el artículo 115º según el siguiente texto:</p> <p>I) Los intereses y reajustes establecidos en el artículo 122º, que corresponden a los establecidos por efecto de los pagos por las diferencias de facturación del artículo 120º</p>
14	Empresas Eléctricas	Artículo 117º, letra b)	<p>El reglamento no establece de forma explícita la forma en que se deben reconocer las compras incurridas por la distribuidora por uso del procedimiento de transferencia de excedentes de suministro contratado, establecido en el 135º quáter de la Ley.</p>	<p>Se solicita reemplazar el literal b) del artículo 117º por el siguiente texto:</p> <p>b) Descontar las compras reales en los Puntos de Compra, valorizadas a los Precios de Nudo de Largo Plazo a nivel de Punto de Compra que las Empresas Distribuidoras pagan a sus suministradores por sus respectivos Contratos o de aquellas originadas por uso del procedimiento de transferencia de excedentes de suministro contratado, establecido en el artículo 135º quáter de la LGSE. Se considerará como precio de facturación, el precio vigente de acuerdo con las fechas de publicación en el Diario Oficial al décimo día del mes</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
				siguiente al mes en el cual se están valorizando las compras reales a nivel de subestación primaria;

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
15	Empresas Eléctricas	Artículo 117°	<p>En el literal a) del Artículo 117° se señala:</p> <p>... valorizadas a Precios de Nudo Zonales sin considerar la aplicación del Factor AR...</p> <p>Lo anterior, para efectos del balance de excedentes o déficit de recaudación de las distribuidoras, establece correctamente la exclusión del Factor AR del cálculo del literal a) según las formas de traspaso y reliquidaciones a ejecutar por el Coordinador según lo indicado en el Artículo 115° del presente Reglamento. Sin embargo, mediante el literal c) del presente artículo se establece la incorporación de los montos de transferencias recibidas o realizadas producto de lo dispuesto en los literales d) y e) del Artículo 115° del presente Reglamento, lo cual a nuestro entender es un error considerarlo.</p> <p>Para guardar la debida consistencia, el literal c) del presente artículo debe ser eliminado de las consideraciones para la realización del balance mencionado, ya que las reliquidaciones y/o saldos pendientes de traspasar producto del cálculo de los literales d) y e) del Artículo 115° del presente Reglamento deben ser incorporados al balance según los literales g) y h) del presente Artículo.</p>	Eliminar el literal c) del Artículo 117° del Reglamento.

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
16	Empresas Eléctricas	Artículo 117°	<p>Se observa que existen conceptos del artículo 33° de la Resolución Exenta N°379-2024 que no están siendo considerados en el Artículo 117° del presente reglamento.</p>	<p>Se solicita incluir los siguientes conceptos:- Descontar los Beneficios a Cliente Final aplicados a sus Suministradores por Mecanismo de Protección al Cliente, descontadas las adiciones incorporadas a dicho beneficio, lo cual está asociado a descuento en las ventas a sus clientes regulados;- Adicionar los Beneficios a Cliente Final aplicados a sus Suministradores por Mecanismo de Protección al Cliente, lo cual está asociado a descuento en las facturaciones a sus Suministradores;- Descontar las transferencias efectivamente realizadas por las Distribuidoras a Suministradores producto de la ejecución de las instrucciones de pago netos de IVA mandatadas en el período anterior en virtud del pago de Saldos del mecanismo de estabilización de precios de la ley N° 21.185. En el caso que la referida instrucción de pago no se encuentre ejecutada, se deberán descontar las transferencias que se originen del balance establecido en el informe técnico del período anterior y el balance del período tarifario siguiente deberá considerar las diferencias que se produzcan entre dicho valor contabilizado y el valor efectivamente ejecutado. Sin perjuicio de lo anterior, no serán descontados los pagos a Suministradores, o sus cesionarios, efectuados por la Tesorería en representación de las Distribuidoras, en virtud de lo establecido en el artículo primero transitorio de la ley N° 21.667;- Adicionar o descontar los descuentos o abonos, respectivamente, realizados por las Distribuidoras a sus Suministradores por concepto de Diferencias por Retraso del Decreto;- Descontar los</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
				<p>pagos por Exceso de saldos efectuados a los Suministradores;- Descontar las transferencias a Tesorería por Mecanismo de Protección al Cliente;- Adicionar las recaudaciones obtenidas a partir de la componente específica adicionada al peaje de distribución;- Adicionar o descontar las transferencias recibidas o realizadas a otras Distribuidoras, respectivamente, producto de la ejecución de los descuentos aplicables a aquellas comunas reconocidas por el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad a través de un acuerdo especial como zonas en transición, de acuerdo a lo señalado en el inciso segundo del artículo séptimo transitorio de la ley Nº 21.667;</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
17	Empresas Eléctricas	Artículo 118°	<p>En el penúltimo punto seguido del 2do inciso del Artículo 118° se indica lo siguiente.</p> <p>"Todos los montos considerados serán reajustados por IPC, según corresponda."</p> <p>A nuestro entender, considerando lo que se señala de forma previa a esto, esta frase debe ser eliminada del Artículo 118° y evitar así posibles confusiones en la aplicación del presente artículo por parte de la Comisión o inducir a errores de interpretación por parte de los Coordinados.</p>	<p>Se solicita eliminar del Artículo 118° la frase que se encuentra al final de el inciso segundo, que indica:</p> <p>"Todos los montos considerados serán reajustados por IPC, según corresponda."</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
18	Empresas Eléctricas	Artículo 120°	<p>Considerando que los montos valorizados por la Comisión al calcular la compra real mensual de energía y potencia de la Distribuidora, utilizada en los Balance Dx y en los cálculos de diferencia de facturación, no necesariamente representa los montos reales facturados entre las empresas generadoras y las concesionarias, es necesario establecer en el Reglamento la aplicación de posibles ajustes a aplicar entre suministrador y distribuidora para ajustarse a la compra real indicada en el Informe Técnico. Actualmente se realiza ya que en cada Informe Técnico Definitivo PNP emitido por la CNE se indica lo siguiente: "Cabe señalar que, el presente informe se construye sobre los contratos suscritos entre empresas generadoras y concesionarias y representa los pagos que corresponde efectuar respecto de éstos, de acuerdo a lo que señala la normativa vigente. No obstante lo señalado en el párrafo anterior, excepcionalmente, este informe puede no representar necesariamente los flujos reales que se han verificado en la práctica entre empresas generadoras y concesionarias, de modo que es deber de éstas ajustar sus facturaciones efectivas con el objeto de reflejar los valores contenidos en el presente documento." Esta necesidad surgió durante la estabilización y ante solicitud de las Empresas la Comisión agregó el párrafo anterior, por lo que en vista de la actualización del Reglamento en consulta se solicita establecer la obligación de las partes de ajustar sus transferencias a lo indicado en los ITD.</p>	<p>Se solicita adicionar un nuevo inciso al final del art 120° (o donde corresponda) estableciendo el deber de las empresas Distribuidoras y Suministradoras de realizar los ajustes necesarios para representar los flujos reales de acuerdo con la facturación de compra de energía y potencia efectivamente ejecutada, y la compra valorizada según los cálculos establecidos en los informes y Decretos de Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Nacional. Estableciendo la metodología de reajuste de acuerdo con el IPC y al interés corriente para operaciones reajustables.</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
19	Empresas Eléctricas	Artículo 125° y Artículo 126°	<p>Se solicita especificar de que manera serán saldadas las diferencias entre los montos transferidos a los suministradores por concepto de armonización tarifaria, conforme a lo establecido en el artículo 125°, y los montos resultantes del traspaso de dicho concepto a los clientes regulados (Cargo por Armonización Tarifaria), según lo indicado en el artículo 126°.</p> <p>Se sugiere incorporar dichas diferencias en el cálculo de las diferencias por compras correspondientes al período semestral siguiente.</p>	<p>Se solicita incluir en el artículo 125° y 126° el siguiente texto:</p> <p>Las diferencias que se generen entre los montos transferidos a los suministradores y los montos traspasados a los clientes regulados por concepto de armonización tarifaria deberán ser incluidas dentro de las diferencias por compras correspondientes al período semestral siguiente.</p>
20	Empresas Eléctricas	Artículo 128°	Se solicita eliminar la referencia al artículo 127°	<p>El Cargo por Armonización Tarifaria de cada Empresa Distribuidora y cada sistema de transmisión zonal calculado conforme al Artículo 126°/Artículo 127° del presente reglamento, será adicionado al Precio de Nudo Zonal de energía de la correspondiente Empresa Distribuidora para el sistema de transmisión zonal respectivo.</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
21	Empresas Eléctricas	Artículo 131°	Respecto de los plazos de comunicación establecidos para el Informe Técnico Preliminar (ITP), considerando el plazo de publicación del Informe Técnico Definitivo establecido en el Artículo 130° del presente Reglamento, nos parece que entregar un rango de plazo para su publicación afecta los tiempos necesarios para las revisiones a realizar por parte de los Coordinados. El Informe Técnico de PNP ha aumentado con el tiempo en volumen de información y complejidad de sus cálculos, lo que hace que el plazo entregado de 5 días hábiles para el ITP, para revisar y observar por los Coordinados, sea insuficiente para verificar la posible existencia de errores y diferencias en los cálculos. El rango dispuesto en el presente artículo haría imposible una extensión del plazo, establecido en el Artículo 133° del presente Reglamento, por parte de la Comisión al no dejar poco espacio hasta la entrega del Informe Técnico Definitivo. Es por esto que se solicita establecer como fecha de comunicación del ITP el primer día hábil del mes anterior al establecido para la comunicación del Informe técnico definitivo.	Se solicita dejar según lo siguiente: "El primer día hábil del mes anterior al establecido para la comunicación del informe técnico definitivo a que se refiere el artículo precedente, la Comisión enviará al Ministerio y a las empresas eléctricas un informe técnico preliminar del cálculo de los Precios de Nudo Promedio, con sus respectivos anexos de respaldo."
22	Empresas Eléctricas	Artículo 133°	Respecto del plazo establecido para emitir observaciones al Informe Técnico Preliminar del PNP, nos parece un plazo muy acotado al considerar la cantidad de cálculos, fuentes de información diversas a revisar y la dificultad adicional cuando se realizan modificaciones a los medios utilizados para realizar los cálculo entre Informes.	Se solicita dejar según lo siguiente: "Las empresas eléctricas podrán enviar a la Comisión sus observaciones al informe técnico preliminar señalado en el Artículo 131° anterior, en un plazo no superior a 10 días hábiles contados desde la recepción de dicho informe, según el formato definido por la Comisión. Para efectos de la elaboración del informe técnico definitivo, la Comisión deberá analizar dichas observaciones,

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
				pudiendo aceptarlas o rechazarlas, total o parcialmente."
23	Empresas Eléctricas	Artículo 134º	<p>Se solicita incorporar dentro de los contenidos mínimos de los decretos tarifarios que fijen Precios de Nudo el Factor Cargo o Descuento por Reconocimiento de Generación Territorial (Factor CD RGT o Factor 7º transitorio)</p>	<p>Se solicita considerar la siguiente redacción para efectos de incorporar el nuevo literal e):</p> <p>(...) Los contenidos mínimos serán los siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Los Precios de Nudo de Largo Plazo; b) Los Precios Traspasables; c) El Factor AR; d) El Factor CD RGL; e) El Factor CD RGT o Factor 7º transitorio; f) Los factores de equidad tarifaria residencial a que dé origen el mecanismo señalado en el inciso segundo del Artículo 191º de la Ley; g) Los Cargos por Armonización Tarifaria para cada Empresa Distribuidora y cuotas mensuales de diferencias por compra de cada Contrato de Suministro, de conformidad a lo dispuesto en el capítulo 3 del del presente Título; h) Las condiciones de aplicación de los Precios de Nudo Promedio, así como el período de vigencia de estas; y, i) La fecha de entrada en vigencia de los precios.

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
24	Empresas Eléctricas	Articulo nuevo general	<p>Solicitar establecer los decimales a utilizar en la utilización de los precios y tasas de cambio de cada Informe Técnico. En los distintos ITP del PNP se ha observado que no se utiliza una definición clara en la utilización de los decimales a aplicar en los distintos cálculos. Como ejemplo, exponemos lo siguiente: La compra mensual de energía y potencia debe utilizar los factores y precios de los contratos que son publicados en el Decreto PNP vigente, dichos valores en las publicaciones disponen de 3 decimales en los precios de energía y 2 decimales en los precios de potencia. Se ha detectado, y observado, que la Comisión en algunos ITP ha utilizado el cálculo directo de precios con hasta 12 decimales. Si bien estas diferencias parecieran ser menores, en la consideración de varios meses de cálculos puede sumar algunos cientos de millones de pesos. Algo similar ocurre en el uso de la tasa de cambio, que en la publicación del Decreto está con 2 decimales y en los cálculos de diferencias de facturación se utiliza con todos sus decimales.</p>	<p>Se solicita incluir un nuevo Artículo, aplicable a todos los cálculos regulados por el presente Reglamento, que establezca las consideraciones de decimales a utilizar en los factores, indexadores, precios y tipo de cambio, necesarios para realizar los diferentes informes establecidos en el Reglamento y asegurar así la correcta aplicación por parte de los Coordinados en sus facturaciones.</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
1	ENEL GENERACIÓN CHILE S.A.	Artículo 67°	<p>El borrador del Reglamento introduce, en los incisos segundo y tercero del artículo 67°, especificaciones metodológicas detalladas para el cálculo de los factores de modulación. Esta novedad no existe en el D.S. N°86 vigente, donde la metodología y parámetros son sido definidos por la CNE en cada proceso de fijación de PNCP mediante informes técnicos.</p> <p>La experiencia muestra que la realidad operativa del Sistema Eléctrico Nacional puede diferir sustancialmente de supuestos estructurales, generando desalineaciones entre los factores aplicados y los costos marginales reales (por ejemplo la relación entre la barra de Puerto Montt y la barra de Polpaico), lo que exige flexibilidad metodológica en cada semestre.</p> <p>Se solicita suprimir los incisos segundo y tercero del Artículo 67°, o alternativamente, modificar el artículo para que no se fije en el Reglamento una metodología perse, sino que mandate a la Comisión a definirla en cada informe PNCP conforme al comportamiento observado y esperado del sistema en el semestre de fijación.</p>	<p>Artículo 67°.- Para efectos de determinar los precios en los Puntos de Compra conforme a lo dispuesto en el artículo 133° inciso cuarto de la Ley, y de la comparación de los Precios de Nudo Promedio de energía que se deban traspasar a los clientes finales de conformidad al artículo 157° de la Ley, la Comisión determinará factores, para energía y potencia, que permitan dar cumplimiento a lo anterior, según corresponda, en adelante “Factores de Modulación”. Su metodología y calcula lo realizará la Comisión con ocasión de la elaboración de los informes técnicos a que hacen referencia los Capítulos 10 y 11 del presente Título.</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
2	ENEL GENERACIÓN CHILE S.A.	Artículo 120°	<p>El Artículo 120° define las “diferencias de facturación” como la diferencia entre la facturación a precios indexados mensuales de los contratos y la facturación a los precios efectivamente pagados por las distribuidoras, entendidos estos últimos como los precios vigentes en el Diario Oficial al quinto día del mes siguiente al suministro. En la práctica y según el reglamento vigente existen las diferencias por retraso en la publicación de los decretos, que se consideran como los defases entre (a) el decreto que debió estar vigente y (b) lo efectivamente pagado bajo el decreto vigente al momento de facturar. Para evitar interpretaciones divergentes o dobles contabilizaciones, solicitamos que el artículo explice que:(i) Las “diferencias de facturación” incluyen las diferencias que se produzcan por retrasos en la publicación de los decreto tarifario, eliminando por tal el cálculo de las diferencias entre (a) y (b).(ii) Alternativamente, que el Ministerio confirme explícitamente en respuesta a la consulta que, conforme al Artículo 120 del borrador, las diferencias de facturación incluyen las derivadas de retrasos en la publicación de los decretos y no corresponde adicionar una diferencia extra entre el decreto que debió estar vigente y el efectivamente vigente.</p>	<p>Inciso nuevo final Artículo 120°:“Para todos los efectos del presente artículo, se entenderá que las ‘diferencias de facturación’ comprenden expresamente las que se originen por retrasos en la publicación del decreto semestral de Precios de Nudo Promedio. En consecuencia, se determinarán exclusivamente como las diferencias entre la facturación a los precios indexados mensuales del contrato y la facturación a los precios efectivamente pagados, definidos como los precios vigentes en el Diario Oficial al quinto día del mes siguiente al mes de suministro.”</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
1	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	2°	<p>Se dispone que: "cc) Precio Medio de Mercado: corresponde al cociente entre la suma de las facturaciones efectuadas por todos los suministros de energía y potencia a Clientes Libres y Empresas Distribuidoras indicados en el Artículo 69 y en el Artículo 70° del presente reglamento, debidamente reajustados según la variación que experimente el IPC, y el total de la energía asociada a dichos suministros, ambas ocurridas en el período de cuatro meses que culmina en el tercer mes anterior al establecido para la comunicación del informe técnico a que se refiere el Capítulo 11 del Título II del presente reglamento. Las referidas facturaciones deberán considerar los cargos a suministradores por retiros, en caso de que dichos cargos hayan sido directamente traspasados a sus clientes.". Al respecto, el artículo 167° de la LGSE establece: "El procedimiento de determinación y comparación de los Precios Medios de Mercado y Teórico será el siguiente: 1) A partir de los precios medios informados conforme a las letras d) y e) del artículo anterior, se calculará el Precio Medio de Mercado. Éste será determinado como el cuociente entre la suma de las facturaciones efectuadas por todos los suministros de energía y potencia a clientes libres y distribuidoras indicados en el artículo 166°, y el total de la energía asociada a dichos suministros, ambas ocurridas en el período de cuatro meses que culmina en el tercer mes anterior al establecido para la comunicación del informe técnico a que se refiere el artículo 169°; 2) A partir de la energía y potencia de los suministros efectuados a clientes libres y distribuidoras,</p>	<p>Se debe reemplazar la letra cc) por la siguiente: "cc) Precio Medio de Mercado: corresponde al cociente entre la suma de las facturaciones efectuadas por todos los suministros de energía y potencia a Clientes Libres y Empresas Distribuidoras, debidamente reajustados según la variación que experimente el IPC, y el total de la energía asociada a dichos suministros, ambas ocurridas en el período de cuatro meses que culmina en el tercer mes anterior al establecido para la comunicación del informe técnico a que se refiere el Capítulo 11 del Título II del presente reglamento. Para estos efectos, las señaladas facturaciones no deberán considerar cargos que no se encuentren representados en el Precio Medio Teórico, ni cargos sistémicos prorrateados por la energía o potencia suministrada, lo cual deberá quedar debidamente explicitado y justificado en el informe técnico definitivo al que se refiere el Capítulo 11 del presente Título.". </p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
			<p>informadas conforme al artículo 166°, se determinará el Precio Medio Teórico. Éste se calculará como el cuociente entre la facturación teórica, que resulta de valorar los suministros señalados a los precios de nudo de energía y potencia determinados por la Comisión, incluidos los cargos destinados a remunerar el sistema de transmisión nacional conforme señala el artículo 115°, en sus respectivos puntos de suministro y nivel de tensión, y el total de la energía asociada a estos suministros, ambas en el período de cuatro meses señalado en el número anterior;..." Como se aprecia, la LGSE dispone que, para el cálculo del Precio Medio de Mercado, debe emplearse la facturación a clientes libres y regulados por los suministros de energía y potencia. Asimismo, para el cálculo del Precio Medio Teórico, deben considerarse los precios de nudo de energía y potencia, incluyendo los cargos asociados a remunerar el sistema de transmisión nacional. De manera coherente, debe explicitarse, en la definición del Precio Medio de Mercado, de modo que la facturación que se considere debe corresponder a aquella relacionada con la energía, potencia y cargos de transmisión nacional. Lo anterior debe precisarse ya que, de lo contrario, varios de los conceptos que se incluyen en la facturación a los clientes, tales como los asociados a los costos sistémicos, podrían considerarse en el cálculo del Precio Medio de Mercado, sin que estén incluidos en el cálculo del Precio Medio Teórico. Adicionalmente, debe tenerse en cuenta que el Precio Medio de Mercado también se emplea para la determinación del Precio Estabilizado al cual</p>	

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
			<p>tienen derecho los medios de generación de pequeña escala, en conformidad con lo establecido en el artículo 149º de la LGSE y el Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala, aprobado mediante Decreto N° 88-2019 del Ministerio de Energía. Si en la facturación a los clientes empleada para la determinación del precio medio de mercado se incluyen conceptos como los asociados a los costos sistémicos, se introduce una distorsión en la determinación del precio estabilizado al que se valorizan las inyecciones de los medios de generación de pequeña escala, al considerarse conceptos que no son representativos ni se relacionan de modo alguno con los costos marginales que se debe estabilizar, conforme mandata el señalado artículo de la LGSE. Es más, los generadores que abastecen contratos de suministro, si bien trasladan a clientes finales los pagos laterales que determina el Coordinador a prorrata de la energía o potencia consumida, deben luego pagar estos costos a los coordinados que prestan los servicios sistémicos (servicios complementarios, sobrecostos y reservas, entre otros, todos cobrados en proporción a la energía retirada de cada cliente). De esta forma, el considerar los pagos laterales en la formula del PMM genera una distorsión adicional a cálculo del Precio Estabilizado, promueviendo un enriquecimiento sin causa en favor de los MGPE, pues los MGPE adscritos el Precio Estabilizado no concurren a pagar estos costos al no tener retiros asociados al Precio Estabilizado.</p>	

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
2	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	2°	<p>Se dispone que: "dd) Precios de Nudo Zonales o Precios en Nivel de Distribución: precios que se definirán para todos los sistemas zonales de generación-transporte desde los cuales se efectúe el suministro. Los Precios de Nudo Zonales tendrán dos componentes: precio de la energía y precio de la potencia de punta. Los Precios de Nudo Zonales de energía considerarán la aplicación de los ajustes contemplados en la legislación vigente". Por otra parte en el artículo 10°, se distinguen 4 niveles de precios: "1. Precios a Nivel de Generación-transporte. Estos precios se denominarán 'precios de nudo' y se definirán para todas las subestaciones de generación-transporte desde las cuales se efectúe el suministro. Los precios de nudo tendrán dos componentes: precio de la energía y precio de la potencia de punta; 2. Precios a Nivel de Distribución. Estos precios se determinarán sobre la base de la suma del precio de nudo, establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, de un valor agregado por concepto de costos de distribución y de los cargos señalados en los Artículos 115°, 116° y 212°-13 de la Ley; 3. Precios de Nudo Zonales; y, 4. Precios Traspasables." Como se aprecia en los números 2 y 3 del artículo 10° se hace referencia a los precios en nivel de distribución y a los precios de nudos zonales, como dos precios distintos, mientras que en la definición de la letra dd) del artículo 2° se confunden como si fueran un mismo precio. Se debe corregir la definición contenida en la letra dd) de este artículo.</p>	<p>Se debe reemplazar la letra dd) por la siguiente: "dd) Precios de Nudo Zonales: precios que se definirán para todos los sistemas zonales de generación-transporte desde los cuales se efectúe el suministro. Los Precios de Nudo Zonales tendrán dos componentes: precio de la energía y precio de la potencia de punta. Los Precios de Nudo Zonales de energía considerarán la aplicación de los ajustes contemplados en la legislación vigente".</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
3	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	36°	<p>Se dispone que:</p> <p>“... el Coordinador deberá enviar a la Comisión, a más tardar el 23 de abril y el 24 de octubre, o al siguiente día hábil, si éste fuera feriado...”.</p> <p>De lo anterior, se concluye que el envío que debe hacer el Coordinador a la Comisión debe efectuarse en los días que se señala, aunque estos sean días no hábiles, en la medida en que no sean feriados.</p> <p>Se debe postergar el plazo de entrega siempre que los días 23 de abril y/o 24 de octubre sean días no hábiles.</p>	<p>Se debe reemplazar el texto señalado por el siguiente:</p> <p>“... el Coordinador deberá enviar a la Comisión, a más tardar el 23 de abril y el 24 de octubre, o al siguiente día hábil, si éste fuere inhábil...”.</p>
4	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	52°	<p>Se establece que los subsistemas eléctricos definidos por la Comisión a los que hace referencia el Párrafo 9 del Capítulo 2 del presente Título serán determinados sobre la base de un estudio de subsistemas eléctricos, el cual se realizará, a más tardar, cada 4 años, y de forma coordinada con el estudio de periodo de control de punta al que hace referencia el Decreto Nº 62-2006 del Ministerio de Energía.</p> <p>Al respecto, no se considera una instancia de presentación de observaciones por parte de los coordinados.</p>	<p>Se debe agregar los siguientes incisos finales:</p> <p>“La Comisión notificará al Coordinador y a los Coordinados, y publicará en su sitio web, a más tardar el día hábil siguiente a dicha notificación, el estudio a que se refiere este artículo.</p> <p>Los Coordinados, así como el Coordinador, deberán enviar sus observaciones a la Comisión en un plazo no superior a 15 días, contado desde la publicación del referido estudio en el sitio web de la Comisión. Esta última deberá analizar las observaciones recibidas, las que podrá aceptar o rechazar, total o parcialmente, y deberá publicar en su sitio web, dentro de los 30 días siguientes a la recepción de estas, una versión definitiva del estudio junto con la respuesta a las observaciones recibidas.”.</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
5	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	67°	<p>En relación con los factores de modulación, se establece que: "Dichos factores se calcularán para cada barra del sistema de transmisión nacional, considerando como referencia una única barra de una subestación denominada 'Subestación Básica de Energía y Potencia', que permita representar el comportamiento del sistema eléctrico. Adicionalmente, los factores se calcularán a partir de los resultados de la simulación en los primeros meses de operación, con un mínimo de veinticuatro y un máximo de cuarenta y ocho meses, considerando todos los bloques de tiempo usados en la modelación de la demanda eléctrica." Considerando que los factores de modulación tienen por objetivo esencial representar los precios de los contratos de suministro en barras de compra distintas a las barras de oferta -siendo para ello fundamental que permitan reflejar de la mejor manera las diferencias de los costos marginales en dichas barras y que tienen vigencia semestral, es necesario reducir el período definido para su determinación.</p>	<p>Se debe reemplazar por lo siguiente: "Dichos factores se calcularán para cada barra del sistema de transmisión nacional, considerando como referencia una única barra de una subestación denominada 'Subestación Básica de Energía y Potencia', que permita representar el comportamiento del sistema eléctrico. Adicionalmente, los factores se calcularán a partir de los resultados de la simulación en los primeros meses de operación, con un mínimo de doce y un máximo de veinticuatro, considerando todos los bloques de tiempo usados en la modelación de la demanda eléctrica."</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
6	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	68°	<p>Se establece que:</p> <p>“...Se entenderá por Precio Medio de Mercado al cociente entre la suma de las facturaciones efectuadas por todos los suministros de energía y potencia a Clientes Libres y Empresas Distribuidoras, y el total de la energía asociada a dichos suministros, ambos ocurridos en el periodo de cuatro meses que culmina con el tercer mes anterior al establecido para la comunicación del informe técnico a que se refiere el Capítulo 11 del presente Título.”</p> <p>Ver observación N° 1.</p>	<p>Se debe complementar el texto de la siguiente manera:</p> <p>“Se entenderá por Precio Medio de Mercado al cociente entre la suma de las facturaciones efectuadas por todos los suministros de energía y potencia a Clientes Libres y Empresas Distribuidoras, y el total de la energía asociada a dichos suministros, ambos ocurridos en el periodo de cuatro meses que culmina con el tercer mes anterior al establecido para la comunicación del informe técnico a que se refiere el Capítulo 11 del presente Título. Para estos efectos, las señaladas facturaciones no deberán considerar cargos que no se encuentren representados en el Precio Medio Teórico, ni cargos sistémicos prorrateados por la energía o potencia suministrada, lo cual deberá quedar debidamente explicitado y justificado en el informe técnico definitivo al que se refiere el Capítulo 11 del presente Título.”</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
7	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	78°	<p>Se establece que:</p> <p>“La comparación a la que se refiere el artículo precedente deberá realizarse resguardándose la debida coherencia entre el Precio Medio de Mercado y el Precio Medio Teórico. Para ello, y únicamente para efectos de la referida comparación, se deberán:</p> <p>a) Descontar del Precio Medio de Mercado todos aquellos cargos que no se encuentren representados en el Precio Medio Teórico, lo cual deberá quedar debidamente explicitado y justificado en el informe técnico definitivo al que se refiere el Capítulo 11 del presente Título; y,</p> <p>b) Adicionar al Precio Medio de Mercado los cargos destinados a remunerar los sistemas de transmisión. Con todo, respecto de la comparación dispuesta en el artículo anterior, ninguno de los referidos precios deberá considerar las compensaciones a las cuales diera origen el mecanismo de estabilización de precios establecido en el artículo 149° de la Ley.”</p> <p>Ver Observación N° 1</p>	<p>En caso de acogerse la Observación N° 1, se debe eliminar el artículo 78°.</p> <p>En caso contrario, se debe corregir de la siguiente forma:</p> <p>“La comparación a la que se refiere el artículo precedente deberá realizarse resguardándose la debida coherencia entre el Precio Medio de Mercado y el Precio Medio Teórico. Para ello, y únicamente para efectos de la referida comparación, se deberán:</p> <p>a) Descontar del Precio Medio de Mercado todos aquellos cargos que no se encuentren representados en el Precio Medio Teórico, lo cual deberá quedar debidamente explicitado y justificado en el informe técnico definitivo al que se refiere el Capítulo 11 del presente Título; y,</p> <p>b) Adicionar al Precio Medio de Mercado los cargos destinados a remunerar los sistemas de transmisión. Con todo, respecto de la comparación dispuesta en el artículo anterior, ninguno de los referidos precios deberá considerar las compensaciones a las cuales diera origen el mecanismo de estabilización de precios establecido en el artículo 149° de la Ley.</p> <p>Estos mismos ajustes deberán aplicarse al Precio Medio de Mercado, para efectos de la aplicación del artículo 21° del Decreto N° 88-2019 del Ministerio de Energía.”.</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
8	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	99°	Se establece que, a más tardar cada 4 años, la Comisión deberá establecer los costos de inversión, costos fijos y costos variables de operación de la unidad de punta en los respectivos subsistemas eléctricos definidos de conformidad con el Párrafo 9 del Capítulo 2. Al respecto, no se considera una instancia de presentación de observaciones por parte de los coordinados.	Se debe agregar los siguientes incisos finales: "La Comisión notificará al Coordinador y a los Coordinados, y publicará en su sitio web, a más tardar el día hábil siguiente a dicha notificación, el estudio a que se refiere este artículo. Los Coordinados, así como el Coordinador, deberán enviar sus observaciones a la Comisión en un plazo no superior a 15 días, contado desde la publicación del referido estudio en el sitio web de la Comisión. Esta última deberá analizar las observaciones recibidas, las que podrá aceptar o rechazar, total o parcialmente, y deberá publicar en su sitio web, dentro de los 30 días siguientes a la recepción de estas, una versión definitiva del estudio junto con la respuesta a las observaciones recibidas".
9	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	Tercero Transitorio	En el artículo 99° se señala que la Comisión debe establecer, cada 4 años, los costos de inversión, costos fijos y costos variables de operación de la unidad de punta en los respectivos subsistemas eléctricos definidos de conformidad con el Párrafo 9 del Capítulo 2. Al respecto, no se dispone cuándo deberá emitirse el primero de dichos informes o estudios, ni fija un punto de referencia temporal para el inicio de los ciclos sucesivos.	Se debe reemplazar el artículo tercero transitorio por el siguiente: "Los estudios a que hacen referencia los Artículo 95°, Artículo 99°, Artículo 50° y Artículo 55° del presente reglamento deberán iniciarse en un plazo no superior a 18 meses desde la publicación del presente reglamento en el Diario Oficial."
1	Global Power Generation Chile Spa	39	No se especifica la fuente de información a utilizar para determinar los costos de inversión del literal a)	reemplazar con: "a) Costos de inversión, así como una proyección de estos para un horizonte de al menos diez años, sustentados en estudios internacionales de reconocida reputación y confiabilidad;

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
2	Global Power Generation Chile Spa	46	Si por alguna razon la emision del informe tecnico definitivo se llega a retrasar, puede suceder que no se cumpla con el periodo de calculo del tipo de cambio utilizado para la determinacion de los Precios de Nudo de Corto Plazo, proponemos vincular la tasa de cambio al informe tecnico preliminar y no al definitivo	reemplazar "informe técnico definitivo" por "informe técnico preliminar"
3	Global Power Generation Chile Spa	0	Se solicita volver al procedimiento de reliquidacion, donde la SEC a traves de un oficio instruia el procedimiento completo para realizar una reliquidacion de facturacion de un contrato licitado, o en su defecto, se solicita eliminar el paso de reajustar por IPC y solo utilizar el correspondiente interes corriente para operaciones no reajustables, aclarando ademas si se utilizará el interes diario correspondiente en cada periodo de reliquidacion o si se utilizara el interes de un dia especifico correspondiente a un hito especial, como por ejemplo, el interes del dia de publicacion del decreto PNCP u otro.	0
4	Global Power Generation Chile Spa	125	Aclarar si el Coordinador sera quien realice todas las reliquidaciones de compra entre suministrador y distribuidoras que se originen en la ejecucion de los contratos de suministro licitados? y por lo anterior, el Coordinador construira un cuadro de pago entre suministradores y distribuidoras?	0
5	Global Power Generation Chile Spa	133	Debido a la complejidad de calculo del proceso, se solicita aumentar el plazo para envio de observaciones al informe tecnico preliminar, dando un plazo igual al del informe de prevision de demanda.	Reemplazar : cinco días hábiles con quince dias habiles

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
1	Coordinador Eléctrico Nacional	2	<p>cc) Precio Medio de Mercado: corresponde al cociente entre la suma de las facturaciones efectuadas por todos los suministros de energía y potencia a Clientes Libres y Empresas Distribuidoras indicados en el Artículo 69 y en el Artículo 70° del presente reglamento, debidamente reajustados según la variación que experimente el IPC, y el total de la energía asociada a dichos suministros, ambas ocurridas en el período de cuatro meses que culmina en el tercer mes anterior al establecido para la comunicación del informe técnico a que se refiere el Capítulo 11 del Título II del presente reglamento. Las referidas facturaciones deberán considerar los cargos a suministradores por retiros, en caso de que dichos cargos hayan sido directamente traspasados a sus clientes."Lo anterior redefine el PMM y se podría interpretar que incorpora cargos sistémicos en las facturaciones consideradas para su cálculo. Sin embargo, la LGSE (art. 167) establece que el PMM debe reflejar únicamente los valores de energía, potencia y cargos de transmisión nacional, no otros costos laterales o sistémicos. Incluir esos cargos ampliaría indebidamente el alcance del PMM, generando inconsistencias con el cálculo del Precio Medio Teórico, que solo considera precios de nudo y transmisión nacional. Además, afectaría el Precio Estabilizado de los PMGD/PMG, pues incorporaría pagos que estos no enfrentan al no efectuar retiros físicos del sistema, produciendo una asimetría regulatoria y una distorsión anticompetitiva por su aplicación en este caso. Por tanto, se propone aclarar esta definición y también en el artículo 78 que el PMM</p>	<p>Eliminar "Las referidas facturaciones deberán considerar los cargos a suministradores por retiros, en caso de que dichos cargos hayan sido directamente traspasados a sus clientes."</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
			debe incluir exclusivamente energía, potencia y transmisión nacional, excluyendo otros cargos sistémicos, para resguardar la coherencia con la LGSE y la neutralidad competitiva del régimen PMGD/PMG.	

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
2	Coordinador Eléctrico Nacional	30	<p>Se dispone que:</p> <p>“Para efectos del proceso de fijación del Precio de Nudo de Corto Plazo, la Comisión podrá solicitar al Coordinador, en los formatos y fechas que aquella establezca, un informe requiriendo antecedentes respecto de las centrales hidroeléctricas y de las condiciones hidrológicas del Sistema Eléctrico Nacional, tales como:</p> <p>(...) c) Acuerdos operacionales aplicables a los convenios de riego(...).</p> <p>Al respecto, se debe precisar que los acuerdos operacionales a los que se refiere la letra c) deben ser debidamente acreditados de forma previa ante Coordinador.</p>	<p>Remplazar la letra c) por la siguiente:</p> <p>“c) Acuerdos operacionales aplicables a los convenios de riego, los cuales, para efectos de ser considerados, deben ser debidamente acreditados, de forma previa ante el Coordinador”.</p>
3	Coordinador Eléctrico Nacional	67	<p>El texto propuesto establece que los factores de modulación se determinarán para cada barra del sistema de transmisión nacional, tomando como referencia una “Subestación Básica de Energía y Potencia” representativa del comportamiento global del sistema eléctrico. Estos factores se obtendrían a partir de simulaciones de los primeros meses de operación, considerando un horizonte entre 24 y 48 meses e incorporando todos los bloques horarios usados en la modelación de la demanda. No obstante, dado que la finalidad de los factores de modulación es reflejar adecuadamente las diferencias de precios entre barras de oferta y de compra —reproduciendo las variaciones de los costos marginales— y considerando además que su vigencia es semestral, resulta conveniente acotar el período utilizado para su estimación. Un intervalo más</p>	0

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
			breve permitiría que los factores representen de manera más fiel las condiciones actuales del sistema, evitando rezagos respecto de los precios efectivos y mejorando su consistencia con los objetivos de actualización periódica.	
4	Coordinador Eléctrico Nacional	68	Ver Observacion al Art. 2º literal cc)	Incorporar "Para efectos del cálculo anterior, las facturaciones que se utilicen deberán excluir los cargos a suministradores por retiros, en caso de que dichos cargos hayan sido directamente traspasados a sus clientes."

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
5	Coordinador Eléctrico Nacional	78	Del texto planteado, al parecer, se introduce la incorporación de distintos cargos sistémicos al cálculo del precio medio teórico, lo que altera el espíritu y finalidad original del decreto, centrado en la comparación de precios mayoristas de energía y potencia. Se reitera, que esta ampliación generaría riesgos de doble imputación de costos y asimetrías regulatorias en favor de los PMGD/PMG a precio estabilizado, al incluir cargos laterales que no forman parte del costo marginal de suministro ni son enfrentados por quienes no realizan retiros físicos del sistema. Si bien el ultimo párrafo del articulo propuesto reconoce un descuento a la compensación PMGD/PMG, debería descontar todos los demás pagos laterales en la medida que no sean parte de los costos asociados a PMGD/PMG.	Se solicita concordar el articulo 2º literal cc) y el articulo 78, modificando el último párrafo por lo siguiente: "Con todo, respecto de la comparación dispuesta en el artículo anterior, ninguno de los referidos precios deberá considerar las compensaciones a las cuales diera origen el mecanismo de estabilización de precios establecido en el artículo 149º de la Ley, así como tampoco los cargos a suministradores por retiros, en caso de que dichos cargos hayan sido directamente traspasados a sus clientes."
6	Coordinador Eléctrico Nacional	99	En línea con las buenas prácticas de política regulatoria, resulta conveniente establecer una instancia de consulta o retroalimentación que recoja las observaciones y propuestas de los distintos actores relevantes del sector.	Establecer un mecanismo de consulta pública acotada en cuanto al estudio de costos de unidades de punta.
7	Coordinador Eléctrico Nacional	106	Los factores de pérdida reales debiesen provenir de los balances de transferencias económicas que realiza el Coordinador y que se publican el día 22 del mes siguiente.	En el plazo de 3 días hábiles desde la publicación del balance de transferencias mensual, el Coordinador determinará los factores de pérdidas de energía y potencia de cada sistema de transmisión zonal del mes anterior.

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
8	Coordinador Eléctrico Nacional	124	Se establece que el plazo para informar correcciones a retiros físicos equivale a 10 fijaciones de Precios de Nudo Promedio. El plazo puede terminar siendo extenso y se recomienda mantener el criterio utilizado en la Res. Exta. N° 556/2017.	En caso de que las empresas informen al Coordinador correcciones a los retiros físicos de energía de los respectivos Contratos de Suministro, los montos a los que se refiere el inciso anterior, así como también aquellos que se utilicen para el cálculo del balance al que se refiere el Artículo 117º del presente reglamento y para las diferencias a las que se refiere el Artículo 120º del presente reglamento, solo podrán ser rectificados antes de transcurridas dos fijaciones semestrales de Precios de Nudo Promedio a contar de la fecha en la cual dichos retiros fueron efectuados. La rectificación de consumos efectuados fuera de los 12 meses anteriores al mes en que se realiza el cálculo sólo podrá ser solicitada por las empresas concesionarias por motivos fundados. Dichas solicitudes deberán ser realizadas al Coordinador con copia a la Superintendencia.
9	Coordinador Eléctrico Nacional	128	Hay una mención errónea al Art. 127.	Eliminar la referencia al Art. 127.
10	Coordinador Eléctrico Nacional	128	Falta incorporar el tratamiento de los saldos resultantes de la diferencia entre lo recaudado por CAT y las cuotas de diferencias por compras pagadas a las empresas suministradoras.	Los saldos resultantes de la diferencia entre lo recaudado por CAT y las cuotas de diferencias por compras pagadas a las empresas suministradoras, serán incorporados en la determinación del CAT del período tarifario siguiente.
1	GM Holdings S.A.	General	En el "TÍTULO V: Precios de Nudo Promedio", "Capítulo 2: Cálculo de los Precios de Nudo Promedio", si bien se trata el cálculo de las diferencias por facturación, no se indica su tratamiento en el escenario que hayan errores en su cálculo. Por eso, se solicita incorporar dicho caso considerando el tratamiento estándar que ha tenido, esto es, incorporar las correcciones/enmiendas en las diferencias de facturación de la siguiente fijación tarifaria.	Se solicita indicar la metodología para cuando se detecten errores en las diferencias de facturación según el tratamiento estándar que ha tenido, esto es, incorporar las correcciones/enmiendas en las diferencias de facturación de la siguiente fijación tarifaria.

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
			diferencias de facturación de la siguiente fijación tarifaria.	
2	GM Holdings S.A.	Artículo 2°	Por completitud y para facilitar la comprensión del reglamento, agregar referencia a los artículo 111° y 112° del presente reglamento en el literal r).	Agregar referencia a los artículos 111° y 112° del reglamento en el literal r).
3	GM Holdings S.A.	Artículo 2°	Sobre la definición del costo de falla del literal g), hacemos presente que este no es un gasto efectivo que asumen los clientes, sino más bien representa el costo de oportunidad al ver interrumpido su suministro y que es utilizado para realizar compensaciones.	"g) Costo de Falla: valor representativo del costo de oportunidad de los consumidores finales al verse interrumpido su abastecimiento eléctrico. Dicho costo varía según el tipo de cliente o consumidor afectado, así como la duración y profundidad de la interrupción del suministro. Se expresa como costo unitario por unidad de energía no suministrada. "
4	GM Holdings S.A.	Artículo 9°	Para mayor claridad del texto, se sugiere indicar en el inciso primero que no se requiere que se cumplan las situaciones detalladas en conjunto, sino que basta con que se cumpla alguna de ellas.	Inciso primero: " Los suministros a que se refieren los numerales 1 y 2 del Artículo 6° del presente reglamento podrán ser contratados a precios libres y, por tanto, no se les aplicarán los precios regulados en este reglamento cuando ocurra alguna de las siguientes circunstancias: ..."
5	GM Holdings S.A.	Artículo 10°	En el referido artículo se diferencian distintos niveles de precios, en particular "Precios a Nivel de Distribución" y "Precios de Nudo Zonales". No obstante, en el literal dd) del artículo 2 se definen como un mismo concepto. Ahora bien, según artículos posteriores los Precios Nudo Zonales corresponderían a los precios de nudo promedio y los Precios a Nivel de Distribución a la suma de los	Se solicita aclaración de los conceptos "Precios a Nivel de Distribución" y "Precios de Nudo Zonales", modificando para ello el artículo 10°, el literal dd) del artículo 2° y cualquier otra parte artículo del reglamento que sea pertinente, de modo de resguardar la coherencia y consistencia en el texto.

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
			Precios de Nudo Zonales, el valor agregado de distribución y los cargos legales asociados al pago de la transmisión y el cargo por servicio público.	
6	GM Holdings S.A.	Artículo 11°	En el literal b) del inciso segundo, se solicita aclarar a cuáles precios de nudo hace referencia.	En el literal b) del inciso segundo, se solicita aclarar a cuáles precios de nudo hace referencia.
7	GM Holdings S.A.	Artículo 12°	En el inciso segundo, si bien se puede entender por contexto que "ss." alude a la palabra "siguientes", para total claridad se solicita evitar abreviaturas que no estén definidas en el artículo 2. Se sugiere cambiar "ss." por "siguientes".	Inciso segundo: "Los Precios de Nudo de Largo Plazo de energía y potencia se regulan en el Título V del presente reglamento y se determinan como resultado de los procesos de Licitación a los que hacen referencia los Artículos 131 y siguientes de la Ley."
8	GM Holdings S.A.	Artículo 13°	Respecto del art. 13° propuesto: 1) si bien, la expresión "como mínimo" puede ser interpretada como una garantía que la tarifa no será menor que la calculada conforme a la ley y reglamento, también podría entenderse que podría ser mayor; 2) para completitud, el texto debería hacer explícita la vinculación entre la tarifa fijada (PNP) y los contratos para suministrar clientes regulados, ya que el sistema no debe generar pérdidas/ganancias arbitrarias por diferencias entre el costo reconocido y el efectivamente incurrido.	"Artículo 13°.- Las empresas eléctricas de generación que efectúen ventas sometidas a fijación de precios tendrán siempre derecho a que la tarifa fijada por el Ministerio sea de acuerdo con lo establecido en la Ley, en los procedimientos señalados en el presente reglamento y de los precios contractuales vigentes en los que se basa la determinación del precio de nudo promedio, según lo establecido en la normativa vigente."
9	GM Holdings S.A.	Artículo 15°	En el inciso primero, se solicita aclarar la terminología "usuarios permanentes de muy bajo riesgo".	Se solicita aclarar la terminología "usuarios permanentes de muy bajo riesgo".
10	GM Holdings S.A.	Artículo 16°	Se solicita corregir numeración del artículo referido como "6969°".	Se solicita corregir numeración del artículo referido como "6969°".

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
11	GM Holdings S.A.	Artículo 19°	Para el buen entendimiento de los resultados del informe PNCP (preliminar y definitivo), se sugiere indicar que la modelación temporal deberá quedar plasmada en los informes a los que se refiere el capítulo 10 y 11 del presente título.	"Artículo 19°.- El horizonte de simulación al que hace referencia el artículo precedente estará constituido por etapas que podrán ser modeladas con distintas resoluciones temporales. A su vez, dentro de cada etapa, se podrá considerar una subdivisión que refleje una adecuada modelación en bloques de tiempo, de aquellas variables que así lo requieran, tales como la demanda eléctrica, los perfiles de generación de centrales de energías renovables variables, sistemas de almacenamiento, entre otros. Dicha modelación temporal deberá estar contenida en los informes a los que se refiere el Capítulo 10 y 11 del presente título".
12	GM Holdings S.A.	Artículo 22°	El capítulo 10 al que alude trata del informe preliminar. Por completitud, dichos ajustes a la previsión de demanda junto con los antecedentes que lo justifiquen también deberían quedar plasmados en el informe definitivo (capítulo 11).	"Artículo 22°.- Sin perjuicio de lo señalado en el artículo precedente, la Comisión podrá realizar ajustes a la previsión de demanda a que hace referencia el artículo anterior, a partir de encuestas a clientes, información estadística, opinión de expertos, expectativas de variables macroeconómicas, o cualquier otro antecedente relevante para la determinación de los niveles de consumo esperados que se utilicen en los procesos de determinación de Precios de Nudo de Corto Plazo. En dicho caso, los antecedentes del ajuste deberán ser debidamente acreditados e singularizados en el informe técnico al que hace referencia el Capítulo 10 y el Capítulo 11 del presente Título, y publicarse en el sitio web de la Comisión. "

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROUESTA DE TEXTO
13	GM Holdings S.A.	Artículo 23°	La redacción propuesta en el artículo es ambigua por cuanto se refiere al uso de precios históricos o precios futuros de combustible para su proyección. Por lo anterior, se considera recalcar la importancia de una metodología que sea consistente en el tiempo, sea explícita en los informes.	"Artículo 23°.- Los precios de los combustibles a utilizar para modelar las centrales térmicas del sistema eléctrico serán determinados por la Comisión en base a proyecciones que para tal efecto esta realice. La Comisión podrá basarse en precios históricos y otros antecedentes que considere necesarios. A efectos de la modelación, el costo variable combustible de las centrales térmicas se proyectará para las distintas etapas temporales del horizonte de simulación mediante una metodología consistente y explícita, la cual deberá estar contenida en el informe al que se refiere el Artículo 24°."
14	GM Holdings S.A.	Artículo 24°	En el inciso segundo, se indica que la CNE podrá actualizar el informe de proyección de precios de combustibles cuando se determine una "variación relevante". Se solicita establecer un criterio objetivo de lo que se considerará como "variación relevante".	Se solicita establecer un criterio objetivo de lo que se considerará como "variación relevante".
15	GM Holdings S.A.	Artículo 25°	En línea con el comentario del artículo 24°, más allá de las fuentes en las que se debe basar, es importante que presente una metodología consistente y que se encuentre explícita en el informe. En este sentido, se debe indicar en este reglamento un criterio para que la CNE pondere tanto los precios históricos, proyecciones internacionales u otros antecedentes.	Se solicita establecer en este reglamento un criterio o lineamiento para que la CNE pondere los distintos antecedentes, además de que esto permita que la metodología sea consistente en el tiempo.
16	GM Holdings S.A.	Artículo 27°	Se solicita establecer un lineamiento o los criterios mínimos que debe tener en cuenta la CNE para representar adecuadamente los precios de los combustibles y las agrupaciones que puede considerar para ello.	Se solicita establecer un lineamiento o los criterios mínimos que debe tener en cuenta la CNE para representar adecuadamente los precios de los combustibles y las agrupaciones que puede considerar para ello.

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
17	GM Holdings S.A.	Artículo 30°	Se solicita revisar la necesidad de este artículo dado que el artículo 36° posee su contenido con un nivel mayor de detalle.	Se solicita revisar la necesidad de este artículo dado que el artículo 36° posee su contenido con un nivel mayor de detalle.
18	GM Holdings S.A.	Artículo 36°	En el inciso primero, si se está indicando un mínimo para el envío de antecedentes de instalaciones de generación y sistemas de almacenamiento, no tiene sentido el término "entre otros" al final de la oración.	Se solicita quitar el término "entre otros" al final del inciso primero.
19	GM Holdings S.A.	Artículo 41°	1) Se solicita eliminar la palabra "de" que le sigue a la frase "La Comisión podrá contemplar proyectos en estudio y otras fuentes de información...".2) El texto propuesto deja espacio a solicitar información sensible sobre proyectos en estudio (no declarada aún a las autoridades) o que a las empresas entreguen más información que otras, en cuyo caso la CNE podría modelar escenarios sesgados.3) Incorporar proyectos en estudio parece irrelevante para un análisis de costos de referencia ya que estos no están en construcción ni comprometido, por lo que su información es preliminar y podrían distorsionar los costos promedios si se incluyen estimaciones optimistas o tecnologías aún no maduras.	Se solicita eliminar el artículo o, en subsidio, indicar que los antecedentes solicitados serán de carácter general y no confidenciales y que la CNE no podrá exigir la entrega de información estratégica, comercial o técnica, sumado a la definición de un criterio para considerar proyectos que tengan un determinado nivel de certeza de su ejecución.
20	GM Holdings S.A.	Artículo 60°	En relación con la evaluación de diferentes escenarios de expansión de generación y almacenamiento, dada la existencia de los escenarios de la PELP que son insumos para otros instrumentos como para la Planificación de la Transmisión, debería también utilizarse para definir el programa de obras en el contexto del cálculo PNCP. Ahora bien, el texto propuesto carece de algún criterio para elegir algún escenario por sobre otro (art. 60° indica	Se solicita que los escenarios de expansión de obras de generación y almacenamiento se basen en aquellos contenidos en la PELP y que se agregue un criterio para considerar en la componente indicativa.

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
			que para la componente indicativa se debe utilizar sólo un escenario)	
21	GM Holdings S.A.	Artículo 61°	<p>En relación con la posibilidad de la CNE de incluir obras de transmisión del proceso de planificación, debería ser una obligación que éstas estuvieran en línea con los procesos de planificación de la transmisión, es decir, considerando al menos los plazos de la elaboración de los informes técnicos, licitaciones y período de construcción de acuerdo a la magnitud de la obra. Todo lo anterior, considerando que el periodo de simulación es de 10 años según se establece en el presente reglamento.</p>	<p>"Artículo 61°.- La Comisión deberá incluir en el Programa de Obras indicativo, instalaciones de transmisión consideradas en los procesos de planificación de la transmisión, así como instalaciones de transmisión que surjan del análisis de congestiones de transmisión, desacople de subsistemas, análisis de suficiencia, entre otros.</p> <p>Dichas obras tendrán el objetivo de minimizar el costo total actualizado de abastecimiento y deberán incluirse en la simulación, siempre y cuando inician su construcción en periodos posteriores al de la determinación de los Precios de Nudo de Corto Plazo. Además, para la entrada en operación de dichas obras, deberán considerarse los plazos de la elaboración de los informes técnicos, licitaciones y período de construcción de acuerdo a la magnitud de la obra."</p>
22	GM Holdings S.A.	Artículo 63°	<p>En el inciso tercero, ¿bajo qué criterio se definirá la cantidad de meses a utilizar de los costos marginales esperados en el contexto del cálculo de los Precios Básicos de la Energía?</p>	<p>Se solicita establecer un criterio para definir la cantidad de meses a utilizar de los costos marginales esperados en el contexto de cálculo de los precios básicos de la energía.</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
23	GM Holdings S.A.	Artículo 66°	En el inciso segundo, por el contexto del texto se solicita reemplazar la palabra "pertenezcan" por "correspondan".	Se solicita reemplazar la palabra "pertenezcan" por "correspondan".
24	GM Holdings S.A.	Artículo 67°	Referente al contenido del inciso segundo:1) ¿Bajo qué criterio se definirán la cantidad de meses para el cálculo de los factores de modulación?2) Se sugiere agregar al cálculo el efecto de la hidrología representativa, ya que el hacer el cálculo considerando el promedio de todas las hidrologías, distorsiona la proporción real entre los costos marginales de las barras del sistema de transmisión nacional y la barra de la subestación básica de energía y potencia.Se debería asegurar que los resultados de las simulaciones sean consistentes con la realidad, en lo referente a la relación entre los costos marginales en las distintas zonas del sistema y los niveles de costo marginal que se están observando en la realidad. Ejemplo de lo anterior es el nodo Puerto Montt, donde la realidad dice que la relación entre los valores de dicha zona y la barra de referencia es, al menos, unas 5 veces superior a la presentada por el modelo de despacho hidrotérmico de la Comisión .	Se solicita:1) Establecer un criterio para definir la cantidad de meses para el cálculo de los factores de modulación.2) Considerar en el cálculo el efecto de la hidrología representativa para evitar distorsiones entre la proporción real entre los costos marginales de las barras del sistema de transmisión nacional y la barra de la subestación básica de energía y potencia.

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
25	GM Holdings S.A.	Artículo 82°	<p>En relación al inciso primero, no hace sentido práctico que hayan infinitas publicaciones en los diarios de circulación nacional para informar a los usuarios de la actualización de los PNCP.</p> <p>Adicionalmente, se solicita incorporar al artículo 2° una definición para Empresa Suministradora.</p>	<p>"Artículo 82°.- Las empresas suministradoras deberán comunicar a los usuarios dentro de los siguientes quince días de la recepción de la comunicación de la Comisión, y proceder a su reliquidación en la primera factura o boleta conforme a la vigencia señalada en el artículo anterior. La aplicación retroactiva de las reliquidaciones de precios se regirá por lo señalado en el Artículo 93° del presente reglamento, y su entrada en vigencia corresponderá a la fecha de la comunicación por parte de la Comisión. "</p> <p>Adicionalmente, se solicita incorporar al artículo 2° una definición para el concepto de Empresa Suministradora.</p>
26	GM Holdings S.A.	Artículo 110°	<p>Sobre el inciso primero, teniendo presente que la barra seleccionada en los últimos informes técnicos PNP ha sido Polpaico 220kV (el punto de oferta histórico), se solicita explicitar en el reglamento el criterio detrás de esta elección (o futuras), sobretodo teniendo en consideración que la Lic. 2025/01, por ejemplo, hay más de un punto de oferta.</p>	<p>Se solicita indicar un criterio para la seleccionar la barra a la que deberán referirse los precios de nudo promedio de energía de cada distribuidora para ser comparados.</p>
27	GM Holdings S.A.	Artículo 115°	<p>1) Sobre los literales a) y b) del inciso segundo, ¿los referidos volúmenes de energía facturados contemplan pérdidas, referenciación o algún otro factor?</p> <p>2) Sobre el literal c), cuando se indica que el Coordinador "deberá validar la información entregada", ¿se refiere a replicar los cálculos y/o corregirlos en caso que considere pertinente?</p> <p>3) Sobre los literales d) y e), ¿los saldos indicados en la última oración consideran algún tipo de interés?</p> <p>4) Sobre el literal k), se solicita explicitar qué tipo de</p>	<p>1) Se solicita aclarar si los referidos volúmenes de energía facturados contemplan pérdidas, referenciación o algún otro factor en el contexto de los literales a) y b).</p> <p>2) Se solicita aclaración sobre los alcances de la validación de la información entregada que realizará el Coordinador y que se incorpore en el texto, en el contexto del literal c).</p> <p>3) Se solicita indicar si los saldos referidos en los literales d) y e) consideran algún tipo de interés y cuál.</p> <p>4) Sobre el literal k), se solicita explicitar qué tipo de</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
			intereses y reajustes aplican para las reliquidaciones asociadas al Factor AR y Factor CD RGL.	intereses y reajustes aplican para las reliquidaciones asociadas al Factor AR y Factor CD RGL.
28	GM Holdings S.A.	Artículo 117º	En relación con los literales a) y b) del inciso segundo, ¿ambos literales incluyen la aplicación de algún factor de pérdidas, referenciación o modulación?	Se solicita aclarar si en los literales a) y b) del inciso segundo contemplan la aplicación de algún tipo de factor (pérdidas, referenciación o modulación).
29	GM Holdings S.A.	Artículo 118º	En el inciso segundo se indica que el déficit será reajustado con interés corriente para operación no reajustables e IPC. Dicha aplicación conjunta implica una doble contabilización del efecto inflación, lo que podría generar un sobreajuste financiero.	Se solicita corregir, de manera que el efecto inflacionario sea contabilizado una vez; esto es la aplicación del interés corriente para operaciones no reajustables sin reajuste de IPC o bien aplicar IPC cuando se use una tasa real o reajustable.
30	GM Holdings S.A.	Artículo 123º	En el inciso segundo, se asume que las asume que las diferencias siempre son a favor de las empresas generadoras, sin embargo, en el artículo siguiente menciona que pueden ser positivas o negativas.	Se solicita modificar la redacción de manera que se contemplen los casos favorables y desfavorables a las empresas generadoras.
31	GM Holdings S.A.	Artículo 124º	En el inciso cuarto, el límite de 10 fijaciones semestrales para rectificar retiros físicos es muy amplio, introduciendo incertidumbre.	Se solicita acotar el período para rectificar retiros físicos a 4 fijaciones semestrales.
32	GM Holdings S.A.	Artículo 127º	En el contexto del cálculo de las diferencias por compras y la consideración de reasignación de ingresos tarifarios del art. 114ºbis de la LGSE, no queda claro cómo se tratarán los casos en que las diferencias por compras se calculan antes que la reasignación de ingresos tarifarios.	Se solicita indicar cómo se considerarán los ingresos tarifarios reasignados posterior al cálculo de diferencias por compras.

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
33	GM Holdings S.A.	Artículo 128°	1) En el inciso primero, se solicita corregir la referencia al artículo 126°. 2) Por sentido del texto se solicita modificar la palabra "Cargo" por "Cargos" en el inciso segundo.	"Artículo 128°.- El Cargo por Armonización Tarifaria de cada Empresa Distribuidora y cada sistema de transmisión zonal calculado conforme al Artículo 126° del presente reglamento, será adicionado al Precio de Nudo Zonal de energía de la correspondiente Empresa Distribuidora para el sistema de transmisión zonal respectivo. Los Cargos por Armonización Tarifaria y las cuotas de diferencias por compras calculados por la Comisión de acuerdo a los artículos anteriores serán individualizados en los informes técnicos de Precios de Nudo Promedio semestrales a que se refieren el Artículo 130° y el Artículo 131° del presente reglamento, así como también en los decretos tarifarios que fijen los Precios de Nudo Promedio correspondientes a que se refiere el Artículo 134° del presente reglamento."
34	GM Holdings S.A.	Artículo 130°	En relación a las fechas establecidas para la comunicación de la CNE al Ministerio de Energía del informe definitivo PNP, no se indica el tratamiento aplicable si es se incumplen los plazos, considerando que su retraso genera efectos financieros y contables relevantes si por dicho motivo se atrasa finalmente la publicación del decreto PNP.	Se solicita indicar el tratamiento aplicable si se incumplen los plazos para que la CNE comunique el informe definitivo PNP al Ministerio de Energía.
35	GM Holdings S.A.	Artículo 133°	Considerando que la Comisión tiene alrededor de 1 mes para la elaboración del informe preliminar y la complejidad del mismo con todos sus archivos y antecedentes, se sugiere repensar y ampliar el plazo de observaciones.	Se sugiere repensar y ampliar el plazo de observaciones.

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
36	GM Holdings S.A.	Artículo 134°	En relación a las fechas establecidas para la publicación de los decretos tarifarios, no se indica el tratamiento aplicable si es que se incumplen los plazos, considerando que su retraso genera efectos financieros y contables relevantes.	Se solicita indicar el tratamiento aplicable si se incumplen los plazos de la publicación de los decretos tarifarios.
37	GM Holdings S.A.	Artículo Segundo Transitorio	Por sentido del texto, se solicita incorporar el término "la" luego de la frase "..., la Comisión podrá establecer nuevas metodologías, criterios o parámetros debidamente fundados, o mantener las que se encuentren vigentes en conformidad con...".	"Artículo Segundo.- Si los estudios que den origen a las metodologías, criterios o parámetros utilizados para la elaboración del informe a que hace referencia el Capítulo 10 del Título II no hubiesen sido publicados a la fecha de inicio del referido estudio, la Comisión podrá establecer nuevas metodologías, criterios o parámetros debidamente fundados, o mantener las que se encuentren vigentes en conformidad con la fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo vigente al momento de la publicación del presente reglamento en el Diario Oficial.
38	GM Holdings S.A.	Artículo Tercero y Cuarto Transitorio	Se solicita revisión y justificación de los plazos dispuestos para el inicio de los estudio del art. 48°, 50° y 55° a los que se refiere el artículo tercero, y 57° al que se refiere el artículo cuarto, de manera de comprender por qué no se pueden iniciar con una mayor antelación.	Se solicita revisión y justificación de los plazos dispuestos para el inicio de los estudio del art. 48°, 50°, 55° y 57°, de manera de comprender por qué no se pueden iniciar con una mayor antelación.
39	GM Holdings S.A.	Artículo Octavo Transitorio	El artículo parte indicando que se referirá al tratamiento de las reliquidaciones producto de la aplicación del artículo séptimo transitorio de la Ley 21.667. No obstante el procedimiento descrito hace referencia al Factor CD RGT.	Se solicita corregir de forma que se abarque el procedimiento del artículo séptimo transitorio.

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
1.	Atlas Renewable Energy SpA	2°	<p>Se dispone que: "cc) Precio Medio de Mercado: corresponde al cociente entre la suma de las facturaciones efectuadas por todos los suministros de energía y potencia a Clientes Libres y Empresas Distribuidoras indicados en el Artículo 69 y en el Artículo 70° del presente reglamento, debidamente reajustados según la variación que experimente el IPC, y el total de la energía asociada a dichos suministros, ambas ocurridas en el período de cuatro meses que culmina en el tercer mes anterior al establecido para la comunicación del informe técnico a que se refiere el Capítulo 11 del Título II del presente reglamento. Las referidas facturaciones deberán considerar los cargos a suministradores por retiros, en caso de que dichos cargos hayan sido directamente traspasados a sus clientes.". Al respecto, el artículo 167° de la LGSE establece: "El procedimiento de determinación y comparación de los Precios Medios de Mercado y Teórico será el siguiente: 1) A partir de los precios medios informados conforme a las letras d) y e) del artículo anterior, se calculará el Precio Medio de Mercado. Éste será determinado como el cuociente entre la suma de las facturaciones efectuadas por todos los suministros de energía y potencia a clientes libres y distribuidoras indicados en el artículo 166°, y el total de la energía asociada a dichos suministros, ambas ocurridas en el período de cuatro meses que culmina en el tercer mes anterior al establecido para la comunicación del informe técnico a que se refiere el artículo 169°; 2) A partir de la energía y potencia de los suministros efectuados a clientes libres y distribuidoras,</p>	<p>Se debe reemplazar la letra cc) por la siguiente: "cc) Precio Medio de Mercado: corresponde al cociente entre la suma de las facturaciones efectuadas por todos los suministros de energía y potencia a Clientes Libres y Empresas Distribuidoras, debidamente reajustados según la variación que experimente el IPC, y el total de la energía asociada a dichos suministros, ambas ocurridas en el período de cuatro meses que culmina en el tercer mes anterior al establecido para la comunicación del informe técnico a que se refiere el Capítulo 11 del Título II del presente reglamento. Para estos efectos, las señaladas facturaciones no deberán considerar cargos que no se encuentren representados en el Precio Medio Teórico, ni cargos sistémicos prorrateados por la energía o potencia suministrada, lo cual deberá quedar debidamente explicitado y justificado en el informe técnico definitivo al que se refiere el Capítulo 11 del presente Título.". </p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
			<p>informadas conforme al artículo 166º, se determinará el Precio Medio Teórico. Éste se calculará como el cuociente entre la facturación teórica, que resulta de valorar los suministros señalados a los precios de nudo de energía y potencia determinados por la Comisión, incluidos los cargos destinados a remunerar el sistema de transmisión nacional conforme señala el artículo 115º, en sus respectivos puntos de suministro y nivel de tensión, y el total de la energía asociada a estos suministros, ambas en el período de cuatro meses señalado en el número anterior;..." Como se aprecia, la LGSE dispone que, para el cálculo del Precio Medio de Mercado, debe emplearse la facturación a clientes libres y regulados por los suministros de energía y potencia. Asimismo, para el cálculo del Precio Medio Teórico, deben considerarse los precios de nudo de energía y potencia, incluyendo los cargos asociados a remunerar el sistema de transmisión nacional. De manera coherente, debe explicitarse, en la definición del Precio Medio de Mercado, de modo que la facturación que se considere debe corresponder a aquella relacionada con la energía, potencia y cargos de transmisión nacional. Lo anterior debe precisarse ya que, de lo contrario, varios de los conceptos que se incluyen en la facturación a los clientes, tales como los asociados a los costos sistémicos, podrían considerarse en el cálculo del Precio Medio de Mercado, sin que estén incluidos en el cálculo del Precio Medio Teórico. Adicionalmente, debe tenerse en cuenta que el Precio Medio de Mercado también se emplea para la determinación del Precio Estabilizado al cual</p>	

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
			<p>tienen derecho los medios de generación de pequeña escala, en conformidad con lo establecido en el artículo 149º de la LGSE y el Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala (MGPE), aprobado mediante Decreto N° 88-2019 del Ministerio de Energía. Si en la facturación a los clientes empleada para la determinación del precio medio de mercado se incluyen conceptos como los asociados a los costos sistémicos, se introduce una distorsión en la determinación del precio estabilizado al que se valorizan las inyecciones de los medios de generación de pequeña escala, al considerarse conceptos que no son representativos ni se relacionan de modo alguno con los costos marginales que se debe estabilizar, conforme mandata el señalado artículo de la LGSE. Es más, los generadores que abastecen contratos de suministro, si bien trasladan a clientes finales los pagos laterales que determina el Coordinador a prorrata de la energía o potencia consumida, deben luego pagar estos costos a los coordinados que prestan los servicios sistémicos (servicios complementarios, sobrecostos y reservas, entre otros, todos cobrados en proporción a la energía retirada de cada cliente). De esta forma, el considerar los pagos laterales en la formula del PMM genera una distorsión adicional al Precio Estabilizado, que promueve un enriquecimiento sin causa en favor de los MGPE, pues los MGPE adscritos el Precio Estabilizado no concurren a pagar estos costos al no tener retiros asociados al Precio Estabilizado.</p>	

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
2	Atlas Renewable Energy SpA	2°	<p>Se dispone que: "dd) Precios de Nudo Zonales o Precios en Nivel de Distribución: precios que se definirán para todos los sistemas zonales de generación-transporte desde los cuales se efectúe el suministro. Los Precios de Nudo Zonales tendrán dos componentes: precio de la energía y precio de la potencia de punta. Los Precios de Nudo Zonales de energía considerarán la aplicación de los ajustes contemplados en la legislación vigente". Por otra parte en el artículo 10°, se distinguen 4 niveles de precios: "1. Precios a Nivel de Generación-transporte. Estos precios se denominarán 'precios de nudo' y se definirán para todas las subestaciones de generación-transporte desde las cuales se efectúe el suministro. Los precios de nudo tendrán dos componentes: precio de la energía y precio de la potencia de punta; 2. Precios a Nivel de Distribución. Estos precios se determinarán sobre la base de la suma del precio de nudo, establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, de un valor agregado por concepto de costos de distribución y de los cargos señalados en los Artículos 115°, 116° y 212°-13 de la Ley; 3. Precios de Nudo Zonales; y, 4. Precios Traspasables. "Como se aprecia en los números 2 y 3 del artículo 10° se hace referencia a los precios en nivel de distribución y a los precios de nudos zonales, como dos precios distintos, mientras que en la definición de la letra dd) del artículo 2° se confunden como si fueran un mismo precio. Se debe corregir la definición contenida en la letra dd) de este artículo.</p>	<p>Se debe reemplazar la letra dd) por la siguiente: "dd) Precios de Nudo Zonales: precios que se definirán para todos los sistemas zonales de generación-transporte desde los cuales se efectúe el suministro. Los Precios de Nudo Zonales tendrán dos componentes: precio de la energía y precio de la potencia de punta. Los Precios de Nudo Zonales de energía considerarán la aplicación de los ajustes contemplados en la legislación vigente".</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
3.	Atlas Renewable Energy SpA	30°	<p>Se dispone que:</p> <p>“Para efectos del proceso de fijación del Precio de Nudo de Corto Plazo, la Comisión podrá solicitar al Coordinador, en los formatos y fechas que aquella establezca, un informe requiriendo antecedentes respecto de las centrales hidroeléctricas y de las condiciones hidrológicas del Sistema Eléctrico Nacional, tales como:</p> <p>...</p> <p>c) Acuerdos operacionales aplicables a los convenios de riego...”.</p> <p>Al respecto, se debe precisar que los acuerdos operacionales a los que se refiere la letra c) deben ser debidamente acreditados.</p>	<p>Se debe reemplazar la letra c) por la siguiente:</p> <p>“c) Acuerdos operacionales aplicables a los convenios de riego, los cuales, para efectos de ser considerados, deben ser debidamente acreditados”.</p>
4.	Atlas Renewable Energy SpA	36°	<p>Se dispone que:</p> <p>“... el Coordinador deberá enviar a la Comisión, a más tardar el 23 de abril y el 24 de octubre, o al siguiente día hábil, si éste fuera feriado...”.</p> <p>De lo anterior, se concluye que el envío que debe hacer el Coordinador a la Comisión debe efectuarse en los días que se señala, aunque estos sean días no hábiles, en la medida en que no sean feriados.</p> <p>Se debe postergar el plazo de entrega siempre que los días 23 de abril y/o 24 de octubre sean días no hábiles.</p>	<p>Se debe reemplazar el texto señalado por el siguiente:</p> <p>“... el Coordinador deberá enviar a la Comisión, a más tardar el 23 de abril y el 24 de octubre, o al siguiente día hábil, si éste fuere inhábil...”.</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
5.	Atlas Renewable Energy SpA	52°	<p>Se establece que los subsistemas eléctricos definidos por la Comisión a los que hace referencia el Párrafo 9 del Capítulo 2 del presente Título serán determinados sobre la base de un estudio de subsistemas eléctricos, el cual se realizará, a más tardar, cada 4 años, y de forma coordinada con el estudio de periodo de control de punta al que hace referencia el Decreto Nº 62-2006 del Ministerio de Energía. Al respecto, no se considera una instancia de presentación de observaciones por parte de los coordinados.</p>	<p>Se debe agregar los siguientes incisos finales: "La Comisión notificará al Coordinador y a los Coordinados, y publicará en su sitio web, a más tardar el día hábil siguiente a dicha notificación, el estudio a que se refiere este artículo. Los Coordinados, así como el Coordinador, deberán enviar sus observaciones a la Comisión en un plazo no superior a 15 días, contado desde la publicación del referido estudio en el sitio web de la Comisión. Esta última deberá analizar las observaciones recibidas, las que podrá aceptar o rechazar, total o parcialmente, y deberá publicar en su sitio web, dentro de los 30 días siguientes a la recepción de estas, una versión definitiva del estudio junto con la respuesta a las observaciones recibidas".</p>
6.	Atlas Renewable Energy SpA	67°	<p>En relación con los factores de modulación, se establece que:</p> <p>"Dichos factores se calcularán para cada barra del sistema de transmisión nacional, considerando como referencia una única barra de una subestación denominada 'Subestación Básica de Energía y Potencia', que permita representar el comportamiento del sistema eléctrico. Adicionalmente, los factores se calcularán a partir de los resultados de la simulación en los primeros meses de operación, con un mínimo de veinticuatro y un máximo de cuarenta y ocho meses, considerando todos los bloques de tiempo usados en la modelación de la demanda eléctrica."</p> <p>Considerando que los factores de modulación tienen por objetivo esencial representar los precios de los contratos de suministro en barras de compra distintas a las barras</p>	<p>Se debe reemplazar por lo siguiente:</p> <p>"Dichos factores se calcularán para cada barra del sistema de transmisión nacional, considerando como referencia una única barra de una subestación denominada 'Subestación Básica de Energía y Potencia', que permita representar el comportamiento del sistema eléctrico. Adicionalmente, los factores se calcularán a partir de los resultados de la simulación en los primeros meses de operación, con un mínimo de doce y un máximo de veinticuatro, considerando todos los bloques de tiempo usados en la modelación de la demanda eléctrica."</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
			de oferta -siendo para ello fundamental que permitan reflejar de la mejor manera las diferencias de los costos marginales en dichas barras- y que tienen vigencia semestral, es necesario reducir el período definido para su determinación.	
7.	Atlas Renewable Energy SpA	68°	<p>Se establece que:</p> <p>“...Se entenderá por Precio Medio de Mercado al cociente entre la suma de las facturaciones efectuadas por todos los suministros de energía y potencia a Clientes Libres y Empresas Distribuidoras, y el total de la energía asociada a dichos suministros, ambos ocurridos en el período de cuatro meses que culmina con el tercer mes anterior al establecido para la comunicación del informe técnico a que se refiere el Capítulo 11 del presente Título.”</p> <p>Ver observación N° 1.</p>	<p>Se debe complementar el texto de la siguiente manera:</p> <p>“Se entenderá por Precio Medio de Mercado al cociente entre la suma de las facturaciones efectuadas por todos los suministros de energía y potencia a Clientes Libres y Empresas Distribuidoras, y el total de la energía asociada a dichos suministros, ambos ocurridos en el período de cuatro meses que culmina con el tercer mes anterior al establecido para la comunicación del informe técnico a que se refiere el Capítulo 11 del presente Título. Para estos efectos, las señaladas facturaciones no deberán considerar cargos que no se encuentren representados en el Precio Medio Teórico, ni cargos sistémicos prorrateados por la energía o potencia suministrada, lo cual deberá quedar debidamente explicitado y justificado en el informe técnico definitivo al que se refiere el Capítulo 11 del presente Título.”.</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
8.	Atlas Renewable Energy SpA	78°	<p>Se establece que: "La comparación a la que se refiere el artículo precedente deberá realizarse resguardándose la debida coherencia entre el Precio Medio de Mercado y el Precio Medio Teórico. Para ello, y únicamente para efectos de la referida comparación, se deberán:a) Descontar del Precio Medio de Mercado todos aquellos cargos que no se encuentren representados en el Precio Medio Teórico, lo cual deberá quedar debidamente explicitado y justificado en el informe técnico definitivo al que se refiere el Capítulo 11 del presente Título; y,b) Adicionar al Precio Medio de Mercado los cargos destinados a remunerar los sistemas de transmisión. Con todo, respecto de la comparación dispuesta en el artículo anterior, ninguno de los referidos precios deberá considerar las compensaciones a las cuales diera origen el mecanismo de estabilización de precios establecido en el artículo 149° de la Ley." Ver Observación N° 1</p>	<p>En caso de acogerse la Observación N° 1, se debe eliminar el artículo 78°.En caso contrario, se debe corregir de la siguiente forma:"La comparación a la que se refiere el artículo precedente deberá realizarse resguardándose la debida coherencia entre el Precio Medio de Mercado y el Precio Medio Teórico. Para ello, y únicamente para efectos de la referida comparación, se deberán:a) Descontar del Precio Medio de Mercado todos aquellos cargos que no se encuentren representados en el Precio Medio Teórico, lo cual deberá quedar debidamente explicitado y justificado en el informe técnico definitivo al que se refiere el Capítulo 11 del presente Título; y,b) Adicionar al Precio Medio de Mercado los cargos destinados a remunerar los sistemas de transmisión. Con todo, respecto de la comparación dispuesta en el artículo anterior, ninguno de los referidos precios deberá considerar las compensaciones a las cuales diera origen el mecanismo de estabilización de precios establecido en el artículo 149° de la Ley.Estos mismos ajustes deberán aplicarse al Precio Medio de Mercado, para efectos de la aplicación del artículo 21° del Decreto N° 88-2019 del Ministerio de Energía.".</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
9.	Atlas Renewable Energy SpA	99°	<p>Se establece que, a más tardar cada 4 años, la Comisión deberá establecer los costos de inversión, costos fijos y costos variables de operación de la unidad de punta en los respectivos subsistemas eléctricos definidos de conformidad con el Párrafo 9 del Capítulo 2.</p> <p>Al respecto, no se considera una instancia de presentación de observaciones por parte de los coordinados.</p>	<p>Se debe agregar los siguientes incisos finales: “La Comisión notificará al Coordinador y a los Coordinados, y publicará en su sitio web, a más tardar el día hábil siguiente a dicha notificación, el estudio a que se refiere este artículo.</p> <p>Los Coordinados, así como el Coordinador, deberán enviar sus observaciones a la Comisión en un plazo no superior a 15 días, contado desde la publicación del referido estudio en el sitio web de la Comisión. Esta última deberá analizar las observaciones recibidas, las que podrá aceptar o rechazar, total o parcialmente, y deberá publicar en su sitio web, dentro de los 30 días siguientes a la recepción de estas, una versión definitiva del estudio junto con la respuesta a las observaciones recibidas.”.</p>
10.	Atlas Renewable Energy SpA	Tercero Transitorio	<p>En el artículo 99° se señala que la Comisión debe establecer, cada 4 años, los costos de inversión, costos fijos y costos variables de operación de la unidad de punta en los respectivos subsistemas eléctricos definidos de conformidad con el Párrafo 9 del Capítulo 2.</p> <p>Al respecto, no se dispone cuándo deberá emitirse el primero de dichos informes o estudios, ni fija un punto de referencia temporal para el inicio de los ciclos sucesivos.</p>	<p>Se debe reemplazar el artículo tercero transitorio por el siguiente:</p> <p>“Los estudios a que hacen referencia los Artículo 95°, Artículo 99°, Artículo 50° y Artículo 55° del presente reglamento deberán iniciarse en un plazo no superior a 18 meses desde la publicación del presente reglamento en el Diario Oficial.”</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
1	AGR AG	2	<p>La definición propuesta para el Precio Medio de Mercado en la letra cc) señala que: "Las referidas facturaciones deberán considerar los cargos a suministradores por retiros, en caso de que dichos cargos hayan sido directamente traspasados a sus clientes." Esta redacción no es coherente con lo establecido en los artículos 166 y 167 de la LGSE, que disponen que: Para el cálculo del Precio Medio de Mercado (PMM) se consideran las facturaciones por los suministros de energía y potencia a clientes libres y distribuidoras, a precios libres y a precio nudo de largo plazo, según corresponda; y Para el cálculo del Precio Medio Teórico (PMT) se valoran esos mismos suministros a los precios de nudo de energía y potencia, incluyendo los cargos destinados a remunerar el sistema de transmisión nacional. De la interpretación sistemática de estos artículos se desprende que el PMM debe construirse comparando la facturación por energía y potencia de dichos contratos con el valor teórico obtenido a precios de nudo, incluyendo únicamente los cargos de transmisión nacional que forman parte del PMT. En consecuencia, no corresponde incorporar pagos laterales ni otros costos sistémicos (servicios complementarios, sobrecostos, reservas, etc.) dentro de la facturación considerada para el PMM, aun cuando hayan sido traspasados comercialmente a los clientes. Incluir estos cargos en la definición reglamentaria del PMM genera varias distorsiones: 1. Desalineación con la LGSE: se amplía artificialmente el universo de conceptos que participan en el cálculo del</p>	<p>cc) Precio Medio de Mercado: corresponde al cociente entre la suma de las facturaciones efectuadas por todos los suministros de energía y potencia a Clientes Libres y Empresas Distribuidoras indicados en los artículos 69 y 70 del presente reglamento, debidamente reajustadas según la variación que experimente el Índice de Precios al Consumidor, y el total de la energía asociada a dichos suministros, ambas ocurridas en el período de cuatro meses que culmina en el tercer mes anterior al establecido para la comunicación del informe técnico a que se refiere el Capítulo 11 del Título II del presente reglamento. Para estos efectos, dichas facturaciones solo deberán considerar los componentes de energía, potencia y los cargos por uso del sistema de transmisión nacional que sean coherentes con el cálculo del Precio Medio Teórico, y no deberán incluir cargos que no se encuentren representados en dicho precio, ni pagos laterales ni otros cargos sistémicos prorrteados en función de la energía o potencia suministrada, lo cual deberá quedar debidamente explicitado y justificado en el informe técnico definitivo al que se refiere el Capítulo 11 del presente Título.</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
			<p>PMM respecto de lo previsto en los artículos 166 y 167, incorporando costos que no forman parte del cálculo del PMT.2. Inconsistencia en el mecanismo de estabilización: el artículo 149 de la LGSE y el Decreto N.º 88-2019 (Reglamento de Medios de Generación de Pequeña Escala, MGPE) utilizan el PMM para determinar el Precio Estabilizado aplicable a los MGPE. Si en el PMM se incluyen costos sistémicos y pagos laterales que no están presentes en el PMT ni reflejan costos marginales, se distorsiona el precio estabilizado respecto del objetivo legal de estabilizar costos marginales.3. Riesgo de doble cobro y enriquecimiento sin causa para MGPE acogidos a Precio Estabilizado: En general, los generadores que suministran energía trasladan a sus clientes los pagos laterales y otros costos sistémicos, pero posteriormente deben concurrir a pagar esos mismos costos a los proveedores de dichos servicios. En cambio, los MGPE acogidos al Precio Estabilizado, indexado al PMM, no participan en esos pagos por no tener retiros asociados, por lo que incluir dichos cargos en el PMM implica que se beneficien de un precio estabilizado sobrevalorado por costos que ellos no asumen, generando un potencial enriquecimiento sin causa y una señal económica distorsionada. Por las razones expuestas, no es jurídicamente ni económico consistente que el reglamento obligue a considerar “los cargos a suministradores por retiros” dentro de la facturación usada para el cálculo del PMM.</p>	

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
2	AGR AG	2	<p>Se dispone que: "dd) Precios de Nudo Zonales o Precios en Nivel de Distribución: precios que se definirán para todos los sistemas zonales de generación-transporte desde los cuales se efectúe el suministro. Los Precios de Nudo Zonales tendrán dos componentes: precio de la energía y precio de la potencia de punta. Los Precios de Nudo Zonales de energía considerarán la aplicación de los ajustes contemplados en la legislación vigente". Por otra parte en el artículo 10°, se distinguen 4 niveles de precios: "1. Precios a Nivel de Generación-transporte. Estos precios se denominarán 'precios de nudo' y se definirán para todas las subestaciones de generación-transporte desde las cuales se efectúe el suministro. Los precios de nudo tendrán dos componentes: precio de la energía y precio de la potencia de punta; 2. Precios a Nivel de Distribución. Estos precios se determinarán sobre la base de la suma del precio de nudo, establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, de un valor agregado por concepto de costos de distribución y de los cargos señalados en los Artículos 115°, 116° y 212°-13 de la Ley; 3. Precios de Nudo Zonales; y, 4. Precios Traspasables." Como se aprecia en los números 2 y 3 del artículo 10° se hace referencia a los precios en nivel de distribución y a los precios de nudos zonales, como dos precios distintos, mientras que en la definición de la letra dd) del artículo 2° se confunden como si fueran un mismo precio. Se debe corregir la definición contenida en la letra dd) de este artículo.</p>	<p>Se debe reemplazar la letra dd) por la siguiente: "dd) Precios de Nudo Zonales: precios que se definirán para todos los sistemas zonales de generación-transporte desde los cuales se efectúe el suministro. Los Precios de Nudo Zonales tendrán dos componentes: precio de la energía y precio de la potencia de punta. Los Precios de Nudo Zonales de energía considerarán la aplicación de los ajustes contemplados en la legislación vigente".</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
3	AGR AG	2	<p>Se observan los siguientes aspectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> -Literal n) Hace referencia al Artículo 72°-17 de la Ley, correspondiente a declaración en construcción y no al concepto "unidad generadora" -Literal t) Hace referencia al IPC, más no incluye mención en caso de que dicho índice sea reemplazado. -Literal y) La definición indicada, en su redacción actual, no permite que la unidad de punta pueda corresponder a un Sistema de Almacenamiento. -Literal cc) Uso de IPC, sin hacer mención en caso de que se modifique dicho índice. -Literal nn) Falta indicar "o la institución que lo reemplace" 	Revisar y corregir según corresponda, de acuerdo con lo observado.
4	AGR AG	2	<p>En el Literal ee) Se hace mención al concepto "Precios Traspasables", no obstante dicho concepto no es debidamente definido a lo largo del Reglamento. En efecto, se hace mención de dicho concepto, pero en ningún artículo se indica que lo compone.</p>	Corregir la definición y/o los artículos que corresponda, de manera tal que el concepto indicado quede adecuadamente referenciado en el cuerpo del texto, tanto en su definición como en su modo de cálculo.
5	AGR AG	2	<p>En el cuerpo del Reglamento se utilizan las siguientes conceptos que no se encuentran definidos:</p> <p>Punta de Venta, Punto de Suministro, Subestación de Generación-Transporte, Subestación Primaria/Subestación Primaria de Distribución, Decretos Tarifarios.</p>	Se solicita incorporar las definiciones para los conceptos observados.
6	AGR AG	9	<p>La redacción del artículo 9°, podría comprenderse como un conjunto de condiciones copulativas para poder acceder a precios libres.</p>	"[...], y, por tanto, no se les aplicarán los precios regulados en este reglamento cuando ocurra alguna de las siguientes circunstancias: "

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
7	AGR AG	10	<p>La definición indicada en el numeral 2 "Precios a Nivel de Distribución" resulta muy similar a la del Artículo 2, literal dd) Precios de Nudo Zonales o "Precios EN nivel de Distribución", que corresponde a la mencionada en el numeral 3. Atendida la claridad que debiese tener el cuerpo regulatorio, se solicita que se adecúe alguna de ambas definiciones, para evitar ambigüedades en el cuerpo regulatorio. Adicionalmente, se requiere incorporar la definición del concepto "Subestación de Generación-Transporte", utilizada en el numeral 1.</p>	<p>Eliminar el concepto de "Precios EN Nivel de Distribución" del artículo 2º, puesto que no se utiliza en el cuerpo regulatorio. Adicionalmente, en el mismo Artículo 2º, incorporar la definición de Subestación de Generación-Transporte.</p>
8	AGR AG	15	<p>El artículo no especifica la metodología de modelación requerida. Se recomienda explicitar que el modelo de simulación del sistema eléctrico debe incluir una formulación de Unit Commitment, que considere condiciones operativas reales.</p>	<p>Agregar al final del artículo: 'La modelación deberá basarse en un modelo de operación económica formulado como un problema de Unit Commitment, que represente adecuadamente las condiciones operativas reales de las unidades generadoras, incluyendo mínimos técnicos, rampas de variación, tiempos mínimos de encendido y apagado, y restricciones de disponibilidad. El modelo y software utilizados deberán ser transparentes y consistentes con la metodología empleada por el Coordinador Eléctrico Nacional para su programación diaria.'</p>
9	AGR AG	18	<p>El artículo define el horizonte de simulación pero no las características técnicas mínimas del modelo. Debe precisarse que el horizonte temporal debe ser compatible con la resolución horaria propia de un modelo Unit Commitment.</p>	<p>Agregar al final del artículo: 'La simulación deberá realizarse con una resolución temporal compatible con la formulación Unit Commitment (al menos horaria), de modo de representar de manera realista las restricciones operativas de las unidades y los perfiles horarios de la demanda y generación renovable.'</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
0	AGR AG	19	<p>Este artículo indica que el horizonte de simulación se subdividirá en etapas que podrán considerar distintas resoluciones temporales y bloques de tiempo. El artículo entrega total libertad a la CNE para que defina tanto las etapas que utilizará como los bloques de tiempo, pero no entrega exigencias mínimas que sean consistentes con el uso que se le dará al PNCP. Armonizando las observaciones de este artículo con las observaciones a los artículos 63) y 67), el primer año del horizonte de simulación debe tener una granularidad horaria y un nivel de detalle mayor que el resto del horizonte de simulación, dado que será utilizado tanto para el cálculo del precio básico de la energía como para los factores de modulación.</p>	<p>Artículo 19º.- El horizonte de simulación al que hace referencia el artículo precedente estará constituido por etapas que podrán ser modeladas con distintas resoluciones temporales. A su vez, dentro de cada etapa, se podrá considerar una subdivisión que refleje una adecuada modelación en bloques de tiempo, de aquellas variables que así lo requieran, tales como la demanda eléctrica, los perfiles de generación de centrales de energías renovables variables, sistemas de almacenamiento, entre otros. El primer año del horizonte de simulación deberá considerar una granularidad horaria, mientras que el resto del horizonte será definido y justificado en los informes técnicos correspondientes.</p>
0	AGR AG	25	<p>Se indica que las fuentes de información deben ser de libre acceso y únicas. No obstante, no queda claro el alcance de la palabra "únicas" en el contexto en cuestión. En caso de que se refieran a fuentes comunes para todos los combustibles se solicita utilizar dicho adjetivo.</p>	<p>"[...] De todas formas, la Comisión debe propender a que las fuentes de información utilizadas sean de libre acceso y comunes para todos los combustibles considerados en la proyección." En caso contrario, que no sea el sentido deseado, se solicita mejorar la redacción para que quede claro a que se refiere con "fuente única".</p>
0	AGR AG	36	<p>Se dispone que: "… el Coordinador deberá enviar a la Comisión, a más tardar el 23 de abril y el 24 de octubre, o al siguiente día hábil, si éste fuera feriado…".</p> <p>De lo anterior, se concluye que el envío que debe hacer el Coordinador a la Comisión debe efectuarse en los días que se señala, aunque estos sean días no hábiles, en la medida en que no sean feriados.</p>	<p>Se debe reemplazar el texto señalado por el siguiente: "… el Coordinador deberá enviar a la Comisión, a más tardar el 23 de abril y el 24 de octubre, o al siguiente día hábil, si éste fuere inhábil…".</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
			Se debe postergar el plazo de entrega siempre que los días 23 de abril y/o 24 de octubre sean días no hábiles.	
0	AGR AG	36	Se requieren ciertas precisiones en la información a remitir por el Coordinador, en atención que, dichas variables podrían no ser obtenibles en el caso de instalaciones declaradas en construcción, salvo a nivel estimativo, y adicionalmente se requiere incorporar otras variables no incluidas en lo referente a los sistemas de almacenamiento (a lo menos, la potencia y si se encuentra "híbrido" con alguna central).	Se solicita complementar el Artículo en los siguientes términos:a) [...] respecto de las instalaciones de generación y sistemas de almacenamiento del sistema eléctrico, existentes y declaradas en construcción a dicha fecha, las que deberán incluir, al menos [...] "b) 1-b- Costos variables combustibles, costos variables no combustibles y rendimientos o consumos específicos, estimados para aquellas centrales declaradas en construcción por la Comisión; c) 2-a- Niveles máximos y mínimos de agua en los embalses;d) Nuevo 3-c- Potencia máxima de inyección en MW.e) Nuevo 3-d- Central híbrida asociada.
0	AGR AG	37	Actualmente se deja a discreción de la CNE la determinación de modelos y supuestos. Debe establecerse un estándar metodológico mínimo obligatorio.	Modificar el segundo párrafo del artículo para incluir: 'La Comisión deberá utilizar un modelo de operación económica del sistema basado en una formulación Unit Commitment, que incorpore las restricciones técnicas y operacionales relevantes del parque generador. El tipo de modelo y software empleados deberán ser sujetos de observaciones por parte de los interesados y podrán ser objetados ante la Contraloría General de la República en

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
				caso de desviarse de los requisitos mínimos establecidos.'
0	AGR AG	41	En el artículo no se indica la manera en la que se ponderarán los resultados del Estudio de Costos referido en el Artículo 40°, y las estadísticas de Proyectos en Estudio indicado en el Artículo 41°.	Incorporar un inciso final indicando: "La Comisión deberá indicar en el informe al que hace referencia el Artículo 39°, la forma en la que serán ponderados los resultados de las fuentes indicada en el este artículo y el artículo precedente."
0	AGR AG	43	No se indica plazo para la elaboración del Informe Técnico Definitivo de Subsistemas Eléctricos, una vez recibidas las observaciones al mismo.	Finalmente, la Comisión deberá elaborar un informe definitivo de subsistemas eléctricos en un plazo de 30 días, aceptando total o parcialmente, o rechazando fundadamente las observaciones recibidas [...]
0	AGR AG	44	Los plazos indicados en el articulado no toman en consideración eventuales demoras o retrasos que podría tener la emisión del Informe Definitivo de Subsistemas Eléctricos. Dado lo anterior, resulta recomendable incorporar un inciso que permita la actualización excepcional de la definición de subsistemas en el segundo semestre en caso que dicho informe no alcance a estar disponible para un primer semestre.	Incorporar un inciso final indicando que en caso que el Informe Técnico Definitivo al que hace referencia el Artículo 43° se publique en el periodo que medie entre la emisión del Informe Técnico Definitivo del primer semestre y el inicio del cálculo de la Fijación del segundo semestre, excepcionalmente la primera actualización de subsistemas eléctricos podrá efectuarse en el segundo semestre.
0	AGR AG	45	El articulado no especifica que efectuar en caso que algún costo o índice deje de estar disponible.	Incorporar un inciso final: "En caso de que un costo o índice deje de estar disponible, la Comisión podrá adoptar las medidas que estime pertinentes para la adecuada representación de las variables dependientes de dichos costos o índices. Dichas medidas adoptadas

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
				deberán quedar incorporadas en el Informe al que hace referencia el Capítulo 10 del Título II."
0	AGR AG	52	<p>Se establece que los subsistemas eléctricos definidos por la Comisión a los que hace referencia el Párrafo 9 del Capítulo 2 del presente Título serán determinados sobre la base de un estudio de subsistemas eléctricos, el cual se realizará, a más tardar, cada 4 años, y de forma coordinada con el estudio de periodo de control de punta al que hace referencia el Decreto Nº 62-2006 del Ministerio de Energía.</p> <p>Al respecto, no se considera una instancia de presentación de observaciones por parte de los coordinados.</p>	<p>Se debe agregar los siguientes incisos finales: "La Comisión notificará al Coordinador y a los Coordinados, y publicará en su sitio web, a más tardar el día hábil siguiente a dicha notificación, el estudio a que se refiere este artículo.</p> <p>Los Coordinados, así como el Coordinador, deberán enviar sus observaciones a la Comisión en un plazo no superior a 15 días, contado desde la publicación del referido estudio en el sitio web de la Comisión. Esta última deberá analizar las observaciones recibidas, las que podrá aceptar o rechazar, total o parcialmente, y deberá publicar en su sitio web, dentro de los 30 días siguientes a la recepción de estas, una versión definitiva del estudio junto con la respuesta a las observaciones recibidas."</p>
0	AGR AG	52	<p>El Estudio de subsistemas eléctricos no considera una instancia de observaciones por parte de los Coordinados. Por otra parte, se requiere precisar que en dicho estudio adicionalmente a los subsistemas y a los factores de carga, se deberá establecer la ubicación del centro de carga del sistema para todo el horizonte del estudio.</p>	<p>Incorporar un inciso estableciendo plazos para la emisión de un Informe Preliminar, un Periodo de Observaciones (15 días hábiles) y un plazo para la emisión de un Informe Definitivo (30 días). Por su parte, en lo referente al punto complementario: "..."</p> <p>Asimismo, en dicho estudio se deberán determinar los factores de carga del Sistema Eléctrico Nacional y de sus respectivos subsistemas, así como también el centro de carga de los mismos para todo el horizonte del estudio."</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
0	AGR AG	57	El inciso segundo establece que la Comisión podrá no realizar el referido estudio siempre que lo estime pertinente y de manera fundada. No obstante lo anterior, no establece un límite de veces que podrá hacerse esto, por lo cual podría llegarse al absurdo que el estudio se desarrolle una única vez. Atendido lo anterior, se requiere poner un límite a la cantidad de veces que puede ejecutarse esta postergación.	Incorporar un tercer inciso: "En caso de que la Comisión no efectúe el Estudio de cargos por energía reactiva durante un determinado periodo, se encontrará obligada a realizarlo durante el periodo siguiente, no pudiendo ejercer la facultad del inciso segundo"
0	AGR AG	59	En virtud de que el Horizonte de Simulación asociado al problema de definición del Programa de Obras indicativo podría diferir del Horizonte asociado a las simulaciones asociadas a la determinación del Precio de Nudo de Corto Plazo, se hace necesario incorporar la precisión que el Horizonte de simulación será el mismo definido en el artículo 18°.	[....] administración y racionamiento, durante el horizonte de simulación indicado en el artículo 18°.
0	AGR AG	60	El artículo establece que la elaboración del Programa de Obras podrá considerar múltiples escenarios de evaluación. No obstante lo anterior, no hace referencia al resultado, el cual debiese ser un único Programa de Obras a utilizar en la Determinación del Precio de Nudo de Corto Plazo.	Incorporar un nuevo inciso indicando: "Con todo, de los análisis realizados, el Programa de Obras indicativo a utilizar a efectos de incorporarlo en la determinación de Precios de Nudo de Corto Plazo, deberá ser único"
0	AGR AG	60	Debe precisarse que los modelos multinodales y multiembalse deben incorporar explícitamente la formulación Unit Commitment para garantizar la coherencia con los modelos del Coordinador Eléctrico Nacional.	Agregar al final del artículo: 'El software o modelo de simulación deberá incluir una formulación de Unit Commitment multinodal y multiembalse, capaz de representar la operación real del sistema en términos de mínimos técnicos, rampas, tiempos mínimos de encendido y apagado, y disponibilidad de recursos, de acuerdo con las prácticas del Coordinador Eléctrico Nacional.'

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
0	AGR AG	63	<p>El precio básico de la energía considera un periodo de cálculo que es excesivamente largo, entre 24 y 48 meses es un periodo que presenta incertidumbre en cuanto a las variables hidrológicas, a los proyectos de transmisión y generación provistos de entrar en operación, y además distorsiona la visión de los precios spot en el corto plazo. Para un informe que se publica de manera semestral, no existe justificación para abarcar un periodo tan largo. Se propone que para efectos del cálculo del precio básico de la energía, se utilice el primer año del horizonte de simulación, el cual a su vez presentaría un mayor grado de detalle al considerar granularidad horaria.</p>	<p>Artículo 63: Inciso 3.</p> <p>Para efectos de lo señalado en el inciso precedente, se utilizarán los costos marginales esperados de los primeros meses de operación, equivalente a 12 meses con un mínimo de veinticuatro y un máximo de cuarenta y ocho meses, considerando todos los bloques de tiempo usados en la modelación de la demanda eléctrica.</p>
0	AGR AG	67	<p>En el artículo 67º se define el concepto "Subestación Básica de Energía y Potencia" como aquella subestación de referencia a partir de la cual se calcularán los factores de modulación. No obstante lo anterior, dicha denominación podría inducir a confusión con otros conceptos como por ejemplo "Subestación Básica de Potencia". Atendido lo anterior, se sugiere adoptar otra denominación, como podría ser "Subestación Referencia de Modulación".</p> <p>Es importante destacar que a la fecha el concepto "Subestación Básica de Potencia" se utiliza para definir la subestación que se utiliza para luego determinar los factores de penalización.</p>	Modificar denominación de "Subestación Básica de Energía y Potencia" por "Subestación Referencia de Modulación".

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
0	AGR AG	67	<p>El horizonte de simulación propuesto (entre 24 y 48 meses) no resulta coherente con el propósito de los factores de modulación, que es reflejar condiciones actuales del sistema para trasladar precios de energía desde la barra de oferta a los puntos de compra. Al extender la proyección más allá de 12 meses, se incrementa la sensibilidad a supuestos inciertos como la hidrología futura y la entrada en operación de obras de transmisión y generación, generando un sesgo respecto de las condiciones efectivamente observadas en el mercado.</p>	<p>Sustituir el segundo inciso del artículo por el siguiente texto: 'Los factores de modulación se calcularán utilizando una ventana fija de veinticuatro (24) meses, compuesta por doce (12) meses históricos y doce (12) meses proyectados, de manera que reflejen adecuadamente las condiciones actuales del sistema eléctrico. Esta metodología permitirá capturar las variaciones recientes en precios y flujos de energía, evitando dependencias excesivas de proyecciones de obras futuras o condiciones hidrológicas inciertas.'</p>
0	AGR AG	68	<p>Se establece que: "...Se entenderá por Precio Medio de Mercado al cociente entre la suma de las facturaciones efectuadas por todos los suministros de energía y potencia a Clientes Libres y Empresas Distribuidoras, y el total de la energía asociada a dichos suministros, ambos ocurridos en el periodo de cuatro meses que culmina con el tercer mes anterior al establecido para la comunicación del informe técnico a que se refiere el Capítulo 11 del presente Título." Ver observación N° 1.</p>	<p>Se debe complementar el texto de la siguiente manera: "Se entenderá por Precio Medio de Mercado al cociente entre la suma de las facturaciones efectuadas por todos los suministros de energía y potencia a Clientes Libres y Empresas Distribuidoras, y el total de la energía asociada a dichos suministros, ambos ocurridos en el periodo de cuatro meses que culmina con el tercer mes anterior al establecido para la comunicación del informe técnico a que se refiere el Capítulo 11 del presente Título. Para estos efectos, las señaladas facturaciones no deberán considerar cargos que no se encuentren representados en el Precio Medio Teórico, ni cargos sistémicos prorrateados por la energía o potencia suministrada, lo cual deberá quedar debidamente explicitado y justificado en el informe técnico definitivo al que se refiere el Capítulo 11 del presente Título. "</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
0	AGR AG	71	<p>La referida disposición hace referencia a cargos exclusivos a los Clientes Libres. No obstante lo anterior, por simetría regulatoria para el cálculo del Precio Medio de Mercado, dichos cargos tampoco debiesen ser considerados para los Clientes Regulados.</p> <p>Por su parte, también debiese incorporarse que no debe ser incluido ningún cargo asociado a certificación del origen de la generación ("Certificación ERNC").</p>	<p>Modificar el artículo de la siguiente manera: "[...] no pudiendo incluir el cobro o pago por parte de los Clientes Libres de los siguientes ítems:"</p> <p>Por su parte, en lo referente a los cargos, incorporar un numeral j) Cargos asociados a la certificación del origen de la generación.</p>
0	AGR AG	71	<p>En el artículo no se indica el modo mediante el cual se determinará la "Subestación Básica de Ajuste de Banda", y su cálculo en caso de que existan subsistemas eléctricos. Asimismo, debe hacerse la precisión sobre el factor de carga fc a utilizar, el cual debería ser referido a la "Subestación Básica de Ajuste de Banda" a partir de la subestación de que concentra la carga del sistema (determinada en conformidad a la modificación del artículo 52º propuesta).</p>	<p>Incorporar un nuevo inciso indicando los aspectos mínimos a considerar para la elección de la Subestación Básica de Ajuste de Banda.</p> <p>Por otra parte debe precisarse la definición de fc: "Factor de carga del sistema eléctrico, referido a la Subestación Básica de Ajuste de Banda, determinado por la Comisión sobre la base del estudio a que hace referencia el Párrafo 2 del Capítulo 3 del presente Título.</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
0	AGR AG	78	<p>Se establece que: "La comparación a la que se refiere el artículo precedente deberá realizarse resguardándose la debida coherencia entre el Precio Medio de Mercado y el Precio Medio Teórico. Para ello, y únicamente para efectos de la referida comparación, se deberán:a) Descontar del Precio Medio de Mercado todos aquellos cargos que no se encuentren representados en el Precio Medio Teórico, lo cual deberá quedar debidamente explicitado y justificado en el informe técnico definitivo al que se refiere el Capítulo 11 del presente Título; y,b) Adicionar al Precio Medio de Mercado los cargos destinados a remunerar los sistemas de transmisión. Con todo, respecto de la comparación dispuesta en el artículo anterior, ninguno de los referidos precios deberá considerar las compensaciones a las cuales diera origen el mecanismo de estabilización de precios establecido en el artículo 149º de la Ley." Ver Observación N° 1</p>	<p>En caso de acogerse la Observación N° 1, se debe eliminar el artículo 78º. En caso contrario, se debe corregir de la siguiente forma: "La comparación a la que se refiere el artículo precedente deberá realizarse resguardándose la debida coherencia entre el Precio Medio de Mercado y el Precio Medio Teórico. Para ello, y únicamente para efectos de la referida comparación, se deberán:a) Descontar del Precio Medio de Mercado todos aquellos cargos que no se encuentren representados en el Precio Medio Teórico, lo cual deberá quedar debidamente explicitado y justificado en el informe técnico definitivo al que se refiere el Capítulo 11 del presente Título; y,b) Adicionar al Precio Medio de Mercado los cargos destinados a remunerar los sistemas de transmisión. Con todo, respecto de la comparación dispuesta en el artículo anterior, ninguno de los referidos precios deberá considerar las compensaciones a las cuales diera origen el mecanismo de estabilización de precios establecido en el artículo 149º de la Ley. Estos mismos ajustes deberán aplicarse al Precio Medio de Mercado, para efectos de la aplicación del artículo 21º del Decreto N° 88-2019 del Ministerio de Energía."</p>
0	AGR AG	78	<p>El orden de los artículos 78º y 79º se encuentra invertido. En efecto, ambos artículos hacen referencia a comparación PMM vs PMT, pero en el artículo 78º se indica que las consideraciones de la comparación PMT vs PMM son para el artículo precedente (el cual trataba respecto de la comparación PMB vs PMM, y no de la comparación PMT vs PMM).</p>	<p>Invertir orden de los artículo 78º y 79º, o en su defecto modificar el artículo 78º con lo siguiente: "La comparación a la que se refiere el artículo 79º deberá realizarse resguardándose la debida coherencia [...]"</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
0	AGR AG	84	<p>El artículo 84º establece que el plazo para subir los antecedentes que justifican los resultados del Informe Técnico Preliminar, es dos días después del su comunicación al Coordinador y los Coordinados. Por otra parte, en el artículo 85º se establece un plazo fijo para el envío de las observaciones por parte de los Coordinados (segundo día hábil de enero y segundo día hábil de julio). De esta manera se observa que, en la práctica, el Coordinador y los Coordinados tienen dos días menos para la revisión de los resultados y emitir observaciones.</p>	<p>Se sugiere flexibilizar los plazos considerando una cantidad de días para observar contabilizados a partir de la publicación del Informe y antecedentes</p>
0	AGR AG	85	<p>El artículo actual entrega a la Comisión Nacional de Energía la facultad exclusiva de aceptar o rechazar observaciones, sin mecanismos externos de revisión. Se propone introducir la obligación de responder todas las observaciones con fundamento jurídico y técnico, y establecer la posibilidad de elevar discrepancias al Panel de Expertos conforme a los artículos 200 y 201 de la Ley General de Servicios Eléctricos, que definen sus competencias y atribuciones. Esta modificación refuerza la transparencia y el debido proceso en la etapa de revisión técnica previa a la fijación de precios de nudo de corto plazo.</p>	<p>La Comisión deberá analizar y responder de manera fundada todas las observaciones presentadas, con referencia explícita al marco legal y regulatorio aplicable. En caso de disconformidad de los Coordinados o del Coordinador respecto de las respuestas otorgadas, podrán presentar una discrepancia ante el Panel de Expertos, conforme a las competencias que le otorga la Ley General de Servicios Eléctricos. El Panel evaluará la pertinencia y fundamentación de la discrepancia, pudiendo acogerla total o parcialmente.</p>
0	AGR AG	88	<p>En consistencia con el resto de observaciones relativas a la consistencia regulatoria de las componentes incorporadas en el Precio Medio de Mercado, se solicita que al PMM, para efectos del cálculo de la componente de Energía "CEPMM", también le sean descontados los "Otros cargos".</p>	<p>Incorporar un inciso final del siguiente tenor: "Para estos efectos, al Precio Medio de Mercado se le deberán deducir aquellos cargos que no se encuentren debidamente representados en el Precio Medio Teórico, lo cual deberá quedar debidamente reflejado en el Informe Técnico Definitivo del Precio de Nudo de Corto Plazo".</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
0	AGR AG	92	Lo dispuesto en el literal d) respecto del contenido del Decreto de Precios de Nudo de Corto Plazo, pareciera no encontrarse en el contexto del PNCP. Por lo anterior, se sugiere eliminar dicho literal.	Eliminar el literal d) del artículo 92º.
0	AGR AG	93	En el artículo 93º hace falta referirse a las reliquidaciones que darán a lugar producto de la entrada en vigencia con desfase de un Decreto de Precio de Nudo de Corto Plazo.	Incorporar un nuevo inciso relativo a las reliquidaciones que se generan producto de la entrada diferida en vigencia de un Decreto de Precios de Nudo (por ejemplo, en lo que respecta a los Precios de Nudo de Potencia).
0	AGR AG	95	El último inciso establece tres niveles de profundidad de falla para la representación del comportamiento del sistema eléctrico. Por su parte, en la práctica, la Comisión desde hace a lo menos 10 años utiliza cuatro niveles de falla. Dado lo anterior, parece razonable establecer dicho valor como el estándar a considerar en el nuevo reglamento, de manera tal de mantener una coherencia temporal de los valores del Costo de Falla en el Sistema.	Se solicita modificar el último inciso de la siguiente manera: "[...] eléctrico antes situaciones de déficit en, al menos, cuatro niveles de profundidad de falla [...]".
0	AGR AG	96	<p>El artículo en su primer inciso establece que la Comisión deberá revisar, corregir y adecuar, si corresponde, los resultados del estudio de Costos de Falla. Sobre el particular, resulta pertinente la incorporación del adjetivo "fundadamente" de manera tal que los ajustes realizados a los resultados del estudio se encuentren debidamente respaldados. Dichos ajustes deberán ser claramente indicados y justificados en el informe técnico preliminar.</p> <p>Asimismo, falta indicar un plazo para la elaboración del Informe Técnico Definitivo por parte de la Comisión.</p>	<p>Se solicita modificar el primer inciso de la siguiente manera: "La Comisión deberá revisar, corregir y adecuar fundadamente, si corresponde, los resultados del estudio a que se refiere el artículo precedente, y elaborar un informe técnico preliminar sobre la base de dichos resultados. Dicho informe preliminar deberá indicar claramente los ajustes realizados, así como su justificación".</p> <p>En lo referente al plazo, se solicita establecer un plazo de 40 días para la elaboración del Informe Técnico Definitivo.</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
0	AGR AG	98	Atendido el estado actual de desarrollo de los sistemas de almacenamiento (SAE), así como sus características técnico-económicas, se solicita abrir la definición de unidad de punta de manera tal que la misma pueda ser determinada en función de sistemas de almacenamiento y no solo por unidades generadoras. Esto en línea con las modificaciones legales.	Se solicita modificar el primer inciso en el siguiente tenor: "La Comisión deberá determinar el tipo de instalaciones, generadoras o de almacenamiento, más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual en una o más subestaciones del sistema [...]"
0	AGR AG	99	Se establece que, a más tardar cada 4 años, la Comisión deberá establecer los costos de inversión, costos fijos y costos variables de operación de la unidad de punta en los respectivos subsistemas eléctricos definidos de conformidad con el Párrafo 9 del Capítulo 2. Al respecto, no se considera una instancia de presentación de observaciones por parte de los coordinados.	Se debe agregar los siguientes incisos finales: "La Comisión notificará al Coordinador y a los Coordinados, y publicará en su sitio web, a más tardar el día hábil siguiente a dicha notificación, el estudio a que se refiere este artículo. Los Coordinados, así como el Coordinador, deberán enviar sus observaciones a la Comisión en un plazo no superior a 15 días, contado desde la publicación del referido estudio en el sitio web de la Comisión. Esta última deberá analizar las observaciones recibidas, las que podrá aceptar o rechazar, total o parcialmente, y deberá publicar en su sitio web, dentro de los 30 días siguientes a la recepción de estas, una versión definitiva del estudio junto con la respuesta a las observaciones recibidas.".
0	AGR AG	99	Atendido que el pago por capacidad, de acuerdo con la teoría marginalista, se encuentra concebido para la recuperación de la inversión en infraestructura, resulta pertinente adecuar lo indicado en el artículo de manera tal que no se considere la componente variable de la unidad de punta. Asimismo, al hacer referencia al costo fijo, deben incluirse no solo las componentes de operación, sino que	Se solicita modificar el primer inciso en el siguiente tenor: "A más tardar, cada cuatro años, la Comisión deberá establecer los costos de inversión y costos fijos de operación, mantenimiento y administración de la unidad de punta en los respectivos subsistemas eléctricos.". Asimismo, debe eliminarse el inciso tercero referente a la determinación de los costos variables de operación de la unidad de punta.

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
			también las de mantenimiento y administración de la unidad de punta.	
0	AGR AG	100	En el artículo en cuestión falta indicar un plazo para la elaboración del Informe Técnico Definitivo por parte de la Comisión.	Se solicita establecer un plazo de 40 días para la elaboración del Informe Técnico Definitivo.
0	AGR AG	102	En el artículo 102º se establece que se actualizará el costo de inversión y el costo fijo de operación. En línea con las observaciones anteriores, también deben incluirse las componentes de mantenimiento y administración de los costos fijos.	Se solicita modificar la redacción con el siguiente tenor: "[...] el valor del costo de inversión y costos fijo de operación, mantenimiento y administración contenidos en dicho informe [...]"
0	AGR AG	106	En el segundo inciso se hace referencia a las horas de punta del sistema. Para evitar ambigüedades, se solicita precisar que dichas horas corresponderán a aquellas indicadas en el Decreto de Precio de Nudo de Corto Plazo vigente al momento del cálculo de los Factores de Pérdidas.	Se solicita modificar la redacción conforme lo siguiente: "[...] se calculará como el promedio, para las horas de punta del sistema de los últimos doce meses definidas de acuerdo con los Decretos de Precios de Nudo de Corto Plazo vigentes en la ventana de doce meses, del cociente entre el total de potencia que ingresó al sistema de transmisión zonal [...]"
0	AGR AG	118	La redacción del articulado indica: "[...] Dicho déficit será reajustado de acuerdo con el interés corriente vigente para operaciones no reajustables en moneda nacional de más de 90 días y para montos superiores a las 5.000 unidades de fomento. Todos los montos considerados serán reajustados por IPC, según corresponda. En caso de existir un déficit semestral de la Distribuidora, este	Se solicita verificar que, a nivel de cuerpo regulatorio, el efecto inflacionario solo sea incluido una vez en la redacción del artículo. Por su parte, se solicita incorporar un último inciso que señale: "La Comisión deberá velar por la consistencia interna de los cálculos realizados, procurando no

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
			será incluido en la determinación de los Precios de Nudo Zonales de energía de cada Empresa Distribuidora". Se sugiere complementar dicho inciso, con una cláusula general.	duplicar efectos sobre los montos calculados, tales como efecto inflacionario, tasa de cambio, reajustes, etc.
0	AGR AG	124	El inciso cuarto establece un plazo para rectificar retiros físicos informados correspondiente a 10 fijaciones semestrales de Precios de Nudo Promedio. Atendida la deuda que los mecanismos de estabilización de tarifas han dado a lugar para con los suministradores, y la complejidad que dichos mecanismos introdujeron sobre los procesos de cálculo de tarifas, se solicita que dicho plazo no entre en vigencia hasta que dichos mecanismos de estabilización queden resueltos.	Incorporar un nuevo artículo transitorio para que el referido plazo perentorio para rectificar retiros físicos sea habilitado solo una vez que todos los mecanismos de estabilización de tarifas hayan quedado resueltos y las deudas para con los generadores saldadas. En su defecto, se solicita incrementar la cantidad de fijaciones a las cuales se les pueden realizar rectificaciones (se sugiere un mínimo de 16, equivalente a 8 años).
0	AGR AG	125	El inciso cuarto establece que el pago de las diferencias por compra se realizará en 6 cuotas mensuales iguales. Sobre el particular, falta establecer la tasa de interés que deberá utilizarse para la determinación del monto de dichas cuotas.	Hacer referencia a la tasa de interés que será utilizada a efectos de la determinación del valor de las 6 cuotas mensuales iguales.
0	AGR AG	134	De acuerdo con el Artículo 134º, el Decreto Tarifario fija Precios de Nudo Promedio. No obstante lo anterior, dichos valores no se encuentran dentro del contenido mínimo indicado en los literales a) a h).	Incorporar el Precio de Nudo Promedio dentro de los contenidos mínimos a incluir en el Decreto Tarifario.

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
0	AGR AG	137	<p>El artículo 137º no es específico en indicar la fecha en la cual la Comisión subirá el informe preliminar, limitándose solo a indicar el mes en el cual esto ocurrirá. Se solicita precisar dicha fecha para otorgar mayor certeza regulatoria.</p> <p>Asimismo, el segundo inciso es escueto en los contenidos que tendrá el referido informe preliminar.</p>	<p>Se solicita considerar la siguiente redacción del primer inciso: "La Comisión, anualmente, y a más tardar dentro de los primeros quince días del mes de diciembre, deberá publicar [...]".</p> <p>Por su parte, se solicita incorporar más detalles de los contenidos del Informe Técnico Preliminario.</p>
0	AGR AG	138	<p>El artículo observado indica que la Comisión definirá los Coordinados que deberán informar los antecedentes para la previsión de demanda. No quedan claros los criterios mediante los cuales la Comisión efectuará la selección de dichos Coordinados a los cuales les solicitará antecedentes.</p>	<p>Precisar que la Comisión deberá indicar en el Informe Técnico Preliminario, los motivos por los cuales no solicitó información a determinados Coordinados (o alternativamente, justificando los motivos por los cuales solo le solicitó información a algunos de ellos).</p>
0	AGR AG	143	<p>El artículo 143º define un nuevo indicador denominado "Indicador de Precios de Mercado", el cual entenderíamos es análogo al actual Precio Medio de Mercado, con las desagrupaciones exemplificadas. Se solicita especificar expresamente las componentes que serán consideradas en el cálculo de dicho indicador.</p>	<p>Incluir un nuevo inciso estipulando las componentes del precio consideradas en el nuevo indicador.</p>
0	AGR AG	3 Transitorio	<p>En el artículo 99º se señala que la Comisión debe establecer, cada 4 años, los costos de inversión, costos fijos y costos variables de operación de la unidad de punta en los respectivos subsistemas eléctricos definidos de conformidad con el Párrafo 9 del Capítulo 2.</p> <p>Al respecto, no se dispone cuándo deberá emitirse el primero de dichos informes o estudios, ni fija un punto de referencia temporal para el inicio de los ciclos sucesivos.</p>	<p>Se debe reemplazar el artículo tercero transitorio por el siguiente:</p> <p>"Los estudios a que hacen referencia los Artículo 95º, Artículo 99º, Artículo 50º y Artículo 55º del presente reglamento deberán iniciarse en un plazo no superior a 18 meses desde la publicación del presente reglamento en el Diario Oficial."</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
0	AGR AG	3 Transitorio y 4 Transitorio	El artículo Tercero Transitorio establece un Plazo de 18 meses para los estudios de Combustibles, Inversión y Estadística Hidrológica. Por su parte, el artículo cuarto transitorio establece un plazo de 30 meses para el estudio de reactivos. No se comprende la razón de la asimetría de los estudios, por lo cual, a efectos de efectuar una implementación ordenada de la nueva reglamentación se solicita utilizar plazos simétricos para los estudios.	Unir los artículos tercero y cuarto transitorio en uno solo, otorgando un plazo de 24 meses para la elaboración de todos los estudios.
0	AGR AG	4 Transitorio	El artículo cuarto transitorio establece un plazo de 30 meses para el estudio de reactivos. Por su parte, el artículo Tercero Transitorio establece un Plazo de 18 meses para los estudios de Combustibles, Inversión y Estadística Hidrológica. No se comprende la razón de la asimetría de los estudios, por lo cual, a efectos de efectuar una implementación ordenada de la nueva reglamentación se solicita utilizar plazos simétricos para los estudios.	Unir los artículos tercero y cuarto transitorio en uno solo, otorgando un plazo de 24 meses para la elaboración de todos los estudios.

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
0	AGR AG	General	<p>A lo largo del documento se identifican numerosos errores de referencias, vínculos y estructura. Ejemplos de lo anterior se indican a continuación:</p> <p>Art.2º - literal h) Contiene dos definiciones (Costo de Falla de Corta Duración y Costo de Falla de Larga Duración)</p> <p>Art. 2º - literales gg) e ii) Ambas hacen mención a la definición jj) "Reglamento de Licitaciones", pero sin usar dicho concepto directamente.</p> <p>Art. 16º- Erróneamente se hace referencia a un Artículo "6969", por lo que debe corregirse la numeración.</p> <p>Art. 30º - Se hace referencia errónea al Capítulo 9 del Título II. Entenderíamos que en este caso se buscaba referirse al Art. 36º.</p> <p>Art. 128º- Se incluye erróneamente una doble referencia a artículos 126º y 127º, debiendo ser solo uno de ellos.</p>	Se solicita efectuar una revisión generalizada y corregir el documento, según corresponda, en lo referente a referencias, vínculos y estructura.
0	AGR AG	General	<p>A lo largo de todo el cuerpo regulatorio, se solicita homologar los plazos referentes a las emisiones de los Informes Técnicos Preliminar, Desarrollo de Observaciones e Informe Técnico Definitivo. Dado lo anterior, se sugiere establecer plazos similares para los distintos estudios.</p>	<p>A efectos de mantener el orden de los distintos procesos y estudios, se solicita efectuar una revisión general de los plazos para:</p> <ol style="list-style-type: none"> Emitir ITP Desarrollar Observaciones Emitir ITD <p>Con todo, debe tratarse que los distintos estudios presenten plazos similares, de manera tal de evitar confusión entre los agentes del mercado.</p>
0	AGR AG	General	<p>El Título V: Precios de Nudo Promedio, presenta una estructura distinta a la observada en el título anterior. Atendida la complejidad de dicho proceso, se solicita reestructurar dicha sección de una manera similar al título anterior, haciendo un mayor uso de agrupaciones en capítulos y párrafos, tal como se efectúa en el Título relativo a los Precios de Nudo de Corto Plazo, o incluir títulos para cada artículo del Título observado.</p>	<p>Mejorar la estructura asociada al Título V: Precios de Nudo Promedio. Se sugiere para lo anterior, por ejemplo, hacer uso de un mayor uso de agrupaciones en capítulos y párrafos, tal como se efectúa en el Título relativo a los Precios de Nudo de Corto Plazo, o incluir títulos para cada artículo del Título observado.</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
0	AGR AG	Nuevo Transitorio	<p>En los artículos Tercer, Cuarto y Quinto Artículo Transitorio se establecen plazos para el desarrollo de los nuevos estudios. No obstante lo anterior, no se hace mención alguna a los estudios de Unidad de Punta y de Costos de Falla. En el entendido que la tramitación de este Decreto podría ser extensa, y el tiempo de los actuales estudios en curso se encuentra pronto a finalizar, eventualmente podría requerirse la elaboración de un nuevo estudio a la brevedad una vez dictado el nuevo Reglamento.</p>	<p>Incorporar un nuevo transitorio respecto de la elaboración de un nuevo estudio de Costos de Falla y Estudio de Costos de Inversión de la Unidad de Punta.</p>
1	AES Andes	2	<p>Se solicita homologar la definición de “Coordinado” contenida en el presente reglamento con la establecida en el DS N°125 actualmente en tramitación ante la Contraloría General de la República, a fin de asegurar coherencia normativa y evitar interpretaciones divergentes.</p>	<p>Coordinados: Son Coordinados todos los propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quienes operen o exploten, a cualquier título, las siguientes instalaciones que se interconecten al sistema eléctrico:a. Centrales o unidades generadoras, incluidas aquellas de Autoproductores;b. Sistemas de transmisión;c. Instalaciones destinadas a la prestación de servicios complementarios;d. Sistemas de Almacenamiento de Energía;e. Instalaciones de distribución;f. Instalaciones de Clientes Libres; yg. Pequeños Medios de Generación Distribuida; yh. Sistema Generación-Consumo..</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
2	AES Andes	2	<p>En la definición de “Precio Medio de Mercado” (letra cc), se establece que “las referidas facturaciones deberán considerar los cargos a suministradores por retiros, en caso de que dichos cargos hayan sido directamente traspasados a sus clientes”. Considerando que el objetivo de este precio es reflejar adecuadamente el valor contractual representativo para un cliente final, no resulta procedente incorporar cargos sistémicos que no forman parte integral del precio contractual. Por tanto, se propone eliminar dicha disposición.</p>	<p>Precio Medio de Mercado: corresponde al cociente entre la suma de las facturaciones efectuadas por todos los suministros de energía y potencia a Clientes Libres y Empresas Distribuidoras indicados en el Artículo 69 y en el Artículo 70° del presente reglamento, debidamente reajustados según la variación que experimente el IPC, y el total de la energía asociada a dichos suministros, ambas ocurridas en el período de cuatro meses que culmina en el tercer mes anterior al establecido para la comunicación del informe técnico a que se refiere el Capítulo 11 del Título II del presente reglamento.</p>
3	AES Andes	4	<p>El artículo faculta al Ministerio y a la Comisión para requerir al Coordinador y a cualquier otro agente del sector toda la información necesaria para la correcta aplicación del reglamento. Sin embargo, no se contempla expresamente el resguardo de confidencialidad de la información, como sí ocurre en otras normativas sectoriales. Se propone incorporar una disposición que garantice la protección de la información confidencial o sensible.</p>	<p>Agregar nuevo inciso final: "Tanto el Ministerio de Energía, como la Comisión Nacional de Energía deberán tomar las medidas necesarias para resguardar, la confidencialidad o reserva de aquella información, cuya publicidad, comunicación o conocimiento afecte el debido cumplimiento de sus funciones o derechos de las personas, especialmente en el ámbito de su vida privada o derechos de carácter comercial o económico."</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
4	AES Andes	16	Observación de forma: en el texto se hace referencia al “artículo 6969”, cuando corresponde citar únicamente el “artículo 69°”. Se sugiere corregir la referencia.	Los Precios de Nudo de Corto Plazo, en su componente de energía, serán los que resulten de la comparación entre los Precios Básicos de la Energía y los precios aplicados por las empresas eléctricas a los suministros a que hacen referencia las letras f) y g) del Artículo 69° del presente reglamento, conforme al procedimiento señalado en el Capítulo 8 del presente Título

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
5	AES Andes	81	<p>El artículo no se hace cargo de la situación que se presenta con motivo del atraso de un decreto tarifario. Se solicita complementar el artículo, estableciendo que, en caso de retraso en la dictación del decreto respectivo, el reajuste deberá calcularse considerando la fecha de vigencia del respectivo decreto, sin perjuicio del atraso acontecido.</p>	<p>Artículo 81°.- Si dentro del período de vigencia de la última fijación semestral de Precios de Nudo de Corto Plazo, los precios deben modificarse en virtud de lo señalado en el Artículo 17° del presente reglamento, la Comisión calculará los nuevos valores de los Precios de Nudo de Corto Plazo que resulten de aplicar las fórmulas de indexación correspondientes y los comunicará a las empresas suministradoras que correspondan y al Coordinador, en un plazo máximo de 15 días contados desde la fecha en que se registró la referida variación, y los publicará en su página web. El Coordinador, dentro del siguiente día hábil a su recepción, deberá comunicar dichos valores a los Coordinados, así como las respectivas fórmulas de indexación. En caso de presentarse retrasos en emisión del decreto de la respectiva fijación semestral respecto la fecha a contar de la cual dichas fijaciones tienen vigencia, la Comisión calculará los nuevos valores de los Precios de Nudo de Corto Plazo que debieron resultar de aplicar las fórmulas de indexación correspondientes durante el plazo de vigencia del decreto y los comunicará a las empresas suministradoras que correspondan y al Coordinador, en un plazo máximo de 15 días desde contados desde la fecha en que se registró la publicación del respectivo decreto tarifario.</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
6	AES Andes	19	<p>El artículo señala que el horizonte de simulación podrá subdividirse en bloques de tiempo. Se estima que dicha subdivisión no debe ser opcional, sino una exigencia normativa, dada su relevancia para una adecuada representación de los fenómenos horarios en el despacho de centrales renovables y, especialmente, en la operación de sistemas de almacenamiento intrahorario y su impacto en los costos marginales. Por ello, se propone establecer que la subdivisión debe contar, al menos, con resolución horaria para representar correctamente todas las horas del día.</p>	<p>El horizonte de simulación al que hace referencia el artículo precedente estará constituido por etapas que podrán ser modeladas con distintas resoluciones temporales. A su vez, dentro de cada etapa, se podrá considerar una subdivisión que refleje una adecuada modelación en bloques de tiempo, de aquellas variables que así lo requieran, tales como la demanda eléctrica, los perfiles de generación de centrales de energías renovables variables, sistemas de almacenamiento, entre otros. Tal subdivisión deberá contar con una resolución al menos horaria para representar adecuadamente todas las horas del día.</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
7	AES Andes	36	Respecto de los antecedentes que el Coordinador debe remitir, se destaca que este dispone de la información más precisa sobre la fecha estimada de entrada en operación de proyectos de generación y sistemas de almacenamiento, registrada en la Plataforma de Gestión de Proyectos (PGP). Es frecuente que en el plan de obras de los informes de precio de nudo se utilicen fechas de energización que no reflejan la realidad, presentando desfases de meses o años. Por ello, se solicita que se exija explícitamente que el Coordinador informe la mejor fecha estimada de puesta en servicio de los proyectos en proceso de energización, y que dicha fecha sea la considerada por la CNE en el plan de obras, debiendo actualizarse en cada proceso de fijación de precios de nudo.	Para efectos de la elaboración del informe técnico preliminar a que se refiere el Capítulo 10 del presente Título, el Coordinador deberá enviar a la Comisión, a más tardar el 23 de abril y el 24 de octubre, o al siguiente día hábil, si éste fuera feriado, según se trate de las fijaciones de Precio de Nudo de Corto Plazo de agosto o febrero, respectivamente, y en los formatos que determine la Comisión, los antecedentes respecto de las instalaciones de generación y sistemas de almacenamiento del sistema eléctrico, existentes y declaradas en construcción, las que deberán incluir, al menos, el nombre de la central o sistema de almacenamiento, el propietario de la misma, la potencia bruta y neta, el punto de conexión al sistema, índice de indisponibilidad forzada, entre otros. Asimismo El Coordinador deberá informar, para cada proyecto en proceso de energización, la mejor fecha estimada de entrada en operación. La Comisión considerará dichas fechas en el Programa de Obras y las actualizará en cada fijación de precio de nudo correspondiente.
8	AES Andes	48	El artículo 24 se refiere al “Informe de proyección de precios de combustibles”. Para evitar confusiones con el estudio mencionado en el artículo 48, se sugiere que este último se denomine expresamente “Informe Cuatrienal de Metodologías para Determinar Precios de Combustibles”.	Para efectos de dar cumplimiento al Párrafo 3 del Capítulo 2 del Título II del presente reglamento, la Comisión deberá realizar, a más tardar cada cuatro años, un estudio que determine las metodologías, parámetros de cálculo y fuentes empleadas en la proyección de precios de combustibles “Informe Cuatrienal de Metodologías para Determinar Precios de Combustibles”. Dicho

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
				estudio podrá ser contratado por la Comisión, conforme a las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas vigentes.
9	AES Andes	50	El artículo 39 menciona el “Informe de costos de inversión de tecnologías”. Para evitar confusiones con el estudio señalado en el artículo 50, se propone que este último se denomine expresamente “Informe Cuatrienal de Metodologías para Determinar Costos de Tecnologías”.	Para efectos de dar cumplimiento a lo dispuesto en el Párrafo 8 del Capítulo 2 del presente Título, la Comisión, a más tardar cada cuatro años, realizará un estudio de costos de inversión de tecnologías de generación y sistemas de almacenamiento “Informe Cuatrienal de Metodologías para Determinar Costos de Tecnologías”, que dé cuenta para cada tecnología de generación y/o sistema de almacenamiento considerado , al menos:
10	AES Andes	52	El artículo menciona los factores de carga, pero no define su expresión matemática. Dada la relevancia de esta variable para el sistema, se sugiere incorporar su definición precisa en el reglamento.	Sugerencia de incorporar la expresión matemática precisa de factor de carga

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
11	AES Andes	54	<p>El artículo establece que el estudio de subsistemas eléctricos debe considerar, al menos: a) desacoplos de costos marginales de energía en los horarios de control de punta, y b) niveles de oferta y demanda en dichos horarios, considerando indisponibilidades. Se estima necesario incorporar un criterio adicional (c), relativo a la identificación de desacoplos y/o congestiones en el sistema de transmisión que no necesariamente se reflejan en diferencias de precios o balances de oferta y demanda, pero que justifican la representación de zonas energéticamente separadas, cada una con su respectiva unidad de punta y márgenes de potencia. Lo anterior ya que es posible que un sistema eléctrico presente áreas energéticamente separadas, que sin embargo no presenten diferencias relevantes en términos de balance energético ni de precios, y sin embargo contar con diferencias significativas en términos tecnológicos enfocados en la unidad de punta que debe abastecer el sistema.</p>	<p>Incorporar un nuevo literal c) c) Identificar desacoplos estructurales en los sistemas de transmisión aun en el caso que estos no presenten diferencias significativas de precios o en el balance de oferta/demanda de las respectivas zonas.</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
12	AES Andes	59	<p>En relación con las fechas a considerar para la modelación de la entrada en operación de centrales declaradas en construcción, se observa que usualmente se utiliza la fecha de “interconexión” establecida en la resolución respectiva. Sin embargo, conforme al DS N°125 (art. 27 y siguientes), la interconexión marca el inicio de la etapa de puesta en servicio, que culmina con la “entrada en operación”. Para efectos de la participación plena en los mercados de energía y potencia, la fecha relevante es la de entrada en operación, ya que solo a partir de ese momento las centrales inciden en el costo marginal y en el balance de potencia. Por tanto, se solicita incorporar un nuevo inciso que establezca que la modelación del parque generador futuro debe considerar la mejor fecha estimada de entrada en operación, asegurando coherencia normativa y evitando distorsiones en los precios de nudo y factores de penalización de potencia.</p>	<p>Para cada fijación semestral de Precios de Nudo de Corto Plazo, la Comisión elaborará un Programa de Obras que considere las instalaciones (i) en construcción de acuerdo con el Artículo 34° del presente reglamento, (ii) comprometidas de acuerdo con el Artículo 35° del presente reglamento, y (iii) las obras indicativas destinadas a satisfacer los requerimientos del sistema eléctrico durante el horizonte de simulación a mínimo costo, según corresponda.</p> <p>Para las obras en construcción, la Comisión deberá considerar como fecha de ingreso al sistema la mejor estimación de entrada en operación de la respectiva unidad, de acuerdo a los más actualizados disponibles de los respectivos proyectos.</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
13	AES Andes	60	<p>El artículo faculta a la Comisión para utilizar modelos multinodales y multiembalse en la elaboración del Plan de Obras indicativo. Se estima fundamental que se explice que dichos modelos deben ser capaces de representar adecuadamente los sistemas de almacenamiento con gestión intradiaria de energía (por ejemplo, BESS), considerando la magnitud de capacidad proyectada para los próximos años y su impacto en el despacho económico.</p>	<p>Asimismo, la Comisión, a efectos de identificar los requerimientos futuros del sistema eléctrico y determinar el Plan de Obras indicativo, podrá hacer uso de un software o modelos de características multinodal y multiembalse, cuando corresponda. A efectos de elaborar la base de datos a utilizar, la Comisión podrá emplear diferentes criterios de modelación y evaluación, tales como simplificaciones del sistema de transmisión, agrupaciones de proyectos de generación, sistemas de almacenamiento y/o demanda, entre otros.</p> <p>Adicionalmente, en el caso de los sistemas de almacenamiento, la modelación y/o el algoritmo del proceso iterativo deberá garantizar que su operación sea óptima en el horizonte de cálculo, cumpliendo con lo establecido en la normativa. En caso de aplicar simplificaciones, se deberán revisar los resultados para asegurar coherencia en energía y entre los bloques horarios, especialmente en la operación de punta.</p> <p>Asimismo, el criterio de convergencia deberá permitir que cada simulación individual obtenga perfiles de costos marginales consistentes entre bloques horarios (horas con sol y sin sol), considerando escenarios con alta penetración de BESS.</p>
14	AES Andes	72	<p>El artículo establece que la información debe reportarse en términos nominales, y que la CNE aplicará reajustes conforme al IPC. Se solicita revisar y clarificar la redacción para evitar confusiones en la aplicación de los reajustes en el futuro.</p>	<p>Clarificar la aplicación de reajustes por sobre de montos nominales</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
15	AES Andes	85	<p>El artículo indica que la Comisión debe analizar las observaciones recibidas, pudiendo aceptarlas o rechazarlas fundamentalmente, de forma total o parcial. Sin embargo, no se establece la obligación de responder y publicar dichas respuestas. Se propone explicitar este deber en el articulado.</p>	<p>Los Coordinados y el Coordinador deberán comunicar a la Comisión, a más tardar el segundo día hábil del mes de enero y julio, para efectos de las fijaciones de febrero y agosto, respectivamente, sus observaciones al informe técnico preliminar de Precios de Nudo de Corto Plazo. La Comisión deberá analizar dichas observaciones, las que podrá aceptar o rechazar fundamentalmente, de forma total o parcial, incluyendo las modificaciones que correspondan a efectos de la elaboración y comunicación del informe técnico definitivo a que se refiere el Capítulo 11 del presente reglamento.</p> <p>Asimismo deberá publicar respuestas fundadas a tales observaciones, indicando acogida total, parcial o rechazo y explicitando los cambios incorporados.</p>
16	AES Andes	66	<p>El artículo menciona "los bloques de mayor demanda del horario de control de punta". Para evitar ambigüedades y discrecionalidad en la selección de dichos bloques, se sugiere precisar que la evaluación debe considerar "todos los bloques de mayor demanda del horario de control de punta".</p>	<p>"Los señalados factores de penalización deberán considerar las pérdidas marginales de transmisión de potencia de punta, resultantes de la modelación de la operación esperada del sistema eléctrico, en todos los bloques de mayor demanda del horario de control de punta correspondientes al periodo definido en el tercer inciso del Artículo 63º del presente reglamento."</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
17	AES Andes	15	<p>Incorporar una disposición final que exija coherencia con los criterios operacionales del Coordinador es fundamental porque asegura que la modelación utilizada para calcular los precios refleje de manera realista las condiciones y restricciones bajo las cuales opera el sistema eléctrico en la práctica. Esto permite que los resultados sean representativos y útiles para la toma de decisiones, evitando desajustes entre la teoría y la operación real, especialmente en aspectos críticos para la seguridad del sistema, como la inercia y las restricciones de transmisión. Por último, es relevante que este artículo exija la realización de estudios técnicos específicos que validen ex post que la operación económica simulada sea técnicamente factible, mediante análisis ad-hoc alineados con la realidad operativa.</p>	<p>Los Precios Básicos de la Energía serán calculados por la Comisión a partir de la modelación de la operación esperada del Sistema Eléctrico Nacional. Estos deberán reflejar un promedio en el tiempo de los costos marginales de suministro a nivel de generación-transporte para usuarios permanentes de muy bajo riesgo. Por su naturaleza, estos precios estarán sujetos a fluctuaciones que derivan de situaciones coyunturales, como variaciones en la hidrología, en la demanda eléctrica, en los precios de combustibles, entre otros.</p> <p>La modelación de la operación esperada del Sistema Eléctrico Nacional deberá realizarse de manera coherente con los criterios operacionales utilizados por el Coordinador para resguardar la seguridad de la operación, incluyendo, entre otros, los niveles mínimos de inercia, restricciones en el uso del sistema de transmisión y demás criterios de seguridad que resulten aplicables. Adicionalmente, una vez obtenida la solución económica de la modelación, deberá realizarse un estudio dinámico del sistema eléctrico, utilizando herramientas reconocidas en la industria (por ejemplo, DIgSILENT PowerFactory u otras equivalentes), con el objetivo de corroborar que la solución propuesta es técnicamente factible en el horizonte de interés,</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
				considerando los criterios operacionales y de seguridad definidos por el Coordinado

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
18	AES Andes	37	<p>Se sugiere agregar una disposición que exija consistencia con los criterios operacionales y de seguridad del Coordinador garantiza que los antecedentes técnicos y parámetros utilizados en la modelación no omitan restricciones relevantes para la seguridad y confiabilidad del sistema. Esto es importante porque, sin dicha alineación, podrían generarse resultados que no sean aplicables ya que pondrían riesgo la operación segura del sistema eléctrico, afectando la calidad y continuidad del suministro.</p>	<p>Sin perjuicio de lo señalado en el artículo anterior, la Comisión podrá solicitar al Coordinador y a los Coordinados, en los plazos que esta determine, todos los otros antecedentes técnicos, económicos o comerciales que considere relevantes para lograr la correcta modelación de las instalaciones de generación y sistemas de almacenamiento en la simulación realizada para efectos de la determinación de los Precios de Nudo de Corto Plazo. Sobre la base de los referidos antecedentes, y de las proyecciones que la Comisión establezca al efecto, esta determinará los modelos, parámetros y supuestos con los que modelará las distintas instalaciones del sistema eléctrico para efectos de simular su operación más económica. Los antecedentes técnicos, económicos o comerciales que se utilicen para la modelación deberán ser consistentes con los criterios operacionales y de seguridad definidos por el Coordinador, tales como restricciones de seguridad, requerimientos de inercia y limitaciones en el uso del sistema de transmisión, entre otros que resulten pertinentes</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
19	AES Andes	62	<p>Incluir una disposición que obligue a respetar los criterios operacionales y de seguridad del Coordinador en la modelación y en cualquier simplificación aplicada es esencial para evitar que, por razones de modelación o eficiencia, se omitan restricciones críticas para la seguridad del sistema. Así se asegura que las decisiones de planificación y tarificación no comprometan la operación segura y confiable del sistema eléctrico, manteniendo la robustez y resiliencia ante contingencias.</p>	<p>Para efectos de la modelación de las centrales y sistemas de almacenamiento que formen parte del Programa de Obras, la Comisión podrá utilizar como referencia parámetros de centrales o sistemas de almacenamiento existentes con similares características técnicas.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, la Comisión podrá realizar agrupaciones de centrales o sistemas de almacenamiento y utilizar criterios de simplificación en la modelación de estas, cuando existan fundamentos técnicos y de modelación que lo permitan, y siempre que ello no comprometa el cumplimiento de los objetivos del proceso de determinación de Precios de Nudo de Corto Plazo en los plazos establecidos.</p> <p>En todo caso, la modelación de las centrales y sistemas de almacenamiento, así como la aplicación de criterios de simplificación, deberá resguardar la coherencia con los criterios operacionales y de seguridad definidos por el Coordinador, incluyendo los niveles de inercia, restricciones de transmisión y demás condiciones necesarias para la seguridad de la operación del sistema eléctrico</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
20	AES Andes	63	Se sugiere evaluar para efectos del cálculo del Precio Básico de la Energía que la demanda utilizada sea representativa de la zona correspondiente, considerando las características particulares de consumo, la composición de usuarios y las proyecciones de crecimiento local. Esto permitirá que los precios reflejen de manera adecuada las condiciones reales de cada zona, evitando distorsiones que puedan afectar la señal de precios y la eficiencia en la asignación de recursos	Evaluar la sugerencia según lo señalado en el comentario adjunto
0	Grupo Saesa	2º literal f)	Además de los contratos de suministro, las distribuidoras pueden abastecerse utilizando el suministro regulado de otras distribuidoras, mediante el mecanismo de Convenios de Traspasos de Excedentes de Suministro. Sin embargo, esta alternativa no esta considerada en este Reglamento.	Se propone incorporar un nuevo literal en el artículo 2º que defina el concepto de "Convenio de Traspaso de Excedentes de Suministro"
0	Grupo Saesa	2º, literal o)	Se propone especificar y diferenciar definiciones para el concepto de AR, para evitar confusiones, considerando que existe un AR según lo indicado en el Art 157º, inciso 2, del DFL4, pero tambien existe un AR que se traspasa a la tarifa al cliente final.	Se propone el siguiente texto para el literal o) del artículo 2º: "Factor AR base: ajuste o recargo al que hace referencia el Artículo 110º del presente reglamento, según lo indicado en la Ley en el segundo inciso del artículo 157º." De la misma forma, y por consistencia, agregar la palabra "base" a las referencias que hacen alusión a este Factor AR dentro del Reglamento

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
0	Grupo Saesa	2° literal r)	Para evitar confusiones, se propone indique que el Factor CD RGL se identifique como el resultante de las metodologías de lo indicado en el artículo 111° y 112°	Se propone, reemplazar el litera r) del articulo 2° por : "Factor Cargo o Descuento por Reconocimiento de Generación Local o Factor CD RGL: cargo o descuento, según corresponda, por aplicación de los mecanismos de reconocimiento de generación local y de reconocimiento de generación local adicional, de acuerdo con lo establecido en el artículo 157 de la Ley General de Servicios Eléctricos, y según los artículos 111° y 112° del presente Reglamento."
0	Grupo Saesa	2°, literal t)	Ante potenciales cambios que pudieran existir en el indicador IPC, se propone agregar "o el que lo reemplace".	Se propone el siguiente texto para el literal t) del artículo 2°: "IPC: Índice de Precios al Consumidor que fija el Instituto Nacional de Estadísticas o el que lo reemplace."
0	Grupo Saesa	6°	Se indica que "el presente reglamento, en lo relativo a los Precios de Nudo de Corto Plazo, Precios de Nudo de Largo Plazo, y Precio de Nudo Promedio, cuando corresponda, serán aplicables a los suministros de energía eléctrica en sistemas eléctricos con capacidad instalada de generación igual o superior a 200 MW", a pesar de que actualmente los niveles de precios y otras consideraciones para los Sistemas Medianos tambien quedan contenidas y calculadas dentro de los Decretos de PNP.	Se propone modificar la redacción del articulo 6°, primer inciso, por la siguiente: "Las disposiciones del presente reglamento, en lo relativo a los Precios de Nudo de Corto Plazo, Precios de Nudo de Largo Plazo, y Precio de Nudo Promedio, cuando corresponda, serán aplicables a los suministros de energía eléctrica en sistemas eléctricos con capacidad instalada de generación igual o superior a 1500 kW." Adicionalmente, se propone explicitar, según corresponda, cuando el texto del articulado sea aplicable a Sistemas Medianos y/o el Sistema Eléctrico Nacional.

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
0	Grupo Saesa	16°	Se hace referencia al artículo 6969°, pero debería ser 69°	Se propone el siguiente texto para el artículo 16°: "Los Precios de Nudo de Corto Plazo, en su componente de energía, serán los que resulten de la comparación entre los Precios Básicos de la Energía y los precios aplicados por las empresas eléctricas a los suministros a que hacen referencia las letras f) y g) del Artículo 69° del presente reglamento, conforme al procedimiento señalado en el Capítulo 8 del presente Título."
0	Grupo Saesa	35°	Falta incorporar la consideración en el primer párrafo, de los actos administrativos de cumplimiento de hitos constructivos solicitados en el contrato de suministro y por tanto, considerar el escenario más probable. Es decir, si en los informes de auditoría externa se indica claramente el atraso o no realización del proyecto, independiente de la causa, esto debería ser considerado con el objetivo de reflejar la realidad, principalmente, de aquellos contratos adjudicados pero que no serán construidos.	Se propone para el texto del primer inciso del artículo 35°: "Para efectos de la modelación del sistema eléctrico que se realiza con ocasión de la emisión del informe técnico preliminar a que se refiere el Capítulo 10 del presente Título, se considerarán como obras comprometidas aquellas instalaciones de generación o sistemas de almacenamiento que respaldan ofertas adjudicadas en el marco de los procesos de Licitación de Suministro. Además, el informe técnico preliminar deberá reflejar las auditorías técnicas de los proyectos nuevos de generación con los cuales adjudicaron dichas Licitaciones de Suministro, dejando fuera de su consideración aquellos proyectos que: se encuentran en falta y/o retrasados respecto de la fecha original de su puesta en servicio, por un plazo mayor a un 50% respecto al plazo comprometido; o fuese ya cobrada la Boleta de Garantía de Fiel Cumplimiento del Contrato; o ya estuviese firmado el término anticipado de contrato por parte de alguna de las Distribuidoras que son proveídas por estas obras al momento de la publicación del presente informe técnico preliminar o informe técnico definitivo."

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
0	Grupo Saesa	67°	<p>Los factores de modulación (FM) indicados en el capítulo 6, que se utilizan para referir a los puntos de compra el precio ofertado en las Licitaciones de Suministro para cliente regulado, se calculan en base a la modelación y proyecciones del sistema con ocasión de la elaboración de los informes técnicos mencionados en los capítulos 10 y 11 del DS86.</p> <p>Dado lo anterior, se recomienda un posible recálculo de FM utilizando datos reales de costo marginal para el período reconocido en el Precio Nudo de Corto Plazo y que fuera un input más en el saldo de Diferencias de Facturación (DDF) que se reconocen en el Informe Técnico de Precio Nudo Promedio.</p>	<p>Se propone incorporar al final del artículo 67°, el siguiente texto:</p> <p>"Con motivo de la publicación del Decreto Precio Nudo Promedio, serán incorporados en los saldos por Diferencias de Facturación las diferencias generadas por aplicar en los precios los Factores de Modulación calculado con datos reales y los Factores de Modulación aplicados para definir el Decreto de Precio Nudo Promedio. Los Factores de Modulación serán recálculados con los datos reales para la ventana de tiempo que el saldo Decreto de Precio Nudo que considere."</p>
1	Grupo Saesa	85°	<p>Se fija un plazo maximo para el envio de observaciones, pero este debería estar supeditado a la fecha en que este disponible el referido informe técnico preliminar de Precio Nudo de Corto Plazo.</p>	<p>Se propone el siguiente texto para el primer inciso del artículo 85°:</p> <p>"Los Coordinados y el Coordinador deberán comunicar a la Comisión, sus observaciones al informe técnico preliminar de Precios de Nudo de Corto Plazo, a más tardar 10 días hábiles posterior a la publicación de dicho informe."</p>
3	Grupo Saesa	104°	<p>En el segundo inciso se hace referencia al Precio de Nudo Promedio, pero podría provocar confusión pues los factores de modulación quedan definidos en los Precios Nudos de Corto Plazo</p>	<p>Se propone la siguiente redacción para el segundo inciso del artículo 104°:</p> <p>"En cuanto a los Precios de Nudo de Largo Plazo presentes en los decretos tarifarios, y para efectos de la facturación que las empresas suministradoras realizan a las Empresas Distribuidoras, estos deberán ser referenciados a los Puntos de Compra. Ello se realizará a través de la razón entre el factor de modulación en el Punto de Compra y el factor de modulación en Punto de Oferta, ambos correspondientes a los definidos en el</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
				decreto de fijación de Precios Nudos de Corto Plazo considerado en el decreto de fijación de Precios de Nudo Promedio que da origen a los Precios de Nudo de Largo Plazo señalados."
4	Grupo Saesa	109°	En el caso de existir Convenios de Traspasos de Excedentes de Suministro en alguna distribuidora, se propone explicitar su consideración, de manera que permita reflejar efectivamente el mix de precios de suministro en el calculo del Precio Nudo Promedio	Se propone el siguiente texto para el artículo 109°, inciso segundo: "En caso de que una Empresa Distribuidora tenga contratados suministros sujetos a Precio de Nudo de Corto Plazo o mantenga Convenios de Traspasos de Excedentes de Suministro, el Precio de Nudo Promedio se obtendrá considerando esos suministros como si se tratara de un Contrato de Suministro."
5	Grupo Saesa	110°	En este artículo no se encuentra referencia al "Factor AR" al que se refiere el artículo 2° literal o). Para evitar confusiones y ante potenciales abuso de lenguaje, sería apropiado diferenciar el Factor AR, según se trate del calculado a nivel de 220 kV o en nivel de distribución.	Se propone para el cuarto y quinto inciso del artículo 110°, la siguiente redacción:"Para efectos del cumplimiento de lo señalado en los incisos anteriores, la Comisión determinará para cada Empresa Distribuidora, un ajuste o recargo al Precio de Nudo Promedio, en adelante Factor AR base. El Precio de Nudo Promedio, incluyendo los Factores AR base a los que se refiere el presente artículo, y las pérdidas zonales a las que se refiere el Artículo 107°, se denominará Precio de Nudo Zonal de energía."

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
6	Grupo Saesa	115° - letra a)	<p>Dado que el artículo se refiere a los balances calculados por el Coordinador para cada distribuidora, en función de la venta facturada a los clientes finales, parece adecuado especificar que el Factor AR base es a nivel de inyección a distribución incluyendo perdidas tarifarias de distribución.</p> <p>A diferencia de lo planteado en el texto propuesto, la aplicación efectiva realizada por las distribuidoras a sus clientes, no ocurre el mismo dia que se publica el Decreto en el Diario Oficial. En efecto, el Decreto es revisado, cargado en los sistemas de calculo de tarifas, validado, cargado los precios resultantes en los sistemas de facturación y validada su correcta carga, para luego de ese momento comenzar a aplicarse en la facturación al cliente final. Este proceso demora 3 días habiles. Dado lo anterior y por consistencia, así debiese ser considerado a efectos de los calculos de balances por los conceptos indicados en el PNP para evitar reliquidaciones.</p> <p>Como ejemplo, si el futuro Decreto de PNP de enero 2026 fuera publicado en Diario Oficial el 12 de enero 2026, lo que se propone es que para efectos de lo indicado en este articulo y los siguientes, se considere que la aplicación de los niveles tarifarios de este decreto comienza a ser aplicado desde los consumos del 1 de enero 2026 para los documentos emitidos desde el 15 de enero 2026.</p>	<p>Se propone para la letra a) del artículo 115°:</p> <p>"Para cada Empresa Distribuidora y a partir de los volúmenes de energía facturados para el suministro de Clientes Regulados, se deberá calcular el monto asociado a la valorización, producto de la aplicación del Factor AR base a nivel de distribución correspondiente de sus Clientes Regulados. Cuando la energía facturada esté conformada por fracciones de tiempo en que se hayan incluido distintos ajustes o recargos, el monto facturado se determinará a partir de la proporción de días en los cuales se encuentre vigente el ajuste o recargo según el periodo de consumo considerado en la energía facturada. Entendiéndase que el Decreto de Precio Nudo Promedio comienza a ser aplicado a partir de los documentos emitidos por la distribuidora 3 días habiles posteriores a su publicación en el Diario Oficial y para los consumos realizados desde la fecha de vigencia que señale el Decreto. "</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
			<p>Por ultimo, hacer la presición entre montos facturados, que en consistencia es lo que se permite calcular a partir de la energia facturada, versus recaudados que se veria afectado por el grado de incobrabilidad de los montos facturados.</p>	

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
7	Grupo Saesa	115° - letra b)	De manera similar a la observación planteada al literal a) del artículo 115°, se propone un cambio de redacción a efectos de la entrada en vigencia de un Decreto de Precio Nudo Promedio y de la tarifa realmente aplicada al cliente final, así como la precisión del monto facturado y recaudado.	Se propone para la letra b) del artículo 115°: "Para cada Empresa Distribuidora y a partir de los volúmenes de energía facturados para el suministro de Clientes Regulados, se deberá calcular el monto asociado a la valorización producto de la aplicación del Factor CD RGL correspondiente de sus Clientes Regulados. Cuando la energía facturada esté conformada por fracciones de tiempo en que se hubiesen incluido distintos cargos o descuentos, el monto facturado se determinará a partir de la proporción de días en los cuales se encuentre vigente el cargo o descuento según el periodo de consumo considerado en la energía facturada. Entendiéndase que el Decreto de Precio Nudo Promedio comienza a ser aplicado a partir de los documentos emitidos por la distribuidora 3 días hábiles posteriores a su publicación en el Diario Oficial y para los consumos realizados desde la fecha de vigencia que señale el Decreto."
8	Grupo Saesa	115° - literal f)	Se debe tener presente que por la envergadura, complejidad e impactos, hasta el momento el Coordinador Electrico Nacional publica cuadros de pago preliminares por estos conceptos, los cuales pueden ser observados y/o corregidos en caso de visualizarse alguna inconsistencia. Dado esto se propone mantener y especificar la realización de estos cuadros de pago preliminares observables	Se propone insertar entre las letras e) y f) el siguiente punto f), y modificar el correlativo para los siguientes literales y referencias:"f) El Coordinador publicará un cálculo preliminar según las indicaciones anteriores, tanto para el Factor CD RGL, Factor AR Base, lo indicado en los incisos 2° del artículo 191° y artículo 191° bis de la Ley, así como según lo indicado en el artículo octavo transitorio de este Reglamento. El cálculo del Coordinador podrá ser observado hasta el tercer día hábil posterior a su comunicación. Así mismo, cumplido el plazo anteriormente indicado, el Coordinador

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
				dispondrá de 3 días hábiles para comunicar el cálculo definitivo."
10	Grupo Saesa	115° - nuevo literal g), anteriormente f)	Según la observación planteada anteriormente, se propone modificar la redacción del anteriormente letra f) del borrador de Reglamento, de forma de hacer referencia al cuadro de pago definitivo	<p>Se propone para la modificación del literal indicado el siguiente texto:</p> <p>"g)</p> <p>Las Empresas Distribuidoras deberán hacer efectiva la reliquidación, procediendo a realizar el pago correspondiente, a más tardar 3 días contados desde la comunicación de los montos definitivos a reliquidar por el Coordinador, según el literal anterior. Asimismo, deberán informar a este último los pagos recibidos o realizados con ocasión de dicha reliquidación, conforme al formato que para ello establezca el Coordinador."</p>
12	Grupo Saesa	115° literal k)	No se identifica el tipo de interes que se debe aplicar en las reliquidaciones indicadas en el literal k) del artículo 115°	<p>Se propone el siguiente texto para el literal k) del artículo 115°:</p> <p>"k) Los cálculos que realicen el Coordinador y la Comisión en la aplicación de las reliquidaciones que correspondan de acuerdo con el presente artículo, deberán incluir el cálculo de los intereses y reajustes que procedan. Se utilizará la tasa de interés corriente para operaciones reajustables en moneda nacional de menos de un año y el reajuste por IPC."</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
13	Grupo Saesa	117° letra a)	<p>Actualmente en el precio nudo promedio de energía, Pe, a aplicar a los clientes de la distribuidora, se adicionan variados factores recaudatorios que no debiesen impactar a la distribuidora.</p> <p>Por otro lado, el retraso en la publicación de un Decreto de Precio Nudo Promedio tiene un efecto diferenciado por empresa distribuidora, según los períodos de lectura considerados y no necesariamente de acuerdo al criterio de proporcionalidad en la cantidad de días indicado. . Dado lo anterior, y en consistencia a como fuera tratado este tema en procesos de Decretos de Precios Nudo Promedio anteriores, la propia distribuidora debería informar las diferencias que implicó en su facturación el retraso de un Decreto de Precio Nudo Promedio, sin incluir los efectos de cargos o descuentos con fines recaudatorios, en consistencia con lo que el Coordinador considera para estos conceptos.</p>	<p>Se propone el siguiente texto para el literal a) del artículo 117°:</p> <p>"a) Adicionar la energía y potencia facturada a nivel de subestación primaria de distribución, valorizadas a Precios de Nudo Zonales sin considerar la aplicación del Factor AR base, Factor CD RGL, Cargo por Armonización Tarifaria, Factor CD RGT ni los establecidos según los inciso 4° del artículo 120° y artículo 122°, finales de los incisos 2 y 3 del artículo 118°, artículo 114°, todos de este reglamento, u otros ajustes o recargos, según corresponda. Se considerará los niveles de precios de los Decretos de Precio Nudo Promedio como si estuvieran vigentes independientes del posible retraso en su publicación en el Diario Oficial.</p> <p>En el caso de no encontrarse publicado el Decreto Precio Nudo Promedio antes de 3 días hábiles previo al 31 de diciembre o al 30 de junio para el Decreto del primer o segundo semestre, respectivamente, la Comisión solicitará a las respectivas distribuidoras el monto de la diferencia de facturación a sus clientes por dicho retraso, desagregado según el formato que esta indique. Estas diferencias de facturación no considerarán la aplicación de los factores antes mencionados ni lo indicado en los incisos 2° del artículo 191° de Ley u otros ajustes o recargos, salvo la aplicación de la tasa de interés corriente para operaciones reajustables en moneda nacional de menos de un año y el reajuste por IPC."</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
14	Grupo Saesa	117° letra b)	De acuerdo a la normativa vigente, las distribuidoras deben facturar a sus suministradores al 5° día hábil, por lo que se propone tener este día como el que defina el nivel de precios a aplicar	Se propone el siguiente texto para el literal b) del artículo 117°:"Descontar las compras reales en los Puntos de Compra, valorizadas a los Precios de Nudo de Largo Plazo a nivel de Punto de Compra que las Empresas Distribuidoras pagan a sus suministradores por sus respectivos Contratos. Se considerará como precio de facturación, el precio vigente de acuerdo con las fechas de publicación en el Diario Oficial al quinto día hábil del mes siguiente al mes en el cual se están valorizando las compras reales a nivel de subestación primaria;"
15	Grupo Saesa	117° letra c)	Dado lo planteado en la observación al artículo 117 literal a), con la finalidad de darle un tratamiento explícito a aquellos factores meramente recaudatorios, se propone reemplazar el literal c) del artículo 117°, para incorporar factores que no son incorporados en balances por parte del Coordinador, incluyendo las perdidas tarifarias de distribución. Por otro lado, lo propuesto originalmente para este literal, incorporar los cuadros de pago por efecto de los Factores AR base y CD RGL, genera una distorsión a efectos del balance de la distribuidora, toda vez que no están incorporados dentro del literal a) de este artículo y que tienen sus respectivos cuadros de pago por parte del Coordinador.	Se propone el siguiente texto para el literal c) del artículo 117°: "Adicionar o descontar para cada Empresa Distribuidora y a partir de los volúmenes de energía facturados a sus Clientes Regulados incluyendo los niveles de perdidas tarifarias de distribución, el monto asociado a la valorización producto de la aplicación de los factores a que se refieren el inciso 4° del artículo 120° y artículo 122°, así como según los incisos 2 y 3 del artículo 118° y el Cargo por Armonización Tarifaria del inciso 2 del artículo 123°, todos del presente reglamento. Cuando la energía facturada esté conformada por fracciones de tiempo en que se hubiesen incluido distintos cargos o descuentos, el monto facturado se determinará a partir de la proporción de días en los cuales se encuentre vigente el cargo o descuento según el periodo de consumo considerado en la energía facturada. Entendiéndase que el Decreto de Precio Nudo

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
				Promedio comienza a ser aplicado a partir de los documentos emitidos por la distribuidora 3 días hábiles posteriores a su publicación en el Diario Oficial y para los consumos realizados desde la fecha de vigencia que señale el Decreto."
16	Grupo Saesa	117º letra h)	Para evitar confusiones, se propone explicitar que este punto se refiere al factor AR Base	Se propone para el texto del literal h) del artículo 117º: "Adicionar o descontar los saldos resultantes del mecanismo asociado a la aplicación de los ajustes o recargos a los que se refiere el artículo 157º de la Ley, Factor AR Base."
17	Grupo Saesa	117º letra l) adicional	Considerado el pago que se debe realizar por parte de las Distribuidoras a los suministradores bajo el concepto del Cargo por Armonización Tarifaria, según lo definido en el Artículo 123º y que esta facturación a nivel de cliente final fue propuesta incorporar según la observación al artículo 117º literal c), se propone incorporar el pago a los suministradores dentro de este	Se propone incorporar un nuevo literal l) en el artículo 117º, con el siguiente texto propuesto: "Adicionar o descontar las transferencias recibidas o realizadas producto de lo dispuesto en el artículo 123º entre Distribuidoras y Suministradores"

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
			Balance. De no considerarse se generaran distorsiones entre los pagos a suministradores y clientes finales	
20	Grupo Saesa	128°	Se referencia tanto al artículo 126° como 127°, siendo que por el contenido de este parece ser mas idoneo solo referencia al 126°	Se propone el siguiente texto para el artículo 128°: "El Cargo por Armonización Tarifaria de cada Empresa Distribuidora y cada sistema de transmisión zonal calculado conforme al Artículo 126° del presente reglamento, será adicionado al Precio de Nudo Zonal de energía de la correspondiente Empresa Distribuidora para el sistema de transmisión zonal respectivo."
21	Grupo Saesa	132° letra c)	Por consistencia con lo planteado en nuestras observaciones al artículo 117° respecto a la no consideración de los ajustes y recargos para efectos de la valorización de la facturación de energía y potencia, se visualiza que sería recomendable que el Precio indicado en el literal c) de artículo 132° no considere los factores que se indican en la propuesta de redacción.	Se propone para el literal c) del artículo 132°: "c) Precios de Nudo Zonales por Empresa Distribuidora, sin considerar la aplicación del Factor AR base, Factor CD RGL, Cargo por Armonización Tarifaria, Factor CD RGT ni los establecidos según los inciso 4° del artículo 120° y artículo 122°, los incisos 2 y 3 del artículo 118°, artículo 114°, todos de este reglamento, u otros ajustes o recargos, según corresponda;"
22	Grupo Saesa	132° letra e)	Para evitar confusiones, se propone explicitar que este punto se refiere al factor AR Base	Se propone para el literal e) del artículo 132°: "e) Factor AR Base;"

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
23	Grupo Saesa	133°	<p>Respecto del plazo establecido para emitir observaciones al Informe Técnico Preliminar del PNP, considerando la cantidad de cálculos, fuentes de información, respaldos, factores y volumenes de información, 5 días habiles no son suficientes para realizar una revisión de estos informes preliminares. Por otro lado, de forma de mejorar y hacer más eficiente el análisis y revisión de estos Informes Técnicos Preliminares, se propone la realización de una mesa de trabajo o presentación por parte de la CNE en alguna plataforma en linea de su preferencia, de una reseña de los principales cambios y consideraciones que se están dando cuenta en este Informe Técnico Preliminar posterior a ser recibidos los antecedentes por parte de las empresas eléctricas.</p>	<p>Se propone para el texto de este artículo 133°: "Las empresas eléctricas podrán enviar a la Comisión sus observaciones al Informe Técnico Preliminar señalado en el Artículo 131° anterior, en un plazo no superior a 10 días hábiles contados desde la recepción de dicho informe, según el formato definido por la Comisión. Para efectos de la elaboración del informe técnico definitivo, la Comisión deberá analizar dichas observaciones, pudiendo aceptarlas o rechazarlas, total o parcialmente.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, 5 días hábiles posterior a recibido el Informe Técnico Preliminar, la Comisión realizará un presentación, en alguna plataforma en linea de su preferencia, en la cual comentará los principales cambios y consideraciones dentro del presente Informe Técnico Preliminar."</p>
24	Grupo Saesa	134° letra c)	Para evitar confusiones, se propone explicitar que este punto se refiere al factor AR Base	Se propone para el literal c) del artículo 134°: "c) Factor AR Base;"
25	Grupo Saesa	Octavo transitorio, letra a)	De manera similar al segundo punto planteado en observaciones anteriores, se propone un cambio de redacción a efectos de la entrada en vigencia de un Decreto de Precio Nudo Promedio a efectos de la tarifa realmente aplicada al cliente final, así como la precisión del monto facturado y recaudado.	Se proponer para el literal a) del 8° artículo transitorio: "a) Para cada Empresa Distribuidora y a partir de los volúmenes de energía facturados para el suministro de Clientes Regulados, se deberá calcular el monto asociado a la valorización, producto de la aplicación del Factor CD RGT correspondiente de sus Clientes Regulados. Cuando la energía facturada esté conformada por fracciones de tiempo en que se hayan incluido distintos cargos o descuentos, el monto recaudado se determinará a partir de la proporción de días en los cuales se encuentre vigente el cargo o descuento, según el periodo de consumo considerado en la energía facturada.

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
				Entendiéndase que el Decreto de Precio Nudo Promedio comienza a ser aplicado a partir de los documentos emitidos por la distribuidora 3 días hábiles posteriores a su publicación en el Diario Oficial y para los consumos realizados desde la fecha de vigencia que señale el Decreto."
26	Grupo Saesa	Octavo transitorio - h)	Se solicita aclarar cual sería el tipo de interés que se debe aplicar en las reliquidaciones indicadas en el literal h)	Se propone el siguiente texto para el literal h) del artículo octavo transitorio: "h) Los cálculos que realicen el Coordinador y la Comisión en la aplicación de las reliquidaciones que correspondan de acuerdo con el presente artículo, deberán incluir el cálculo de los intereses y reajustes que procedan. Se utilizará la tasa de interés corriente para operaciones reajustables en moneda nacional de menos de un año, y el reajuste por IPC."

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
27	Grupo Saesa	Octavo transitorio	<p>Se solicita incorporar dentro de los contenidos mínimos de los decretos tarifarios que fijen Precios de Nudo Promedio el Factor Cargo o Descuento por Reconocimiento de Generación Territorial (Factor CD RGT), así como la referencia a la Ley 21.667 que dichos descuentos serán absorbido por todos los suministros de clientes sometidos a regulación de precios del resto de las comunas del respectivo sistema eléctrico, lo que no podrá implicar un alza superior al 1% en la cuenta de un consumo tipo de un cliente residencial de aquellas comunas. Tanto el descuento como el recargo será calculado por la Comisión.</p> <p>Por último, los saldos que se produzcan producto de este factor, deberán ser saldados dentro del balance de distribuidoras (artículo 117º), así como ocurre con otros factores</p>	<p>Se propone incorporar al final de este artículo el siguiente inciso:</p> <p>"Mientras se encuentre vigente el mecanismo del presente artículo, este descuento será absorbido por todos los suministros de clientes sometidos a regulación de precios del resto de las comunas del respectivo sistema eléctrico, lo que no podrá implicar un alza superior al 1% en la cuenta de un consumo tipo de un cliente residencial de aquellas comunas. Tanto el descuento como el cargo serán calculado por la Comisión y se incluirán en los contenidos mínimos de los Informes Técnicos preliminares y definitivos del Precio Nudo Promedio. Los saldos que se produzcan por el mecanismo del presente artículo, serán incorporados dentro del Balance indicado en el artículo 117º del presente reglamento."</p>
1	Collahuasi	General	<p>Definir subsistema eléctrico y sus objetivos</p> <p>Se define como subsistema eléctrico a una zona, delimitada por subestaciones específicas, en la cual la Comisión define un criterio de suficiencia de instalaciones de generación para abastecer la demanda máxima del subsistema. El criterio de suficiencia puede ser que las instalaciones de generación en el subsistema sean suficientes para abastecer la demanda máxima local del subsistema ante condiciones extremas, definidas por la CNE. También puede ser un criterio de suficiencia el hecho que las instalaciones de generación en el subsistema sean insuficientes para abastecer la demanda máxima local del subsistema ante condiciones extremas, definidas por</p>	0

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
			la CNE, y se requiera, por diseño, transferencias desde otro subsistema.	

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
2	Collahuasi	Artículo 53°	<p>Dice:</p> <p>“En el estudio de subsistemas eléctricos al que hace referencia el artículo precedente, se deberá analizar en detalle la operación esperada del Sistema Eléctrico Nacional para un horizonte de simulación de, al menos, cinco años.</p> <p>Asimismo, dicho estudio deberá considerar los antecedentes contenidos en el último informe técnico definitivo de Precios de Nudo de Corto Plazo que se encuentre disponible a la fecha de inicio del referido estudio. Dichos antecedentes podrán ser actualizados cuando se prevean modificaciones relevantes en la operación del sistema o subsistema eléctrico, según lo determine la Comisión.”</p> <p>Debiera decir, dado la definición propuesta para subsistema en la observación anterior:</p> <p>“En el estudio de subsistemas eléctricos al que hace referencia el artículo precedente, se deberá analizar en detalle:</p> <ul style="list-style-type: none"> a.) la operación esperada del Sistema Eléctrico Nacional para un horizonte de simulación de, al menos, cinco años. b.) La demanda máxima local de cada subsistema en un horizonte de cinco años. c.) La suma de las potencias iniciales de cada una de las centrales ubicadas en cada subsistema. 	<p>“En el estudio de subsistemas eléctricos al que hace referencia el artículo precedente, se deberá analizar en detalle:</p> <ul style="list-style-type: none"> a.) la operación esperada del Sistema Eléctrico Nacional para un horizonte de simulación de, al menos, cinco años. b.) La demanda máxima local de cada subsistema en un horizonte de cinco años. c.) La suma de las potencias iniciales de cada una de las centrales ubicadas en cada subsistema. <p>Alternativamente, como sensibilidad, se deberá considerar escenarios de estrés de baja disponibilidad generación renovable (solar, eólica, hidroeléctrica), independiente de la potencia inicial reconocida a dichas unidades.</p> <p>Asimismo, dicho estudio deberá considerar los antecedentes contenidos en el último informe técnico definitivo de Precios de Nudo de Corto Plazo que se encuentre disponible a la fecha de inicio del referido estudio. Dichos antecedentes podrán ser actualizados cuando se prevean modificaciones relevantes en la operación del sistema o subsistema eléctrico, según lo determine la Comisión.”</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
			<p>Alternativamente, como sensibilidad, se deberá considerar escenarios de estrés de baja disponibilidad generación renovable (solar, eólica, hidroeléctrica), independiente de la potencia inicial reconocida a dichas unidades.</p> <p>Asimismo, dicho estudio deberá considerar los antecedentes contenidos en el último informe técnico definitivo de Precios de Nudo de Corto Plazo que se encuentre disponible a la fecha de inicio del referido estudio. Dichos antecedentes podrán ser actualizados cuando se prevean modificaciones relevantes en la operación del sistema o subsistema eléctrico, según lo determine la Comisión.”</p>	

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
3	Collahuasi	Artículo 66°	<p>Respecto de Factores de penalización de la potencia de punta, el Artículo 66 indica: "La Comisión determinará el Precio de Nudo de la Potencia de Punta en cada barra a que hace referencia el último inciso del Artículo 63° del presente reglamento. Para ello, se calculará un factor de penalización de potencia de punta que, multiplicado por el Precio Básico de la Potencia de Punta del subsistema correspondiente, dará lugar al Precio de Nudo de Corto Plazo de potencia de punta en la barra respectiva del sistema eléctrico. Dicho factor de penalización se calculará para cada una de las barras referidas en el inciso anterior que no pertenezcan a la respectiva Subestación Básica de Potencia. Los señalados factores de penalización deberán considerar las pérdidas marginales de transmisión de potencia de punta, resultantes de la modelación de la operación esperada del sistema eléctrico, en los bloques de mayor demanda del horario de control de punta correspondientes al periodo definido en el tercer inciso del Artículo 63° del presente reglamento. Para lo anterior se utilizará una expresión equivalente a la señalada en el inciso quinto del Artículo 63° del presente reglamento, considerando el cociente entre la referida expresión evaluada en la respectiva barra y en la barra de la Subestación Básica de Potencia. El factor de penalización de potencia tendrá un valor unitario en cada Subestación Básica de Potencia, de conformidad con lo dispuesto en el Párrafo 2 del Capítulo 5 del presente Título." Teniendo en consideración que el DFL 4 define suficiencia como "el atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son</p>	<p>Donde dice: "Dicho factor de penalización se calculará para cada una de las barras referidas en el inciso anterior que no pertenezcan a la respectiva Subestación Básica de Potencia. Los señalados factores de penalización deberán considerar las pérdidas marginales de transmisión de potencia de punta, resultantes de la modelación de la operación esperada del sistema eléctrico, en los bloques de mayor demanda del horario de control de punta correspondientes al periodo definido en el tercer inciso del Artículo 63° del presente reglamento. Para lo anterior se utilizará una expresión equivalente a la señalada en el inciso quinto del Artículo 63° del presente reglamento, considerando el cociente entre la referida expresión evaluada en la respectiva barra y en la barra de la Subestación Básica de Potencia." Debe decir: "Dicho factor de penalización se calculará para cada una de las barras referidas en el inciso anterior que no pertenezcan a la respectiva Subestación Básica de Potencia. Los señalados factores de penalización deberán considerar las pérdidas marginales de transmisión de potencia de punta, resultantes de la modelación de la operación esperada del sistema eléctrico, en el periodo definido en el tercer inciso del Artículo 63° del presente reglamento. Para lo anterior se utilizará una expresión equivalente a la señalada en el inciso quinto del Artículo 63° del presente reglamento, considerando el cociente entre la referida expresión evaluada en la respectiva barra y en la barra de la Subestación Básica de Potencia."</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
			<p>adecuadas para abastecer la demanda”, y el hecho que los sistemas de almacenamiento, con energía limitada, tienen flexibilidad en el uso de energía, se sugiere considerar en el segundo inciso la eliminación de lo destacado en rojo: “Dicho factor de penalización se calculará para cada una de las barras referidas en el inciso anterior que no pertenezcan a la respectiva Subestación Básica de Potencia. Los señalados factores de penalización deberán considerar las pérdidas marginales de transmisión de potencia de punta, resultantes de la modelación de la operación esperada del sistema eléctrico, en los bloques de mayor demanda del horario de control de punta correspondientes al el periodo definido en el tercer inciso del Artículo 63° del presente reglamento. Para lo anterior se utilizará una expresión equivalente a la señalada en el inciso quinto del Artículo 63° del presente reglamento, considerando el cociente entre la referida expresión evaluada en la respectiva barra y en la barra de la Subestación Básica de Potencia.”</p>	

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
4	Collahuasi	Artículo 98°	<p>Respecto de las consideraciones generales de la unidad para proporcionar la potencia adicional en el sistema, se sugiere establecer los requerimientos que debe satisfacer la unidad de punta.</p> <p>Se debe definir si el requerimiento es sólo proporcionar energía por un periodo de 4 o 5 horas o se busca generar incentivos para unidades permitan el cumplimiento del requerimiento de dar generar las condiciones para cumplir el objetivo del atributo de que el sistema eléctrico tenga instalaciones adecuadas para abastecer la demanda.</p> <p>Luego, en el informe técnico que debe elaborar la Comisión se debe establecer el conjunto de requerimientos funcionales que debe cumplir la unidad de punta. Dichos requerimientos funcionales tienen que ser compatibles con los objetivos de suficiencia del sistema.</p>	0

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
5	Collahuasi	Artículo 99°	<p>Donde dice: "En el estudio de costos de unidades de punta se deberán analizar metodologías y criterios, a efectos de evaluar el tipo de unidad generadora más económica para suministrar la potencia adicional en una o más subestaciones del sistema eléctrico." Debiera decir: "En el estudio de costos de unidades de punta se deberán analizar metodologías y criterios, a efectos de evaluar el tipo de unidad generadora más económica para suministrar la potencia adicional en una o más subestaciones del sistema eléctrico, considerando apropiadamente los requerimientos funcionales que la Comisión haya definido para la unidad de punta."</p>	<p>Donde dice: "En el estudio de costos de unidades de punta se deberán analizar metodologías y criterios, a efectos de evaluar el tipo de unidad generadora más económica para suministrar la potencia adicional en una o más subestaciones del sistema eléctrico." Debiera decir: En el estudio de costos de unidades de punta se deberán analizar metodologías y criterios, a efectos de evaluar el tipo de unidad generadora más económica para suministrar la potencia adicional en una o más subestaciones del sistema eléctrico, considerando apropiadamente los requerimientos funcionales que la Comisión haya definido para la unidad de punta.</p>
6	Collahuasi	Artículo 78°	<p>Se indica "La comparación a la que se refiere el artículo precedente deberá realizarse resguardándose la debida coherencia entre el Precio Medio de Mercado y el Precio Medio Teórico."</p> <p>Sin embargo, el "artículo precedente" se refiere al cálculo de la Banda de Precio de Mercado, que considera la comparación del Precio Medio de Mercado con el Precio Medio Básico. En este sentido, para que el cálculo sea coherente, tampoco se deben adicionar los cargos destinados a remunerar los sistemas de transmisión, toda vez que el Precio Medio Básico corresponde únicamente a la suma del Precio Básico de Energía y el Precio Básico de Potencia.</p> <p>Se sugiere eliminar el literal b) del artículo 78°.</p>	<p>"Artículo 78°.- La determinación de la Banda de Precios de Mercado a la que se refiere el artículo precedente deberá realizarse resguardándose la debida coherencia entre el Precio Medio de Mercado y el Precio Medio Básico. Para ello, y únicamente para efectos de la referida comparación, se deberán:</p> <p>a) Descontar del Precio Medio de Mercado todos aquellos cargos que no se encuentren representados en el Precio Medio Básico, lo cual deberá quedar debidamente explicitado y justificado en el informe técnico definitivo al que se refiere el Capítulo 11 del presente Título.</p> <p>Con todo, [...]"</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
7	Collahuasi	Artículo 88°	<p>Para obtener la componente de energía del PMM (CEPMM) se debe descontar también los cargos individualizados en la letra h) del artículo 68, esto es: los cargos por transmisión en sus distintos segmentos, los cargos por distribución, según corresponda, y los cargos asociados a los retiros de energía.</p> <p>Si no se descuentan estos cargos, entonces los suministros asociados a las licitaciones de corto plazo a las que se refiere el artículo 135 quinquies de la ley pagarán dos veces dichos cargos: a través del precio de energía, y a través de la factura final que incluirá dichos cargos nuevamente.</p> <p>Se sugiere corregir la fórmula del CEPMM, quitando del PMM todos los cargos relacionados a suministro de energía que luego son cobrados por las empresas a través de la facturación.</p>	0

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
8	Collahuasi	Artículo 2°	<p>El literal ee) define los "Precios Traspasables" como "precios que se definirán para todas las comunas en las cuales se efectúe el suministro desde sistemas zonales de generación-transporte. Los precios traspasables tendrán dos componentes: precio de la energía y precio de la potencia de punta. Los Precios Traspasables de energía considerarán la aplicación de los ajustes contemplados en la legislación vigente."En la propuesta de reglamento se indican metodologías para determinar los Precios a nivel Generación-transporte, Precios a Nivel de Distribución o Precios de Nudo Zonales, pero no se indica cómo a partir de estos precios se determinarán los "Precios Traspasables". Se sugiere indicar, en todo artículo que corresponda, qué resultado de cálculo corresponderá a los "Precios Traspasables". En caso que no se identifique, se sugiere eliminar la definición de "Precios Traspasables".</p>	<p>Se sugiere indicar, en todo artículo que corresponda, qué resultado de cálculo corresponderá a los "Precios Traspasables".</p>
1	GPM-AG	Artículo 29°	<p>No queda claro de donde obtiene la información la Comisión.</p>	<p>Explicitar si la información a utilizar sobre disponibilidad de insumos primarios corresponde a información solicitada al Coordinador, a los Coordinados o si es información propia de la CNE. Al igual que en otros artículos debería incluir una frase similar a: "la Comisión podrá solicitar al Coordinador la información asociada a..."</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
2	GPM-AG	Artículo 35°	<p>Si bien es correcto considerar las obras que se vayan a construir, el adjudicarse una licitación de suministro no es garante de que se construya la central.</p> <p>Ya se han dado casos de centrales en el pasado que han estado por año deprimiendo los precios en la modelación por haberse adjudicado, y luego se revoca su construcción y licitación adjudicada, por procesos externos o no, por lo que debería existir un criterio más claro de cómo se realizará esta evaluación. Incluso, podría considerarse solo aquel proyecto que efectivamente haya sido declarado en construcción.</p>	Se debe definir un criterio conservador para considerar o no centrales en la modelación, cuando exista mayor certeza de que la central se va a construir o en su defecto, poder retirarla cuando no se visualicen avances reales del proyecto.
3	GPM-AG	Artículo 36°	Dentro de los parámetros técnicos exigidos de los sistemas de almacenamiento falta el factor de degradación anual, el cual es relevante para la simulación a futuro.	Considerar los parámetros de degradación anual para los sistemas de generación y de almacenamiento en la modelación. Se debería considerar al menos un factor genérico o representativo para cada tipo de tecnología de almacenamiento, lo cual captaría en parte la disminución de recurso disponible con el paso del tiempo
4	GPM-AG	Artículo 41°	Se menciona el "estudio" al que se refiere el Artículo 39. En el artículo 39 se habla del "informe" y no del "estudio" mencionado en el Capítulo 3. Hacer la distinción entre el informe (anual) y el estudio (cuadrienal).	La Comisión podrá contemplar proyectos en estudio y otras fuentes de información de que disponga para efectos de la elaboración del estudio informe al que se refiere el Artículo 39° del presente reglamento. Para estos efectos, podrá solicitar anualmente a las empresas propietarias de centrales generadoras, sistemas de almacenamiento y desarrolladoras de proyectos, información relativa a proyectos de generación y sistemas de almacenamiento que tengan en estudio. Modificar según corresponda.

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
5	GPM-AG	Artículo 42°	<p>Los artículos 42 y 52 hacen referencia al mismo estudio Subsistemas Eléctricos, por lo que existe redundancia. Más aún considerando que hay diferencias en los plazos que cada artículo establece:</p> <p>Art 42: "...El referido informe deberá realizarse cada 4 años..."</p> <p>Art 52: "...a más tardar, cada cuatro años..."</p>	Armonizar plazos: "Al menos cada 4 años"
6	GPM-AG	Artículo 50°	<p>El artículo modifica el plazo en que la CNE deberá realizar el estudio de costos de inversión de tecnologías de generación y sistemas de almacenamiento, pasando a ser de 4 años. El cambio propuesto, es decir de un estudio publicado con periodicidad anual a uno cada 4 años, implicará que los costos de inversión para la determinación del programa de obras no recojan los cambios en los valores de inversión, por lo que se solicita acoger la propuesta volviendo a la anualidad.</p>	<p>Artículo 50°.- Para efectos de dar cumplimiento a lo dispuesto en el Párrafo 8 del Capítulo 2 del presente Título, una vez al año la Comisión, a más tardar cada cuatro años, realizará un estudio de costos de inversión de tecnologías de generación ...</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
7	GPM-AG	Artículo 63°	<p>Actualmente, la Comisión Nacional de Energía (CNE) emplea un software de simulación que, si bien cumple con ciertos fines regulatorios, no representa de manera fiel ni trazable la operación económica óptima del Sistema Eléctrico Nacional, según los principios de eficiencia y transparencia establecidos en la normativa vigente.</p> <p>En la práctica, la herramienta utilizada requiere una segunda simulación complementaria para reflejar adecuadamente las condiciones del despacho, lo cual introduce espacios de ajuste manual y subjetividad en la determinación de resultados económicos y técnicos.</p> <p>Además, la necesidad de incorporar factores externos o correcciones manuales implica que los resultados finales no derivan directamente de un modelo matemático puro de optimización, afectando la reproducibilidad y auditabilidad de los resultados.</p> <p>Lo anterior genera complejidad innecesaria, dificulta la verificación independiente de los resultados y puede conducir a interpretaciones divergentes respecto a la eficiencia económica del sistema y a los ingresos asociados a los agentes del mercado.</p> <p>Propuesta de modificación o mejora:</p> <p>Se sugiere que el reglamento establezca explícitamente que el software utilizado para la simulación de la operación económica del sistema, al menos debe contar con:</p> <ul style="list-style-type: none"> -Basarse en modelos de optimización matemática plenamente determinísticos y trazables, que reflejen de manera directa y única los criterios de mínimo costo 	<p>En este sentido, se propone evaluar la utilización o desarrollo de un software más acorde con los requerimientos de trazabilidad, reproducibilidad y optimización económica pura, que permita reflejar de forma objetiva los resultados de la operación del sistema</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
			<p>establecidos en la regulación.</p> <ul style="list-style-type: none"> -Permitir la replicabilidad completa de los resultados por parte de terceros, garantizando transparencia y auditabilidad. -Evitar la necesidad de simulaciones complementarias o ajustes manuales externos al modelo base. -Ser modular y de acceso controlado, pero con documentación técnica suficiente para permitir su validación por los agentes del sector. 	

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
8	GPM-AG	Artículo 64°	Definir criterios o procedimiento sobre la elección de la subestación básica de potencia por subsistema.	Considerar una única barra de referencia para energía y potencia. Unificar las subestaciones básica de potencia, subestación básica de ajuste de banda y subestación básica de energía y potencia para el cálculo de factores de modulación.
9	GPM-AG	Artículo 66°	La modelación propuesta de etapas-bloques debería ser consistente en cuanto a la separación de las horas definidas para el cálculo de los factores de penalización. La idea es que no hayan horas fuera del horario de control de punta en aquellos bloques donde están contenidas las horas definidas para el cálculo de los factores de penalización y que no haya un tema de descrecionalidad en la definición de las etapas-bloques.	Se solicita consistencia en la definición de los bloques-horas para determinar la demanda de punta, ya que sino queda al arbitrio de quien este modelando sin una justificación técnica robusta, lo que podría no ser realmente representativo de la hora punta.
10	GPM-AG	Artículo 67°	Definir criterios o procedimiento sobre la elección de la subestación básica de energía y potencia para el cálculo de los factores de modulación.	Considerar una única barra de referencia para energía y potencia. Unificar las subestaciones básica de potencia, subestación básica de ajuste de banda y subestación básica de energía y potencia para el cálculo de factores de modulación.
11	GPM-AG	Artículo 77°	Definir criterios o procedimiento sobre la elección de la subestación básica de ajuste de banda.	Considerar una única barra de referencia para energía y potencia. Unificar las subestaciones básica de potencia, subestación básica de ajuste de banda y subestación básica de energía y potencia para el cálculo de factores de modulación.
12	GPM-AG	Artículo 78°	Este artículo establece que para hacer la comparación entre el PMM y el PMT de debe descontar del PMM todos aquellos cargos que no se encuentren representados en el PMT, y adicionar al PMM los cargos destinados a remunerar los sistemas de transmisión. Sin embargo, No queda claro cómo se descontarán pagos laterales de los PMM, considerando que podrían haber	Establecer criterios que permitan estimar los valores de pagos laterales en el PMM, cuando no sea posible desagregarlos.

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
			contratos que no desgregan esos costos y están interiorizados en el precio de la energía.	
13	GPM-AG	Artículo 133º	El artículo 133 contempla un plazo no superior a 5 días hábiles para observaciones al informe técnico preliminar de Precio de Nudo Promedio. Dada la complejidad en su revisión se solicita ampliar el plazo a 10 días hábiles.	Artículo 133º.- Las empresas eléctricas podrán enviar a la Comisión sus observaciones al informe técnico preliminar señalado en el Artículo 131º anterior, en un plazo no superior a cinco diez días hábiles contados desde la recepción de dicho informe, según el formato definido por la Comisión. Para efectos de la elaboración del informe técnico definitivo, la Comisión deberá analizar dichas observaciones, pudiendo aceptarlas o rechazarlas, total o parcialmente.
1	ACESOL AG	Artículo 69º y 70º	Mejora (Publicación de Datos de Entrada): Aunque el reglamento exige a las empresas suministradoras y distribuidoras entregar facturas desglosadas (incluyendo cargos por transporte), la CNE no tiene un mandato explícito para publicar esta información de base desagregada utilizada como input para el PMM, afectando la replicabilidad del cálculo.	Adicionar un inciso final al Artículo 69º y 70º: "La Comisión deberá publicar, para el período de cálculo del Precio Medio de Mercado, la información desagregada por tipo de cliente (anonymizada, si corresponde) que muestre la separación de precios cobrados o pagados por componente de costo, incluyendo energía, potencia, remuneración del sistema de transmisión y otros cargos laterales o ajustes, de manera que el cálculo del PMM sea completamente replicable en sus distintas componentes."

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
2	ACESOL AG	Artículo 76º	<p>Problema (Opacidad del PMT): El Precio Medio Teórico (PMT) se define como un cociente agregado (monómico) que valora los suministros incluyendo los cargos destinados a remunerar los sistemas de transmisión. Esta opacidad impide verificar la magnitud y proporción de las componentes (Energía, Potencia, Transmisión y otros), dificultando la trazabilidad del coeficiente único de ajuste que se hace a la componente de energía del PMT al hacer el ajuste por bandas.</p>	<p>Modificar el Artículo 76, agregando un inciso final: "La Comisión deberá calcular la valorización teórica total desagregada de las componentes de Energía (PBE), Potencia (PBP), Cargos de Transmisión y otros incluidas en la determinación del Precio Medio Teórico. Dicha desagregación deberá ser incluida, en términos absolutos y unitarios, en el Informe Técnico Definitivo a que se refiere el Capítulo 11 del presente Título, a efectos de permitir la trazabilidad y observabilidad del cálculo del coeficiente de ajuste dispuesto en el Artículo 79º."</p>
3	ACESOL AG	Artículo 77º, Numeral 1	<p>Problema (Factor de Carga sin respaldo y diferenciación): El Factor de Carga (fc), fundamental en la fórmula del Precio Medio Básico (PMB), se publica sin referencia explícita a la resolución o informe definitivo que respalda su valor. Adicionalmente, se requiere evaluar la diferenciación del factor de carga por tipo de cliente (libre o regulado) y según tamaño de clientes libres.</p>	<p>Modificar la glosa del fc en el numeral 1: "fc: Factor de carga del respectivo sistema eléctrico, determinado por la Comisión sobre la base del estudio a que hace referencia el Párrafo 3 del Capítulo 3 del presente Título. La Comisión deberá referenciar el valor numérico vigente a la resolución o informe definitivo que le da origen en el respectivo Informe Técnico de Precios de Nudo de Corto Plazo, adjuntando respaldo de cálculos. La Comisión deberá establecer factores de carga diferenciados por tipo de cliente (libre o regulado) y grupos de clientes libres, según su tamaño o patrón de consumo, a efectos de reflejar con mayor precisión los PMB del sistema."</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
4	ACESOL AG	Artículo 78º	Problema (Transparencia del Ajuste de Coherencia): La comparación de la banda requiere ajustes de "coherencia" específicos (descontar cargos no representados en el PMT y adicionar cargos de transmisión al PMM). La opacidad en los valores numéricos impide la replicabilidad y verificación del proceso.	Modificar el Artículo 78º, inciso final: "La Comisión deberá explicitar y publicar, en el Informe Técnico Definitivo, los valores numéricos y la metodología utilizada para realizar los ajustes, descuentos y/o adiciones de cargos al Precio Medio de Mercado y al Precio Medio Teórico, con el fin de resguardar la debida coherencia entre ambos y permitir la completa trazabilidad y replicabilidad de la comparación, indicando todos los componentes valorizados que se utilizan para calcular el PMT a partir del PMB con su respectiva justificación."
5	ACESOL AG	Artículo 88º	Problema (Aislamiento de la Energía Pura): El cálculo de la Componente de Energía del PMM (CEPMM) resta la potencia del PMM monómico, lo que no asegura que los costos de transmisión y laterales hayan sido removidos. El objetivo (Art. 79) es multiplicar la componente pura de energía del PMT, por lo que su aislamiento debe ser comprobable y replicable.	Modificar y adicionar incisos al Artículo 88º: "En el cálculo de la Componente de Energía del Precio Medio de Mercado (CEPMM) a que se refiere el inciso primero, la Comisión deberá asegurar que el precio de energía resulte debidamente aislado de los costos de remuneración de los sistemas de transmisión, peajes y otros cargos laterales o ajustes que se incluyan en el PMM monómico. Asimismo, la Comisión deberá explicitar en el Informe Técnico Definitivo los pasos metodológicos que garanticen que la Componente de Energía del Precio Medio Teórico se encuentra debidamente aislada de costos de transmisión y laterales en la etapa previa a la aplicación del coeficiente único de ajuste, con el objetivo de que el cálculo final del Precio de Nudo de Corto Plazo de energía sea totalmente replicable."

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROUESTA DE TEXTO
6	ACESOL AG	Artículo 143º	Problema (Arbitrariedad en modelación): La falta de diferenciación del PMM según grupos de clientes libres (pequeño, mediano, grande) genera preocupación sobre la arbitrariedad en la modelación. La propuesta de Indicadores de Precios de Mercado (IPR) es la herramienta correcta, pero se debe asegurar que las desagregaciones incluyan explícitamente el tamaño del cliente, ubicación geográfica y los componentes de precio.	Modificar el inciso primero del Artículo 143: "A partir de los precios medios informados conforme a lo dispuesto en el Capítulo 7 del Título II del presente reglamento, la Comisión publicará, al menos semestralmente, en su sitio web institucional, indicadores de precios que entreguen referencias del mercado de contratos de suministro eléctrico. Dichos indicadores se agruparán bajo el concepto de "Indicador de Precios de Mercado", los cuales deberán presentar distintas desagregaciones de precios, dentro de los cuales al menos se encontrarán los componentes de Precio Medio de Mercado (PMM) por cliente libre o regulado, ubicación geográfica, y tamaño del cliente libre, incluyendo, al menos, la desagregación por rango de potencia conectada o nivel de consumo de los Clientes Libres. De todas formas, la Comisión deberá explicitar la metodología de cálculo utilizada para cada indicador."
1	Anglo American Sur S.A	Artículo 2º	Varias definiciones se utilizan o aplican también en el Decreto N°327 de 1997 del Ministerio de Minería, que fija Reglamento de la ley general de servicios eléctricos.	Considerando que el Decreto N°327/1997 contiene, utiliza o aplica conceptos que se relacionan directamente con las materias tratadas en el Decreto N°86/2012, se solicita efectuar una revisión de elementos y las modificaciones que correspondan en cada cuerpo normativo, de manera tal de que la regulación resulte coherente y actualizada en su conjunto, al menos respecto a las materias comunes de ambos reglamentos.
2	Anglo American Sur S.A	Artículo 2º	La definición del costo de falla de corta duración es distinta a la establecida en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. Sin perjuicio de que la NTSyCS corresponda a una normativa de jerarquía	Se solicita revisar y modificar la definición de costo de falla de corta duración, según corresponda, a partir de lo establecido en otros cuerpos normativos, en particular de la NTSyCS.

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
			inferior al reglamento en consulta, se solicita que se efectúe la debida coherencia con las definiciones.	
3	Anglo American Sur S.A	Artículo 2°	El literal ee) define los "Precios Traspasables" como "precios que se definirán para todas las comunas en las cuales se efectúe el suministro desde sistemas zonales de generación-transporte. Los precios traspasables tendrán dos componentes: precio de la energía y precio de la potencia de punta. Los Precios Traspasables de energía considerarán la aplicación de los ajustes contemplados en la legislación vigente." En la propuesta de reglamento se indican metodologías para determinar los Precios a nivel Generación-transporte, Precios a Nivel de Distribución o Precios de Nudo Zonales, pero no se indica cómo a partir de estos precios se determinarán los "Precios Traspasables". Se sugiere indicar, en todo artículo que corresponda, qué resultado de cálculo corresponderá a los "Precios Traspasables". En caso que no se identifique, se sugiere eliminar la definición de "Precios Traspasables".	Se sugiere indicar, en todo artículo que corresponda, qué resultado de cálculo corresponderá a los "Precios Traspasables".

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
4	Anglo American Sur S.A	Artículo 2°	<p>Respecto al Precio Medio de Mercado (PMM), la LGSE señala expresamente en su artículo 167° que "(...) Éste será determinado como el cuociente entre la suma de las facturaciones efectuadas por todos los suministros de energía y potencia a clientes libres y distribuidoras indicados en el artículo 166°, y el total de la energía asociada a dichos suministros(...)", por lo que se solicita considerar, como señala la ley, sólo los suministros de energía y potencia, y su facturación correspondiente.</p> <p>Cabe señalar que sin perjuicio de compartir lo señalado por el Ministerio de Energía en relación a que el PMM en efecto podría no ser un indicador adecuado del costo representativo total de abastecimiento - y además del argumento jurídico -, la aplicación del PMM en la formación de la banda de precios y posterior ajuste del precio básico de energía es coherente sólo si considera el costo de la energía y potencia, ya que los costos marginales de la modelación que son ajustados, a su vez, responden a el suministro de energía y no considera, por ejemplo, pagos laterales. De hecho, de incorporar los pagos laterales dentro del PMM se estaría elevando artificialmente el Precio Estabilizado que, justamente, proviene del cálculo. Incluso, al ser utilizado para el valor maximo y ajuste de precios de licitaciones de corto plazo, y dado que los nuevos contratos que se están licitando ya incluyen indexadores en cuanto a cargos</p>	<p>cc) Precio Medio de Mercado: corresponde al cociente entre la suma de las facturaciones efectuadas por todos los suministros de energía y potencia a Clientes Libres y Empresas Distribuidoras indicados en el Artículo 69 y en el Artículo 70° del presente reglamento, debidamente reajustados según la variación que experimente el IPC, y el total de la energía asociada a dichos suministros, ambas ocurridas en el período de cuatro meses que culmina en el tercer mes anterior al establecido para la comunicación del informe técnico a que se refiere el Capítulo 11 del Título II del presente reglamento. Las referidas facturaciones no deberán considerar los cargos a suministradores por retiros, en caso de que dichos cargos hayan sido directamente traspasados a sus clientes."</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
			sistemicos, se podria dar una doble contabilidad de estos factores si se incluyen pagos laterales en el PMM.	

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
5	Anglo American Sur S.A	Artículo 22º	Se solicita que los ajustes en la previsión de demanda a los que se refiere el artículo se encuentren debidamente fundados.	Sin perjuicio de lo señalado en el artículo precedente, la Comisión podrá realizar ajustes a la previsión de demanda a que hace referencia el artículo anterior, los que deberán encontrarse debidamente fundados, a partir de encuestas a clientes, información estadística, opinión de expertos, expectativas de variables macroeconómicas, o cualquier otro antecedente relevante para la determinación de los niveles de consumo esperados que se utilicen en los procesos de determinación de Precios de Nudo de Corto Plazo. En dicho caso, los antecedentes del ajuste deberán señalarse en el informe técnico al que hace referencia el Capítulo 10 del presente Título, y publicarse en el sitio web de la Comisión.
6	Anglo American Sur S.A	Artículo 34º	Se solicita incorporar una disposición que establezca la obligación de incorporar en la simulación realizada para efectos de la determinación de los Precios de Nudo de Corto Plazo, restricciones de operación que incidan en forma relevante en los resultados. Entre estas restricciones se encuentran, al menos, las restricciones de inercia mínima, reservas para control de frecuencia.	La modelación y simulación de la operación esperada del sistema eléctrico para efectos de la determinación de los Precios de Nudo de Corto Plazo, deberá considerar aquellas restricciones de operación que incidan en forma relevante en los resultados. Entre estas restricciones se encuentran, al menos, las restricciones de inercia mínima, reservas para control de frecuencia.
7	Anglo American Sur S.A	Artículo 36º.-	Sería beneficioso para los agentes del sistema y la transparencia del sector el contar con la información que el Coordinador envíe a la CNE, en conformidad a este artículo.	los antecedentes enviados por el Coordinador, deberán quedar publicados en la web de la CNE a más tardar dentro de 5 días hábiles desde su recepción.

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
8	Anglo American Sur S.A	Artículo 36º.-	<p>En relación al punto 3. Sistemas de almacenamiento, se establece que el Coordinador debe informar</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Eficiencia del ciclo de carga y descarga; y, b) Capacidad de almacenamiento en horas y/o MWh. <p>Para efectos de lograr de mejor forma los objetivos de la simulación realizada para efectos de la determinación de los Precios de Nudo de Corto Plazo, estimamos conveniente que el Coordinador informe a la CNE de todas las restricciones que aplica a los sistemas de almacenamiento, en la programación de la operación.</p>	<p>Se sugiere agregar lo indicado en rojo:</p> <p>3. Sistemas de almacenamiento: [...]</p> <p>c) Toda otra restricción o parámetro utilizado por el Coordinador en la modelación de los sistemas de almacenamiento, entre los que se puede encontrar, entre otros, restricciones al número de ciclos de carga/descarga, u horarios a los que se restrinja carga/descarga.</p>
9	Anglo American Sur S.A	Artículo 37º.-	<p>Se observa que no se establece la obligación de fundamentar los modelos, parámetros y supuestos con los que modelará las distintas instalaciones del sistema eléctrico .</p>	<p>Se sugiere agregar lo indicado en rojo:</p> <p>Artículo 37º.-</p> <p>Sobre la base de los referidos antecedentes, y de las proyecciones que la Comisión establezca al efecto, esta determinará los modelos, parámetros y supuestos con los que modelará las distintas instalaciones del sistema eléctrico para efectos de simular su operación más económica. Todo lo anterior deberá estar fundamentado por la Comisión en el Informe Técnico de Precios de Nudo.</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
10	Anglo American Sur S.A	Artículo 44°	<p>En relación al Informe de subsistemas eléctricos, se solicita que en cada fijación sea obligatorio que la CNE analice la situación de la operación esperada del sistema eléctrico y defina los subsistemas que correspondan. Asimismo, y dado el dinamismo del sector eléctrico, se solicita eliminar la condición establecida en el último inciso del artículo 44°.</p>	<p>Artículo 44°.- Los subsistemas eléctricos definidos sobre la base del informe a que hacen referencia los artículos precedentes, deberán ser incorporados en el informe técnico de fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo asociado al decreto cuya vigencia inicia durante el primer semestre del año respectivo.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, a partir de las metodologías y criterios definidos en el estudio de subsistemas eléctricos, la Comisión podrá actualizar y analizar para cada fijación siguiente los subsistemas eléctricos establecidos, y actualizar la definición de los mismos a partir de dicho análisis. en dicho estudio, lo cual deberá ser incorporado en el informe técnico a que hace referencia el inciso anterior.</p> <p>Por su parte, el informe técnico de fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo, asociado al decreto cuya vigencia inicia durante el segundo semestre del año respectivo, deberá mantener la misma definición de subsistemas eléctricos establecida en el decreto cuya vigencia inicia durante el primer semestre de dicho año.</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
11	Anglo American Sur S.A	Artículo 48°	Se solicita incorporar condiciones mínimas respecto a las características del estudio de proyección de precios de combustibles.	Artículo 48°.- Para efectos de dar cumplimiento al Párrafo 3 del Capítulo 2 del Título II del presente reglamento, la Comisión deberá realizar, a más tardar cada cuatro años, un estudio que determine las metodologías, parámetros de cálculo y fuentes empleadas en la proyección de precios de combustibles. Dicho estudio podrá ser contratado por la Comisión, conforme a las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas vigentes, y deberá considerar, al menos, un análisis estadístico respecto a la relación entre los precios de combustibles en Chile respecto al mercado internacional, así como también aspectos logísticos, aduaneros y otros que permitan reflejar adecuadamente los precios a nivel interno.
12	Anglo American Sur S.A	Artículo 57°	Respecto al Estudio de cargos por energía reactiva, se solicita analizar: 1. Por qué razón el decreto PNCP incorporaría cargos por energía reactiva "a aplicar a una empresa distribuidora o cliente libre", en particular respecto a clientes libres conectados directamente en transmisión. En caso de mantener el artículo, se solicita especificar que corresponde a clientes conectados en distribución. 2. Cuál es la razón de seguir calculando cargos por energía reactiva en el PNCP y, en caso de ser necesarios, cómo y a quién se aplican, considerando la debida coherencia con el esquema de SSCC establecido en la LGSE.	Artículo 57°.- Para dar cumplimiento a lo expuesto en el literal h) del Artículo 83° del presente reglamento, la Comisión realizará, a más tardar cada cuatro años, un estudio de revisión y actualización de los cargos por energía reactiva a aplicar a cada Empresa Distribuidora o Cliente Libre conectado en distribución, el que podrá contratar a un tercero conforme a las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas vigentes. Sin perjuicio de lo anterior, la Comisión, en caso de que lo estime pertinente y de manera fundada, podrá no realizar el estudio al que hace referencia el inciso anterior dentro del periodo señalado. En este último caso, mantendrá los resultados del último estudio, actualizándolo según lo indicado en el inciso tercero del Artículo 58° del presente reglamento.

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
13	Anglo American Sur S.A	Artículo 53°	<p>Dice: "En el estudio de subsistemas eléctricos al que hace referencia el artículo precedente, se deberá analizar en detalle la operación esperada del Sistema Eléctrico Nacional para un horizonte de simulación de, al menos, cinco años. Asimismo, dicho estudio deberá considerar los antecedentes contenidos en el último informe técnico definitivo de Precios de Nudo de Corto Plazo que se encuentre disponible a la fecha de inicio del referido estudio. Dichos antecedentes podrán ser actualizados cuando se prevean modificaciones relevantes en la operación del sistema o subsistema eléctrico, según lo determine la Comisión." Debiera decir, dado la definición propuesta para subsistema en la observación anterior: "En el estudio de subsistemas eléctricos al que hace referencia el artículo precedente, se deberá analizar en detalle:a.) la operación esperada del Sistema Eléctrico Nacional para un horizonte de simulación de, al menos, cinco años.b.) La demanda máxima local de cada subsistema en un horizonte de cinco años.c.) La suma de las potencias iniciales de cada una de las centrales ubicadas en cada subsistema. Alternativamente, como sensibilidad, se deberá considerar escenarios de estrés de baja disponibilidad generación renovable (solar, eólica, hidroeléctrica), independiente de la potencia inicial reconocida a dichas unidades. Asimismo, dicho estudio deberá considerar los antecedentes contenidos en el último informe técnico definitivo de Precios de Nudo de Corto Plazo que se encuentre disponible a la fecha de inicio del referido estudio. Dichos antecedentes podrán ser actualizados cuando se prevean</p>	<p>"En el estudio de subsistemas eléctricos al que hace referencia el artículo precedente, se deberá analizar en detalle:a.) la operación esperada del Sistema Eléctrico Nacional para un horizonte de simulación de, al menos, cinco años.b.) La demanda máxima local de cada subsistema en un horizonte de cinco años.c.) La suma de las potencias iniciales de cada una de las centrales ubicadas en cada subsistema. Alternativamente, como sensibilidad, se deberá considerar escenarios de estrés de baja disponibilidad generación renovable (solar, eólica, hidroeléctrica), independiente de la potencia inicial reconocida a dichas unidades. Asimismo, dicho estudio deberá considerar los antecedentes contenidos en el último informe técnico definitivo de Precios de Nudo de Corto Plazo que se encuentre disponible a la fecha de inicio del referido estudio. Dichos antecedentes podrán ser actualizados cuando se prevean modificaciones relevantes en la operación del sistema o subsistema eléctrico, según lo determine la Comisión."</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
			modificaciones relevantes en la operación del sistema o subsistema eléctrico, según lo determine la Comisión."	

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
14	Anglo American Sur S.A	Artículo 66°	<p>Respecto de Factores de penalización de la potencia de punta, el Artículo 66 indica: "La Comisión determinará el Precio de Nudo de la Potencia de Punta en cada barra a que hace referencia el último inciso del Artículo 63° del presente reglamento. Para ello, se calculará un factor de penalización de potencia de punta que, multiplicado por el Precio Básico de la Potencia de Punta del subsistema correspondiente, dará lugar al Precio de Nudo de Corto Plazo de potencia de punta en la barra respectiva del sistema eléctrico. Dicho factor de penalización se calculará para cada una de las barras referidas en el inciso anterior que no pertenezcan a la respectiva Subestación Básica de Potencia. Los señalados factores de penalización deberán considerar las pérdidas marginales de transmisión de potencia de punta, resultantes de la modelación de la operación esperada del sistema eléctrico, en los bloques de mayor demanda del horario de control de punta correspondientes al periodo definido en el tercer inciso del Artículo 63° del presente reglamento. Para lo anterior se utilizará una expresión equivalente a la señalada en el inciso quinto del Artículo 63° del presente reglamento, considerando el cociente entre la referida expresión evaluada en la respectiva barra y en la barra de la Subestación Básica de Potencia. El factor de penalización de potencia tendrá un valor unitario en cada Subestación Básica de Potencia, de conformidad con lo dispuesto en el Párrafo 2 del Capítulo 5 del presente Título." Teniendo en consideración que el DFL 4 define suficiencia como "el atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son</p>	<p>Donde dice: "Dicho factor de penalización se calculará para cada una de las barras referidas en el inciso anterior que no pertenezcan a la respectiva Subestación Básica de Potencia. Los señalados factores de penalización deberán considerar las pérdidas marginales de transmisión de potencia de punta, resultantes de la modelación de la operación esperada del sistema eléctrico, en los bloques de mayor demanda del horario de control de punta correspondientes al periodo definido en el tercer inciso del Artículo 63° del presente reglamento. Para lo anterior se utilizará una expresión equivalente a la señalada en el inciso quinto del Artículo 63° del presente reglamento, considerando el cociente entre la referida expresión evaluada en la respectiva barra y en la barra de la Subestación Básica de Potencia." Debe decir: "Dicho factor de penalización se calculará para cada una de las barras referidas en el inciso anterior que no pertenezcan a la respectiva Subestación Básica de Potencia. Los señalados factores de penalización deberán considerar las pérdidas marginales de transmisión de potencia de punta, resultantes de la modelación de la operación esperada del sistema eléctrico, en el periodo definido en el tercer inciso del Artículo 63° del presente reglamento. Para lo anterior se utilizará una expresión equivalente a la señalada en el inciso quinto del Artículo 63° del presente reglamento, considerando el cociente entre la referida expresión evaluada en la respectiva barra y en la barra de la Subestación Básica de Potencia."</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
			<p>adecuadas para abastecer la demanda”, y el hecho que los sistemas de almacenamiento, con energía limitada, tienen flexibilidad en el uso de energía, se sugiere considerar en el segundo inciso la eliminación de lo destacado en rojo: “Dicho factor de penalización se calculará para cada una de las barras referidas en el inciso anterior que no pertenezcan a la respectiva Subestación Básica de Potencia. Los señalados factores de penalización deberán considerar las pérdidas marginales de transmisión de potencia de punta, resultantes de la modelación de la operación esperada del sistema eléctrico, en los bloques de mayor demanda del horario de control de punta correspondientes al el periodo definido en el tercer inciso del Artículo 63° del presente reglamento. Para lo anterior se utilizará una expresión equivalente a la señalada en el inciso quinto del Artículo 63° del presente reglamento, considerando el cociente entre la referida expresión evaluada en la respectiva barra y en la barra de la Subestación Básica de Potencia.”</p>	

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
15	Anglo American Sur S.A	Artículo 98°	<p>Respecto de las consideraciones generales de la unidad para proporcionar la potencia adicional en el sistema, se sugiere establecer los requerimientos que debe satisfacer la unidad de punta.</p> <p>Se debe definir si el requerimiento es sólo proporcionar energía por un periodo de 4 o 5 horas o se busca generar incentivos para unidades permitan el cumplimiento del requerimiento de dar generar las condiciones para cumplir el objetivo del atributo de que el sistema eléctrico tenga instalaciones adecuadas para abastecer la demanda.</p> <p>Luego, en el informe técnico que debe elaborar la Comisión se debe establecer el conjunto de requerimientos funcionales que debe cumplir la unidad de punta. Dichos requerimientos funcionales tienen que ser compatibles con los objetivos de suficiencia del sistema.</p>	<p>Se solicita definir si el requerimiento es sólo proporcionar energía por un periodo de 4 o 5 horas o se busca generar incentivos para unidades permitan el cumplimiento del requerimiento de dar generar las condiciones para cumplir el objetivo del atributo de que el sistema eléctrico tenga instalaciones adecuadas para abastecer la demanda.</p> <p>Luego, en el informe técnico que debe elaborar la Comisión se debe establecer el conjunto de requerimientos funcionales que debe cumplir la unidad de punta. Dichos requerimientos funcionales tienen que ser compatibles con los objetivos de suficiencia del sistema.</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
16	Anglo American Sur S.A	Artículo 99°	<p>Donde dice: "En el estudio de costos de unidades de punta se deberán analizar metodologías y criterios, a efectos de evaluar el tipo de unidad generadora más económica para suministrar la potencia adicional en una o más subestaciones del sistema eléctrico." Debiera decir: "En el estudio de costos de unidades de punta se deberán analizar metodologías y criterios, a efectos de evaluar el tipo de unidad generadora más económica para suministrar la potencia adicional en una o más subestaciones del sistema eléctrico, considerando apropiadamente los requerimientos funcionales que la Comisión haya definido para la unidad de punta."</p>	<p>Donde dice: "En el estudio de costos de unidades de punta se deberán analizar metodologías y criterios, a efectos de evaluar el tipo de unidad generadora más económica para suministrar la potencia adicional en una o más subestaciones del sistema eléctrico." Debiera decir: En el estudio de costos de unidades de punta se deberán analizar metodologías y criterios, a efectos de evaluar el tipo de unidad generadora más económica para suministrar la potencia adicional en una o más subestaciones del sistema eléctrico, considerando apropiadamente los requerimientos funcionales que la Comisión haya definido para la unidad de punta.</p>
17	Anglo American Sur S.A	Artículo 78°	<p>Se indica "La comparación a la que se refiere el artículo precedente deberá realizarse resguardándose la debida coherencia entre el Precio Medio de Mercado y el Precio Medio Teórico."</p> <p>Sin embargo, el "artículo precedente" se refiere al cálculo de la Banda de Precio de Mercado, que considera la comparación del Precio Medio de Mercado con el Precio Medio Básico. En este sentido, para que el cálculo sea coherente, tampoco se deben adicionar los cargos destinados a remunerar los sistemas de transmisión, toda vez que el Precio Medio Básico corresponde únicamente a la suma del Precio Básico de Energía y el Precio Básico de Potencia.</p> <p>Se sugiere eliminar el literal b) del artículo 78°.</p>	<p>"Artículo 78°.- La determinación de la Banda de Precios de Mercado a la que se refiere el artículo precedente deberá realizarse resguardándose la debida coherencia entre el Precio Medio de Mercado y el Precio Medio Básico. Para ello, y únicamente para efectos de la referida comparación, se deberán:</p> <p>a) Descontar del Precio Medio de Mercado todos aquellos cargos que no se encuentren representados en el Precio Medio Básico, lo cual deberá quedar debidamente explicitado y justificado en el informe técnico definitivo al que se refiere el Capítulo 11 del presente Título.</p> <p>Con todo, [...]"</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
18	Anglo American Sur S.A	Artículo 88°	<p>Para obtener la componente de energía del PMM (CEPMM) se debe descontar también los cargos individualizados en la letra h) del artículo 68, esto es: los cargos por transmisión en sus distintos segmentos, los cargos por distribución, según corresponda, y los cargos asociados a los retiros de energía.</p> <p>Si no se descuentan estos cargos, entonces los suministros asociados a las licitaciones de corto plazo a las que se refiere el artículo 135 quinquies de la ley pagarán dos veces dichos cargos: a través del precio de energía, y a través de la factura final que incluirá dichos cargos nuevamente.</p> <p>Se sugiere corregir la fórmula del CEPMM, quitando del PMM todos los cargos relacionados a suministro de energía que luego son cobrados por las empresas a través de la facturación.</p>	Se solicita corregir la fórmula del CEPMM, quitando del PMM todos los cargos relacionados a suministro de energía que luego son cobrados por las empresas a través de la facturación.
19	Anglo American Sur S.A	Artículo 137°	<p>Se solicita incorporar en el informe de demanda una proyección de potencia junto con la de energía, de forma tal que se tenga una previsión también de la capacidad que podría requerir el sistema y que podría servir de insumo relevante para procesos relacionados con transmisión.</p>	<p>Artículo 137°.- La Comisión, anualmente, y a más tardar en el mes de diciembre, deberá publicar el informe preliminar de previsión de demanda que contendrá las proyecciones de consumo eléctrico, energía y potencia, de los Clientes Regulados y de los Clientes Libres del Sistema Eléctrico Nacional y de los Sistemas Medianos. El referido informe preliminar deberá ser aprobado mediante resolución y se publicará en el sitio web de la Comisión. Adicionalmente, el informe preliminar se notificará en la misma oportunidad al Coordinador, a los Coordinados, y a las empresas generadoras y distribuidoras que operen en Sistemas Medianos.</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
20	Anglo American Sur S.A	General	<p>Definir subsistema eléctrico y sus objetivos</p> <p>Se define como subsistema eléctrico a una zona, delimitada por subestaciones específicas, en la cual la Comisión define un criterio de suficiencia de instalaciones de generación para abastecer la demanda máxima del subsistema.</p> <p>El criterio de suficiencia puede ser que las instalaciones de generación en el subsistema sean suficientes para abastecer la demanda máxima local del subsistema ante condiciones extremas, definidas por la CNE. También puede ser un criterio de suficiencia el hecho que las instalaciones de generación en el subsistema sean insuficientes para abastecer la demanda máxima local del subsistema ante condiciones extremas, definidas por la CNE, y se requiera, por diseño, transferencias desde otro subsistema.</p>	0
1	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 2º	<p>Se observan los siguientes aspectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> -Literal n) Hace referencia al Artículo 72º-17 de la Ley, correspondiente a declaración en construcción y no al concepto "unidad generadora" -Literal t) Hace referencia al IPC, más no incluye mención en caso de que dicho índice sea reemplazado. -Literal y) La definición indicada, en su redacción actual, no permite que la unidad de punta pueda corresponder a un Sistema de Almacenamiento. -Literal cc) Uso de IPC, sin hacer mención en caso de que se modifique dicho índice. 	Revisar y corregir según corresponda, de acuerdo con lo observado.

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
			-Literal nn) Falta indicar "o la institución que lo reemplace"	
2	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 2º	En el Literal ee) Se hace mención al concepto "Precios Traspasables", no obstante dicho concepto no es debidamente definido a lo largo del Reglamento. En efecto, se hace mención de dicho concepto, pero en ningún artículo se indica que lo compone.	Corregir la definición y/o los artículos que corresponda, de manera tal que el concepto indicado quede adecuadamente referenciado en el cuerpo del texto, tanto en su definición como en su modo de cálculo.
3	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 2º	En el cuerpo del Reglamento se utilizan las siguientes conceptos que no se encuentran definidos: Punta de Venta, Punto de Suministro, Subestación de Generación-Transporte, Subestación Primaria/Subestación Primaria de Distribución, Decretos Tarifarios.	Se solicita incorporar las definiciones para los conceptos observados.

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
4	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 2º	<p>En lo referente al literal cc) Precio Medio de Mercado, la LGSE no contempla la incorporación de otros cargos asociados a los suministradores producto de los retiros. Adicionalmente, dicha disposición da a lugar a incoherencias regulatorias a efectos de la comparación con el Precio Medio Teórico para la determinación de los ajustes a la Banda de Precios a los que hace referencia el Capítulo 8 del Título II. En virtud de lo anterior, resulta pertinente no incluir los cargos a suministradores asociados a los retiros.</p>	<p>Modificar el literal cc) en el siguiente tenor: "Precio Medio de Mercado: corresponde al cociente entre la suma de las facturaciones efectuadas por todos los suministros de energía y potencia a Clientes Libres y Empresas Distribuidoras indicados en el Artículo 69 y en el Artículo 70º del presente reglamento, debidamente reajustados según la variación que experimente el IPC, y el total de la energía asociada a dichos suministros, ambas ocurridas en el período de cuatro meses que culmina en el tercer mes anterior al establecido para la comunicación del informe técnico a que se refiere el Capítulo 11 del Título II del presente reglamento. Las referidas facturaciones deberán considerar los cargos a suministradores por retiros, en caso de que dichos cargos hayan sido directamente traspasados a sus clientes." Asimismo, en caso de acoger esta modificación, esto implicará de manera subsecuente, la modificación del artículo 78º de la propuesta, relativo al proceso de comparación del Precio Medio de Mercado con el Precio Medio Teórico. Como consecuencia de lo anterior, se requiere realizar adecuaciones al precio de energía para suministro de clientes regulados, en el cual la componente asociada a "cargos por retiros" se encuentra implícita.</p>
5	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 9º	<p>La redacción del artículo 9º, podría comprenderse como un conjunto de condiciones copulativas para poder acceder a precios libres.</p>	<p>"[...], y, por tanto, no se les aplicarán los precios regulados en este reglamento cuando ocurra alguna de las siguientes circunstancias: "</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
6	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 10º	<p>La definición indicada en el numeral 2 "Precios a Nivel de Distribución" resulta muy similar a la del Artículo 2, literal dd) Precios de Nudo Zonales o "Precios EN nivel de Distribución", que corresponde a la mencionada en el numeral 3. Atendida la claridad que debiese tener el cuerpo regulatorio, se solicita que se adecúe alguna de ambas definiciones, para evitar ambigüedades en el cuerpo regulatorio.</p> <p>Adicionalmente, se requiere incorporar la definición del concepto "Subestación de Generación-Transporte", utilizada en el numeral 1.</p>	<p>Eliminar el concepto de "Precios EN Nivel de Distribución" del artículo 2º, puesto que no se utiliza en el cuerpo regulatorio.</p> <p>Adicionalmente, en el mismo Artículo 2º, incorporar la definición de Subestación de Generación-Transporte.</p>
7	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 25º	<p>Se indica que las fuentes de información deben ser de libre acceso y únicas. No obstante, no queda claro el alcance de la palabra "únicas" en el contexto en cuestión. En caso de que se refieran a fuentes comunes para todos los combustibles se solicita utilizar dicho adjetivo.</p>	<p>"[...] De todas formas, la Comisión debe propender a que las fuentes de información utilizadas sean de libre acceso y comunes para todos los combustibles considerados en la proyección." En caso contrario, que no sea el sentido deseado, se solicita mejorar la redacción para que quede claro a que se refiere con "fuente única".</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
8	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 34º	<p>El artículo observado establece que deberán utilizarse las obras de Generación, Almacenamiento y Transmisión declaradas en construcción hasta el mes anterior de la emisión del informe preliminar de Precios de Nudo de Corto Plazo. Al hacer una revisión de la nómina de proyectos declarados en construcción de acuerdo con el artículo 72º-17 de la LGSE, podemos observar que los mismos presentan retrasos relevantes para su construcción, los cuales actualmente no son debidamente considerados en los procesos de Determinación de Precios de Nudo de Corto Plazo y que pueden tener efectos relevantes a la hora de determinar dichos precios. Ejemplo de ello, se observa en los precios del subsistema sur, con fuerte influencia de proyectos que según Declaración en Construcción ya debiesen estar operativos, pero que en la realidad actual no lo están. Atendido lo anterior, se solicita que la Comisión considere la mejor información que posea a la fecha en aquellos casos donde hay retrasos de los proyectos declarados, y por otra parte, para proyectos futuros a los cuales aun no se les efectúa seguimiento, considere desfases promedio por tecnología, de manera análoga a como se realiza en el numeral 5 del Artículo 5-4 de la Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de la operación de Unidades que utilicen Gas Natural Licuado Regasificado.</p>	<p>Incorporar el siguiente inciso al final del artículo 34º:"Para aquellas obras de generación, almacenamiento o transmisión que presenten retrasos verificados en su puesta en servicio, la Comisión deberá utilizar la mejor información con la que cuente a fines del mes anterior a la emisión del Informe Técnico Preliminar a que se refiere el Capítulo 10 del presente Título. Por su parte, para aquellas obras que no se cuente con información de seguimiento de las mismas, la Comisión deberá considerar desfases promedio típicos según cada tecnología. Con todo, la Comisión podrá realizar ajustes fundados en las puestas de servicio de determinados proyectos, si con ello puede efectuar una modelación del sistema más adecuada a la topología real."</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
9	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 36º	Se requieren ciertas precisiones en la información a remitir por el Coordinador, en atención que, dichas variables podrían no ser obtenibles en el caso de instalaciones declaradas en construcción, salvo a nivel estimativo, y adicionalmente se requiere incorporar otras variables no incluidas en lo referente a los sistemas de almacenamiento (a lo menos, la potencia y si se encuentra "híbrido" con alguna central).	Se solicita complementar el Artículo en los siguientes términos: a) [...] respecto de las instalaciones de generación y sistemas de almacenamiento del sistema eléctrico, existentes y declaradas en construcción a dicha fecha, las que deberán incluir, al menos [...]" b) 1-b- Costos variables combustibles, costos variables no combustibles y rendimientos o consumos específicos, estimados para aquellas centrales declaradas en construcción por la Comisión; c) 2-a- Niveles máximos y mínimos de agua en los embalses; d) Nuevo 3-c- Potencia máxima de inyección en MW. e) Nuevo 3-d- Central híbrida asociada.
10	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 41º	En el artículo no se indica la manera en la que se ponderarán los resultados del Estudio de Costos referido en el Artículo 40º, y las estadísticas de Proyectos en Estudio indicado en el Artículo 41º.	Incorporar un inciso final indicando: "La Comisión deberá indicar en el informe al que hace referencia el Artículo 39º, la forma en la que serán ponderados los resultados de las fuentes indicadas en este artículo y el artículo precedente."
11	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 43º	No se indica plazo para la elaboración del Informe Técnico Definitivo de Subsistemas Eléctricos, una vez recibidas las observaciones al mismo.	Finalmente, la Comisión deberá elaborar un informe definitivo de subsistemas eléctricos en un plazo de 30 días, aceptando total o parcialmente, o rechazando fundadamente las observaciones recibidas [...]
12	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 44º	Los plazos indicados en el articulado no toman en consideración eventuales demoras o retrasos que podría tener la emisión del Informe Definitivo de Subsistemas Eléctricos. Dado lo anterior, resulta recomendable incorporar un inciso que permita la actualización excepcional de la definición de subsistemas en el	Incorporar un inciso final indicando que en caso que el Informe Técnico Definitivo al que hace referencia el Artículo 43º se publique en el periodo que medie entre la emisión del Informe Técnico Definitivo del primer semestre y el inicio del cálculo de la Fijación del segundo semestre, excepcionalmente la primera actualización de

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
			segundo semestre en caso que dicho informe no alcance a estar disponible para un primer semestre.	subsistemas eléctricos podrá efectuarse en el segundo semestre.
13	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 45º	El articulado no especifica que efectuar en caso que algún costo o índice deje de estar disponible.	Incorporar un inciso final: "En caso de que un costo o índice deje de estar disponible, la Comisión podrá adoptar las medidas que estime pertinentes para la adecuada representación de las variables dependientes de dichos costos o índices. Dichas medidas adoptadas deberán quedar incorporadas en el Informe al que hace referencia el Capítulo 10 del Título II."
14	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 52º	El Estudio de subsistemas eléctricos no considera una instancia de observaciones por parte de los Coordinados. Por otra parte, se requiere precisar que en dicho estudio adicionalmente a los subsistemas y a los factores de carga, se deberá establecer la ubicación del centro de carga del sistema para todo el horizonte del estudio.	Incorporar un inciso estableciendo plazos para la emisión de un Informe Preliminar, un Periodo de Observaciones (15 días hábiles) y un plazo para la emisión de un Informe Definitivo (30 días). Por su parte, en lo referente al punto complementario: "[...] Asimismo, en dicho estudio se deberán determinar los factores de carga del Sistema Eléctrico Nacional y de sus respectivos subsistemas, así como también el centro de carga de los mismos para todo el horizonte del estudio."
15	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 57º	El inciso segundo establece que la Comisión podrá no realizar el referido estudio siempre que lo estime pertinente y de manera fundada. No obstante lo anterior, no establece un límite de veces que podrá hacerse esto, por lo cual podría llegarse al absurdo que el estudio se desarrolle una única vez. Atendido lo anterior, se requiere poner un límite a la cantidad de veces que puede ejecutarse esta postergación.	Incorporar un tercer inciso: "En caso de que la Comisión no efectúe el Estudio de cargos por energía reactiva durante un determinado periodo, se encontrará obligada a realizarlo durante el periodo siguiente, no pudiendo ejercer la facultad del inciso segundo."

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
16	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 59º	En virtud de que el Horizonte de Simulación asociado al problema de definición del Programa de Obras indicativo podría diferir del Horizonte asociado a las simulaciones asociadas a la determinación del Precio de Nudo de Corto Plazo, se hace necesario incorporar la precisión que el Horizonte de simulación será el mismo definido en el artículo 18º.	Precisar de acuerdo con lo siguiente: "[....] administración y racionamiento, durante el horizonte de simulación indicado en el artículo 18º."
17	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 60º	El artículo establece que la elaboración del Programa de Obras podrá considerar múltiples escenarios de evaluación. No obstante lo anterior, no hace referencia al resultado, el cual debiese ser un único Programa de Obras a utilizar en la Determinación del Precio de Nudo de Corto Plazo.	Incorporar un nuevo inciso indicando: "Con todo, de los análisis realizados, el Programa de Obras indicativo a utilizar a efectos de incorporarlo en la determinación de Precios de Nudo de Corto Plazo, deberá ser único"
18	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 67º	<p>En el artículo 67º se define el concepto "Subestación Básica de Energía y Potencia" como aquella subestación de referencia a partir de la cual se calcularán los factores de modulación. No obstante lo anterior, dicha denominación podría inducir a confusión con otros conceptos como por ejemplo "Subestación Básica de Potencia". Atendido lo anterior, se sugiere adoptar otra denominación, como podría ser "Subestación Referencia de Modulación".</p> <p>Es importante destacar que a la fecha el concepto "Subestación Básica de Potencia" se utiliza para definir la subestación que se utiliza para luego determinar los factores de penalización.</p>	Modificar denominación de "Subestación Básica de Energía y Potencia" por "Subestación Referencia de Modulación".

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
19	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 67º	<p>En la práctica, se ha verificado que los factores de modulación, actualmente calculados considerando un periodo de 24 meses, no se condicen con lo observado en la realidad. Dado lo anterior, resulta pertinente efectuar modificaciones al articulado que permitan reflejar de mejor manera la relación de precios entre los distintos puntos del Sistema Eléctrico Nacional, por ejemplo mediante una disminución del tamaño de la ventana temporal considerada en su determinación.</p>	<p>Modificar el segundo inciso del artículo 67º en el siguiente tenor: "[...] en los primeros meses de operación, con un mínimo de doce y un máximo de cuarenta y ocho meses, considerando todos los bloques de tiempo [...]".</p> <p>Adicionalmente, a efectos de considerar de mejor manera el ajuste de la realidad de dichos factores se solicita modificar el tercer inciso del artículo 67º de la siguiente manera: "Para lo anterior, se utilizará una expresión análoga a la señalada en el inciso quinto del artículo 63º del presente reglamento, considerando el cociente entre la referida expresión evaluada en la respetiva barra del sistema de transmisión nacional y en la barra de la Subestación Básica Referencia de Modulación. Para ello, la Comisión deberá considerar la mitad de la ventana basada en datos históricos verificables y calculados por el Coordinador y la otra mitad de la ventana basada en las proyecciones de precios obtenidas a partir de la simulación. Con todo, dicha separación de la ventana en estadística histórica y proyección de simulación, deberá propender a representar adecuadamente la estacionalidad de los precios en el sistema."</p> <p>Cabe indicarse, que esta modificación hará necesaria la incorporación de un nuevo artículo transitorio, para armonizar el tratamiento dado en el actual DS86 con las disposiciones del nuevo reglamento.</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
20	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 71º	<p>La referida disposición hace referencia a cargos exclusivos a los Clientes Libres. No obstante lo anterior, por simetría regulatoria para el cálculo del Precio Medio de Mercado, dichos cargos tampoco debiesen ser considerados para los Clientes Regulados.</p> <p>Por su parte, también se debiese incorporar que no debe ser incluido ningún cargo asociado a certificación del origen de la generación ("Certificación ERNC").</p>	<p>Modificar el artículo de la siguiente manera: "[...] no pudiendo incluir el cobro o pago por parte de los Clientes Libres de los siguientes ítems:"</p> <p>Por su parte, en lo referente a los cargos, incorporar un numeral j) Cargos asociados a la certificación del origen de la generación.</p>
21	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 77º	<p>En el artículo no se indica el modo mediante el cual se determinará la "Subestación Básica de Ajuste de Banda", y su cálculo en caso de que existan subsistemas eléctricos. Asimismo, debe hacerse la precisión sobre el factor de carga fc a utilizar, el cual debería ser referido a la "Subestación Básica de Ajuste de Banda" a partir de la subestación que concentra la carga del sistema (determinada en conformidad a la modificación del artículo 52º propuesta).</p>	<p>Incorporar un nuevo inciso indicando los aspectos mínimos a considerar para la elección de la Subestación Básica de Ajuste de Banda.</p> <p>Por otra parte debe precisarse la definición de fc: "Factor de carga del sistema eléctrico, referido a la Subestación Básica de Ajuste de Banda, determinado por la Comisión sobre la base del estudio a que hace referencia el Párrafo 2 del Capítulo 3 del presente Título.</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
22	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 78º	<p>El artículo 78º establece las consideraciones asociadas a la comparación entre el PMT y el PMM. Dentro de este procedimiento, en el numeral 1) se observa como al Precio Medio de Mercado se le deben descontar cargos que no se encuentran representados en el Precio Medio Teórico. En el caso de Clientes Libres esto podría realizarse directamente, pero en el caso de Clientes Regulados se requiere incorporar alguna manera de estimar dicha componente de "Otros cargos", toda vez que aquellos se encuentran implícitos dentro de las componentes de energía y potencia.</p> <p>Con todo, los ajustes realizados deberán propender a la coherencia regulatoria, sin descartar componentes que debiesen ser consideradas y evitando en todo momento la incorporación de dobles pagos.</p> <p>Por último, en caso de que se incorporen cargos en el PMT o PMM, se debe en todo momento resguardar la consistencia tanto a nivel legal como normativo, es decir, si uno se confecciona con energía y potencia, el otro necesariamente debe incorporar los mismos conceptos.</p>	<p>Agregar un nuevo inciso que establezca las directrices generales mediante las cuales se estimarán los "Otros Cargos" a descontar de acuerdo con el numeral 1) para el caso de clientes regulados. Esto puede ser a partir de una solicitud al Coordinador de los "Otros Cargos" en los meses de cálculo del PMM, y sobre la base de ello, determinar el efecto en los clientes regulados.</p> <p>Asimismo, incorporar al final un inciso que establezca lo siguiente: "Con todo, los ajustes realizados deberán propender a la coherencia regulatoria, sin descartar componentes del precio que debiesen ser consideradas y evitando en todo momento la incorporación de duplicidad de componentes del precio."</p> <p>Con todo, en caso de acoger la observación N°4, la estimación de "Otros cargos" es requerida para cuantificar el valor a descontar de la componente asociada a clientes regulados del PMM, de conformidad con dicha observación.</p>
23	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 78º	<p>El orden de los artículos 78º y 79º se encuentra invertido. En efecto, ambos artículos hacen referencia a comparación PMM vs PMT, pero en el artículo 78º se indica que las consideraciones de la comparación PMT vs PMM son para el artículo precedente (el cual trataba respecto de la comparación PMB vs PMM, y no de la comparación PMT vs PMM).</p>	<p>Invertir orden de los artículo 78º y 79º, o en su defecto modificar el artículo 78º con lo siguiente: "La comparación a la que se refiere el artículo 79º deberá realizarse resguardándose la debida coherencia [...]"</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
24	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 84º	El artículo 84º establece que el plazo para subir los antecedentes que justifican los resultados del Informe Técnico Preliminar, es dos días después del su comunicación al Coordinador y los Coordinados. Por otra parte, en el artículo 85º se establece un plazo fijo para el envío de las observaciones por parte de los Coordinados (segundo día hábil de enero y segundo día hábil de julio). De esta manera se observa que, en la práctica, el Coordinador y los Coordinados tienen dos días menos para la revisión de los resultados y emitir observaciones.	Se sugiere flexibilizar los plazos considerando una cantidad de días para observar contabilizados a partir de la publicación del Informe y antecedentes.
25	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 88º	En consistencia con el resto de observaciones relativas a la consistencia regulatoria de las componentes incorporadas en el Precio Medio de Mercado, se solicita que al PMM, para efectos del cálculo de la componente de Energía "CEPMM", también le sean descontados los "Otros cargos".	Incorporar un inciso final del siguiente tenor: "Para estos efectos, al Precio Medio de Mercado se le deberán deducir aquellos cargos que no se encuentren debidamente representados en el Precio Medio Teórico, lo cual deberá quedar debidamente reflejado en el Informe Técnico Definitivo del Precio de Nudo de Corto Plazo".
26	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 92º	Lo dispuesto en el literal d) respecto del contenido del Decreto de Precios de Nudo de Corto Plazo, pareciera no encontrarse en el contexto del PNCP. Por lo anterior, se sugiere eliminar dicho literal.	Eliminar el literal d) del artículo 92º.
27	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 93º	En el artículo 93º hace falta referirse a las reliquidaciones que darán a lugar producto de la entrada en vigencia con desfase de un Decreto de Precio de Nudo de Corto Plazo.	Incorporar un nuevo inciso relativo a las reliquidaciones que se generan producto de la entrada diferida en vigencia de un Decreto de Precios de Nudo (por ejemplo, en lo que respecta a los Precios de Nudo de Potencia).

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
28	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 95º	<p>El último inciso establece tres niveles de profundidad de falla para la representación del comportamiento del sistema eléctrico. Por su parte, en la práctica, la Comisión desde hace a lo menos 10 años utiliza cuatro niveles de falla. Dado lo anterior, parece razonable establecer dicho valor como el estándar a considerar en el nuevo reglamento, de manera tal de mantener una coherencia temporal de los valores del Costo de Falla en el Sistema.</p>	<p>Se solicita modificar el último inciso de la siguiente manera: "[...] eléctrico antes situaciones de déficit en, al menos, cuatro niveles de profundidad de falla [...]".</p>
29	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 96º	<p>El artículo en su primer inciso establece que la Comisión deberá revisar, corregir y adecuar, si corresponde, los resultados del estudio de Costos de Falla. Sobre el particular, resulta pertinente la incorporación del adjetivo "fundadamente" de manera tal que los ajustes realizados a los resultados del estudio se encuentren debidamente respaldados. Dichos ajustes deberán ser claramente indicados y justificados en el informe técnico preliminar.</p> <p>Asimismo, falta indicar un plazo para la elaboración del Informe Técnico Definitivo por parte de la Comisión.</p>	<p>Se solicita modificar el primer inciso de la siguiente manera: "La Comisión deberá revisar, corregir y adecuar fundadamente, si corresponde, los resultados del estudio a que se refiere el artículo precedente, y elaborar un informe técnico preliminar sobre la base de dichos resultados. Dicho informe preliminar deberá indicar claramente los ajustes realizados, así como su justificación".</p> <p>En lo referente al plazo, se solicita establecer un plazo de 40 días para la elaboración del Informe Técnico Definitivo.</p>
30	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 98º	<p>Atendido el estado actual de desarrollo de los sistemas de almacenamiento (SAE), así como sus características técnico-económicas, se solicita abrir la definición de unidad de punta de manera tal que la misma pueda ser determinada en función de sistemas de almacenamiento y no solo por unidades generadoras. Esto en línea con las modificaciones legales.</p>	<p>Se solicita modificar el primer inciso en el siguiente tenor: "La Comisión deberá determinar el tipo de instalaciones, generadoras o de almacenamiento, más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual en una o más subestaciones del sistema [...]"</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
31	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 99º	Atendido que el pago por capacidad, de acuerdo con la teoría marginalista, se encuentra concebido para la recuperación de la inversión en infraestructura, resulta pertinente adecuar lo indicado en el artículo de manera tal que no se considere la componente variable de los costos de la unidad de punta. Asimismo, al hacer referencia al costo fijo, deben incluirse no solo las componentes de operación, sino que también las de mantenimiento y administración de la unidad de punta.	Se solicita modificar el primer inciso en el siguiente tenor: "A más tardar, cada cuatro años, la Comisión deberá establecer los costos de inversión y costos fijos de operación, mantenimiento y administración de la unidad de punta en los respectivos subsistemas eléctricos.". Asimismo, debe eliminarse el inciso tercero referente a la determinación de los costos variables de operación de la unidad de punta.
32	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 100º	En el artículo en cuestión falta indicar un plazo para la elaboración del Informe Técnico Definitivo por parte de la Comisión.	Se solicita establecer un plazo de 40 días para la elaboración del Informe Técnico Definitivo.
33	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 102º	En el artículo 102º se establece que se actualizará el costo de inversión y el costo fijo de operación. En línea con las observaciones anteriores, también deben incluirse las componentes de mantenimiento y administración de los costos fijos.	Se solicita modificar la redacción con el siguiente tenor: "[...] el valor del costo de inversión y costos fijos de operación, mantenimiento y administración contenidos en dicho informe [...]"
34	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 106º	En el segundo inciso se hace referencia a las horas de punta del sistema. Para evitar ambigüedades, se solicita precisar que dichas horas corresponderán a aquellas indicadas en el Decreto de Precio de Nudo de Corto Plazo vigente al momento del cálculo de los Factores de Pérdidas.	Se solicita modificar la redacción conforme lo siguiente: "[...] se calculará como el promedio, para las horas de punta del sistema de los últimos doce meses definidas de acuerdo con los Decretos de Precios de Nudo de Corto Plazo vigentes en la ventana de doce meses, del cociente entre el total de potencia que ingresó al sistema de transmisión zonal [...]"

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
35	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 118º	La redacción del articulado indica: "[...] Dicho déficit será reajustado de acuerdo con el interés corriente vigente para operaciones no reajustables en moneda nacional de más de 90 días y para montos superiores a las 5.000 unidades de fomento. Todos los montos considerados serán reajustados por IPC, según corresponda. En caso de existir un déficit semestral de la Distribuidora, este será incluido en la determinación de los Precios de Nudo Zonales de energía de cada Empresa Distribuidora". Se sugiere complementar dicho inciso, con una cláusula general.	Se solicita verificar que, a nivel de cuerpo regulatorio, el efecto inflacionario solo sea incluido una vez en la redacción del artículo. Por su parte, se solicita incorporar un último inciso que señale: "La Comisión deberá velar por la consistencia interna de los cálculos realizados, procurando no duplicar efectos sobre los montos calculados, tales como efecto inflacionario, tasa de cambio, reajustes, etc.
36	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 124º	El inciso cuarto establece un plazo para rectificar retiros físicos informados correspondiente a 10 fijaciones semestrales de Precios de Nudo Promedio. Atendida la deuda que los mecanismos de estabilización de tarifas han dado a lugar para con los suministradores, y la complejidad que dichos mecanismos introdujeron sobre los procesos de cálculo de tarifas, se solicita que dicho plazo no entre en vigencia hasta que dichos mecanismos de estabilización queden resueltos.	Incorporar un nuevo artículo transitorio para que el referido plazo perentorio para rectificar retiros físicos sea habilitado solo una vez que todos los mecanismos de estabilización de tarifas hayan quedado resueltos y las deudas para con los generadores saldadas. En su defecto, se solicita incrementar la cantidad de fijaciones a las cuales se les pueden realizar rectificaciones (se sugiere un mínimo de 16, equivalente a 8 años).
37	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 125º	El inciso cuarto establece que el pago de las diferencias por compra se realizará en 6 cuotas mensuales iguales. Sobre el particular, falta establecer la tasa de interés que deberá utilizarse para la determinación del monto de dichas cuotas.	Hacer referencia a la tasa de interés que será utilizada a efectos de la determinación del valor de las 6 cuotas mensuales iguales.
38	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 134º	De acuerdo con el Artículo 134º, el Decreto Tarifario fija Precios de Nudo Promedio. No obstante lo anterior, dichos valores no se encuentran dentro del contenido mínimo indicado en los literales a) a h).	Incorporar el Precio de Nudo Promedio dentro de los contenidos mínimos a incluir en el Decreto Tarifario.

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
39	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 137º	<p>El artículo 137º no es específico en indicar la fecha en la cual la Comisión subirá el informe preliminar, limitándose solo a indicar el mes en el cual esto ocurrirá. Se solicita precisar dicha fecha para otorgar mayor certeza regulatoria.</p> <p>Asimismo, el segundo inciso es escueto en los contenidos que tendrá el referido informe preliminar.</p>	<p>Se solicita considerar la siguiente redacción del primer inciso: "La Comisión, anualmente, y a más tardar dentro de los primeros quince días del mes de diciembre, deberá publicar [...]".</p> <p>Por su parte, se solicita incorporar más detalles de los contenidos del Informe Técnico Preliminario.</p>
40	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 138º	<p>El artículo observado indica que la Comisión definirá los Coordinados que deberán informar los antecedentes para la previsión de demanda. No quedan claros los criterios mediante los cuales la Comisión efectuará la selección de dichos Coordinados a los cuales les solicitará antecedentes.</p>	<p>Precisar que la Comisión deberá indicar en el Informe Técnico Preliminario, los motivos por los cuales no solicitó información a determinados Coordinados (o alternativamente, justificando los motivos por los cuales solo les solicitó información a algunos de ellos).</p>
41	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo 143º	<p>El artículo 143º define un nuevo indicador denominado "Indicador de Precios de Mercado", el cual entenderíamos es análogo al actual Precio Medio de Mercado, con las desagrupaciones exemplificadas. Se solicita especificar expresamente las componentes que serán consideradas en el cálculo de dicho indicador.</p>	<p>Incluir un nuevo inciso estipulando las componentes del precio consideradas en el nuevo indicador.</p>
42	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Artículo Tercero Transitorio y Cuarto Transitorio	<p>El artículo Tercero Transitorio establece un Plazo de 18 meses para los estudios de Combustibles, Inversión y Estadística Hidrológica. Por su parte, el artículo cuarto transitorio establece un plazo de 30 meses para el estudio de reactivos. No se comprende la razón de la asimetría de los estudios, por lo cual, a efectos de efectuar una implementación ordenada de la nueva reglamentación se solicita utilizar plazos simétricos para los estudios.</p>	<p>Unir los artículos tercero y cuarto transitorio en uno solo, otorgando un plazo de 24 meses para la elaboración de todos los estudios.</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
43	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	Nuevo Transitorio	<p>En los artículos Tercer, Cuarto y Quinto Artículo Transitorio se establecen plazos para el desarrollo de los nuevos estudios. No obstante lo anterior, no se hace mención alguna a los estudios de Unidad de Punta y de Costos de Falla. En el entendido que la tramitación de este Decreto podría ser extensa, y el tiempo de los actuales estudios en curso se encuentra pronto a finalizar, eventualmente podría requerirse la elaboración de un nuevo estudio a la brevedad una vez dictado el nuevo Reglamento.</p>	<p>Incorporar un nuevo transitorio respecto de la elaboración de un nuevo estudio de Costos de Falla y Estudio de Costos de Inversión de la Unidad de Punta.</p>
44	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	General	<p>A lo largo del documento se identifican numerosos errores de referencias, vínculos y estructura. Ejemplos de lo anterior se indican a continuación:</p> <p>Art.2º - literal h) Contiene dos definiciones (Costo de Falla de Corta Duración y Costo de Falla de Larga Duración)</p> <p>Art. 2º - literales gg) e ii) Ambas hacen mención a la definición jj) "Reglamento de Licitaciones", pero sin usar dicho concepto directamente.</p> <p>Art. 16º- Erróneamente se hace referencia a un Artículo "6969", por lo que debe corregirse la numeración.</p> <p>Art. 30º - Se hace referencia errónea al Capítulo 9 del Título II. Entenderíamos que en este caso se buscaba referirse al Art. 36º.</p> <p>Art. 128º- Se incluye erróneamente una doble referencia a artículos 126º y 127º, debiendo ser solo uno de ellos.</p>	<p>Se solicita efectuar una revisión generalizada y corregir el documento, según corresponda, en lo referente a referencias, vínculos y estructura.</p>
45	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	General	<p>A lo largo de todo el cuerpo regulatorio, se establecen plazos diferentes en lo referente a las emisiones de los Informes Técnicos Preliminar, Desarrollo de Observaciones e Informe Técnico Definitivo. Dado lo</p>	<p>A efectos de mantener el orden de los distintos procesos y estudios, se solicita efectuar una revisión general de los plazos para: i) Emitir ITP, ii) Desarrollar Observaciones y iii) Emitir ITD. Con todo, debe tratarse</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
			anterior, se sugiere establecer plazos similares para los distintos estudios.	que los distintos estudios presenten plazos similares, de manera tal de evitar confusión entre los agentes del mercado.
46	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	General	El Título V: Precios de Nudo Promedio, presenta una estructura distinta a la observada en el título anterior. Atendida la complejidad de dicho proceso, se solicita reestructurar dicha sección de una manera similar al título anterior, haciendo un mayor uso de agrupaciones en capítulos y párrafos, tal como se efectúa en el Título relativo a los Precios de Nudo de Corto Plazo.	Mejorar la estructura asociada al Título V: Precios de Nudo Promedio. Se sugiere para lo anterior, por ejemplo, hacer uso de un mayor uso de agrupaciones en capítulos y párrafos, tal como se efectúa en el Título relativo a los Precios de Nudo de Corto Plazo, o incluir nombres para cada artículo del Título observado.
1	ACENOR	Artículo 2°	Varias definiciones se utilizan o aplican también en el Decreto N°327 de 1997 del Ministerio de Minería, que fija Reglamento de la ley general de servicios eléctricos.	Considerando que el Decreto N°327/1997 contiene, utiliza o aplica conceptos que se relacionan directamente con las materias tratadas en el Decreto N°86/2012, se solicita efectuar una revisión de elementos y las modificaciones que correspondan en cada cuerpo normativo, de manera tal de que la regulación resulte coherente y actualizada en su conjunto, al menos respecto a las materias comunes de ambos reglamentos.
2	ACENOR	Artículo 2°	La definición del costo de falla de corta duración es distinta a la establecida en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. Sin perjuicio de que la NTSyCS corresponda a una normativa de jerarquía inferior al reglamento en consulta, se solicita que se efectúe la debida coherencia con las definiciones.	Se solicita revisar y modificar la definición de costo de falla de corta duración, según corresponda, a partir de lo establecido en otros cuerpos normativos, en particular de la NTSyCS.

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
3	ACENOR	Artículo 2°	<p>El literal ee) define los "Precios Traspasables" como "precios que se definirán para todas las comunas en las cuales se efectúe el suministro desde sistemas zonales de generación-transporte. Los precios traspasables tendrán dos componentes: precio de la energía y precio de la potencia de punta. Los Precios Traspasables de energía considerarán la aplicación de los ajustes contemplados en la legislación vigente."</p> <p>En la propuesta de reglamento se indican metodologías para determinar los Precios a nivel Generación-transporte, Precios a Nivel de Distribución o Precios de Nudo Zonales, pero no se indica cómo a partir de estos precios se determinarán los "Precios Traspasables".</p> <p>Se sugiere indicar, en todo artículo que corresponda, qué resultado de cálculo corresponderá a los "Precios Traspasables". En caso que no se identifique, se sugiere eliminar la definición de "Precios Traspasables".</p>	<p>Se sugiere indicar, en todo artículo que corresponda, qué resultado de cálculo corresponderá a los "Precios Traspasables".</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
4	ACENOR	Artículo 2°	<p>Respecto al Precio Medio de Mercado (PMM), la LGSE señala expresamente en su artículo 167° que "(...) Éste será determinado como el cuociente entre la suma de las facturaciones efectuadas por todos los suministros de energía y potencia a clientes libres y distribuidoras indicados en el artículo 166°, y el total de la energía asociada a dichos suministros(...)", por lo que se solicita considerar, como señala la ley, sólo los suministros de energía y potencia, y su facturación correspondiente.</p> <p>Cabe señalar que sin perjuicio de compartir lo señalado por el Ministerio de Energía en relación a que el PMM en efecto podría no ser un indicador adecuado del costo representativo total de abastecimiento - y además del argumento jurídico -, la aplicación del PMM en la formación de la banda de precios y posterior ajuste del precio básico de energía es coherente sólo si considera el costo de la energía y potencia, ya que los costos marginales de la modelación que son ajustados, a su vez, responden a el suministro de energía y no considera, por ejemplo, pagos laterales. De hecho, de incorporar los pagos laterales dentro del PMM se estaría elevando artificialmente el Precio Estabilizado que, justamente, proviene del cálculo. Incluso, al ser utilizado para el valor maximo y ajuste de precios de licitaciones de corto plazo, y dado que los nuevos contratos que se están licitando ya incluyen indexadores en cuanto a cargos</p>	<p>cc) Precio Medio de Mercado: corresponde al cociente entre la suma de las facturaciones efectuadas por todos los suministros de energía y potencia a Clientes Libres y Empresas Distribuidoras indicados en el Artículo 69 y en el Artículo 70° del presente reglamento, debidamente reajustados según la variación que experimente el IPC, y el total de la energía asociada a dichos suministros, ambas ocurridas en el período de cuatro meses que culmina en el tercer mes anterior al establecido para la comunicación del informe técnico a que se refiere el Capítulo 11 del Título II del presente reglamento. Las referidas facturaciones no deberán considerar los cargos a suministradores por retiros, en caso de que dichos cargos hayan sido directamente traspasados a sus clientes."</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
			sistemicos, se podria dar una doble contabilidad de estos factores si se incluyen pagos laterales en el PMM.	

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
5	ACENOR	Artículo 22º	Se solicita que los ajustes en la previsión de demanda a los que se refiere el artículo se encuentren debidamente fundados.	Sin perjuicio de lo señalado en el artículo precedente, la Comisión podrá realizar ajustes a la previsión de demanda a que hace referencia el artículo anterior, los que deberán encontrarse debidamente fundados, a partir de encuestas a clientes, información estadística, opinión de expertos, expectativas de variables macroeconómicas, o cualquier otro antecedente relevante para la determinación de los niveles de consumo esperados que se utilicen en los procesos de determinación de Precios de Nudo de Corto Plazo. En dicho caso, los antecedentes del ajuste deberán señalarse en el informe técnico al que hace referencia el Capítulo 10 del presente Título, y publicarse en el sitio web de la Comisión.
6	ACENOR	Artículo 34º	Se solicita incorporar una disposición que establezca la obligación de incorporar en la simulación realizada para efectos de la determinación de los Precios de Nudo de Corto Plazo, restricciones de operación que incidan en forma relevante en los resultados. Entre estas restricciones se encuentran, al menos, las restricciones de inercia mínima, reservas para control de frecuencia.	La modelación y simulación de la operación esperada del sistema eléctrico para efectos de la determinación de los Precios de Nudo de Corto Plazo, deberá considerar aquellas restricciones de operación que incidan en forma relevante en los resultados. Entre estas restricciones se encuentran, al menos, las restricciones de inercia mínima, reservas para control de frecuencia.
7	ACENOR	Artículo 36º.-	Sería beneficioso para los agentes del sistema y la transparencia del sector el contar con la información que el Coordinador envíe a la CNE, en conformidad a este artículo.	los antecedentes enviados por el Coordinador, deberán quedar publicados en la web de la CNE a más tardar dentro de 5 días hábiles desde su recepción.

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
8	ACENOR	Artículo 36º.-	<p>En relación al punto 3. Sistemas de almacenamiento, se establece que el Coordinador debe informar</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Eficiencia del ciclo de carga y descarga; y, b) Capacidad de almacenamiento en horas y/o MWh. <p>Para efectos de lograr de mejor forma los objetivos de la simulación realizada para efectos de la determinación de los Precios de Nudo de Corto Plazo, estimamos conveniente que el Coordinador informe a la CNE de todas las restricciones que aplica a los sistemas de almacenamiento, en la programación de la operación.</p>	<p>Se sugiere agregar lo indicado en rojo:</p> <p>3. Sistemas de almacenamiento: [...]</p> <p>c) Toda otra restricción o parámetro utilizado por el Coordinador en la modelación de los sistemas de almacenamiento, entre los que se puede encontrar, entre otros, restricciones al número de ciclos de carga/descarga, u horarios a los que se restrinja carga/descarga.</p>
9	ACENOR	Artículo 37º.-	<p>Se observa que no se establece la obligación de fundamentar los modelos, parámetros y supuestos con los que modelará las distintas instalaciones del sistema eléctrico .</p>	<p>Se sugiere agregar lo indicado en rojo:</p> <p>Artículo 37º.-</p> <p>Sobre la base de los referidos antecedentes, y de las proyecciones que la Comisión establezca al efecto, esta determinará los modelos, parámetros y supuestos con los que modelará las distintas instalaciones del sistema eléctrico para efectos de simular su operación más económica. Todo lo anterior deberá estar fundamentado por la Comisión en el Informe Técnico de Precios de Nudo.</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
10	ACENOR	Artículo 44°	<p>En relación al Informe de subsistemas eléctricos, se solicita que en cada fijación sea obligatorio que la CNE analice la situación de la operación esperada del sistema eléctrico y defina los subsistemas que correspondan. Asimismo, y dado el dinamismo del sector eléctrico, se solicita eliminar la condición establecida en el último inciso del artículo 44°.</p>	<p>Artículo 44°.- Los subsistemas eléctricos definidos sobre la base del informe a que hacen referencia los artículos precedentes, deberán ser incorporados en el informe técnico de fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo asociado al decreto cuya vigencia inicia durante el primer semestre del año respectivo. Sin perjuicio de lo anterior, a partir de las metodologías y criterios definidos en el estudio de subsistemas eléctricos, la Comisión podrá actualizar deberá analizar para cada fijación siguiente los subsistemas eléctricos establecidos, y actualizar la definición de los mismos a partir de dicho análisis. en dicho estudio, lo cual deberá ser incorporado en el informe técnico a que hace referencia el inciso anterior. Por su parte, el informe técnico de fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo, asociado al decreto cuya vigencia inicia durante el segundo semestre del año respectivo, deberá mantener la misma definición de subsistemas eléctricos establecida en el decreto cuya vigencia inicia durante el primer semestre de dicho año.</p>
11	ACENOR	Artículo 48°	<p>Se solicita incorporar condiciones mínimas respecto a las características del estudio de proyección de precios de combustibles.</p>	<p>Artículo 48°.- Para efectos de dar cumplimiento al Párrafo 3 del Capítulo 2 del Título II del presente reglamento, la Comisión deberá realizar, a más tardar cada cuatro años, un estudio que determine las metodologías, parámetros de cálculo y fuentes empleadas en la proyección de precios de combustibles. Dicho estudio podrá ser contratado por la Comisión, conforme a las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas vigentes, y deberá considerar, al menos, un análisis estadístico respecto a la relación entre los precios de combustibles en Chile respecto al mercado</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
				internacional, así como también aspectos logísticos, aduaneros y otros que permitan reflejar adecuadamente los precios a nivel interno.
12	ACENOR	Artículo 57°	<p>Respecto al Estudio de cargos por energía reactiva, se solicita analizar:</p> <p>1. Por qué razón el decreto PNCP incorporaría cargos por energía reactiva "a aplicar a una empresa distribuidora o cliente libre", en particular respecto a clientes libres conectados directamente en transmisión. En caso de mantener el artículo, se solicita especificar que corresponde a clientes conectados en distribución.</p> <p>2. Cuál es la razón de seguir calculando cargos por energía reactiva en el PNCP y, en caso de ser necesarios, cómo y a quién se aplican, considerando la debida coherencia con el esquema de SSCC establecido en la LGSE.</p>	<p>Artículo 57°.- Para dar cumplimiento a lo expuesto en el literal h) del Artículo 83° del presente reglamento, la Comisión realizará, a más tardar cada cuatro años, un estudio de revisión y actualización de los cargos por energía reactiva a aplicar a cada Empresa Distribuidora o Cliente Libre conectado en distribución, el que podrá contratar a un tercero conforme a las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas vigentes.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, la Comisión, en caso de que lo estime pertinente y de manera fundada, podrá no realizar el estudio al que hace referencia el inciso anterior dentro del periodo señalado. En este último caso, mantendrá los resultados del último estudio, actualizándolo según lo indicado en el inciso tercero del Artículo 58° del presente reglamento.</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
13	ACENOR	Artículo 53°	<p>Dice: "En el estudio de subsistemas eléctricos al que hace referencia el artículo precedente, se deberá analizar en detalle la operación esperada del Sistema Eléctrico Nacional para un horizonte de simulación de, al menos, cinco años. Asimismo, dicho estudio deberá considerar los antecedentes contenidos en el último informe técnico definitivo de Precios de Nudo de Corto Plazo que se encuentre disponible a la fecha de inicio del referido estudio. Dichos antecedentes podrán ser actualizados cuando se prevean modificaciones relevantes en la operación del sistema o subsistema eléctrico, según lo determine la Comisión." Debiera decir, dado la definición propuesta para subsistema en la observación anterior: "En el estudio de subsistemas eléctricos al que hace referencia el artículo precedente, se deberá analizar en detalle:a.) la operación esperada del Sistema Eléctrico Nacional para un horizonte de simulación de, al menos, cinco años.b.) La demanda máxima local de cada subsistema en un horizonte de cinco años.c.) La suma de las potencias iniciales de cada una de las centrales ubicadas en cada subsistema. Alternativamente, como sensibilidad, se deberá considerar escenarios de estrés de baja disponibilidad generación renovable (solar, eólica, hidroeléctrica), independiente de la potencia inicial reconocida a dichas unidades. Asimismo, dicho estudio deberá considerar los antecedentes contenidos en el último informe técnico definitivo de Precios de Nudo de Corto Plazo que se encuentre disponible a la fecha de inicio del referido estudio. Dichos antecedentes podrán ser actualizados cuando se prevean</p>	<p>"En el estudio de subsistemas eléctricos al que hace referencia el artículo precedente, se deberá analizar en detalle:a.) la operación esperada del Sistema Eléctrico Nacional para un horizonte de simulación de, al menos, cinco años.b.) La demanda máxima local de cada subsistema en un horizonte de cinco años.c.) La suma de las potencias iniciales de cada una de las centrales ubicadas en cada subsistema. Alternativamente, como sensibilidad, se deberá considerar escenarios de estrés de baja disponibilidad generación renovable (solar, eólica, hidroeléctrica), independiente de la potencia inicial reconocida a dichas unidades. Asimismo, dicho estudio deberá considerar los antecedentes contenidos en el último informe técnico definitivo de Precios de Nudo de Corto Plazo que se encuentre disponible a la fecha de inicio del referido estudio. Dichos antecedentes podrán ser actualizados cuando se prevean modificaciones relevantes en la operación del sistema o subsistema eléctrico, según lo determine la Comisión."</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
			modificaciones relevantes en la operación del sistema o subsistema eléctrico, según lo determine la Comisión."	

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
14	ACENOR	Artículo 66°	<p>Respecto de Factores de penalización de la potencia de punta, el Artículo 66 indica: "La Comisión determinará el Precio de Nudo de la Potencia de Punta en cada barra a que hace referencia el último inciso del Artículo 63° del presente reglamento. Para ello, se calculará un factor de penalización de potencia de punta que, multiplicado por el Precio Básico de la Potencia de Punta del subsistema correspondiente, dará lugar al Precio de Nudo de Corto Plazo de potencia de punta en la barra respectiva del sistema eléctrico. Dicho factor de penalización se calculará para cada una de las barras referidas en el inciso anterior que no pertenezcan a la respectiva Subestación Básica de Potencia. Los señalados factores de penalización deberán considerar las pérdidas marginales de transmisión de potencia de punta, resultantes de la modelación de la operación esperada del sistema eléctrico, en los bloques de mayor demanda del horario de control de punta correspondientes al periodo definido en el tercer inciso del Artículo 63° del presente reglamento. Para lo anterior se utilizará una expresión equivalente a la señalada en el inciso quinto del Artículo 63° del presente reglamento, considerando el cociente entre la referida expresión evaluada en la respectiva barra y en la barra de la Subestación Básica de Potencia. El factor de penalización de potencia tendrá un valor unitario en cada Subestación Básica de Potencia, de conformidad con lo dispuesto en el Párrafo 2 del Capítulo 5 del presente Título." Teniendo en consideración que el DFL 4 define suficiencia como "el atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son</p>	<p>Donde dice: "Dicho factor de penalización se calculará para cada una de las barras referidas en el inciso anterior que no pertenezcan a la respectiva Subestación Básica de Potencia. Los señalados factores de penalización deberán considerar las pérdidas marginales de transmisión de potencia de punta, resultantes de la modelación de la operación esperada del sistema eléctrico, en los bloques de mayor demanda del horario de control de punta correspondientes al periodo definido en el tercer inciso del Artículo 63° del presente reglamento. Para lo anterior se utilizará una expresión equivalente a la señalada en el inciso quinto del Artículo 63° del presente reglamento, considerando el cociente entre la referida expresión evaluada en la respectiva barra y en la barra de la Subestación Básica de Potencia." Debe decir: "Dicho factor de penalización se calculará para cada una de las barras referidas en el inciso anterior que no pertenezcan a la respectiva Subestación Básica de Potencia. Los señalados factores de penalización deberán considerar las pérdidas marginales de transmisión de potencia de punta, resultantes de la modelación de la operación esperada del sistema eléctrico, en el periodo definido en el tercer inciso del Artículo 63° del presente reglamento. Para lo anterior se utilizará una expresión equivalente a la señalada en el inciso quinto del Artículo 63° del presente reglamento, considerando el cociente entre la referida expresión evaluada en la respectiva barra y en la barra de la Subestación Básica de Potencia."</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
			<p>adecuadas para abastecer la demanda”, y el hecho que los sistemas de almacenamiento, con energía limitada, tienen flexibilidad en el uso de energía, se sugiere considerar en el segundo inciso la eliminación de lo destacado en rojo: “Dicho factor de penalización se calculará para cada una de las barras referidas en el inciso anterior que no pertenezcan a la respectiva Subestación Básica de Potencia. Los señalados factores de penalización deberán considerar las pérdidas marginales de transmisión de potencia de punta, resultantes de la modelación de la operación esperada del sistema eléctrico, en los bloques de mayor demanda del horario de control de punta correspondientes al el periodo definido en el tercer inciso del Artículo 63° del presente reglamento. Para lo anterior se utilizará una expresión equivalente a la señalada en el inciso quinto del Artículo 63° del presente reglamento, considerando el cociente entre la referida expresión evaluada en la respectiva barra y en la barra de la Subestación Básica de Potencia.”</p>	

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
15	ACENOR	Artículo 98°	<p>Respecto de las consideraciones generales de la unidad para proporcionar la potencia adicional en el sistema, se sugiere establecer los requerimientos que debe satisfacer la unidad de punta.</p> <p>Se debe definir si el requerimiento es sólo proporcionar energía por un periodo de 4 o 5 horas o se busca generar incentivos para unidades permitan el cumplimiento del requerimiento de dar generar las condiciones para cumplir el objetivo del atributo de que el sistema eléctrico tenga instalaciones adecuadas para abastecer la demanda.</p> <p>Luego, en el informe técnico que debe elaborar la Comisión se debe establecer el conjunto de requerimientos funcionales que debe cumplir la unidad de punta. Dichos requerimientos funcionales tienen que ser compatibles con los objetivos de suficiencia del sistema.</p>	<p>Se solicita definir si el requerimiento es sólo proporcionar energía por un periodo de 4 o 5 horas o se busca generar incentivos para unidades permitan el cumplimiento del requerimiento de dar generar las condiciones para cumplir el objetivo del atributo de que el sistema eléctrico tenga instalaciones adecuadas para abastecer la demanda.</p> <p>Luego, en el informe técnico que debe elaborar la Comisión se debe establecer el conjunto de requerimientos funcionales que debe cumplir la unidad de punta. Dichos requerimientos funcionales tienen que ser compatibles con los objetivos de suficiencia del sistema.</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
16	ACENOR	Artículo 99°	<p>Donde dice: "En el estudio de costos de unidades de punta se deberán analizar metodologías y criterios, a efectos de evaluar el tipo de unidad generadora más económica para suministrar la potencia adicional en una o más subestaciones del sistema eléctrico." Debiera decir: "En el estudio de costos de unidades de punta se deberán analizar metodologías y criterios, a efectos de evaluar el tipo de unidad generadora más económica para suministrar la potencia adicional en una o más subestaciones del sistema eléctrico, considerando apropiadamente los requerimientos funcionales que la Comisión haya definido para la unidad de punta."</p>	<p>Donde dice: "En el estudio de costos de unidades de punta se deberán analizar metodologías y criterios, a efectos de evaluar el tipo de unidad generadora más económica para suministrar la potencia adicional en una o más subestaciones del sistema eléctrico." Debiera decir: En el estudio de costos de unidades de punta se deberán analizar metodologías y criterios, a efectos de evaluar el tipo de unidad generadora más económica para suministrar la potencia adicional en una o más subestaciones del sistema eléctrico, considerando apropiadamente los requerimientos funcionales que la Comisión haya definido para la unidad de punta.</p>
17	ACENOR	Artículo 78°	<p>Se indica "La comparación a la que se refiere el artículo precedente deberá realizarse resguardándose la debida coherencia entre el Precio Medio de Mercado y el Precio Medio Teórico."</p> <p>Sin embargo, el "artículo precedente" se refiere al cálculo de la Banda de Precio de Mercado, que considera la comparación del Precio Medio de Mercado con el Precio Medio Básico. En este sentido, para que el cálculo sea coherente, tampoco se deben adicionar los cargos destinados a remunerar los sistemas de transmisión, toda vez que el Precio Medio Básico corresponde únicamente a la suma del Precio Básico de Energía y el Precio Básico de Potencia.</p> <p>Se sugiere eliminar el literal b) del artículo 78°.</p>	<p>"Artículo 78°.- La determinación de la Banda de Precios de Mercado a la que se refiere el artículo precedente deberá realizarse resguardándose la debida coherencia entre el Precio Medio de Mercado y el Precio Medio Básico. Para ello, y únicamente para efectos de la referida comparación, se deberán:</p> <p>a) Descontar del Precio Medio de Mercado todos aquellos cargos que no se encuentren representados en el Precio Medio Básico, lo cual deberá quedar debidamente explicitado y justificado en el informe técnico definitivo al que se refiere el Capítulo 11 del presente Título.</p> <p>Con todo, [...]"</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
18	ACENOR	Artículo 88°	<p>Para obtener la componente de energía del PMM (CEPMM) se debe descontar también los cargos individualizados en la letra h) del artículo 68, esto es: los cargos por transmisión en sus distintos segmentos, los cargos por distribución, según corresponda, y los cargos asociados a los retiros de energía.</p> <p>Si no se descuentan estos cargos, entonces los suministros asociados a las licitaciones de corto plazo a las que se refiere el artículo 135 quinquies de la ley pagarán dos veces dichos cargos: a través del precio de energía, y a través de la factura final que incluirá dichos cargos nuevamente.</p> <p>Se sugiere corregir la fórmula del CEPMM, quitando del PMM todos los cargos relacionados a suministro de energía que luego son cobrados por las empresas a través de la facturación.</p>	Se solicita corregir la fórmula del CEPMM, quitando del PMM todos los cargos relacionados a suministro de energía que luego son cobrados por las empresas a través de la facturación.
19	ACENOR	Artículo 137°	<p>Se solicita incorporar en el informe de demanda una proyección de potencia junto con la de energía, de forma tal que se tenga una previsión también de la capacidad que podría requerir el sistema y que podría servir de insumo relevante para procesos relacionados con transmisión.</p>	<p>Artículo 137°.- La Comisión, anualmente, y a más tardar en el mes de diciembre, deberá publicar el informe preliminar de previsión de demanda que contendrá las proyecciones de consumo eléctrico, energía y potencia, de los Clientes Regulados y de los Clientes Libres del Sistema Eléctrico Nacional y de los Sistemas Medianos. El referido informe preliminar deberá ser aprobado mediante resolución y se publicará en el sitio web de la Comisión. Adicionalmente, el informe preliminar se notificará en la misma oportunidad al Coordinador, a los Coordinados, y a las empresas generadoras y distribuidoras que operen en Sistemas Medianos.</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
20	ACENOR	General	General	<p>Definir subsistema eléctrico y sus objetivos</p> <p>Se define como subsistema eléctrico a una zona, delimitada por subestaciones específicas, en la cual la Comisión define un criterio de suficiencia de instalaciones de generación para abastecer la demanda máxima del subsistema.</p> <p>El criterio de suficiencia puede ser que las instalaciones de generación en el subsistema sean suficientes para abastecer la demanda máxima local del subsistema ante condiciones extremas, definidas por la CNE. También puede ser un criterio de suficiencia el hecho que las instalaciones de generación en el subsistema sean insuficientes para abastecer la demanda máxima local del subsistema ante condiciones extremas, definidas por la CNE, y se requiera, por diseño, transferencias desde otro subsistema.</p>
1	ACERA A.G.	5	<p>En el primer inciso se indica que "Las comunicaciones que se realicen por parte del Ministerio o de la Comisión, en el contexto de lo dispuesto en el presente reglamento, podrá realizarse a través de medios electrónicos."</p> <p>Solicita una modificación de la redacción, de manera de que se estipule que las comunicaciones serán realizadas por medios electrónicos.</p>	<p>Artículo 5°.- Comunicaciones</p> <p>Las comunicaciones que se realicen por parte del Ministerio o de la Comisión, en el contexto de lo dispuesto en el presente reglamento, podrá deberá realizarse a través de medios electrónicos.</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
2	ACERA A.G.	35	<p>El artículo 59° indica que el Programa de Obras estará comprendido por las instalaciones (i) en construcción, (ii) comprometidas y (iii) obras indicativas. Respecto a estas ultimas, el artículo 35° se precisa que se considerarán como obras comprometidas aquellas instalaciones de generación o sistemas de almacenamiento que respaldan ofertas adjudicadas en el marco de los procesos de Licitación de Suministro. Se solicita que en el proceso de establecer el Programa de Obras, se incorporen los antecedentes o actos administrativos asociados a obras que respaldan ofertas adjudicadas en procesos de licitación de clientes regulados (acta de adjudicación, anexos de proyectos que respaldan ofertas adjudicadas, modificación de proyecto, sustitución de proyecto, término anticipado de contratos, etc.), con el objeto de sustentar su inclusión, exclusión o modificación del listado de obras comprometidas, y de esta forma otorgar mayor trazabilidad a los proyectos.</p>	<p>Para la modelación de las centrales de generación o sistemas de almacenamiento comprometidos, la Comisión podrá utilizar como referencia los costos y características técnicas de instalaciones similares en cuanto a capacidad instalada, tecnología, ubicación o insumo primario de generación, entre otros. Asimismo, la Comisión deberá acompañar un catastro de los proyectos que respaldaron ofertas adjudicadas en los procesos de licitación de clientes regulados y los actos administrativos que justifique su inclusión, exclusión o modificación del listado de obras comprometidas.</p>
3	ACERA A.G.	50	<p>Se indica en el artículo que la Comisión deberá realizar cada cuatro años un estudio de costos de inversión de tecnologías de generación y sistemas de almacenamiento. Lo anterior modifica lo que se realiza actualmente, en donde la Comisión publica un estudio anual relativo a estos costos de inversión. Al pasar de un estudio publicado con periodicidad anual a un estudio efectuado cada 4 años, se corre el riesgo que los costos de inversión que se emplean en la determinación del programa de obras no recojan oportunamente los cambios tecnológicos que impactan los valores de</p>	<p>Artículo 50°.- Para efectos de dar cumplimiento a lo dispuesto en el Párrafo 8 del Capítulo 2 del presente Título, una vez al año la Comisión, a más tardar cada cuatro años, realizará un estudio de costos de inversión de tecnologías de generación</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
			inversión. Por lo anterior, se sugiere mantener la publicación de un estudio anual.	
4	ACERA A.G.	50	Actualmente, el "Informe de Costos de Tecnología de Generación y Almacenamiento", que publica la Comisión sólo contiene el cuerpo principal, y no se encuentran disponible los anexos de cálculo que permitan reproducir los resultados. Se solicita que conjunto a la publicación del estudio, se incorpore la obligación de publicar los anexos, con los correspondientes antecedentes y cálculos desarrollados con motivo del estudio, para otorgar una mayor trazabilidad de los resultados.	f) Costo nivelado de desarrollo. g) Anexos con el detalle de los cálculos que sustentan los resultados del estudio.
5	ACERA A.G.	57	En el artículo 57º se indica que la Comisión, en caso de que lo estime pertinente y de manera fundada, podrá no realizar el estudio de cargos por energía reactiva. Se solicita incorporar instancias de observaciones a la decisión fundada de la CNE para no realizar el estudio.	Sin perjuicio de lo anterior, la Comisión, en caso de que lo estime pertinente y de manera fundada, podrá no realizar el estudio al que hace referencia el inciso anterior dentro del periodo señalado. En caso de que la Comisión decida no realizar el estudio, esta deberá publicar una resolución en la cual informe la decisión con los respectivos antecedentes de respaldo. Los interesados podrán enviar sus observaciones a la Comisión respecto de la resolución anterior en un plazo no superior a 5 días contado desde la fecha de la publicación de la referida decisión. La Comisión tendrá

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
				un plazo de 5 días para informar la decisión definitiva, incluyendo las respuestas de las observaciones recibidas.
6	ACERA A.G.	67	<p>De acuerdo al segundo inciso del artículo 67°, los factores de modulación se calculan a partir de los resultados de la simulación en los primeros meses de operación, con un mínimo de veinticuatro y un máximo de cuarenta y ocho meses. Al respecto, es importante destacar que los factores de modulación son empleados, entre otro, para trasladar los Precios de Nudo de Largo Plazo desde los Puntos de Oferta a los Puntos de Compra, por lo cual tienen un efecto relevante en los costos de comercialización asociado a los contratos de suministro. Esto incluso ha sido evaluado por la Comisión, quien en el año 2024 encargó el estudio “Análisis y propuesta metodológica de apoyo para la definición de Precios de Nudo de Corto Plazo y Precios Estabilizados para medios de generación de pequeña escala” el cual propuso una ventana de 6 meses para la determinación de los factores modulación con el fin de aminorar los riesgos de comercialización. Cabe mencionar que la CNE, para el cálculo de los factores de modulación, ha empleado el rango de 24 meses en las ultimas fijaciones de PNCP.</p>	<p>Dichos factores se calcularán para cada barra del sistema de transmisión nacional, considerando como referencia una única barra de una subestación denominada “Subestación Básica de Energía y Potencia”, que permita representar el comportamiento del sistema eléctrico. Adicionalmente, los factores se calcularán a partir de los resultados de la simulación en los primeros meses de operación, con un mínimo de veinticuatro seis y un máximo de veinticuatro meses cuarenta y ocho meses, considerando todos los bloques de tiempo usados en la modelación de la demanda eléctrica.</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
			<p>Por los motivos anteriores, con el objetivo de que el cálculo del factor de modulación refleje las condiciones esperadas para el sistema en los meses cercanos al periodo de vigencia de la fijación de PNCP, se solicita modificar el rango para la ventana de resultados que se debe emplear para la determinación de los factores de modulación, con un mínimo de 6 meses y un máximo de 24 meses.</p>	
7	ACERA A.G.	85	<p>El artículo establece como plazo máximo para la entrega de observaciones al Informe Técnico Preliminar de Precios de Nudo de Corto Plazo, el segundo día hábil del mes de enero y julio para la fijación del primer y segundo semestre respectivamente. Estos plazos suelen ser insuficientes, en especial para la fijación del primer semestre, en la cual, el periodo de revisión transcurre entre navidad y año nuevo. Por los motivos anteriores, se sugiere ampliar el plazo al séptimo día hábil del mes.</p>	<p>Artículo 85º.- Los Coordinados y el Coordinador deberán comunicar a la Comisión, a más tardar el segundo séptimo día hábil del mes de enero y julio, para efectos de las fijaciones de febrero y agosto, respectivamente, sus observaciones al informe técnico preliminar de Precios de Nudo de Corto Plazo.</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
8	ACERA A.G.	104	<p>El segundo inciso del artículo 104º indica lo siguiente: "En cuanto a los Precios de Nudo de Largo Plazo presentes en los decretos tarifarios, y para efectos de la facturación que las empresas suministradoras realizan a las Empresas Distribuidoras, estos deberán ser referenciados a los Puntos de Compra. Ello se realizará a través de la razón entre el factor de modulación en el Punto de Compra y el factor de modulación en Punto de Oferta, ambos correspondientes al decreto de fijación de Precios de Nudo Promedio que da origen a los Precios de Nudo de Largo Plazo señalados."</p> <p>Entendemos que los factores de modulación a los que se refiere el artículo corresponde a los de la fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo. Solicitamos que, de corresponder, se modifique la redacción.</p>	0

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
9	ACERA A.G.	132	<p>La modificación al reglamento de Precio de Nudo es una oportunidad para dar mayor claridad y transparencia al cálculo del Precio de Nudo Promedio, y de esta forma mejorar la observabilidad del proceso. Por tal motivo, se solicita que en cada publicación de los informes técnicos de precios de nudo promedio se incorporen los siguientes elementos:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Elaboración de una guía que explique el modelo de datos que se emplea en el cálculo. b. Presentación de la metodología y resultados que sustentan el ITP. c. A nivel de política pública se sugiere incorporar dentro de los objetivos de la Comisión, ir adoptando las mejores prácticas en analítica de datos para entidades gubernamentales. (Referencia: The GOVERNMENT ANALYTICS Handbook. World Bank- https://www.worldbank.org/en/publication/government-analytics). 	<p>Artículo 132º.- La Comisión deberá publicar en su página web los informes técnicos preliminar y definitivo de fijación de Precios de Nudo Promedio, con sus respectivos anexos, los que contendrán la información necesaria para permitir, en todo momento, realizar la trazabilidad del cálculo de los Precios de Nudo Promedio. Se deberán publicar, al menos, los siguientes antecedentes:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Valor actualizado de los Precios de Nudo de Largo Plazo; b) Precios de Nudo Promedio por Empresa Distribuidora; c) Precios de Nudo Zonales por Empresa Distribuidora, sin considerar la aplicación del Factor AR; d) Precios Traspasables; e) Factor AR; f) Factor CD RGL; g) Los factores de equidad tarifaria residencial a que dé origen el mecanismo señalado en el inciso segundo del Artículo 191º de la Ley; h) Los Cargos por Armonización Tarifaria para cada Empresa Distribuidora y cuotas mensuales de diferencias por compra de cada Contrato de Suministro, de conformidad a lo dispuesto en el capítulo 3 del del presente Título; y, i) Otros recargos o descuentos del Precio de Nudo Promedio que determine la legislación vigente. j) Guía explicativa del modelo de datos que sustenta los cálculos del PNP. <p>A su vez, con motivo de la publicación del Informe</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
				Técnico Preliminar, la Comisión deberá realizar una presentación que de cuenta de los aspectos metodológicos, procedimentales y resultados del Informe Técnico Preliminar de Precio de Nudo Promedio.

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
10	ACERA A.G.	133	En el artículo se da un plazo no superior a cinco días hábiles para realizar comentarios al informe técnico preliminar de Precio de Nudo Promedio. En vista de la complejidad del proceso, se solicita ampliar el plazo a 10 días hábiles.	Artículo 133°.- Las empresas eléctricas podrán enviar a la Comisión sus observaciones al informe técnico preliminar señalado en el Artículo 131° anterior, en un plazo no superior a cinco diez días hábiles contados desde la recepción de dicho informe, según el formato definido por la Comisión. Para efectos de la elaboración del informe técnico definitivo, la Comisión deberá analizar dichas observaciones, pudiendo aceptarlas o rechazarlas, total o parcialmente.
1	Colbún	General	Como comentario general, se sugiere que los cálculos y metodologías utilizadas para determinar los precios de nudo sean trazables, verificables y puedan replicarse, esto con el objetivo de poder hacerle seguimiento, transparentar y poder replicar los cálculos de buena manera. En este contexto, para estos cálculos existe información confidencial, la cual se debe seguir resguardando, como por ejemplo, no incluir información sobre los precios de los contratos.	0
2	Colbún	67	El reglamento no establece los criterios para la elección de la Subestación Básica de Potencia para cada subsistema, a pesar de que esta definición constituye la referencia nodal del sistema y tiene impacto directo en la determinación de los precios de potencia. En este sentido, se sugiere establecer los criterios y la metodología que se utiliza para hacer esta selección, donde se propone que el reglamento disponga que esta barra corresponda a aquella donde la instalación de la unidad de punta resulte de menor costo total para el sistema, considerando los costos de conexión, pérdidas y	Se sugiere incorporar una metodología con criterios técnicos claros y objetivos para determinar cual es la Subestación Básica de Potencia.

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
			restricciones, de modo que el Precio Básico de Potencia sea económicamente eficiente y verificable.	
3	Colbún	99	<p>El reglamento establece que la CNE debe determinar el costo de inversión y operación de la unidad de punta en distintas subestaciones del sistema, en el estudio cuatrienal. Sin embargo, el Precio Básico de la Potencia de Punta solo se determina en la Subestación Básica de Potencia, por lo que no se justifica calcular costos para todas las barras si no son utilizadas en la fijación tarifaria. Se sugiere aclarar el propósito y alcance del estudio cuatrienal, precisando que la determinación del costo de inversión por subestación solo será necesario si esos valores se utilizan efectivamente en el cálculo de precios o en la definición de subsistemas. En caso contrario, se sugiere limitar el estudio a la Subestación Básica de Potencia para evitar duplicidades y optimizar el esfuerzo regulatorio.</p>	<p>Se sugiere aclarar el propósito y alcance del estudio cuatrienal, precisando que la determinación del costo de inversión por subestación solo será necesario si esos valores se utilizan efectivamente en el cálculo de precios o en la definición de subsistemas. En caso contrario, se sugiere limitar el estudio a la Subestación Básica de Potencia para evitar duplicidades y optimizar el esfuerzo regulatorio.</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
4	Colbún	66	<p>El borrador establece que el Precio de Nudo de Potencia en cada barra se obtiene multiplicando el Precio Básico de Potencia por un factor de penalización, igual a 1 en la Subestación Básica de Potencia, y que dichos factores deben considerar las pérdidas marginales de transmisión en las horas de mayor demanda (punta). Sin embargo, este procedimiento no resulta adecuado, ya que la generación de cada central en la simulación depende de la condición hidrológica u otros insumos para la generación, y por tanto no refleja el aporte de potencia de suficiencia, el cual se determina conforme al Reglamento de Transferencias de Potencia. En la simulación de la operación de la CNE pueden existir centrales que no aparecen generando, pero que cuentan con un valor significativo de potencia de suficiencia; por ello, la simulación no representa correctamente la oferta real de potencia. Se propone que el reglamento disponga expresamente que los factores de penalización se calculen a partir de un flujo de potencia basado en la proyección de potencia de suficiencia de cada central en las horas de mayor demanda (punta). Dicho flujo reflejaría la oferta efectiva de potencia en cada zona y barra del sistema, considerando las pérdidas y restricciones de transmisión, y entregando así una señal de localización más realista y coherente con la operación del Sistema Eléctrico Nacional. Además, se sugiere que mediante el mismo flujo de potencia se definan los subsistemas de potencia, incorporando una metodología trazable que transparente su formación y criterios de agrupamiento.</p>	<p>Se propone que el reglamento disponga expresamente que los factores de penalización se calculen a partir de un flujo de potencia basado en la proyección de potencia de suficiencia de cada central en las horas de mayor demanda (punta). Dicho flujo reflejaría la oferta efectiva de potencia en cada zona y barra del sistema, considerando las pérdidas y restricciones de transmisión, y entregando así una señal de localización más realista y coherente con la operación del Sistema Eléctrico Nacional. Además, se sugiere que mediante el mismo flujo de potencia se definan los subsistemas de potencia, incorporando una metodología trazable que transparente su formación y criterios de agrupamiento.</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
			demanda, incorporando una metodología trazable que transparente su formación y criterios de agrupamiento. De esta manera, se lograría una mayor consistencia y coherencia en el cálculo tarifario de la potencia.	

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
5	Colbún	66	<p>En caso de que no se acepte la propuesta de definir los subsistemas de potencia a partir de un flujo de potencia que considere como inyecciones la potencia de suficiencia de cada central, se sugiere que en el estudio cuatrienal de subsistemas eléctricos descrito en la propuesta, se especifiquen claramente los criterios cuantitativos y los umbrales de desacople que</p> <p>justificarían la creación o modificación de un subsistema, y que se garantice su consistencia con los subsistemas utilizados en el balance de potencia.</p> <p>Asimismo, se sugiere incorporar que la CNE publique la metodología, bases de datos y supuestos eléctricos empleados en el estudio, de modo que el proceso sea trazable, reproducible y verificable por los agentes.</p>	<p>Se sugiere que el estudio cuatrienal de subsistemas eléctricos descrito en la propuesta, se especifiquen claramente los criterios cuantitativos y los umbrales de desacople que justificarían la creación o modificación de un subsistema, y que se garantice su consistencia con los subsistemas utilizados en el balance de potencia.</p> <p>Asimismo, se sugiere incorporar que la CNE publique la metodología, bases de datos y supuestos eléctricos empleados en el estudio, de modo que el proceso sea trazable, reproducible y verificable por los agentes.</p>
6	Colbún	101	<p>La propuesta de reglamento no detalla cuales son los criterios, ni la metodología para determinar la tecnología y el tamaño representativo de la unidad de punta. Si bien los insumos para determinar la unidad de punta son resultado del informe de costos de unidad de punta, este último informe detalla varios tamaños y tecnologías candidatas a ser la unidad de punta. En este sentido, se sugiere incorporar la metodología y describir los criterios que se utilizan para determinar la tecnología y tamaño de la unidad de punta.</p>	<p>Se sugiere incorporar la metodología y describir los criterios que se utilizan para determinar la tecnología y tamaño de la unidad de punta.</p>
7	Colbún	36°; Punto 3).	<p>Para los sistemas de almacenamiento, adicional a lo mencionado en los puntos (a) y (b), Eficiencia y capacidad de almacenamiento, se sugiere agregar un nuevo punto con los factores de degradación anual del</p>	<p>Se sugiere agregar: punto c) Degradación anual del sistema de almacenamiento.</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
			BESS, para así poder representar de manera correcta a los SAE.	
8	Colbún	36°; Punto 4).	El reglamento no menciona como modela la volatilidad del recurso primario de centrales Eólicas. Para el horizonte definido de simulación, la capacidad Eólica tendrá una magnitud comparable con la generación hidráulica. Por lo tanto, se sugiere incorporar la modelación del recurso primario de centrales eólicas en el cálculo del precio de nudo de corto plazo.	Se sugiere agregar: punto e) El precio de nudo de corto plazo deberá considerar la variabilidad del recurso primario de las centrales eólicas.
9	Colbún	133	Considerando la extensión del Informe Técnico Preliminar de Precio de Nudo Promedio y la cantidad de antecedentes y anexos que lo acompañan, podría evaluarse la conveniencia de otorgar un plazo adicional para la presentación de observaciones. Ello permitiría a las empresas eléctricas efectuar una revisión integral y fundada de los antecedentes, resguardando así el principio de participación informada y la calidad del proceso regulatorio. La solicitud de otorgamiento de plazo adicional no debe entenderse, en ningún caso, como que las empresas eléctricas tengan la responsabilidad de auditar la fijación tarifaria realizada por la Comisión, función que corresponde exclusivamente a dicha entidad.	Sugerencia: "Las empresas eléctricas podrán enviar a la Comisión sus observaciones al informe técnico preliminar señalado en el Artículo 131° anterior, en un plazo no superior a quincecinco días hábiles contados desde la recepción de dicho informe, según el formato definido por la Comisión. Para efectos de la elaboración del informe técnico definitivo, la Comisión deberá analizar dichas observaciones, pudiendo aceptarlas o rechazarlas, total o parcialmente."
10	Colbún	131	En el caso de que decida acoger la observación anterior es importante que se considere un ajuste en el plazo de publicación del informe técnico preliminar de modo de no comprometer los plazos de dictación del decreto de	Se sugiere ajustar los plazos.

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
			precio nudo promedio por el Ministerio de Energía y el resto de los plazos.	

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
11	Colbún	132	Se sugiere incorporar todos los antecedentes que permitan a las empresas eléctricas realizar una revisión completa de los distintos componentes del precio nudo promedio.	Se sugiere: "La Comisión deberá publicar en su página web los informes técnicos preliminar y definitivo de fijación de Precios de Nudo Promedio, con sus respectivos anexos, los que contendrán la información necesaria para permitir, en todo momento, realizar la trazabilidad del cálculo de los Precios de Nudo Promedio. Se deberán publicar, al menos, los siguientes antecedentes:a) Valor actualizado de los Precios de Nudo de Largo Plazo;b) Precios de Nudo Promedio por Empresa Distribuidora;c) Precios de Nudo Zonales por Empresa Distribuidora, sin considerar la aplicación del Factor AR;d) Precios Traspasables;e) Factor AR;f) Factor CD RGL (mecanismo de reconocimiento de generación local, mecanismo de reconocimiento de generación local adicional);g) Los factores de equidad tarifaria residencial a que dé origen el mecanismo señalado en el inciso segundo del Artículo 191º de la Ley;h) Los Cargos por Armonización Tarifaria para cada Empresa Distribuidora y cuotas mensuales de diferencias por compra de cada Contrato de Suministro, de conformidad a lo dispuesto en el capítulo 3 del del presente Título; y,i) Otros recargos o descuentos del Precio de Nudo Promedio que determine la legislación vigente.j) Descuento aplicable a comunas declaradas como zonas en transición.k) Modelo MPC, con evolución de los ingresos del fondo FET a la fecha del informe y la proyección hasta la extinción de la deuda. También con los egresos tanto para el pago de la deuda de la Ley N° 21.185, como las subsiguientes.l) Diferencias de facturación, diferencias por compras y diferencias por retraso generadas en el

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
				periodo anterior, identificando, de corresponder, el IPC e interés corriente para operaciones reajustables utilizado. "

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
13	Colbún	118	<p>El inciso segundo indica que el déficit semestral de la distribuidora se reajustará "de acuerdo con el interés corriente vigente para operaciones no reajustables en moneda nacional de más de 90 días y para montos superiores a las 5.000 unidades de fomento. Todos los montos considerados serán reajustados por IPC" En ese caso se estaría aplicando doble el efecto de la inflación. Además de que se deja el déficit solo para montos superiores a 5.000 unidades de fomento, dicho monto no debe quedar fijo en el reglamento ya que depende de cada fijación, por tanto se debe cambiar la redacción a "interés corriente para operaciones reajustables en moneda nacional de menos de un año, o aquel que lo reemplace" tal como aparece en el artículo 122°</p>	<p>Reemplazar lo siguiente en el inciso segundo: "En caso de que la suma total de los balances negativos sea superior a la suma total de los balances positivos, el cuadro de pagos considerará que las Empresas Distribuidoras que cuenten con balance positivo realicen transferencias por la totalidad de su balance positivo a las Empresas Distribuidoras con balance negativo, a prorrata de los respectivos balances negativos. Adicionalmente, los informes técnicos preliminar y definitivo de fijación de Precios de Nudo Promedio determinarán para cada Empresa Distribuidora la diferencia neta que persista del balance de la Empresa Distribuidora y las transferencias indicadas en el párrafo anterior, denominada "Déficit Semestral de la Distribuidora". Dicho déficit será reajustado de acuerdo con el interés corriente para operaciones reajustables en moneda nacional de menos de un año, o aquel que lo reemplace interés vigente para operaciones no reajustables en moneda nacional de más de 90 días y para montos superiores a las 5.000 unidades de fomento. Todos los montos considerados serán reajustados por IPC, según corresponda. En caso de existir un Déficit Semestral de la Distribuidora, este será incluido en la determinación de los Precios de Nudo Zonales de energía de cada Empresa Distribuidora."</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
14	Colbún	122	Se sugiere que se indique dentro del cuerpo del Informe de Precio Nudo Promedio el IPC y la tasa de interés corriente para operaciones reajustables utilizada en la correspondiente fijación, con el objetivo de mejorar la trazabilidad de la información.	Se sugiere incorporar la siguiente redacción: "Las diferencias de facturación definidas en el artículo precedente, serán reajustadas de acuerdo con el IPC y al interés corriente para operaciones reajustables en moneda nacional de menos de un año, o aquel que lo reemplace, vigente ala fecha de publicación de los nuevos precios de nudo. Estas diferencias deberán abonarse o cargarse en los precios de nudosiguientes, según corresponda. Tanto el IPC como la tasa de interés utilizada serán indicadas en el informe correspondiente."
15	Colbún	122	El reglamento no indica la modalidad de pago que se utilizará para las diferencias de facturación, y sí lo hace para el caso de diferencias por compras en el artículo 125°. Se sugiere agregar un mecanismo de devolución tanto para cuando se obtiene una diferencia a favor de las distribuidoras como cuando se obtiene una diferencia a favor de los suministradores. De esta manera se resguardaría la certeza regulatoria.	Se sugiere modificar: "Las diferencias de facturación definidas en el artículo precedente, serán reajustadas de acuerdo con el IPC y al interés corriente para operaciones reajustables en moneda nacional de menos de un año, o aquel que lo reemplace, vigente a la fecha de publicación de los nuevos precios de nudo. Estas diferencias deberán abonarse o cargarse en los precios de nudo siguientes, según corresponda. El monto de diferencias de facturación a remunerar de cada Contrato de Suministro, conforme lo señalado precedentemente, deberá ser pagado por la Empresa Distribuidora por medio de 6 cuotas mensuales iguales, determinadas en el informe técnico

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
				<p>de Precios de Nudo Promedio, en los correspondientes períodos mensuales de facturación, a partir de la publicación del correspondiente decreto tarifario.</p> <p>Los suministradores de los Contratos de Suministro deberán incluir en sus facturas a las correspondientes Empresas Distribuidoras, el cobro de las correspondientes cuotas mensuales de diferencias de facturación señaladas en el presente artículo"</p>
16	Colbún	50	Para el punto c) se define el plazo de desarrollo del proyecto. Sin embargo, no se explicita que conceptos se incluyen en la definición de "desarrollo" del proyecto (construcción, permisos, diseño). En este sentido, se sugiere explicitar que etapas se contienen en el plazo a que se refiere.	Se sugiere explicitar en el punto c) a cuales etapas del desarrollo de un proyecto se incluyen en el plazo de desarrollo indicado.
17	Colbún	57	En este artículo se indica que, en caso que la CNE lo estime pertinente y de manera fundada, podrá no realizar el estudio de cargos por energía reactiva. Se	Se sugiere incorporar los criterios bajo los cuales la CNE no realizará el estudio

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROUESTA DE TEXTO
			sugiere incorporar los criterios bajo los cuales el estudio no se realizará.	
18	Colbún	39	Para el punto c) se define el plazo de desarrollo del proyecto. Sin embargo, no se explicita que conceptos se incluyen en la definición de "desarrollo" del proyecto (construcción, permisos, diseño). En este sentido, se sugiere explicitar que etapas se contienen en el plazo a que se refiere.	Se sugiere explicitar en el punto c) a cuales etapas del desarrollo de un proyecto se incluyen en el plazo de desarrollo indicado.
1	ENGIE	67	En inciso segundo señala que "Adicionalmente, los factores se calcularán a partir de los resultados de la simulación en los primeros meses de operación, con un mínimo de veinticuatro y un máximo de cuarenta y ocho meses, considerando todos los bloques de tiempo usados en la modelación de la demanda eléctrica". Al respecto, los factores de modulación son utilizados para referenciar los precios de los contratos de suministro desde el punto de oferta al punto de compra. En este sentido, considerar una ventana máxima de 48 meses aleja la representación de los factores de modulación de la realidad, así como, se supera la vigencia de los decretos de precios de nudo de corto plazo (6 meses). Esta materia fue ampliamente discutida en la Mesa de Trabajo sobre Licitaciones de Suministro Eléctrico convocada por la CNE durante agosto y septiembre del presente año. En línea con lo anterior, se solicita que para la determinación de los factores de modulación se utilice una ventana de 6 meses de acuerdo con el periodo de vigencia del PNCP.	Inciso segundo:...Adicionalmente, los factores se calcularán a partir de los resultados de la simulación en los primeros 6 meses de operación, con un mínimo de veinticuatro y un máximo de cuarenta y ocho meses, considerando todos los bloques de tiempo usados en la modelación de la demanda eléctrica.

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
2	ENGIE	103	<p>El inciso segundo del artículo 103 señala "Asimismo, la Comisión revisará semestralmente la variación mensual acumulada que experimenten los precios de los Contratos de Suministro, conforme a sus respectivas fórmulas de indexación.</p> <p>En caso de que el precio de un Contrato de Suministro, expresado en dólares de los Estados Unidos de América, presente una variación acumulada superior al diez por ciento, éste será reajustado, debiendo la Comisión calcular los nuevos precios promedio de cada Empresa Distribuidora según lo señalado en el artículo 157° de la Ley. Dicha variación deberá ser incorporada en el Precio de Nudo Promedio de la respectiva Empresa Distribuidora en la fijación semestral que corresponda, de conformidad con lo indicado en el Artículo 120° del presente reglamento. ".</p> <p>Al respecto, la metodología actual PNP no considera un cálculo de nuevos precios de cada empresa distribuidora cuando los precios de un contrato de suministro presentan una indexación superior al 10%, solo se determinan los precios para cada distribuidora con la ocasión semestral del cálculo.</p>	Modificar redacción del artículo guardando la debida consistencia con la ocasión semestral del cálculo del PNP.

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
3	ENGIE	44	<p>En el último párrafo de este artículo se indica que el informe técnico de precio de nudo del segundo semestre deberá mantener la misma definición de subsistemas del decreto que inicia su vigencia en el primer semestre de dicho año. No obstante cabe señalar que el decreto que inicia vigencia en el primer semestre del año comienza en abril de cada año y por lo tanto los meses previos del año enero, febrero y marzo quedarán con los subistemas del informe de precio nudo del segundo semestre del año anterior. Esto podría provocar que existan varios subsistemas durante el mismo año calendario y que dificultaría el cálculo de potencia de suficiencia que debe efectuar el Coordinador con diferentes subsistemas durante el mismo año de cálculo. Se solicita modificar la redacción para que este reglamento asegure que un año calendario de cálculo siempre disponga la misma definición de subsistemas.</p>	<p>Por su parte, el informe técnico de fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo, asociado al decreto cuya vigencia inicia durante el segundo semestre del año respectivo, deberá mantener la misma definición de subsistemas eléctricos establecida en el decreto cuya vigencia inicia durante el primer semestre de dicho año.</p> <p>Adicionalmente el Coordinador para efectos del cálculo de las transferencias de Potencia que indica el artículo 7 de este reglamento deberá mantener para el año calendario de cálculo una única definición de subsistemas, la cual debe provenir de los informes de precio de nudo del primer y segundo semestre del año.</p>
4	ENGIE	54	<p>Se indica que deben determinarse los subsistemas del sistema eléctrico, no obstante en la regulación vigente no es clara la definición de subsistemas, por lo tanto se hace complejo determinarlos con fehaciencia, se propone que se establezca una definición a nivel reglamentario para efectos de facilitar su detección.</p>	<p>Se propone que se establezca una definición a nivel reglamentario para efectos de facilitar su detección en los estudios.</p>
5	ENGIE	16	<p>Se hace alusión al artículo 6969º del presente reglamento. Sin embargo, dicho artículo no existe.</p>	<p>Se propone modificar "artículo 6969º" por "artículo 69º".</p>
6	ENGIE	2	<p>Definición para el "Costo de Falla de Larga Duración" no posee literal.</p>	<p>Se propone que cada concepto tenga su respectivo literal.</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROUESTA DE TEXTO
1	Enlasa Generación	Artículo 29	No queda claro de donde obtiene la información la Comisión.	Explicitar si la información a utilizar sobre disponibilidad de insumos primarios corresponde a información solicitada al Coordinador, a los Coordinados o si es información propia de la CNE. Al igual que en otros artículos debería incluir una frase similar a: "la Comisión podrá solicitar al Coordinador la información asociada a..."
2	Enlasa Generación	Artículo 35	Si bien es correcto considerar las obras que se vayan a construir, el adjudicarse una licitación de suministro no es garante de que se construya la central. Ya hemos visto centrales en el pasado que han estado por año deprimiendo los precios en la modelación por haberse adjudicado, y luego se revoca su construcción y licitación adjudicada, por procesos externos o no, por lo que debería existir un criterio más claro de cómo se realizará esta evaluación. Incluso, podría considerarse solo aquel proyecto que efectivamente haya sido declarado en construcción.	Se debe definir un criterio conservador para considerar o no centrales en la modelación, cuando exista mayor certeza de que la central se va a construir o en su defecto, poder retirarla cuando no se visualicen avances reales del proyecto.
3	Enlasa Generación	Artículo 36	Dentro de los parámetros técnicos exigidos de los sistemas de almacenamiento falta el factor de degradación anual, el cual es relevante para la simulación a futuro.	Considerar los parámetros de degradación anual para los sistemas de generación y de almacenamiento en la modelación. Se debería considerar al menos un factor genérico o representativo para cada tipo de tecnología de almacenamiento, lo cual captaría en parte la disminución de recurso disponible con el paso del tiempo

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
4	Enlasa Generación	Artículo 41	Se menciona el "estudio" al que se refiere el Artículo 39. En el artículo 39 se habla del "informe" y no del "estudio" mencionado en el Capítulo 3. Hacer la distinción entre el informe (anual) y el estudio (cuadrienal).	La Comisión podrá contemplar proyectos en estudio y otras fuentes de información de que disponga para efectos de la elaboración del estudio informe al que se refiere el Artículo 39º del presente reglamento. Para estos efectos, podrá solicitar anualmente a las empresas propietarias de centrales generadoras, sistemas de almacenamiento y desarrolladoras de proyectos, información relativa a proyectos de generación y sistemas de almacenamiento que tengan en estudio. Modificar según corresponda.

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
5	Enlasa Generación	Artículo 63	<p>Actualmente, la Comisión Nacional de Energía (CNE) emplea un software de simulación que, si bien cumple con ciertos fines regulatorios, no representa de manera fiel ni trazable la operación económica óptima del Sistema Eléctrico Nacional, según los principios de eficiencia y transparencia establecidos en la normativa vigente. En la práctica, la herramienta utilizada requiere una segunda simulación complementaria para reflejar adecuadamente las condiciones del despacho, lo cual introduce espacios de ajuste manual y subjetividad en la determinación de resultados económicos y técnicos. Además, la necesidad de incorporar factores externos o correcciones manuales implica que los resultados finales no derivan directamente de un modelo matemático puro de optimización, afectando la reproducibilidad y auditabilidad de los resultados. Lo anterior genera complejidad innecesaria, dificulta la verificación independiente de los resultados y puede conducir a interpretaciones divergentes respecto a la eficiencia económica del sistema y a los ingresos asociados a los agentes del mercado. Propuesta de modificación o mejora: Se sugiere que el reglamento establezca explícitamente que el software utilizado para la simulación de la operación económica del sistema debe:- Basarse en modelos de optimización matemática plenamente determinísticos y trazables, que reflejen de manera directa y única los criterios de mínimo costo establecidos en la regulación.- Permitir la replicabilidad completa de los resultados por parte de terceros, garantizando transparencia y auditabilidad.- Evitar la</p>	<p>En este sentido, se propone evaluar la utilización o desarrollo de un software más acorde con los requerimientos de trazabilidad, reproducibilidad y optimización económica pura, que permita reflejar de forma objetiva los resultados de la operación del sistema</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
			necesidad de simulaciones complementarias o ajustes manuales externos al modelo base.-Ser modular y de acceso controlado, pero con documentación técnica suficiente para permitir su validación por los agentes del sector.	

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
5	Enlasa Generación	Artículo 64	Definir criterios o procedimiento sobre la elección de la subestación básica de potencia por subsistema.	Considerar una única barra de referencia para energía y potencia. Unificar las subestaciones básica de potencia, subestación básica de ajuste de banda y subestación básica de energía y potencia para el cálculo de factores de modulación.
6	Enlasa Generación	Artículo 66	La modelación propuesta de etapas-bloques debería ser consistente en cuanto a la separación de las horas definidas para el cálculo de los factores de penalización. La idea es que no hayan horas fuera del horario de control de punta en aquellos bloques donde están contenidas las horas definidas para el cálculo de los factores de penalización y que no haya un tema de descrecionalidad en la definición de las etapas-bloques.	Se solicita consistencia en la definición de los bloques-horas para determinar la demanda de punta, ya que sino queda al arbitrio de quien este modelando sin una justificación técnica robusta, lo que podría no ser realmente representativo de la hora punta.
7	Enlasa Generación	Artículo 67	Definir criterios o procedimiento sobre la elección de la subestación básica de energía y potencia para el cálculo de los factores de modulación.	Considerar una única barra de referencia para energía y potencia. Unificar las subestaciones básica de potencia, subestación básica de ajuste de banda y subestación básica de energía y potencia para el cálculo de factores de modulación.
8	Enlasa Generación	Artículo 77	Definir criterios o procedimiento sobre la elección de la subestación básica de ajuste de banda.	Considerar una única barra de referencia para energía y potencia. Unificar las subestaciones básica de potencia, subestación básica de ajuste de banda y subestación básica de energía y potencia para el cálculo de factores de modulación.
1	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 15.-	Falta la definición de "usuarios permanentes de muy bajo riesgo".	Modificar "usuarios permanentes de muy bajo riesgo" por "Usuarios Permanentes de muy Bajo Riesgo".
2	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 15.-	Falta estudio que determine el volumen y perfil de retiros de Usuarios Permanentes de muy Bajo Riesgo".	Incorporar inciso quinto: "Para la determinación del volumen de energía de Usuarios Permanentes de muy Bajo Riesgo la CNE deberá determinar aquellos clientes regulados y sus volúmenes de retiro asociados con

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
				oportunidad de cada Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo de Corto Plazo".
3	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 2.-	Incorporar definición de "usuarios permanentes de muy bajo riesgo".	Incorporar en artículo 2 después de literal "oo)": "pp) Usuarios Permanentes de muy Bajo Riesgo: Los Usuarios Permanentes de muy Bajo Riesgo son aquellos usuarios que utilizan el suministro de energía eléctrica para consumirlo calificados como Clientes Regulados sin capacidad de migrar al mercado libre y con alta capacidad crediticia (baja probabilidad de no pago).
4	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 16.-	Corregir 6969	Cambiar "Artículo 6969" por "Artículo 69".
5	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 19.-	El uso de modelos tipo SDDP por bloques y sin variables binarias genera grandes diferencias respecto a la operación real del sistema, en ese sentido la modelación debe considerar de forma obligatoria una subdivisión acorde a la realidad de los perfiles y días tipo de operación del sistema.	Cambiar "se podrá considerar" por "se debe considerar".
6	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 19.-	Falta estudio que determine la cantidad de etapas, bloques e idoneidad de uso de variables binarias (no uso de OSE2000) para efectos de modelamiento del sistema eléctrico de mediano plazo.	Incorporar inciso segundo: "La comisión deberá realizar un estudio anual determinando la necesidad mínima de modelamiento del sistema eléctrico en términos de cantidad de etapas, bloques, secuencialidad de bloques, resoluciones temporales y uso de variables binarias. Adicionalmente la Comisión deberá analizar los errores incurridos al modelar la energía eólica con días tipos. Este análisis debe realimentar las conclusiones de resolución mínima, en forma de cantidad de bloques por etapa, para efectos de la modelación esperada del sistema eléctrico."

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
7	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 19.-	Resolución temporal mínima de problema deberá ser analizada de forma anual para ir minimizando errores entre la modelación y la realidad.	Cambiar "que podrán ser" por "que deberán ser".
8	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 34.-	Faltan los Sistemas Generación Consumo	Incorporar los SGC.
9	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 35.-	Faltan los Sistemas Generación Consumo	Incorporar los SGC.
10	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 36.-	Faltan los Sistemas Generación Consumo	Incorporar los SGC.
11	Pacific Hydro Chile S.A.	Párrafo 7	Faltan los Sistemas Generación Consumo	Incorporar los SGC en todo el decreto.
12	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 35.-	Faltan los parámetros técnicos de duración de los sistemas de almacenamiento y componentes de almacenamiento de una central renovable con capacidad de almacenamiento.	Incorporar duración efectiva de cada sistema y componente de almacenamiento considerada para la simulación.
13	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 36.-	El numeral 3 no considera las componentes de almacenamiento de las centrales renovables con capacidad de almacenamiento, y tampoco considera la degradación esperada de la capacidad de almacenamiento efectiva en MWh.	Incorporar entre "Sistemas" y "de almacenamiento" "y componentes".
14	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 36.-	El numeral 3 no considera las componentes de almacenamiento de las centrales renovables con capacidad de almacenamiento, y tampoco considera la degradación esperada de la capacidad de almacenamiento efectiva en MWh.	Incorporar en artículo 36, numeral 3, un literal c) indicando "Degradación esperada de los sistemas y componentes de almacenamiento modelados del Sistema Eléctrico Nacional".
15	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 38.-	Falta incorporar las horas de los sistemas y componentes de almacenamiento y los SGC	Incorporar después de "en construcción," la frase "sus horas efectivas de descarga,".
16	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 38.-	Falta incorporar las horas de los sistemas y componentes de almacenamiento y los SGC	Incorporar en el artículado a los SGC.

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
17	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 34.-	Falta definir que el modelamiento de los sistemas y componentes de almacenamiento debe permitir que se calcule de forma endógena su costo de oportunidad y que este refleje de forma eficiente su precio en el costo marginal nodal de la energía eléctrica en el modelamiento	Crear artículo 34° bis dentro de nuevo Párrafo 7 bis llamado "Del tratamiento de los sistemas y componentes de almacenamiento" Conteniendo: "El modelamiento del Sistema Eléctrico Nacional deberá representar de forma matemática explícita la restricción de inventario de los sistemas y componentes de almacenamiento, esto de forma de poder representar de forma correcta sus limitaciones en energía y potencia, como también su impacto y afectación en el cálculo de la política de uso del agua (cortes de Benders) como también en la formación de precio spot de la energía para cada bloque de la simulación.
18	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 52.-	Falta la definición de factores de carga.	Cambiar "factores de carga" por "Factores de Carga".
19	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 2.-	Incorporar definición de Factores de Carga.	Incorporar después del literal pp) el literal qq) indicando "Factores de Carga: Corresponden al ratio de demanda promedio y el promedio de los 52 registros de demanda máxima durante la ventana de control de punta del perfil utilizado".
20	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 54.-	El uso de modelos en base a operación económica, que no hacen uso de variables binarias estrictas, restricciones de tiempos mínimos de estabilización (encendido y apagado), y no modelos de tipo unit commitment, y uso dedías tipos, generan groseros errores en los niveles de desacople esperados dentro de un sistema eléctrico de potencia. En ese sentido, el estudio de subsistemas debe considerar el uso de softwares horarios, por ejemplo Plexos con las bases del coordinador eléctrico nacional, para efectos de acercar	Reemplazar "operación económica" por "unit commitment".

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROUESTA DE TEXTO
			cada vez más el cálculo de factores de modulación y subsistemas a la realidad.	
21	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 54.-	<p>El inciso cuarto del artículo 54 indica que, "la metodología y criterios con el fin de poder actualizar los subsistemas se determinara con ocasión del mismo informe tecnico de Precios de Nudo de Corto plazo de Energía y Potencia, si corresponde."</p> <p>Se evidencia una fuente de incertidumbre y riesgo regulatorio al no explicitar cuáles son los umbrales de decisión para efectos de definiciones de subsistemas. La metodología y umbrales de decisión deben definirse a nivel de reglamento o bien, en su defecto, a nivel de una norma técnica de definición de subsistemas para que los agentes del mercado puedan modelar de forma acorde estos en sus planes de expansión de la generación.</p>	Cambiar inciso cuarto por: "La metodología y criterios de definición de subsistemas, en base a umbrales/parámetros de desacoplos durante los horas de control de punta del sistema, definidas estas por el estudio de periodo de control de punta, deberán ser definidas en la Normativa Técnica aplicable, garantizando así que el proceso de definición de subsistemas sea transparente, trazable y modelable por los agentes del mercado. Esto con el fin de poder actualizar los subsistemas con ocasión de informe técnico de fijación de Precios de Nudo de Corto plazo de energía y potencia."
22	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 56.-	La demanda eléctrica debe ser consistente en energía y potencia.	Cambiar literal b) por "b) La demanda eléctrica de energía y potencia".
23	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 67.-	No queda explícito que se calcularán factores de modulación de energía y potencia y que cada uno utilizará bloques diferentes, todos y sólo los pertenecientes a la ventana de control de punta, respectivamente.	Incorporar después de "Dichos factores" lo siguiente ", de energía y potencia,".

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
24	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 67.-	No debe existir un rango entre 24 y 48 meses dado que se presta para riesgo regulatorio de seleccionar de forma arbitraria los efectos esprados futuros del mercado descontados a tasa regulada.	Reemplazar frase "con un mínimo de veinticuatro y un máximo de cuarenta y ocho meses" por "con una duración de veinticuatro meses".
25	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 99.-	El estudio de costos de inversión, costos fijos y costos variables de operación de la unidad de punta debe estar alieado con el estudio de ventana de control de punta en relación a la duración intra diaria (en horas) para efectos de dimensionar el producto de potencia para las diferentes configuraciones tecnológicas. Ese sentido se deben coordinar ambos estudios y sus resultados de forma temporal.	Incorporar después de "cada cuatro años," la siguiente frase, ", y en coordinación con el estudio de periodo de control de punta,".
26	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 99.-	El inciso cuarto indica que aquel estudio debe considerar diferentes alternativas de tamaño de unidades tecnologías, ubicación, etc..., pero no indica las características del producto de potencia que debe entregar, vale decir, la duración y la disponibilidad estadística del energético primario (DIP), esto inclusive en condiciones de escasez extremas en el sistema (día nublado en todo chile sin capacidad de cargar sistemas de almacenamiento desde la red, o en su defecto carga a costos altos,) para efectos homologar el producto obtener un precio monómico mensualizado comparable en US/kWmes.	Agregar después de "entre otros aspectos." la siguiente frase "Adicionalmente, aquel estudio debe realizar un análisis estadístico de Disponibilidad del Energético primario de forma de garantizar que todas las configuraciones entregan estadísticamente el mismo producto de potencia durante las horas de las ventana de control de punta según su estudio específico".
27	Pacific Hydro Chile S.A.	Artículo 143.-	Inciso tercero no garantiza que se resguarde la información de los privados.	Se deberá determinar un número N por desagredación mínima de forma de garantizar la confidencialidad de la información publicada. Este número N deberá ser revisado con ocasión semestral de los Informes Técnicos Definitivos de Precio de Nudo de Corto Plazo.

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
1	Sonnedix	14	Se indica que "Los Precios de Nudo de Corto Plazo serán fijados semestralmente, previo informe técnico de la Comisión...". De esta redacción se entiende que se refiere a la promulgación del decreto y no al IT de la CNE, sin embargo, en la definición de PNCP se habla de "precio calculado semestralmente por la Comisión...".	Se sugiere mejorar la consistencia entre la fijación de los PNCP y los IT, así como ser explícitos si los plazos se refieren al IT de la CNE o bien de los decretos (promulgación o publicación?).
2	Sonnedix	15	El cálculo debiera ser un promedio ponderado con la demanda por barra.	0
3	Sonnedix	29	Se observa que la redacción de la disposición es muy general.	Se sugiere explicitar que la disponibilidad de los insumos primarios para centrales térmicas debe ser validado con los valores de disponibilidad real en los últimos años y/o que sea consistente con la previsión del CEN. Además, se sugiere establecer que no considere montos de gas de carácter interrumpible.
4	Sonnedix	30	No se establece el tratamiento del recurso hidráulico, solo si indica la forma de solicitar información al CEN.	Se sugiere indicar el tipo de hidrologías que se considerarán en la simulación y en qué períodos.
5	Sonnedix	34	Respecto de las instalaciones declaradas en construcción, muchas de ellas se encuentran con un retraso importante y otras es posible que no sean interconectadas al sistema.	Se sugiere incluir criterios para que el plan de obras sea más cercano a la realidad. Por ejemplo, establecer por reglamento que se suprimen instalaciones de generación: 1) que están atrasadas, 2) que su COD es extemporáneo respecto de la fecha en que se está realizando el PNCP, y c) que poseen objeciones de la CNE. La idea es utilizar un plan de obras más realista, que posea una depuración de los proyectos poco factibles para efectos que no entregue resultados incoherentes. Adicionalmente, se sugiere incorporar un chequeo de rentabilidad de los proyectos de generación de manera de ir validando si el nivel de instalación es adecuado a la realidad del mercado

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
6	Sonnedix	37	Se sugiere incorporar que la simulación debe considerar los estándares de seguridad también (no solo la operación más económica), de acuerdo a los principios de la operación del SEN del art 72-1 de la Ley.	0
7	Sonnedix	52	Se indica que "Asimismo, en dicho estudio se deberán determinar los factores de carga del Sistema Eléctrico Nacional y de sus respectivos subsistemas.". No queda claro qué son los factores de carga.	Se sugiere incluir Factores de Carga en las definiciones.
8	Sonnedix	53	Es importante que este estudio entregue resultados realistas, de lo contrario, entregará una señal incorrecta para los subsistemas. Por lo mismo, y considerando que se establece en este artículo que este estudio debe considerar los mismos supuestos del PNCP, se debe realizar una depuración del plan de obras del PNCP. No puede ser directamente proyectos declarados en construcción.	Ver observación de artículo 34
9	Sonnedix	59	Muchas de las instalaciones declaradas en construcción se encuentran con un retraso importante y otras es posible que no sean interconectadas al sistema. El programa de obras debe reflejar un nivel de instalación razonable en el sistema.	Se sugiere incluir criterios para que el plan de obras sea más cercano a la realidad. Por ejemplo, establecer por reglamento que se suprime instalaciones de generación: 1) que están atrasadas, 2) que su COD es extemporáneo respecto de la fecha en que se está realizando el PNCP, y c) que poseen objeciones de la CNE. La idea es utilizar un plan de obras más realista, que posea una depuración de los proyectos poco factibles para efectos que no entregue resultados incoherentes. Adicionalmente, se sugiere incorporar un chequeo de rentabilidad de los proyectos de generación de manera de ir validando si el nivel de instalación es adecuado a la realidad del mercado.

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
10	Sonnedix	67	Históricamente los factores de modulación obtenidos a partir de la modelación han sido muy diferentes a la realidad, generando un gap importante en la facturación de contratos regulados.	Se sugiere considerar la obtención de factores de modulación de acuerdo a la operación real del sistema, los que podrían ser fijados de forma semestral para que las facturaciones no tengan una variabilidad muy relevante.
11	Sonnedix	88	Para tener mayor transparencia en el mercado, se sugiere que la CNE publique el PMM para energía y también otro para potencia, diferenciando a la vez entre clientes libres y regulados, así como por distintos tamaños de clientes (potencia conectada).	0
12	Sonnedix	99	El estudio de unidad de punta debería levantar todas las alternativas tecnológicas, tamaños y características en general, pero a la vez las restricciones o limitaciones que presentan cada alternativa. Lo anterior, considerando limitaciones de logística de combustible, limitaciones ambientales para instalar y operar la instalación, limitaciones en el sistema de transmisión, etc.	Se sugiere que esto quede explicitado en el reglamento.
13	Sonnedix	101	Se indica que "En el informe técnico preliminar de Precios de Nudo de Corto Plazo, la Comisión deberá establecer y justificar los parámetros y antecedentes que caracterizarán la unidad de punta, considerando, al menos, tecnología, insumo primario de generación, tamaño y requerimientos para asegurar la disponibilidad del insumo primario de generación."	Se debe establecer que el tipo (tecnología, tamaño, etc) de unidad de punta seleccionada no puede transgredir las restricciones levantadas en el estudio de unidad de punta para cada una de las subestaciones del sistema o subsistema que establecerá el precio. Esto se refiere a limitaciones de logística de combustible, limitaciones ambientales para instalar y operar la instalación, limitaciones en el sistema de transmisión, etc. Se sugiere que esto quede explícito en el reglamento para generar mayor certidumbre en este proceso. En la actualidad esta decisión tan importante para los ingresos de centrales y sistemas de almacenamiento pareciera un tanto discrecional.

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
14	Sonnedix	46	<p>el tipo de cambio del PNCP "corresponderá al promedio del dólar observado de los Estados Unidos de América del segundo mes anterior al establecido para la comunicación del informe técnico definitivo"</p> <p>Dada la variabilidad del tipo de cambio, debiese ser al menos una ventana promedio de 3 meses</p>	"corresponderá al promedio del dólar observado de los Estados Unidos de América de los tres meses que anteceden al segundo mes anterior al establecido para la comunicación del informe técnico definitivo"
15	Sonnedix	60	<p>"Asimismo, la Comisión, a efectos de identificar los requerimientos futuros del sistema eléctrico y determinar el Plan de Obras indicativo, podrá hacer uso de un software o modelos de características multinodal y multiembalse, cuando corresponda"</p> <p>Sugiero también aprovechar estudios elaborados por el Coordinador que son para este propósito</p>	<p>Proponemos que se reconozca como posibilidad, hacer uso de estudios elaborados por el Coordinador que cumplen con este propósito. Por ejemplo:</p> <p>"Estudio de Verificación de Congestiones en Transmisión Zonal"</p> <p>"Propuesta de Expansión de Transmisión del SEN" (diagnóstico 2025 y sucesivos)</p> <p>"Obras urgentes de Transmisión"</p>
16	Sonnedix	69	<p>Respecto a la información mensual sobre facturación de contratos con clientes libres) La individualización del Cliente Libre o Empresa Distribuidora; b) La potencia contratada y suministrada, tanto en punta como fuera de punta, y sus cargos asociados; c) Las fechas de duración del contrato bajo el que se efectúa el suministro; d) La energía suministrada y su cargo asociado; e) Los puntos de suministro y venta correspondientes; f) El precio medio cobrado por las ventas efectuadas a precio libre; g) El precio medio cobrado por las ventas efectuadas a Precios de Nudo de Largo Plazo; y, h) Documento tributario electrónico respectivo, desglosado en cada uno de los ítems o cargos que la constituyen, especificando, al menos, los cargos por transmisión en sus distintos segmentos, los cargos</p>	<p>Se propone realizar una revisión del formato de las planillas "Ventas Libres" y evaluar una nueva versión, con el objeto de estar capturando correctamente los precios que son objeto de este cálculo. Por ejemplo, desglosar en detalle todo aquello que sea un cargo "passthrough", así como también identificar liquidaciones anuales y tipos de contrato (ejemplo: tipo financiero). El objetivo que es la Comisión este identificando con claridad los precios que serán el input del PMM</p>

Nº	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL	ARTÍCULO DEL REGLAMENTO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	PROPIUESTA DE TEXTO
			por distribución, según corresponda, y los cargos asociados a los retiros de energía.	
17	Sonnedix	93	<p>"Artículo 93º.- Una vez vencido el período de vigencia del decreto tarifario señalado precedentemente, éste continuará rigiendo, incluidas sus cláusulas de indexación, mientras no sea publicado en el Diario Oficial el nuevo decreto que fije Precios de Nudo de Corto Plazo."</p> <p>Se requiere buscar mecanismos para agilizar los plazos de revisión en Contraloría, considerando decretos que han tomado más de 5 meses para entrar en vigencia (ejemplo: el PNCP vigente de octubre 2024 a marzo 2025).</p>	<p>Si bien las tarifas son retroactivas, las reliquidaciones implican el cobro de intereses, lo cual significa un costo considerable a nivel sistémico y por lo tanto amerita buscar maneras de acortar los plazos desde que se emite un decreto tarifario hasta que se publica en el Diario Oficial. Se sugiere que los decretos entren en vigencia en el plazo establecido (abril y octubre), previo a aprobación por CGR, y solo en caso de modificaciones posteriores existan reliquidaciones. Similar al caso de los decretos de racionamiento.</p>