



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

Informe de Resultados

Consulta pública CREE-CP-07-2021

Preparado por:

Unidad de Mercados Eléctricos

Dirección de Asuntos Jurídicos

Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

Tegucigalpa, MDC, noviembre de 2021

Índice de contenido

Contenido

1. Introducción	3
2. Objetivos	5
2.1 Objetivo general	5
2.2 Objetivos específicos.....	5
3. Consulta pública en consulta pública CREE-CP-07-2021	6
3.1 Antecedentes de la consulta pública.....	6
3.2 Proceso de consulta pública.....	6
3.3 Comentarios recibidos	7
3.3.1 Comentarios recibidos por artículo	7
3.3.2 Comentarios recibidos por fecha.....	8
3.3.3 Usuarios por ubicación.....	8
3.3.4 Comentarios recibidos por institución	8
4. Revisión de comentarios admisibles	9
4.1 Modificaciones relevantes realizadas a la versión final del documento.....	9
4.2 Revisión a otra normativa emitida por la CREE	12
5. Conclusiones	12
6. Anexo: Revisión de comentarios admisibles para la propuesta de Norma de Potencia Firme (NT-PF)	13

Índice de Figuras

Figura 1 Comentarios recibidos por artículo.....	7
Figura 2 Comentarios recibidos por fecha.	8
Figura 3 Usuarios por ubicación.	8
Figura 4 Comentarios recibidos por institución.	9

1. Introducción

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE o Ley) aprobada mediante el Decreto No. 404-2013, publicado en el diario oficial “La Gaceta” en fecha 20 de mayo de 2014, dispuso la reestructuración del sector eléctrico para lo cual se creó la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).

El artículo 3 literal F numeral romano III de la LGIE establece que es una función de la CREE expedir las regulaciones y reglamentos necesarios para la mejor aplicación de la LGIE y el adecuado funcionamiento del subsector eléctrico. La CREE busca integrar la participación colectiva en el proceso de elaboración y modificación de reglamentos y normas técnicas, cumpliendo con los principios del debido proceso, así como los de transparencia, imparcialidad, previsibilidad, participación, impulso de oficio, economía procesal y publicidad que garanticen una participación efectiva y eficaz en el Mercado Eléctrico Nacional (MEN).

Las consultas públicas son una herramienta para informar y capacitar a consumidores, operadores e inversionistas, sobre los motivos y justificaciones de las modificaciones a reglamentos y normas técnicas y otros asuntos que afectan al sector eléctrico. Asimismo, facilitan la clarificación de propósitos, antecedentes, fundamentación legal, técnica y económica, según corresponda. Estos procedimientos participativos tienen el potencial de ayudar a la CREE a desarrollar mecanismos de retroalimentación bidireccional para darle la debida consideración a los aportes entregados por los ciudadanos, actores del MEN y permitirles a éstos comprender las decisiones reflejadas en la regulación nueva o por modificar

Bajo ese contexto, la inclusión de la visión pública en el proceso de modificación y elaboración de reglamentos y normas técnicas se ha convertido en una prioridad para la CREE. Es por ello, el 27 de octubre del 2021 se puso a disposición del público la propuesta de Norma Técnica de Potencia Firme. Dicha consulta tuvo por objeto: i) La modificación de la definición del período crítico del sistema para que este periodo refleje la máxima necesidad de capacidad de generación del sistema. Es decir, las horas en que el sistema eléctrico es más exigido, por lo que en esta propuesta se considera el aporte que el conjunto de centrales que componen el Sistema Interconectado Nacional (SIN) ofrece a la seguridad de suministro del sistema; ii) Establecer que el cálculo de la potencia firme de las centrales se basará en simulaciones de la operación del sistema realizada con los mismos modelos utilizados por el Operador del Sistema para la planificación operativa para lograr resultados más congruentes entre sí; iii) Establecer que la determinación de la potencia firme de las centrales generadoras solamente debe considerar factores relacionadas con las centrales sin considerar afectaciones de las redes a las que están conectadas; iv) Establecer la obligación de las Empresas Generadoras de suministrar la información necesaria para el cálculo de la potencia firme de sus centrales y las alternativas que tiene el Operador del Sistema en caso de incumplimiento de los generadores en suministrar esta información.

Adicionalmente, en esta propuesta de Norma Técnica de Potencia Firme también se incluye la metodología que deberá implementar el ODS para la determinación del requerimiento de potencia firme de empresas distribuidoras, comercializadoras y

consumidores calificados y la metodología para el cálculo y liquidación de los desvíos de potencia firme.

El presente documento tiene como finalidad dar a conocer los resultados de la citada consulta, ofreciendo una visión clara y sencilla de las principales modificaciones realizadas como resultado del análisis de los comentarios admisibles, así como mostrar la respuesta por parte de la CREE ante cada uno de los comentarios en mención.

2. Objetivos

2.1 Objetivo general

Mostrar los resultados del proceso de consulta pública CREE-CP-07-2021 y señalar las principales modificaciones que surgieron producto de las aportaciones y opiniones expresadas por los participantes del proceso en mención.

2.2 Objetivos específicos

1. Resumir los principales hallazgos y características del proceso de consulta pública.
2. Responder de forma justificada cada una de las propuestas, comentarios y observaciones expresadas por los participantes de la consulta en mención.
3. Incorporar de forma total o parcial los comentarios procedentes a la versión final del documento.
4. Presentar las principales modificaciones realizadas a la versión final del documento.

3. Consulta pública en consulta pública CREE-CP-07-2021

3.1 Antecedentes de la consulta pública

La Ley en su artículo 9 letra G romano V, establece que es función del Operador del Sistema (ODS) determinar la potencia y la energía firmes de cada una de las centrales generadoras en el territorio nacional aplicando los procedimientos establecidos en el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (RLGIE). Adicionalmente, la Ley en su artículo 15 letra A, establece la obligación de las Empresas Distribuidoras y las Empresas Comercializadoras de tener cubierta su demanda máxima de potencia y energía más el margen de reserva con contratos de compra de potencia firme y energía con Agentes Productores.

Asimismo, el artículo 3 del RLGIE define la potencia firme como la demanda firme que deberá ser determinada por el ODS y que un Agente Comprador tiene la obligación de cubrir mediante contratos de potencia firme, incluyendo las pérdidas técnicas de transmisión y distribución, así como el margen de reserva correspondiente.

Los elementos regulatorios relacionados al cálculo de la potencia firme de las centrales generadoras, la demanda a cubrir de los agentes compradores y las disposiciones sobre la compra y venta de potencia firme están desarrollados actualmente en el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM) y en la Norma Técnica del Mercado Eléctrico de Oportunidad (NT-MEO), aprobada mediante Resolución CREE-075 del 7 de junio de 2018. La NT-MEO, creada con carácter transitorio, tiene el objeto de determinar los elementos mínimos necesarios para arrancar el mercado de oportunidad en el menor tiempo posible, condicionando su transitoriedad a la aprobación de las normas técnicas específicas que conformarán la estructura regulatoria detallada para la operación del mercado y del sistema eléctrico.

Es imperativo establecer una correcta determinación de la potencia firme de las centrales generadoras en virtud que existe una obligación de los agentes compradores de mantener contratos de largo plazo para cubrir sus requerimientos de demanda, incluyendo la reserva necesaria. Una subvaluación de la potencia firme disponible en el sistema lleva, como consecuencia mayor, costos para el sistema por la contratación de potencia firme en exceso, generalmente de centrales térmicas. Por otro lado, la sobrevaloración de la potencia firme disponible puede resultar en una mayor probabilidad de problemas de suministro.

Considerando lo anterior, la CREE en el cumplimiento de sus funciones y a fin de fortalecer el marco regulatorio del subsector eléctrico identificó la necesidad de realizar cambios a la metodología para el cálculo de potencia firme de las centrales generadoras del país. En consecuencia, la CREE con el apoyo de una consultoría elaboró una propuesta de Norma Técnica de Potencia Firme que fue sometida al proceso de consulta pública.

3.2 Proceso de consulta pública

La CREE el 27 de octubre de 2021, la CREE, mediante un acto administrativo motivado, inició el proceso de consulta pública CREE-CP-07-2021 denominado: “Norma Técnica de Potencia Firme”.

Para ello, se convocó a los interesados a presentar sus posiciones respecto a lo consultado, invitación que se difundió a través del sitio web oficial de la CREE, de esta manera, cualquier interesado tuvo la oportunidad de acceder y participar en la consulta de

conformidad con lo establecido en el Procedimiento para Consulta Pública. Junto con la convocatoria, se adjuntó el informe técnico, la propuesta de Norma Técnica de Potencia Firme, para que los interesados pudieran analizar y elaborar sus posiciones, observaciones o comentarios de manera fundamentada, así como dar seguimiento a la consulta pública.

El plazo para realizar comentarios a la consulta pública se estableció entre el 27 de octubre y el 02 de noviembre. No obstante, en atención a las diversas solicitudes presentadas por los participantes, el proceso se extendió hasta el 08 de noviembre de 2021. Una vez cerrada la consulta pública, los comentarios y observaciones recibidos dentro del plazo establecido fueron evaluados para calificarlos como admisibles o no admisibles conforme a los criterios siguientes:

- La propuesta ingresada en cada artículo debía referirse exclusivamente al artículo en el que se comentó. Se exceptuaron aquellas propuestas relacionadas a otros artículos que no formaban parte de la consulta pública, siempre y cuando tuvieran una relación directa con el artículo que estaban comentando.
- La justificación ingresada en cada artículo debía ser pertinente a la propuesta.

3.3 Comentarios recibidos

La consulta pública CREE-CP-07-2021 recibió un total de 83 comentarios por parte de 9 usuarios, que representaron un total de 7 instituciones distintas, más un usuario que no se identificó con alguna institución en específico. Luego de evaluar los comentarios recibidos con base en los criterios descritos en la sección anterior, se concluyó que el 100 por ciento de los comentarios recibidos eran admisibles.

3.3.1 Comentarios recibidos por artículo

La Figura 1 muestra la cantidad de comentarios recibidos por artículo. El artículo 6, artículo 1 y artículo 12 recibieron 7, 6 y 6 comentarios respectivamente, siendo los artículos con más comentarios recibidos, seguidos por los artículos 2, 11, 13 y 19 con 5 comentarios recibidos cada uno.

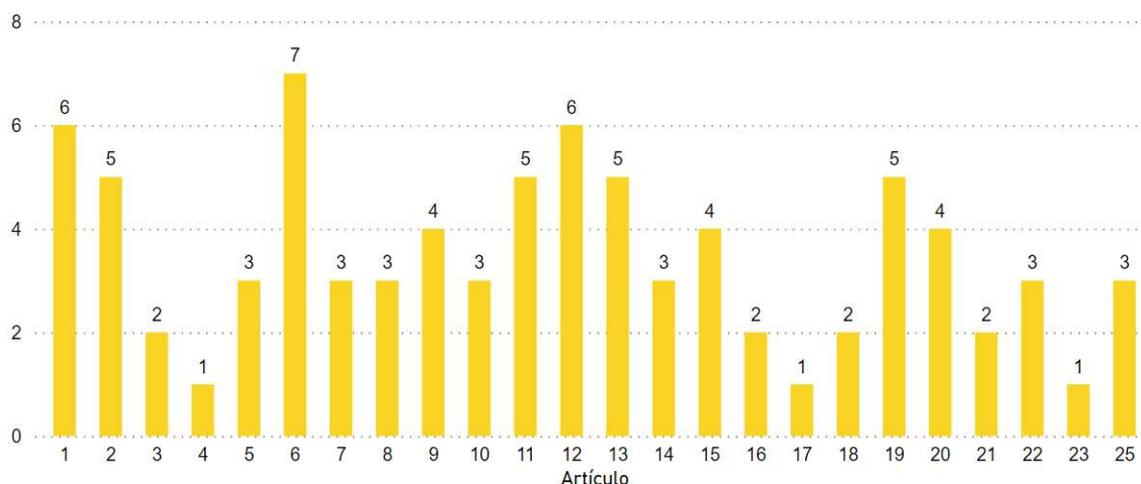


Figura 1 Comentarios recibidos por artículo.

3.3.2 Comentarios recibidos por fecha

La Figura 2 describe la participación a lo largo del tiempo. Es posible observar que en los días iniciales de la consulta pública la participación fue escasa. No obstante, se destaca que los días 2 y 8 noviembre se presentó el mayor número de comentarios recibidos.

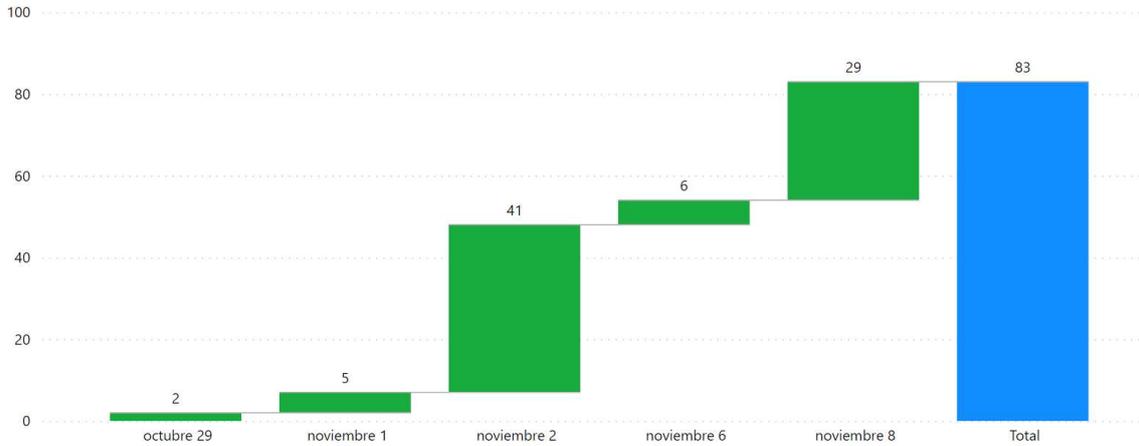


Figura 2 Comentarios recibidos por fecha.

3.3.3 Usuarios por ubicación

La Figura 3 muestra la cantidad de usuarios que participaron en el proceso de consulta pública según su ubicación. Es posible observar que la mayor cantidad de los comentarios recibidos fueron de usuarios que se encuentran ubicados en la ciudad de Tegucigalpa.

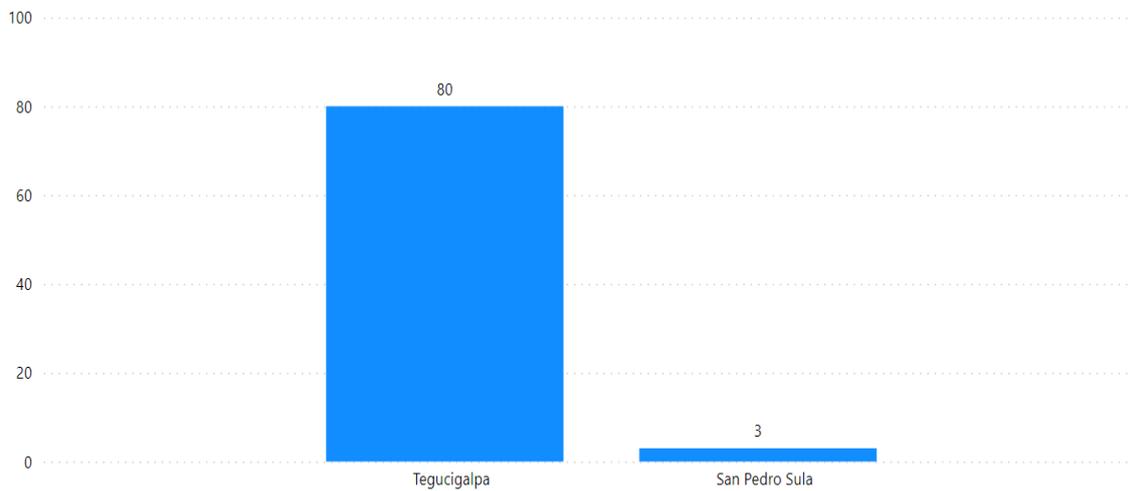


Figura 3 Usuarios por ubicación.

3.3.4 Comentarios recibidos por institución

La Figura 4 muestra los comentarios recibidos por institución. Es posible notar la participación de 7 siete instituciones y 1 participante que no se identificó con una institución en específico. Las instituciones que tuvieron una mayor participación en el proceso de consulta pública fueron la AHPEE (AHPEE), la Asociación Hondureña de

Energía Renovable (AHER) y la Asociación Operador del Sistema Eléctrico Nacional (ODS) con 21,16 y 16 comentarios, respectivamente.

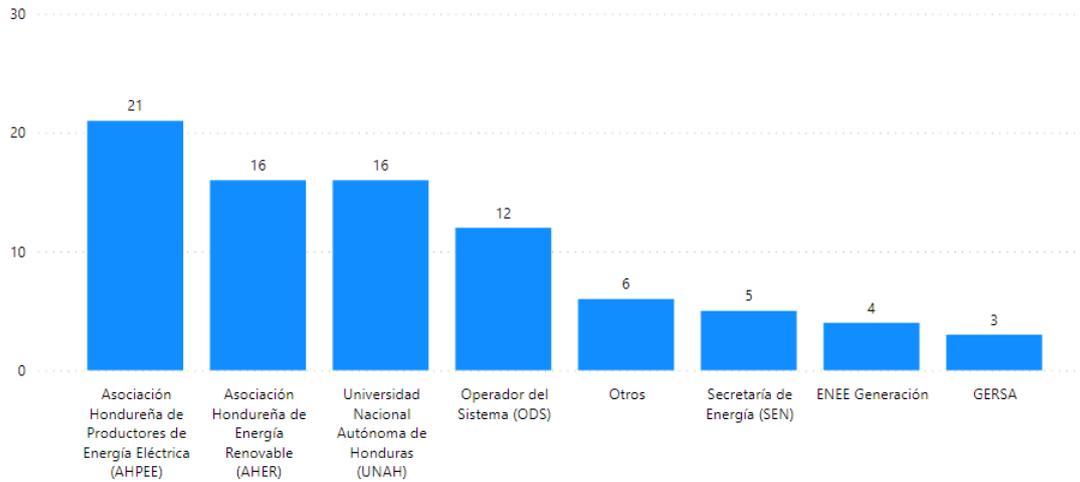


Figura 4 Comentarios recibidos por institución.

4. Revisión de comentarios admisibles

La Unidad de Mercados Eléctricos y la Dirección de Asuntos Jurídicos revisaron y evaluaron las posiciones y comentarios admisibles. En particular, los fundamentos de dichas opiniones con el fin de incorporarlas de forma parcial o total en la propuesta final de la Norma Técnica de Potencia Firme. Los comentarios de los participantes y su justificación, así como la respuesta de la CREE a cada comentario y la redacción final propuesta, se exponen en la sección “Anexo: Revisión de comentarios admisibles para la propuesta de Norma Técnica de Potencia Firme”. No obstante, en esta sección se presentan el resumen de algunas de las modificaciones incorporadas a la versión final de la Norma Técnica.

De forma general, entre las propuestas de modificación se encuentran cambios a la redacción a fin de dar mayor claridad sobre los temas desarrollados, dar armonización de algunos artículos de la propuesta con el marco regulatorio vigente, modificación del método para evaluar el periodo crítico a fin de determinar de una forma eficiente el cálculo de potencia firme de las centrales.

4.1 Modificaciones relevantes realizadas a la versión final del documento

1. El artículo 2, en el cual se define el periodo crítico del sistema, es modificado a efectos de mayor claridad a dicha definición. Se eliminan “*que el ODS, mediante una simulación del despacho económico del sistema determine*” dado que el procedimiento para la determinación del periodo crítico se establece en los artículos 9 y 10 de esta norma.
2. Se modifica el artículo 10 de la norma, referente al procedimiento para la determinación del periodo crítico que será utilizado por el ODS para el cálculo de potencia firme de las centrales que componen el parque de generación del país. Considerando lo anterior, el artículo 10 se leerá de la siguiente forma:

“Artículo 10. Una vez determinado el lapso de tiempo en que se produce el máximo requerimiento térmico, el ODS deberá calcular para cada hora de ese lapso el margen de reserva entre la capacidad de generación total disponible en el sistema y el requerimiento de potencia del sistema:

$$M_t = \left(\sum_1^N P_{it} \right) - R_t$$

Donde M_t es el margen de reserva en la hora t , N es el número de plantas generadoras del sistema eléctrico, P_{it} es la potencia disponible de la central i en la hora t , y R_t es el requerimiento de potencia del sistema eléctrico proyectado por el ODS para la hora t del año de interés. A los efectos de este cálculo, el ODS considerará la importación neta como una central del sistema. El ODS tomará como potencia disponible de cada central, su potencia efectiva multiplicada por su factor de disponibilidad promedio anual. Como potencia disponible de la importación neta, tomará la porción disponible de la diferencia entre la potencia total contratada por agentes compradores nacionales con generadores de otros países de la región menos, la potencia total contratada por agentes productores nacionales con compradores de otros países de la región. En ambos casos, el ODS tomará en cuenta únicamente aquellas importaciones y exportaciones pactadas mediante contratos firmes. El ODS limitará la potencia disponible de la importación neta a la potencia máxima que pueda ser importada durante las horas de punta del sistema eléctrico nacional, considerando las restricciones de la transmisión tanto regional como nacional.

Enseguida, el ODS escogerá a su criterio un valor M_0 del margen de reserva e identificará todas las horas del lapso en que se produce el máximo requerimiento térmico para las cuales M_t es menor o igual que ese valor. Ese conjunto de horas constituirá una posible definición del período crítico del sistema. Luego, el ODS hará variar M_0 para observar cómo se modifica el posible período crítico, continuando ese proceso hasta encontrar un valor de M_0 que cumpla las siguientes dos condiciones:

- a. Que resulte en bloques de horas lo más uniformes que sea posible para días de semana y, en su caso, también para sábados y domingos o feriados; y*
 - b. Que resulte en un período crítico de no menos de cuatro y no más de ocho horas por día laborable.”*
3. El artículo 13 que hace referencia a las pruebas que el ODS deberá programar y coordinar con los agentes a fin de seguir los procedimientos en la Norma Técnica de Inspección y verificación. En el segundo párrafo de dicho artículo se agregar la palabra “*diseñadas*” a fin de aclarar que los protocolos de pruebas que se realizarán a las centrales de generación serán diseñados en función a la tecnología de la central.
 4. Se modifica el artículo 15 que describe la metodología para el cálculo de potencia firme de las centrales hidroeléctricas a) sin ninguna capacidad de almacenamiento ni de regulación y b) Para las centrales hidroeléctricas que tengan capacidad de almacenamiento y de regulación diaria, semanal o mensual. Se inserta un cuarto párrafo a fin de dar mayor claridad para establecer como se denominará a una central hidroeléctrica con regulación diaria. Por lo que el artículo 15 se leerá de la manera siguiente:

“Artículo 15. Para las centrales hidroeléctricas sin ninguna capacidad de almacenamiento ni de regulación, el ODS dividirá la energía firme entre las horas totales del mes o de las cinco semanas en que se produce el máximo requerimiento térmico para obtener un valor de potencia.

Para las centrales hidroeléctricas que tengan capacidad de almacenamiento y de regulación diaria, semanal o mensual, el ODS dividirá la energía firme de cada central entre las horas del período crítico para obtener un valor de potencia.

En ambos casos, el ODS comparará la potencia así obtenida con el producto de la potencia efectiva de la central por su factor de disponibilidad anual promedio y tomará la menor de esas cantidades como la potencia firme de la central.

Para efectos de la presente norma, se entenderá por central con capacidad de regulación diaria aquella cuyo embalse no tiene capacidad anual, mensual ni semanal, pero que es suficiente para realizar por lo menos regulación diaria, o sea transferir energía como volumen embalsado entre distintas horas del día. Adicionalmente, el volumen del embalse utilizable para regulación debe representar por lo menos tres (3) horas de generación a carga máxima, es decir, tres (3) horas de erogación del máximo caudal turbinable.”

5. Se modifica el artículo 17 que describe el procedimiento para la obtención de la potencia firme de la central hidroeléctrica con embalses de regulación a partir de su energía firme. La modificación, en su segundo párrafo, consiste en la sustitución de “periodo crítico” por “lapso en que se produce el máximo requerimiento térmico”. Dicha modificación es para homologar lo dispuesto en el artículo 14 de esta norma.
6. Se modifica el artículo 18, referente a la información que deben suministrar los agentes productores al ODS. Se agrega en su segundo párrafo “*las restricciones de generación mínima de las turbinas, el caudal turbinable mínimo de la central, la información necesaria para establecer su función de producción hidroeléctrica y cualquier otra información sobre su sistema de generación que requiera el ODS para una adecuada representación de la central en los modelos de programación de la operación.*”.
7. En el artículo 19, se modifica la fecha en la cual, a más tardar el 30 de agosto de cada año, las empresas distribuidoras, comercializadoras y consumidores calificados deberán comunicar al ODS sus proyecciones de demanda mensual de potencia y energía para el año siguiente. Se realiza esta modificación con el objetivo de homologar lo dispuesto en el artículo 17 del Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista.
8. En el artículo 19 se modifica los cuatros tipos de días de las curvas de carga de cada mes, por lo que se leerá de esta forma: “*lunes a jueves, viernes, sábados, y domingos y días feriados*”.
9. En el artículo 20, para efectos de aclaración se agrega al final del segundo párrafo el texto siguiente: “*Lo anterior queda sujeto a que la diferencia de potencia firme deberá ser contratada bajo la modalidad de contrato de respaldo según lo dispuesto en la Norma Técnica de Contratos*”. Dicha modificación es con el objetivo de homologar con lo dispuesto en la sección 7.1, literal b, de la Norma Técnica de Contratos.

10. Para el caso del artículo 25, a efectos de mayor claridad a lo desarrollado en este artículo, se suprime “*en el corto plazo*”, puesto que este término es redundante. Por otro lado, al final del quinto párrafo de este artículo para efectos de claridad se agrega el texto siguiente: “*Lo anterior, de conformidad con lo indicado en el artículo 20 de la presente norma técnica*”.

4.2 Revisión a otra normativa emitida por la CREE

Se identificaron comentarios e interrogantes de los participantes con incidencia en otra normativa emitida por la CREE, en particular, temas relacionados con la Norma Técnica de la Programación de la Operación (NT-PO) y la Norma Técnica del Mercado Eléctrico de Oportunidad.

Como resultado de la revisión a ambos textos normativos, estas unidades lograron identificar que:

1. En el Anexo 2 “Tipos de Centrales Hidroeléctrica y valor del agua” sección 6 sobre tipos de centrales hidroeléctricas, subsecciones 6.1, 6.2 y 6.3 de la NT-PO, se imponen criterios demasiado restrictivos para la clasificación de tipos de centrales basado en la potencia instalada de la central y en condiciones de hidrología de una central, que a criterio de estas unidades pueden resultar como condiciones que restrinjan la aplicación efectiva de los criterios y metodologías contenidas en la Norma Técnica de Potencia Firme. Antes bien, los criterios para clasificar los tipos de centrales hidroeléctricas deberían centrarse mayormente en la capacidad de regulación del volumen útil de la central. En ese sentido, resulta necesario eliminar algunas condiciones que se establecen en las ya apuntadas subsecciones 6.1, 6.2 y 6.3, con el único sentido de eliminar de dichas subsecciones las condiciones relativas al porcentaje de potencia instalada y requerimiento de las condiciones hidrológicas de la central para empuntar.
2. Resulta evidente la necesidad de eliminar los artículos 30, 31 y 32 de la NT-MEO y sus reformas, ya que esta norma desarrolla elementos regulatorios que a su vez se contemplan desarrollar dentro de la Norma Técnica de Potencia Firme, por lo que es necesario eliminar dichas disposiciones. Las disposiciones son sobre el cálculo de la potencia firme de las centrales generadoras, sobre la demanda a cubrir de los agentes consumidores, así como las disposiciones sobre la compra y venta de potencia firme.

5. Conclusiones

Como resultado del proceso revisión de los comentarios, observaciones y propuestas recibidas en este proceso de consulta pública la Unidad de Mercados Eléctricos y la Dirección de Asuntos Jurídicos recomiendan que, por medio de acto administrativo, se apruebe el presente informe de resultados y propuesta de Norma Técnica de Potencia Firme.

6. Anexo: Revisión de comentarios admisibles para la propuesta de Norma de Potencia Firme (NT-PF)

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Respuesta CREE	Propuesta de redacción final
1	Artículo 1	Por requerimiento de potencia firme de un agente comprador se entenderá la demanda de potencia de ese agente al momento del máximo requerimiento de la potencia proyectado al sistema eléctrico durante el periodo crítico, incrementado por las pérdidas en la red atribuibles a la demanda de ese agente en ese momento, e incrementada nuevamente por el margen de reserva reglamentario.	Aclarar: Contrasta con lo establecido en el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica, en el artículo No 16, donde se le permite al Consumidor Calificado asegurar hasta un 75% de su demanda firme y sin obligación de cumplir con resarcir las pérdidas y reserva reglamentaria. ¿Es esto solo obligación de la distribuidora? Quien será el responsable del pago de estos desvíos y la reserva correspondiente.	UNAH	El artículo 1 de la propuesta de norma técnica tiene por objeto establecer los lineamientos generales que se desarrollarán en los demás artículos.	Artículo 1. El objeto de esta Norma Técnica es definir las metodologías que el Operador del Sistema (ODS), aplicará para: (a) determinar la potencia firme de cada central generadora del Sistema Interconectado Nacional (SIN); (b) determinar el requerimiento de potencia firme de empresas distribuidoras, comercializadoras y consumidores calificados; (c) determinar los desvíos de potencia firme tanto de agentes productores como de agentes compradores de potencia firme, y administrar las liquidaciones a que dichos desvíos den lugar en el mercado eléctrico de oportunidad. A los efectos de la presente Norma, se entenderá por potencia firme de una central generadora aquella potencia que la central puede aportar al sistema eléctrico con un alto grado de seguridad durante las horas del período crítico del sistema.
2	Artículo 1	Establecer un artículo transitorio para dejar sin valor ni efecto las disposiciones en contrario, a las disposiciones de la NT-PF, que previamente fueron emitidas en otras normas.	Comentario general: 1. Debería existir un artículo transitorio en esta NT-PF que indique qué queda sin valor y sin efecto las disposiciones contenidas en otra Norma en relación a disposiciones emitidas en a las de NT-PF. Por Ejem CREE 072-2020, 3 de julio 2021 Mercado Eléctrico de Oportunidad (MEO). Esta norma ya lo expresa en el Art. 32 Determinación de capacidad firme que se aplicará mientras no sea publicada la NT-PF. Pero el art 30 Venta de potencia Firme y art 38 Liquidación diaria de la 072-2020 entre otros no lo dice. 2. El artículo 119 del ROM solo habla del procedimiento para entrada en vigencia del informe para 2022, pero no dice nada con respecto a la metodología que el ODS debe utilizar en los cálculos. Al publicar esta NT-PF antes del 27 dic. 2021, ODS se obliga a utilizar las metodologías de cálculos de esta NT-PF y no como lo dice la normativa actual.	GERSA	La CREE emitirá un acto administrativo donde se tomará las medidas pertinentes a fin de evitar cualquier contradicción en la normativa vigente.	Por requerimiento de potencia firme de un agente comprador se entenderá la demanda de potencia de ese agente en el momento del máximo requerimiento de potencia proyectado del sistema eléctrico durante el período crítico del sistema.
3	Artículo 1	En General recomiendo que en el caso de las centrales de Generación eólicas y fotovoltaicas a las cuales se les desee calcular su potencia firme, sean únicamente las nuevas centrales generadoras que se vayan a conectar al SIN, ya que las plantas actuales ya tienen sus propios contratos con la ENEE y en esos contratos se define la potencia firme que se les reconoce y que se les paga.	La Ley no es de carácter retroactivo y los contratos de generación entre la ENEE y las plantas de generación renovable ya son leyes preexistentes incluso a la Ley de la Industria Eléctrica.	UNAH	Se destaca que, para el caso de esta observación, es aplicable el artículo 118 del ROM, que dispone que los titulares de contratos suscritos con anterioridad a la vigencia de la ley están exentos de derechos y obligación relativos a potencia firme en el ROM y la propuesta de norma.	
4	Artículo 1	. Modificaciones de forma de la página 1, sección 1 Incluir definiciones ya que esta Norma Técnica (NT) establece términos especiales que no se encuentran en otras normas o se le podría dar otro sentido a dichos términos. Se considera conveniente que se pongan títulos a los artículos, y dividir en capítulos en esta Norma, para facilitar la lectura y comprensión.	La NT PF, es una norma complementaria del Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado (ROM) y es necesario para establecer los parámetros objetivos de un concepto que tiene relevancia en el MEN, siendo este el “Período Crítico” en virtud es en este periodo que se determina la potencia firme la cual es remunerada a los agentes productores. Se esperaría que la NTPF fuera más específica en virtud de ser un norma de tercer nivel y no dejara tanta	Otros	La propuesta de norma contiene a las definiciones de los términos que la misma utiliza. La contribución de la demanda de un agente comprador a la demanda máxima del sistema es un concepto diferente al del pago por el uso de la red. En consecuencia, no hay conflicto con lo que propone el artículo de esta norma.	

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Respuesta CREE	Propuesta de redacción final
		<p>Texto original: ... incrementada por las pérdidas en la red atribuibles a la demanda de ese agente en ese momento, e incrementada nuevamente por el margen de reserva reglamentario.</p> <p>Comentario: Hay que aclarar que el comprador no debe pagar doble por las pérdidas eléctricas, ya que al pagar el peaje se entiende que se paga la porción de pérdidas, o en su caso, aclarar ese concepto. Página 10, sección 19.</p>	<p>discrecionalidad al ODS para determinar el período crítico. Así mismo, El ROM ya establece que será en la NTPF que se establecerán los parámetros para determinar el período crítico, pero la NT establece que será a través de una simulación del despacho económico del sistema que el ODS.</p>		<p>El método propuesto busca identificar cuantas, y cuáles son las horas del periodo crítico con base precisamente en el criterio del mayor estrés del sistema, y no fijar un valor determinado sin una base objetiva.</p>	
5	Artículo 1	<p>1)Modificación de forma. 2) Son sujetos de aplicación de esta Norma Técnica: 1. El ODS; 2. Las unidades o centrales generadoras del Sistema Interconectado Nacional; 3. Las empresas distribuidoras 4. Toda empresa Transmisora; y; 5. Los consumidores calificados que hayan optado por actuar como agentes del MEN. 3)N/A</p>	<p>1)Consideración de incluir definiciones ya que esta NT establece términos especiales que no se encuentran en otras NT o se le puede dar otro sentido a dichos términos. Importante colocar títulos o capítulos en esta NT, para mejor comprensión, como ser: generalidades aplicables a todas las plantas, cálculo de PF por tecnología y finalmente desvíos de potencia. 2)Se sugiere agregar y determinar quiénes son los sujetos de aplicación de esta Norma Técnica. 3)Se recomienda confirmar que no habrá dualidad de cargos por el uso de la red de distribución (pérdidas).</p>	AHPEE	<p>El artículo 1 de la propuesta ya define quienes son objeto de aplicación de esta norma.</p> <p>La contribución de la demanda de un agente comprador a la demanda máxima del sistema es un concepto diferente al del pago por el uso de la red. En consecuencia, no hay conflicto con lo que propone el artículo de esta norma.</p>	
6	Artículo 1	<p>.....A los efectos de la presente Norma, se entenderá por potencia firme de una central generadora aquella potencia que la central puede aportar al sistema eléctrico con un alto grado de seguridad durante las horas del período crítico del sistema y en cualquier momento del día que se requiera tomando en consideración las causas de indisponibilidades que se mencionan en el artículo 6 de la presente norma técnica.</p>	<p>Dado que después se define en artículo 2 las consideraciones en que es máxima la cantidad de energía para el cálculo del periodo crítico del sistema, y además que el mayor periodo crítico ocurre en la noche. Se debe sobrentender que una central debe de estar disponible (tomando en consideraciones las indisponibilidades del art 6) en la noche cuando ocurre este periodo crítico.</p> <p>Y aunque también existe un periodo crítico durante el día, se debe dejar plasmado para cualquier momento del día que ocurra. Por lo tanto, la planta debe de estar disponible en cualquier momento que se requiera de su generación para ser llamada potencia firme.</p>	SEN	<p>La definición dispuesta en el artículo 1, cuando menciona " alto grado de seguridad" con este término ya incluye las causas de indisponibilidad que describe el artículo 6 de la norma.</p> <p>El ODS determinará el periodo crítico con base en el análisis de la demanda del sistema como lo describe el artículo 9.</p>	
7	Artículo 2	<p>El período crítico del sistema eléctrico estará formado por un conjunto de horas que se presenta dentro de un lapso de tiempo en que el ODS, mediante una simulación del despacho económico del sistema, determine que es máxima la siguiente cantidad de energía: la energía generada por el conjunto de las centrales térmicas que usan combustibles fósiles, más la energía eléctrica importada "BAJO CONDICIONES QUE APORTEN A</p>	<p>Es necesario especificar a que energía importada se refiere, ya que en el caso de que un Consumidor Calificado compre energía de la región, es decir importar energía, en ese caso estas transacciones no deberían ser consideradas dentro de la energía del "Máximo Requerimiento Térmico", en vista de no ser necesariamente compradas bajo un esquema en donde la confiabilidad del sistema se pueda encontrar comprometida.</p>	AHER	<p>Para la determinación del periodo crítico se analiza el sistema interconectado nacional (SIN) y su balance de potencia, sin tomar en cuenta las relaciones comerciales entre agentes.</p>	<p>Artículo 2. El período crítico del sistema eléctrico estará formado por un conjunto de horas que se presenta dentro de un lapso de tiempo en que es máxima la siguiente cantidad de energía: la energía generada por el conjunto de las centrales térmicas que usan</p>

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Respuesta CREE	Propuesta de redacción final
		QUE LA CONFIBILIDAD DEL SISTEMA SE PUEDA ENCONTRAR COMPROMETIDA"....				combustibles fósiles, más la energía eléctrica importada, más cualquier energía no suministrada por déficit de capacidad de generación con respecto a la demanda. Esa cantidad de energía se designa en la presente norma como "máximo requerimiento térmico." El ODS identificará el lapso de tiempo en que se produce dicho máximo requerimiento térmico aplicando el procedimiento descrito en el artículo 9 de esta Norma.
8	Artículo 2	Artículo 2. El período crítico del sistema eléctrico estará formado por un conjunto de horas que se presenta dentro de un lapso de tiempo en que el ODS, mediante una simulación del despacho económico del sistema, determine que es máxima la siguiente cantidad de energía: la energía generada por el conjunto de las centrales térmicas que usan combustibles fósiles, más la energía eléctrica importada, más cualquier energía no suministrada por déficit de capacidad de generación con respecto a la demanda. Esa cantidad máxima de energía se designa en la presente norma como "máximo requerimiento térmico." Para identificar el lapso de tiempo en que se produce dicho máximo requerimiento térmico, el ODS deberá aplicar el procedimiento descrito en el artículo 9 de esta Norma.	Aclarar si este periodo también será utilizado para el cálculo de potencia firme del mes de operación.	ODS	Para efectos de aclaración se propone la siguiente redacción.	
9	Artículo 2	El período crítico del sistema eléctrico estará formado por un conjunto de horas que se presenta dentro de un lapso de tiempo en que el ODS, mediante una simulación de la planificación operativa de largo plazo del sistema, determine que es máxima la siguiente cantidad de energía...	A efecto que no se confunda el término de despacho económico (diario, semanal etc.) se propone sustituir "despacho económico" por "planificación operativa de largo plazo".	AHPEE	Se aclara que el concepto utilizado para este artículo difiere del concepto de planificación operativa. la expresión despacho económico se utiliza para enfatizar que la simulación deberá incluir la optimización de la operación del sistema.	
10	Artículo 2	Artículo 2. El período crítico del sistema eléctrico estará formado por un conjunto de horas que se presenta dentro de un lapso de tiempo en que el ODS, mediante una simulación del despacho económico del sistema, determine que es máxima la siguiente cantidad de energía: la energía generada por el conjunto de las centrales térmicas que usan combustibles fósiles. Esa cantidad máxima de energía se designa en la presente norma como "máximo requerimiento térmico." Para identificar el lapso de tiempo deberá establecerse como la misma que sirva de base para determinar la Programación de Largo Plazo, en que se produce dicho máximo requerimiento térmico, el ODS deberá aplicar el procedimiento descrito en el artículo 9 de esta Norma.	Se recomienda establecer un intervalo horario de 4 horas, que van asociadas a las horas de máxima demanda y que generan mayor estrés en la producción de energía para atender la demanda, de lo contrario el resultado incluiría más de ese periodo que las horas de mayor requerimiento de potencia, resultando en pagos superiores a los agentes compradores.	UNAH	El método propuesto busca identificar cuantas, y cuáles son las horas del periodo crítico con base precisamente en el criterio del mayor estrés del sistema, y no fijar un valor determinado sin una base objetiva.	

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Respuesta CREE	Propuesta de redacción final
11	Artículo 2	El periodo crítico del sistema eléctrico estará formado por un conjunto de horas que se presenta dentro de un lapso de tiempo donde el sistema se halla más exigido y en el que el ODS, mediante una simulación del despacho económico del sistema, determine que es máxima la siguiente cantidad de energía: la energía generada por el conjunto de las centrales térmicas que usan combustibles fósiles, más la energía eléctrica importada, más la optimización de la gestión de los embalses, más cualquier energía no suministrada por déficit de capacidad de generación con respecto a la demanda. Esa cantidad máxima de energía se designa en la presente norma como “máximo requerimiento térmico.” Para identificar el lapso en que se produce dicho máximo requerimiento térmico, el ODS deberá aplicar el procedimiento descrito en el artículo 9 de esta Norma.	se sugiere agregar la frase “donde el sistema se halla más exigido” para darle un mayor énfasis a la condición de periodo crítico del sistema.	ENEE Generación	Si bien es cierto la apreciación es correcta, la propuesta del artículo presenta el criterio cuantitativo y el procedimiento que el ODS utilizará para la determinación del periodo crítico.	
12	Artículo 3"Los valores de potencia firme y requerimiento de potencia firme contenidos en los informes serán válidos A PARTIR DEL PRIMERO DE ENERO HASTA EL 31 DE DICIEMBRE DEL SIGUIENTE AÑO"	Para tener mayor claridad y evitar malos entendidos.	AHER	El artículo 15 del ROM ya establece el periodo de tiempo en que serán válidos los informes de potencia firme y requerimiento de potencia firme.	Artículo 3. El ODS determinará la potencia firme de cada central generadora del SIN y el requerimiento de potencia firme de los agentes compradores como se describe en la presente Norma y publicará los valores resultantes a más tardar el 30 de noviembre de cada año, como lo dispone el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM). Los valores de potencia firme y requerimiento de potencia firme contenidos en los informes serán válidos para el año siguiente.
13	Artículo 3	y publicará los valores resultantes antes del 30 de noviembre de cada año, como lo dispone el Reglamento de del Sistema y Administración del Mercado Mayorista	Se debe armonizar con lo establecido en el ROM que serán antes del 30 de noviembre de cada año y no el 30 de noviembre de cada año para evitar contradicciones entre normativa.	AHPEE	En las recientes modificaciones realizadas al ROM, se han hecho las debidas correcciones a fin de armonizar los plazos dispuestos en la propuesta de norma técnica.	
14	Artículo 4	Cada central generadora tendrá el derecho durante ese año siguiente de vender potencia firme hasta el valor que el ODS haya determinado para ella en el Informe definitivo de Potencia Firme.	1)Se recomienda incluir al final del primer párrafo “en el Informe definitivo de Potencia Firme”, porque es en el mismo donde el ODS determinará la Potencia Firme 2) Para evitar confusión, es recomendable especificar que las ED, a diferencia del resto de los Agentes Compradores, tiene la obligación de tener su Demanda Máxima respaldada en contratos no menores a 10 años.	AHPEE	El ROM ya dispone que es valor de potencia firme válido para vender potencia, dicho valor es el que está dispuesto el Informe definitivo de potencia firme	Artículo 4. Cada central generadora tendrá el derecho durante ese año siguiente de vender potencia firme hasta el valor que el ODS haya determinado para ella. Un agente productor podrá vender la potencia firme de sus centrales mediante contratos a empresas distribuidoras, comercializadoras, consumidores calificados y a otros agentes productores,

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Respuesta CREE	Propuesta de redacción final
						incluyendo a agentes del Mercado Eléctrico Regional (MER), de conformidad con el ROM y con las reglamentaciones del MER. Asimismo, cada central generadora podrá vender potencia firme en el mercado de oportunidad nacional en el proceso de liquidación de los desvíos de potencia firme.
15	Artículo 5	Artículo 5. Las empresas distribuidoras, comercializadoras, y los consumidores calificados que hayan optado por actuar como agentes del mercado eléctrico, deberán tener contratada con generadores o comercializadores, que podrán ser agentes del MER ubicados en otros países de la región, potencia firme para cubrir su requerimiento de potencia firme. Si el vendedor está ubicado fuera de Honduras, el contrato deberá ser un contrato firme regional, en cumplimiento de los requerimientos a la regulación regional vigente, Libro JJ, numeral 1.3.4 del RMER	Redundancia: Los Contratos firmes regionales están ampliamente regulados en el Libro II, numeral 1.3.4, no es necesario establecer requerimientos que ya están definidos en la regulación regional.	UNAH	Se revisó la propuesta y en el texto no existe redundancia sobre el tema abordado.	Artículo 5. Las empresas distribuidoras, comercializadoras, y los consumidores calificados que hayan optado por actuar como agentes del mercado eléctrico, deberán tener contratada con generadores o comercializadores, que podrán ser agentes del MER ubicados en otros países de la región, potencia firme para cubrir su requerimiento de potencia firme. Si el vendedor está ubicado fuera de Honduras, el contrato deberá ser un contrato firme regional y el agente comprador nacional deberá presentar prueba al ODS de que ese agente vendedor tiene efectivamente la potencia firme que ofrece al agente comprador nacional. Esa certificación debe ser emitida por la autoridad competente del país del agente productor, de conformidad con lo que al respecto
16	Artículo 5	Los agentes compradores que hayan optado por actuar como agentes del mercado eléctrico, deberán tener contratada con generadores o comercializadores, que podrán ser agentes del MER ubicados en otros países de la región, potencia firme para cubrir su respectivo requerimiento de potencia firme...	Armonización con el artículo 15 de la LGIE y 16 RLGIE que indica Agentes Compradores. Adicionalmente agregar: para cubrir su "respectivo" requerimiento de potencia firme; ya que no todos los Agentes Compradores tienen el mismo requerimiento de potencia firme.	AHPEE	Se analizó la propuesta, el artículo 5 de esta norma está homologado con la Ley y su reglamento.	que al respecto dispongan las reglamentaciones y normas del sector eléctrico de ese país.
17	Artículo 5	Las empresas distribuidoras, comercializadoras, y los consumidores calificados que hayan optado por actuar como agentes del mercado eléctrico, deberán tener contratada primeramente con generadores o comercializadores del MEN. En caso de un requerimiento extra o un déficit por completar se podrá solicitar de los servicios de agentes del MER ubicados en otros países de la región, para cubrir sus requerimientos de potencia firme. Si el vendedor está ubicado fuera de Honduras, el contrato deberá ser un contrato firme regional, y el agente comprador nacional deberá presentar prueba al ODS de que ese agente vendedor tiene efectivamente la potencia firme que ofrece al agente comprador nacional. Esa certificación debe ser emitida por la autoridad competente del país del agente productor, de conformidad con lo que al respecto	Se propone dar prioridad primeramente a los agentes del MEN y en segundo lugar los agentes del MER impulsando así la venta de potencia firme de las Centrales Generadoras Nacionales.	ENEE Generación	Se analizó la propuesta y esta no es procedente dado que su aplicación contradiría a lo dispuesto por la LGIE y su reglamento.	

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Respuesta CREE	Propuesta de redacción final
		dispongan las reglamentaciones y normas del sector eléctrico de ese país.				
18	Artículo 6	En el artículo 6, literal d) se menciona la degradación física debido al tiempo de las centrales generadoras.	¿Cómo se evaluará el aspecto de la degradación física?	SEN	La degradación física que hace alusión este artículo es la degradación temporal que podrá ocurrir en una unidad generadora de la central, es decir, esta unidad podrá seguir operando, no obstante, a una potencia reducida.	<p>Artículo 6. Para determinar la potencia firme de una central generadora, el ODS tendrá en cuenta las siguientes causas de indisponibilidad de la capacidad de ésta:</p> <p>a. El uso de una porción de la capacidad de la central para generar electricidad para su servicio propio.</p> <p>b. La salida de servicio durante ciertos periodos, para mantenimiento preventivo programado, de unidades generadoras o de las líneas radiales propiedad del agente productor que conectan la central a la red de transmisión o de distribución de la zona;</p> <p>c. Las indisponibilidades forzadas de unidades generadoras o las fallas de las líneas radiales propiedad del agente productor que conectan la central a la red de transmisión o de distribución de la zona;</p> <p>d. Las reducciones de capacidad debidas a degradación física temporal de las unidades generadoras.</p> <p>e. Las reducciones de capacidad debidas a interrupciones, atrasos, o reducciones en el aporte de la fuente primaria de energía, como combustible, fuerza hidráulica, radiación solar, viento, energía de un campo geotérmico, etc.</p>
19	Artículo 6	Favor revisar la justificación	En el inciso D y E Es importante aclarar como operaria, ya que el inciso e habla de interrupciones de la fuente primaria (viento, sol)	AHPEE	La degradación física que hace alusión este artículo es la degradación temporal que podrá ocurrir en una unidad generadora de la central, es decir, esta unidad podrá seguir operando, no obstante, a una potencia reducida.	
20	Artículo 6	.	Un aspecto positivo es que, para el cálculo de la potencia firme de las centrales generadoras, el ODS no tendrá en cuenta los efectos sobre la disponibilidad de la central de insuficiencias, fallas o salidas de servicio para mantenimiento, de líneas del sistema principal de transmisión o de la red de distribución local propiedad de la distribuidora.	Otros	En la propuesta de norma, se incluyen las causas de indisponibilidad que el ODS tomará en cuenta para determinar la potencia firme de la central de generación.	
21	Artículo 6	El inciso b) establece la salida de servicio durante ciertos periodos de tiempo lo que es muy ambiguo, arbitrario e incierto: Se recomienda reemplazar esa frase por la salida de servicio durante los últimos cuatro años. En el inciso e) se recomienda eliminar a las plantas térmicas y no incluir la palabra combustible, ya que el atraso de suministro de combustible puede deberse a razones de fuerza mayor o caso fortuito y no necesariamente a negligencia del agente generador.	El mantenimiento y las salidas de servicio forzadas por falla se deben registrar en periodos mínimo de dos a cuatro años. La ENEE mantiene una deuda enorme con los generadores de energía térmica que afecta el suministro de combustible y no puede ser utilizado para el cálculo de la potencia firme	UNAH	En este artículo se incluyen las causas de indisponibilidad que el ODS tomará en cuenta para determinar la potencia firme de la central de generación.	
22	Artículo 6	Tomar en consideración la desagregación del estudio de la indisponibilidad por tipo de generadora establecidas en el artículo 7 y los periodos en el año en donde se harán los estudios de ellas.	Dado a la existencia de las tecnologías renovables variables, tales como la solar fotovoltaicas y eólicas, es bueno mencionar que importa bastante el momento o el plazo del tiempo del año en donde se hacen dichos estudios. Una brinda mucha variabilidad y la otra mucha incertidumbre cuando se trata de sus curvas de generación,	SEN	La degradación física que hace alusión este artículo es la degradación temporal que podrá ocurrir en una unidad generadora de la central, es decir, esta unidad podrá seguir operando, no obstante, a una potencia reducida.	

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Respuesta CREE	Propuesta de redacción final
			el cual es usado en el artículo 16 para poder determinar sus potencias firmes durante horas críticas.			Para el cálculo de la potencia firme de las centrales generadoras, el ODS no tendrá en cuenta los efectos sobre la disponibilidad de la central de insuficiencias, fallas o salida de servicio para mantenimiento de líneas del sistema principal de transmisión o de la red de distribución local propiedad de la empresa distribuidora que sirve la zona.
23	Artículo 6	Artículo 6. Para determinar la potencia firme de una central generadora, el ODS tendrá en cuenta las siguientes causas de indisponibilidad de la capacidad de ésta:	¿Serán consideradas las disminuciones de potencia debido a operación por reserva?	ODS	Las reducciones a la capacidad de una central generadora debido a una operación en reserva no serán consideradas en virtud que la unidad generadora posee la capacidad y esta sería utilizada para reserva rodante.	
24	Artículo 6	Para determinar la potencia firme de una central generadora, el ODS tendrá en cuenta las siguientes causas de indisponibilidad de la capacidad de ésta : a. El uso de una porción de la capacidad de la central para generar electricidad para su servicio propio. b. La salida de servicio durante ciertos períodos, para mantenimiento preventivo programado, de unidades generadoras o de las líneas radiales propiedad del agente productor que conectan la central a la red de transmisión o de distribución de la zona; c. Las indisponibilidades forzadas de unidades generadoras o las fallas de las líneas radiales propiedad del agente productor que conectan la central a la red de transmisión o de distribución de la zona; d. Las reducciones de capacidad debidas a degradación física temporal de las unidades generadoras. e. Las reducciones de capacidad debidas a interrupciones, atrasos, o reducciones en el aporte de la fuente primaria de energía, como combustible, fuerza hidráulica, radiación solar, viento, energía de un campo geotérmico, etc.; dichas reducciones o incremento de potencia firme deberán ser sustentadas y comunicadas al ODS en el menor tiempo.	Se propone el agregado debido a la aleatoriedad de fuentes renovables por efectos del cambio climático y como experiencia en los Huracanes ETA e IOTA.	ENEE Generación	En este artículo ya se incluye dentro de las causas de indisponibilidad que el ODS tomará en cuenta para determinar la potencia firme de la central de generación.	
25	Artículo 7	.	Otro aspecto positivo es la clasificación de las centrales de generación, a fin de poder calcular la potencia firme, en virtud que se establece que existen claramente diferentes fuentes de generación de energía y la clasificación se detalla por el tipo de almacenamiento en el caso de las centrales que utilizan fuentes diferentes a la geotermia.	Otros	En este artículo se hace mención a la clasificación, definida en esta norma, para las centrales de generación en función a su tecnología.	Artículo 7. Para los propósitos del cálculo de la potencia firme, las centrales generadoras se clasifican como sigue: a. Centrales térmicas que utilizan combustibles fósiles, o centrales

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Respuesta CREE	Propuesta de redacción final
26	Artículo 7	Ninguno ya fue comentado en el artículo anterior	Ninguno ya fue comentado en el artículo anterior	UNAH	En este artículo se hace mención a la clasificación, definida en esta norma, para las centrales de generación en función a su tecnología.	que utilizan biomasa o biomasa más combustibles fósiles y que operan todo el año y las centrales geotérmicas.
27	Artículo 7	Artículo 7. Para los propósitos del cálculo de la potencia firme, las centrales generadoras se clasifican como sigue: a. Centrales térmicas que utilizan combustibles fósiles, o centrales que utilizan biomasa o biomasa más combustibles fósiles y que operan todo el año, y centrales geotérmicas. b. Centrales generadoras que utilizan como fuente de energía recursos renovables diferentes de la geotermia: i. Centrales con capacidad de almacenamiento y regulación diaria, semanal o mensual ii. Centrales hidroeléctricas con embalse anual o plurianual.	Eliminar i. Centrales sin capacidad de almacenamiento ni de regulación. O cambiar por centrales renovables variables (solar y eólica) que cuenten con SAEB. (Sistema de Almacenamiento de Energía por Baterías) que demuestren ese respaldo de potencia dado su variabilidad he incertidumbre.	SEN	En este artículo se hace mención a la clasificación, definida en esta norma, para las centrales de generación en función a su tecnología.	b. Centrales generadoras que utilizan como fuente de energía recursos renovables diferentes de la geotermia: i. Centrales sin capacidad de almacenamiento ni de regulación. ii. Centrales con capacidad de almacenamiento y regulación diaria, semanal o mensual iii. Centrales hidroeléctricas con embalse anual o plurianual.
28	Artículo 8	Como base para el ESTABLECIMIENTO DEL PERIODO CRITICO para el año siguiente, el ODS simulará el despacho económico del sistema para ese año con el mismo modelo computacional y los mismos datos que utiliza para la planificación operativa de largo plazo, pero sin incluir la red...	La descripción del método que sigue es para el periodo crítico y no para potencia firme	AHER	La simulación del despacho económico del sistema es base para el cálculo de potencia firme. De esta simulación se obtendrá, como resultado, las cantidades de energías generadas de cada central.	Artículo 8. Como base para el cálculo de las potencias firmes de las centrales generadoras para el año siguiente, el ODS simulará el despacho económico del sistema para ese año con el mismo modelo computacional y los mismos datos que utiliza para la planificación operativa de largo plazo, pero sin incluir la red. La simulación incluirá la optimización de la gestión de los embalses de centrales hidroeléctricas.
29	Artículo 8	ARTÍCULO 8 PÁRRAFO QUINTO Para proyectos nuevos o ampliación de instalaciones existentes, tanto de generación como de consumidores calificados que actúan o se proponen actuar como agentes del mercado, programados para entrar en operación en el curso del año en estudio, los correspondientes desarrolladores deberán suministrar al ODS toda la información sobre los mismos a fin de que éste la incluya en la simulación de la operación y que determine las respectivas potencias firmes y requerimientos de potencia firme.	Es importante tomar en consideración lo dispuesto en el párrafo tercero, Artículo 20 del Reglamento de la LGIE, que aborda sobre los proyectos sobre los requisitos de los proyectos a ser incluidos en el Plan Indicativo de Expansión de la Generación. Lo anterior, a efectos de armonizar la regulación, y que efectivamente tanto los proyectos a ser contemplados en la planificación operativa de largo plazo, como en el plan antes indicado, reúnan los mismos requisitos para su consideración.	ODS	Si bien es cierto, existe relación con lo dispuesto en la propuesta de norma técnica y lo establecido en el Reglamento de la Ley. No obstante, no existe contradicción en lo planteado en la propuesta de la NT-PF con lo dispuesto en el artículo 20 del reglamento de la Ley.	El ODS hará la simulación para etapas sucesivas de un mes o de una semana. Inicialmente, hará la simulación para etapas mensuales y posteriormente las realizará para etapas semanales, una vez que haya recibido de las empresas generadoras la información sobre los aportes de la fuente de energía
30	Artículo 8	1) Como base para el cálculo de las potencias firmes de las centrales generadoras para el año siguiente, el ODS simulará la planificación operativa de largo plazo del sistema... 2)...los correspondientes desarrolladores deberán	1) A efecto que no se confunda el término de despacho económico (diario, semanal etc.) se propone sustituir "despacho económico" por "planificación operativa de largo plazo". 2) A efecto que no se confunda el término de operación	AHPEE	Se aclara que el concepto utilizado para este artículo difiere del concepto de planificación operativa. La expresión despacho económico se utiliza para enfatizar que la simulación deberá	

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Respuesta CREE	Propuesta de redacción final
		<p>suministrar al ODS toda la información sobre los mismos a fin de que éste la incluya en la simulación de la planificación operativa de largo plazo y que determine las respectivas potencias firmes y requerimientos de potencia firme.</p> <p>3)El modelo computacional usado para la simulación de la planificación de operativa de largo plazo del sistema deberá generar cien diferentes escenarios de aportes de energía de los recursos renovables usados para generación eléctrica</p>	<p>(tiempo real, semanal etc.) se propone sustituir "operación" por "planificación operativa de largo plazo".</p> <p>3)A efecto que no se confunda el término de despacho económico (diario, semanal etc.) se propone sustituir "despacho económico" por "planificación operativa de largo plazo".</p>		<p>incluir la optimización de la operación del sistema.</p>	<p>que utilizan, organizada en etapas semanales como se indica en el Artículo 18 de esta Norma.</p> <p>El ODS usará la proyección de la demanda que haya utilizado para la planificación operativa de largo plazo del año en estudio y representará la demanda proyectada de cada etapa en forma de una monótona de carga con al menos cinco bloques. El primer bloque corresponderá a la demanda máxima de potencia del sistema en la etapa correspondiente.</p> <p>Para determinar los costos variables de las centrales térmicas, el ODS aplicará lo dispuesto en la Sección 4 de la Norma Técnica de Programación de la Operación y en particular el Anexo 3 a dicha norma, que se refiere a costos variables de generación.</p> <p>Para proyectos nuevos o ampliación de instalaciones existentes, tanto de generación como de consumidores calificados que actúan o se proponen actuar como agentes del mercado, programados para entrar en operación en el curso del año en estudio, los correspondientes desarrolladores deberán suministrar al ODS toda la información sobre los mismos a fin de que éste la incluya en la simulación de la operación y que determine las respectivas potencias firmes y requerimientos de potencia firme.</p> <p>Cuando las nuevas centrales o sus ampliaciones o proyectos de consumidores calificados entren</p>

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Respuesta CREE	Propuesta de redacción final
						<p>en servicio en una fecha posterior al inicio del lapso de tiempo dentro del cual tiene lugar el período crítico, el ODS calculará la potencia firme de la central o el requerimiento de potencia firme del consumidor calificado con base en un lapso de tiempo de la misma duración, a partir de la entrada en operación del proyecto, considerando dentro de ese lapso los mismos bloques uniformes de horas a que se refiere el artículo 10 siguiente y que constituyen el período crítico. El modelo computacional usado para la simulación del despacho económico del sistema deberá generar cien diferentes escenarios de aportes de energía de los recursos renovables usados para generación eléctrica. Esos escenarios consistirán, para las centrales hidroeléctricas, en series de caudales promedio mensual o semanal, en metros cúbicos por segundo, generados sintéticamente; y para las centrales eólicas y solares fotovoltaicas en series de potencias horarias generadas también sintéticamente. La simulación generará las series sintéticas en ambos casos usando programas apropiados, aprobados por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).</p>
31	Artículo 9	La metodología para calcular la potencia firme de una central Solar y una Eólica según este artículo es la misma, se considera que debería aplicar una metodología diferente en cada caso.	Dados los conceptos de variabilidad (Solar y Eólica) e incertidumbre (Eólica), las centrales Eólicas tendrán ventaja sobre las solares en esta metodología de cálculo de la potencia firme.	SEN	El artículo describe el procedimiento que dará, como resultado, las cantidades de energía generadas por cada central. No obstante, el artículo 12 de esta propuesta describe el procedimiento para determinar la potencia firme de las	Artículo 9. La simulación del despacho económico para el año en estudio dará, como resultados, las cantidades de energía generadas por cada central en cada etapa semanal o mensual

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Respuesta CREE	Propuesta de redacción final
					centrales solares fotovoltaicas y Eólicas.	para cada escenario. Para las centrales hidroeléctricas con embalse anual o plurianual, los resultados incluirán el nivel del embalse al inicio y al final de cada etapa para cada escenario.
32	Artículo 9	..."Con base en esos resultados, el ODS determinará en primer lugar para cada etapa, mensual o semanal según el caso, en cada uno de los 100 escenarios, la cantidad de energía descrita en el artículo 2 anterior: la energía generada por el conjunto de las centrales térmicas que usan combustibles fósiles, más la energía eléctrica importada BAJO CONDICIONES QUE APORTEN A QUE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA SE PUEDA ENCONTRAR COMPROMETIDA"....	Es necesario especificar a que energía importada se refiere, ya que en el caso de que un Consumidor Calificado compre energía de la región, es decir que importe energía, en ese caso estas transacciones no deberían ser consideradas dentro de la energía del "Máximo Requerimiento Térmico", en vista de no ser necesariamente compradas bajo un esquema en donde la confiabilidad del sistema se pueda encontrar comprometida.	AHER	Para la determinación del periodo crítico se analiza el sistema interconectado nacional (SIN) y su balance de potencia, sin tomar en cuenta las relaciones comerciales entre agentes.	Con base en esos resultados, el ODS determinará en primer lugar para cada etapa mensual o semanal, según el caso, en cada uno de los 100 escenarios, la cantidad de energía descrita en el artículo 2 anterior: la energía generada por el conjunto de las centrales térmicas que usan combustibles fósiles, más la energía eléctrica importada, más cualquier energía no suministrada por déficit de capacidad de generación en relación con la demanda.
33	Artículo 9	cien escenarios de donde sale??, el cálculo del Generation Adequacy de DigSilent considera 100,000.	Se recomienda indagar con mayor profundidad el numero límite de escenarios o simulaciones de monte Carlo	UNAH	El número de escenarios utilizados son para identificar, para cada central, la energía que corresponde al 95 % de excedencia.	Posteriormente, el ODS determinará el valor promedio, calculado sobre los 100 escenarios, de esa cantidad de energía para lapsos de tiempo definidos como sigue: a. cuando la simulación se haga en etapas mensuales, el ODS calculará el promedio para cada uno de los 12 meses del año; b. cuando la simulación se haga en etapas semanales, el ODS calculará el promedio para cada uno de 48 conjuntos de cinco semanas consecutivas cada uno, tomando cada semana del año como la primera de cada conjunto de cinco, excepto por las últimas cuatro. La primera semana del año comenzará el primer lunes de enero y la última semana del año
34	Artículo 9	La simulación de la planificación operativa de largo plazo para el año en estudio dará como resultados las cantidades de energía generadas por cada central en cada etapa semanal	A efecto que no se confunda el término de despacho económico (diario, semanal etc.) se propone sustituir "despacho económico" por "planificación operativa de largo plazo".	AHPEE	Se aclara que el concepto utilizado para este artículo difiere del concepto de planificación operativa. La expresión despacho económico se utiliza para enfatizar que la simulación deberá incluir la optimización de la operación del sistema.	

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Respuesta CREE	Propuesta de redacción final
						comenzará el último lunes de diciembre. El ODS identificará el mes o el conjunto de cinco semanas consecutivas, para el cual es máximo dicho promedio, calculado sobre los 100 escenarios, designado como máximo requerimiento térmico.
35	Artículo 10	El ODS determinará para dicho lapso de cada uno de los tres años las horas cuyo requerimiento de potencia HORARIO sea igual o mayor que el 92.6 % del requerimiento máximo de potencia del mes o conjunto de cinco semanas identificado del respectivo año	Se debe especificar el periodo de la potencia, que es horario.	AHER	Es correcta la apreciación, no obstante, tras una revisión a los comentarios sobre la propuesta, por lo que se establece un cambio a este artículo aplicable al método de determinación del periodo crítico.	Artículo 10. Una vez determinado el lapso de tiempo en que se produce el máximo requerimiento térmico, el ODS deberá calcular para cada hora de ese lapso el margen de reserva entre la capacidad de generación total disponible en el sistema y el requerimiento de potencia del sistema:
36	Artículo 10	Remitirse a la justificación	El ODS determinará para dicho lapso de tiempo de cada uno de los tres años las horas cuyo requerimiento de potencia sea igual o mayor que el 92.6 % del requerimiento máximo de potencia del mes o conjunto de cinco semanas identificado del respectivo año, diferenciando los días en días laborables, sábados, domingos y días feriados. Si los resultados lo justifican, podrá diferenciar también los días laborables en tipos distintos como, por ejemplo, lunes, días martes a jueves, viernes; o bien, lunes y martes a viernes. ¿De dónde se obtiene el 96%?	AHPEE	El 92.6 % es un criterio utilizado para la determinación de las horas del periodo crítico. No obstante, tras una revisión a los comentarios sobre la propuesta, se establece un cambio a este artículo que consiste en el método de determinación del periodo crítico.	$M_t = \left(\sum_1^N P_{it} \right) - R_t$ <p>Donde M_t es el margen de reserva en la hora t, N es el número de plantas generadoras del sistema eléctrico, P_{it} es la potencia disponible de la central i en la hora t, y R_t es el requerimiento de potencia del sistema eléctrico proyectado por el ODS para la hora t del año de interés. El ODS considerará la importación como una central del sistema. El ODS tomará como potencia disponible de cada central la potencia promedio histórica de esa central durante el lapso de tiempo en que ocurre el máximo requerimiento térmico. Como potencia disponible de la importación,</p>
37	Artículo 10	Artículo 10. Enseguida, el ODS analizará, como se describe a continuación, el requerimiento máximo de potencia térmica horario identificado en el artículo 9, en orden cronológico, proyectado del sistema eléctrico para el año en estudio, y el registrado en los dos años anteriores, para los 4 meses o los 4 grupos de conjuntos de cinco semanas antes identificado en que se produce el máximo requerimiento térmico. El ODS determinará para dicho lapso de tiempo de cada uno de los tres años las horas cuyo requerimiento de potencia sea igual o mayor que el 95 % del requerimiento máximo de potencia del mes o conjunto de cinco semanas identificado del respectivo año, diferenciando los días en días laborables, sábados, domingos y días feriados. Si los resultados lo justifican, podrá diferenciar	En General, no se identifica tratamiento en la norma para los contratos preexistentes, lo que indicaría que la aplicación de esta norma sería aplicables a todos los generadores, ¿entendiendo que los contratos preexistentes internalizaran los desajustes económicos de sus contratos? Creemos también que la geotérmica debe aplicársele igual al mecanismo de la renovable. Para las centrales térmicas es importante, habilitar un factor de disponibilidad teórico para aplicación en casos de nuevas instalaciones y en los casos que no existan estadísticas fiables de generadores existentes, se propone utilizar 95% para nuevos generadores y 90% para generadores existentes sin estadística fiable. Se propone buscar el periodo donde se compromete la disponibilidad del sistema eléctrico incentivando la	ODS	Se destaca que, para el caso de esta observación, es aplicable el artículo 118 del ROM, que dispone que los titulares de contratos suscritos con anterioridad a la vigencia de la ley están exentos de derechos y obligación relativos a potencia firme en el ROM y la propuesta de norma. La propuesta de Norma Técnica de Potencia Firme y su metodología de cálculo es aplicable para cada una de las centrales de generación que componen el SIN. Dicha metodología fue elaborada basada en el principio de	Donde M_t es el margen de reserva en la hora t , N es el número de plantas generadoras del sistema eléctrico, P_{it} es la potencia disponible de la central i en la hora t , y R_t es el requerimiento de potencia del sistema eléctrico proyectado por el ODS para la hora t del año de interés. El ODS considerará la importación como una central del sistema. El ODS tomará como potencia disponible de cada central la potencia promedio histórica de esa central durante el lapso de tiempo en que ocurre el máximo requerimiento térmico. Como potencia disponible de la importación,

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Respuesta CREE	Propuesta de redacción final
		también los días laborables en tipos distintos como, por ejemplo, lunes, martes a jueves, viernes; o bien, lunes y martes a viernes. Con base en el examen de las horas y potencias resultantes para cada uno de los tres años, el ODS definirá bloques uniformes de horas dentro del mes o conjunto de cinco semanas identificado y los propondrá para aprobación a la CREE como el período crítico del sistema. Los bloques de horas serán iguales para cada tipo de día que haya adoptado.	<p>solución eficiente del problema de capacidad, como esta propuesta la norma actualmente habilita pago de potencia firme a centrales en periodos que hay abundancia de energía , creara más problemas que soluciones de capacidad, porque incentivara colocar energía en periodos de tiempo donde ya hay una saturación de energía y los costos marginales son bajos, siendo esta una señal ineficiente de mercado.</p> <p>Con la propuesta de cambio se logrará identificar ese 5% de Horas donde se ve comprometida la capacidad. Y se hará un pago eficiente en función de cómo evoluciona la matriz de capacidad en el sistema eléctrico.</p>		<p>seguridad del suministro y en el reconocimiento de la potencia firme que las diferentes tecnologías de generación aportan a satisfacer la demanda del sistema.</p> <p>En el caso de las centrales geotérmicas, por definición, su potencia firme es la potencia efectiva por el factor de disponibilidad de la unidad generadora.</p> <p>Para el caso de nuevas instalaciones de proyectos de generación térmica, la propuesta de norma técnica en su artículo 11 hace referencia a lo dispuesto en el artículo 16 del ROM. Asimismo, esta propuesta ya contempla que el factor de disponibilidad a usar, para estos proyectos nuevos, será tomado de una fuente internacional.</p>	<p>tomará la potencia máxima que puede ser importada durante las horas de punta del sistema eléctrico nacional considerando las restricciones de la transmisión regional y nacional. Enseguida, el ODS escogerá a su criterio un valor M_0 del margen de reserva e identificará todas las horas del lapso en que se produce el máximo requerimiento térmico para las cuales M_i es menor o igual que ese valor. Ese conjunto de horas constituirá una posible definición del período crítico del sistema. Luego, el ODS hará variar M_0 para observar cómo se modifica el posible período crítico, continuando ese proceso hasta encontrar un valor de M_0 que cumpla las siguientes dos condiciones: (a) que resulte en bloques de horas lo más uniformes que sea posible para días de semana y, en su caso, también para sábados y domingos o feriados; y (b) que resulte en un período crítico de no menos de cuatro y no más de ocho horas por día laborable.</p>
38	Artículo 11	Art. 11:.....(1) Mantenimiento preventivo programado para el año de estudio se hará en función de tres escenarios de despacho de energía que el ODS remitirá con anticipación al generador.(2).....	Para determinar el mantenimiento preventivo programado, se requiere como insumo o parámetro de entrada el despacho de energía. Mas aun los generadores que suministran la energía en un 100% al Mercado Eléctrico de Oportunidad (MEO). Con los 3 escenarios le dará mayor flexibilidad en la simulación de despacho que realice el ODS.	GERSA	La programación de intervenciones de mantenimiento se basa en el resultado de las inspecciones periódicas de los equipos si una de esas inspecciones revela la necesidad de una intervención de mantenimiento, que puede ser programada para ser efectuada una fecha posterior. Por lo tanto, esa intervención es legítimamente una intervención de mantenimiento programado, aunque no haya sido	Artículo 11. Para las centrales térmicas que utilizan combustibles fósiles, para las centrales térmicas que utilizan biomasa o biomasa más combustibles fósiles y que operan todo el año, y para las centrales geotérmicas, el ODS calculará la

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Respuesta CREE	Propuesta de redacción final
					incluida en la propuesta de programa de mantenimiento anual.	potencia firme usando la siguiente expresión: $F = D \times K$ Donde F es la potencia firme de la central, en kW o en MW, D es el factor de disponibilidad anual promedio de la central, proyectado por el ODS para el año en estudio; y K es la potencia efectiva de la central en kW o en MW.
39	Artículo 11	<p>...."Se entenderá por potencia efectiva de una central TERMICA la potencia máxima neta que puede entregar a la red en las condiciones de temperatura y presión atmosférica del sitio donde está ubicada, descontando su consumo propio y teniendo en cuenta cualesquiera otras restricciones propias de las unidades generadoras que la componen. La potencia efectiva se verificará mediante pruebas como se especifica en la Norma Técnica de Inspección y Verificación. Mientras no se haya PUBLICADO LA NORMA TECNICA ANTES REFERIDA DEBERÁ EL ODS ESTABLECER UN METODO TRANSITORIO BASADO EN LA CAPACIDAD INSTALADA Y DE los datos del medidor comercial de la misma"....</p> <p>... "Donde ΔD_i es la reducción de disponibilidad debida a la causa i de las posibles enumeradas del 1 al 4 previamente...."</p> <p>.. "El ODS calculará la potencia firme en el primer año de funcionamiento aplicando el factor de disponibilidad promedio de centrales nuevas de la misma tecnología, tomado de una fuente internacional..."</p>	<p>NOTA: (1) al mencionar específicamente al inicio del Art 11 **CENTRALES TÉRMICAS**, Al no mencionar a las demás tecnologías se entiende que este método es de aplicación EXCLUSIVA para las centrales térmicas, por lo que el art 14, 15 y 17 son para el cálculo de las hidro, y el 16 para solar y eólico</p> <p>(2) Dejar en claro si es un método general o específico para centrales TERMICAS.</p> <p>(3) Eliminar : "Para centrales térmicas nuevas que entren en operación, como lo indica el ROM en su artículo 16, Sección B" en vista que el Artículo 16 del ROM fue modificado CREE-CP-06-2021, y la nueva versión ya no incluye la descripción de nuevas centrales.</p>	AHER	La metodología descrita sí puede ser usada para la verificación de centrales renovables. Según el artículo 13 de esta propuesta, los protocolos de prueba serán diseñados en función de la tecnología de la central. Según el mismo artículo, el ODS deberá programar las pruebas en tiempos en que la central pueda entregar su máxima potencia.	<p>Se entenderá por potencia efectiva de una central la potencia máxima neta que puede entregar a la red en las condiciones de temperatura y presión atmosférica del sitio donde está ubicada, descontando su consumo propio y teniendo en cuenta cualesquiera otras restricciones propias de las unidades generadoras que la componen. La potencia efectiva se verificará mediante pruebas como se especifica en la Norma Técnica de Inspección y Verificación. Mientras no se haya efectuado una prueba de potencia efectiva, la potencia efectiva de una central se determinará con base en los datos del medidor comercial de la misma.</p> <p>El ODS calculará el factor de disponibilidad de cada central generadora usando la siguiente expresión general:</p> $D = (1 - \Delta D)$
40	Artículo 11	<p>No se entiende como se aplicará la fórmula que aparece para las indisponibilidades, es necesario que haya un método más sencillo y práctico Una forma más practica de medir la indisponibilidad por fallas es obteniendo en el periodo de tres años el número total de aperturas por fallas propias, el número total de duración de todas las fallas se le denomina disponibilidad V. Esto actualmente está siendo publicado por el ODS en el AOMEN-2019 y 2020. Actualmente publicados en la hoja web.</p> <p>También está en estos informes el número total de horas de las unidades generadoras que han estado fuera de servicio por mantenimiento preventivo denominada</p>	<p>Ejemplo suponer que para una central el número de horas por falla fue de 1352 Horas en un periodo de tres años (26,280 Horas). y que el número de horas por mantenimiento fue de 2598 Horas, por lo tanto las horas totales de operación serian de 26,820-1352-2598 =22330 Horas y la Disponibilidad por fallas seria de $V=22330/(22330+1352)=0.9429$</p> <p>Por otra parte la indisponibilidad por mantenimiento seria de $W=(26,280-2598)/26,280 = 0.9011$, Por lo tanto el Factor de Disponibilidad seria de $D=0.9429*0.9011=0.8496$</p> <p>Esta forma de determinar el factor de disponibilidad es más transparente y de fácil comprobación y puede ser aplicado</p>	UNAH	El procedimiento para el cálculo de la reducción de la disponibilidad de una central por una causa "i" y su representación matemática son necesarios para el adecuado tratamiento que merece ser abordado este tema.	<p>El ODS calculará el factor de disponibilidad de cada central generadora usando la siguiente expresión general:</p> $D = (1 - \Delta D)$

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Respuesta CREE	Propuesta de redacción final
		como disponibilidad W. el factor de disponibilidad D se determina como el producto de V *W.	por unidad generadora ya que los datos varían de una unidad a otra y en caso que el despacho no se haya efectuado por todo el periodo completo de los tres años, los cálculos se hacen sobre las horas de operación en que la central fue solicitada para el despacho.			Donde AD es la reducción de disponibilidad de la central durante el año en estudio. El ODS considerará las siguientes cuatro causas de reducción de disponibilidad: (1) el mantenimiento preventivo programado para el año en estudio; (2) las indisponibilidades forzadas; (3) cualquier reducción temporal de la capacidad de unidades generadoras debida a degradación con respecto a su capacidad nominal; y (4) cualquier reducción de capacidad debida a retrasos, interrupciones, o disminuciones en el suministro de la fuente primaria de energía.
41	Artículo 11	Párrafo tercero: Se entenderá por potencia efectiva de una central la potencia máxima neta que puede entregar a la red en las condiciones de temperatura y presión atmosférica del sitio donde está ubicada, descontando su consumo propio y teniendo en cuenta cualesquiera otras restricciones propias de las unidades generadoras que la componen. La potencia efectiva se verificará mediante pruebas como se especifica en la Norma Técnica de Inspección y Verificación. Mientras no se haya efectuado una prueba de potencia efectiva, la potencia efectiva de una central se determinará con base en los datos del medidor comercial de la misma.	O datos del SCADA si no se dispone de información comercial	ODS	En esta propuesta de la verificación de la potencia efectiva de una central está en línea con las disposiciones de la normativa vigente. Asimismo, la propuesta incluye una alternativa a lo propuesto en la primera instancia.	Las reducciones de disponibilidad debidas a las tres últimas causas listadas las basará en los registros de operación de la central de los últimos 24 meses calendario. La reducción de disponibilidad se calculará como sigue:
42	Artículo 11	1)Mientras no se haya efectuado una prueba de potencia efectiva, la potencia efectiva de una central se determinará con base en los datos de los equipos de medición de la misma. 2)N/A	1)A efecto de armonizar con la definición que indica la NT Medición Comercial, se propone sustituir "medidor comercial" por "equipos de medición". 2) Conforme a la modificación del art. 16 en el Acuerdo 53-2021 la sección B indica los elementos para que el ODS pueda tratar como una sola a un conjunto de generadoras y no el cálculo de PF y su factor de disponibilidad aplicado por el ODS. Se recomienda corregir referencia del artículo.	AHPEE	Esta propuesta está en consonancia con las disposiciones de la Norma Técnica de Inspección y Verificación en relación a las pruebas que deberán realizarse a fin de verificar la potencia efectiva de una central.	$\Delta D = \sum_{i=1}^4 \Delta D_i$ $= \sum_{j=1}^{n_1} \frac{H_{1j} \times \frac{R_{1j}}{K}}{HT}$ $+ \sum_{i=2}^4 \sum_{j=1}^{n_i} \frac{H_{ij} \times \frac{R_{ij}}{K}}{2 HT}$ <p>Donde ΔD_i es la reducción de disponibilidad debida a la causa i ; el subíndice j indica las ocasiones en que cada unidad generadora saldrá de servicio para mantenimiento programado, o las</p>

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Respuesta CREE	Propuesta de redacción final
						<p>ocasiones en que se produjo una reducción de capacidad por alguna de las tres últimas causas listadas durante el período de 24 meses indicado; n_i es el número total de ocasiones de reducción de capacidad debida a la causa i. n_1 es el número total de ocasiones de reducción de capacidad debido al mantenimiento preventivo programado en el año de estudio. H_{ij} es la duración en horas de la reducción de capacidad por la causa i en la ocasión j. R_{ij} es la reducción de capacidad en kW o en MW por la causa i en la ocasión j; y HT es el número total de horas del año. H_{ij} y R_{ij} son respectivamente las horas de mantenimiento programado y la reducción de capacidad en kW o en MW por esa causa en la ocasión j.</p> <p>Para centrales térmicas nuevas que entren en operación, como lo indica el ROM en su artículo 16 Sección B, el ODS calculará la potencia firme en el primer año de funcionamiento aplicando el factor de disponibilidad promedio de centrales nuevas de la misma tecnología tomado de una fuente internacional. Una vez transcurrido el primer año de funcionamiento, calculará la potencia firme para el segundo año con base en la potencia efectiva y disponibilidad registradas en el primer año. A partir del segundo año de funcionamiento aplicará el</p>

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Respuesta CREE	Propuesta de redacción final
						método general descrito en este artículo.
43	Artículo 12	Agregar: e- La certificación de la Potencia entregada por la central de acuerdo a vida útil y capacidad entregada por un periodo de al menos 12 horas continuas-	Una de las verificaciones para certificar potencia firme es la realización de pruebas de hasta 24 horas asegurando el desempeño de la potencia firme de una central. En Guatemala se realizan pruebas de hasta 24 horas. 2.3.6. (Modificado por el Artículo 4 de la resolución 659-01 del Administrador del Mercado Mayorista) Duración de la Prueba de Potencia Máxima NCC-02	UNAH	En este artículo se presentan los medios que utilizará el ODS para la supervisión de la potencia efectiva de cada una de las centrales. Dichos medios son basados en un análisis cuyo objetivo es dar el adecuado tratamiento que merece este tema.	<p>Artículo 12. El ODS monitorizará la disponibilidad de la potencia efectiva de las centrales generadoras por los medios siguientes:</p> <p>a. La declaración diaria de los Agentes productores al poner a las órdenes del ODS su capacidad disponible.</p> <p>b. La información que los Agentes productores deberán comunicar al ODS a la mayor brevedad después de la ocurrencia de indisponibilidades forzadas.</p> <p>c. El registro de los casos en que una central no pueda entregar la potencia requerida por el ODS en la operación diaria.</p> <p>d. Mediante requerimientos a las centrales en momentos seleccionados al azar para pedir que produzcan su potencia efectiva. Para ese propósito, el ODS deberá utilizar un programa de computadora que genere los requerimientos aleatoriamente. La central tendrá derecho a que la energía generada durante la prueba le sea remunerada al correspondiente costo marginal horario nodal.</p>
44	Artículo 12	12.de)..... costo marginal horario nodal, pero en ningún caso menor a su Costo variable de generación (CVG).	Se puede dar el caso que la prueba de potencia firme sea para una planta que está operando fuera del despacho económico (orden de mérito). Por lo tanto, no se le puede pagar a un precio menor a su CVG.	GERSA	En este artículo se presentan los medios que utilizará el ODS para la supervisión de la potencia efectiva de cada una de las centrales. Dichos medios son basados en un análisis cuyo objetivo es dar el adecuado tratamiento que merece este tema.	
45	Artículo 12	... "La central tendrá derecho a que la energía generada durante la prueba le sea remunerada al correspondiente, para PPAs deberá ser su precio, y para las térmicas o mercantes su costo variable"....	El costo nodal puede resultar menor que el costo variable de la planta, o diferenciado a los precios del PPA NOTA: Este método solo se puede aplicar a plantas térmicas, revisar CUIDADOSAMENTE estos incisos si la intención es que sea para la aplicación todas las tecnologías que incluye a las renovables.	AHER (Asociación Hondureña de Energía Renovable)	En este artículo se presentan los medios que utilizará el ODS para la supervisión de la potencia efectiva de cada una de las centrales. Dichos medios son basados en un análisis cuyo objetivo es dar el adecuado tratamiento que merece este tema.	
46	Artículo 12	Se recomienda agregar como otro inciso, que la indisponibilidad debida a mantenimiento preventivo programado, de ninguna manera se considerara como mantenimiento cualquier mantenimiento no declarado en el programa anual que presente cada agente generador o consumidor, o cualquier declaración de mantenimiento correctivo debido a la ocurrencia de fallas.	WL ODS debe monitorear el mantenimiento preventivo de cada central, es importante mencionar que en este momento en el AOMEN no se están reportando las salidas por mantenimiento ni por fallas de cada uno de los aerogeneradores de las centrales eólicas.	UNAH	La programación de intervenciones de mantenimiento se basa en el resultado de las inspecciones periódicas de los equipos, si una de esas inspecciones revela la necesidad de una intervención de mantenimiento, que puede ser programada para ser efectuada una fecha posterior. Por lo tanto, esa intervención es legítimamente una intervención de mantenimiento programado aunque no haya sido incluida en la propuesta de programa de mantenimiento anual.	

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Respuesta CREE	Propuesta de redacción final
47	Artículo 12	La central tendrá derecho a que la energía generada durante la prueba le sea remunerada al correspondiente costo variable de producción de la central.	En este caso que es una prueba requerida por el ODS, se considera que debe ser remunerada por el costo variable de producción de la central, ya que es una generación forzada.	AHPEE	En este artículo se presentan los medios que utilizará el ODS para la supervisión de la potencia efectiva de cada una de las centrales. Dichos medios son basados en un análisis cuyo objetivo es dar el adecuado tratamiento que merece este tema.	
48	Artículo 12	a. La declaración diaria de los Agentes productores al poner a las órdenes del ODS su capacidad disponible. b. La información que los Agentes productores deberán comunicar al ODS a la mayor brevedad después de la ocurrencia de indisponibilidades forzadas. c. El registro de los casos en que una central no pueda entregar la potencia requerida por el ODS en la operación diaria. d. Mediante requerimientos a las centrales en momentos seleccionados al azar para pedir que produzcan su potencia efectiva. Para ese propósito, el ODS deberá utilizar un programa de computadora que genere los requerimientos aleatoriamente. La central tendrá derecho a que la energía generada durante la prueba le sea remunerada al correspondiente costo marginal horario nodal.	Se propone el agregado por ser mediante el resultado del artículo 6 que se monitorizara la disponibilidad de cada central.	ENEE Generación	En este artículo se presentan los medios que utilizará el ODS para la supervisión de la potencia efectiva de cada una de las centrales. Dichos medios son basados en un análisis cuyo objetivo es dar el adecuado tratamiento que merece este tema.	
49	Artículo 13	"En su base de datos de la generación, el ODS mantendrá el valor de la potencia efectiva de cada unidad generadora y de cada central. El ODS verificará ese valor en el curso de la operación del sistema como lo indica el artículo 12 anterior. Además, el ODS deberá incluir en el Plan Anual de auditorías Técnicas previsto en la Norma Técnica de Inspección y Verificación las pruebas necesarias para verificar la potencia efectiva de las centrales TERMICAS con el fin de determinar la potencia máxima que pueden entregar a la red." "El ODS programará las pruebas de centrales y coordinará su ejecución con los agentes productores siguiendo los procedimientos establecidos en la Norma Técnica de Inspección y Verificación, entre tanto la referida norma no se haya publicado el ODS deberá definir un método transitorio para tal efecto, Las pruebas se harán siguiendo protocolos de pruebas que serán en función de la tecnología de las centrales..."	(1) La metodología descrita desde el artículo 11 hasta el 13 incluye componentes propios de centrales térmicas que no puede ser usadas para verificar centrales renovables, por lo que se debe especificar si lo descrito en el artículo 11 a 13 es uso exclusivo para térmicas o en caso contrario que este método sea generalizado para todas las tecnologías se debe adecuar para cada caso, y determinar el caso específico para cada tipo de tecnología, ya que tal como se encuentra es imposible aplicarlo a renovables. (2) Revisar cuidadosamente los artículos del 11 al 13, con el objeto de dejar claramente definido cuales son de aplicación general y cuales son específicos para centrales térmicas, ya que en estos artículos se encuentran conceptos confusos si es que la intención es que estos sean también aplicados a tecnologías renovables, inicialmente se refiere a solo térmicas, pero en otros espacios habla de "todas las tecnologías", hay partes del procedimiento que solo son de aplicación a centrales térmicas.	AHER	La metodología descrita sí puede ser usada para la verificación de centrales renovables. Según el artículo 13 de esta propuesta, los protocolos de prueba serán diseñados en función de la tecnología de la central. Según el mismo artículo, el ODS deberá programar las pruebas en tiempos en que la central pueda entregar su máxima potencia.	Artículo 13. En su base de datos de la generación, el ODS mantendrá el valor de la potencia efectiva de cada unidad generadora y de cada central. El ODS verificará ese valor en el curso de la operación del sistema como lo indica el artículo 12 anterior. Además, el ODS deberá incluir en el Plan Anual de Auditorías Técnicas previsto en la Norma Técnica de Inspección y Verificación las pruebas necesarias para verificar la potencia efectiva de las centrales con el fin de determinar la potencia máxima que pueden entregar a la red.

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Respuesta CREE	Propuesta de redacción final
50	Artículo 13		Se complementa la NTPF con la NT de Inspecciones y Verificaciones, en lo referente al Plan Anual de Auditorías Técnicas para incluir la verificación de la potencia efectiva de las centrales a fin de determinar la potencia máxima que pueden entregar a la red.	Otros	La metodología descrita sí puede ser usada para la verificación de centrales renovables. Según el artículo 13 de esta propuesta, los protocolos de prueba serán diseñados en función de la tecnología de la central. Según el mismo artículo, el ODS deberá programar las pruebas en tiempos en que la central pueda entregar su máxima potencia.	El ODS programará las pruebas de centrales y coordinará su ejecución con los agentes productores siguiendo los procedimientos establecidos en dicha Norma Técnica de Inspección y Verificación. Las pruebas se harán siguiendo protocolos de pruebas que serán función de la tecnología de las centrales. Los resultados de las pruebas serán registrados mediante los sistemas de medición comercial y de comunicación que los agentes están obligados a tener, de conformidad con el ROM, y quedarán registrados en el Acta de Pruebas correspondiente.
51	Artículo 13	Como deja al ODS la elaboración de un protocolo de pruebas por tecnología, es importante que, para los casos de hidroeléctricos, eólicos y fotovoltaicos sean los agentes generadores que indiquen al menos durante una hora del día y el año de la ocurrencia de la disponibilidad del máximo caudal con el que se pueda constatar la máxima capacidad de la central la que no necesariamente puede ser la capacidad nominal de la unidad generadora. La ENEE no ha realizado estas pruebas de capacidad, pero bastaría con que las centrales renovables preparen un registro histórico anual desde el inicio de operación comercial y la verificación del correspondiente sistema de medición comercial.	No todos los años ocurren los máximos caudales, las máximas velocidades del viento.	UNAH	La metodología descrita sí puede ser usada para la verificación de centrales renovables. Según el artículo 13 de esta propuesta, los protocolos de prueba serán diseñados en función de la tecnología de la central. Según el mismo artículo, el ODS deberá programar las pruebas en tiempos en que la central pueda entregar su máxima potencia.	Al elaborar el programa de pruebas, el ODS buscará minimizar los posibles sobrecostos de operación causados por cualquier operación de una central en prueba fuera del orden de mérito.
52	Artículo 13	PÁRRAFO TERCERO El ODS deberá también procurar programar las pruebas en tiempos en que la central pueda entregar su máxima potencia a la red, teniendo en cuenta posibles restricciones de transmisión y la necesidad de mantener los niveles normales de seguridad operativa respecto de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo (CCSDM) del Sistema Interconectado Nacional (SIN).	Se agrega al final Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo del SIN, para armonizar el contexto normativo.	ODS	La metodología descrita sí puede ser usada para la verificación de centrales renovables. Según el artículo 13 de esta propuesta, los protocolos de prueba serán diseñados en función de la tecnología de la central. Según el mismo artículo, el ODS deberá programar las pruebas en tiempos en que la central pueda entregar su máxima potencia.	El ODS deberá también procurar programar las pruebas en tiempos en que la central pueda entregar su máxima potencia a la red, teniendo en cuenta posibles restricciones de transmisión y la necesidad de mantener los niveles normales de calidad.
53	Artículo 13	. El ODS evaluará mes a mes los resultados de la potencia firme contratada, tanto la ofertada como la demandada, verificar la asignación de potencia firme a los agentes productores y compradores de manera que las transacciones no resulten en base a los desvíos de potencia de los cuales se deba determinar la responsabilidad de los desvíos de potencia y estar preparados para realizar los ajustes correspondientes.	Es necesario que exista un monitoreo de los desvíos de potencia, no solamente a través de auditorías técnicas, sino para verificar la metodología antes descritas por varias razones: a) Por la implementación de una nueva metodología. B) Porque los agentes están aprendiendo nuevas reglas del mercado. C) Porque está comprobado que en los mercados eléctricos no hay nada escrito en piedra y	UNAH	La metodología descrita sí puede ser usada para la verificación de centrales renovables. Según el artículo 13 de esta propuesta, los protocolos de prueba serán diseñados en función de la tecnología de la central. Según el mismo artículo, el ODS deberá programar las	Si los resultados de cualquier prueba indican una potencia efectiva diferente de la registrada en la base de datos de la generación, el ODS reemplazará el valor de la base de datos por el valor resultante de la prueba. En caso de que la prueba haya arrojado un valor inferior al que estaba registrado en la base de

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Respuesta CREE	Propuesta de redacción final
			la regulación debe de ser flexible para ajustarse a los retos del mercado		pruebas en tiempos en que la central pueda entregar su máxima potencia.	datos, el agente productor podrá solicitar una nueva prueba después de haber llevado a cabo las acciones correctivas necesarias. En ese caso, el agente productor será responsable de cubrir cualquier eventual sobrecosto de la operación del sistema que sea causado por la nueva prueba.
54	Artículo 14	Para el cálculo de la potencia firme, las metodologías internacionales se basan en el LOLE y el LOLP, y también se determina el parámetro del ELCC. Se adjunta documentación de respaldo!	Se recomienda utilizar las metodologías internacionales usadas ya en otros países	UNAH	Se establece un cambio en este artículo que consiste en el método de determinación del periodo crítico.	<p>Artículo 14. Para las centrales hidroeléctricas, el ODS determinará, con base en la simulación del despacho económico del sistema mencionada en el artículo 8, las cantidades de energía generadas por cada central, en cada uno de los 100 escenarios utilizados, durante el lapso de un mes o de cinco semanas identificado como aquel en que se produce el máximo requerimiento térmico. Enseguida, identificará de entre esas cien cantidades de energía aquella que es excedida en el 95 por ciento de los casos. Esa será la energía firme de la central.</p>
55	Artículo 14	"...Enseguida, identificará de entre esas cien cantidades de energía modeladas en base al recurso hídrico y características técnicas propias de la central que sean excedidas en el 95 por ciento de los casos. Esa será la energía firme de la central."	(1) Una central de generación no se debería ver afectada por condiciones de despacho para la asignación de energía firme, si no que solamente por condiciones técnicas y disponibilidad del recurso primario propio de la central, En donde, aunque la central cuente con disponibilidad para generar el Operador puede no requerirla por baja demanda del sistema, entre otros factores que no son atribuibles al agente generador.	AHER	El concepto utilizado para este artículo difiere del concepto de planificación operativa. La expresión despacho económico se utiliza para enfatizar que la simulación deberá incluir la optimización de la operación del sistema.	
56	Artículo 14	Para las centrales hidroeléctricas, el ODS determinará, con base en la simulación de la planificación operativa de largo plazo del sistema mencionada en el artículo 8...	A efecto que no se confunda el término de despacho económico (diario, semanal etc.) se propone sustituir "despacho económico" por "planificación operativa de largo plazo".	AHPEE	El concepto utilizado para este artículo difiere del concepto de planificación operativa. La expresión despacho económico se utiliza para enfatizar que la simulación deberá incluir la optimización de la operación del sistema.	
57	Artículo 15	Se recomienda lo mismo que para el artículo anterior y se adjunta nueva documentación	Se adjunta nueva documentación	UNAH	La propuesta de norma técnica ya menciona el tratamiento que debe dársele a las centrales de generación renovable.	
58	Artículo 15	Para las centrales hidroeléctricas que tengan capacidad de almacenamiento y de regulación diaria, semanal o mensual, el ODS dividirá la energía firme de cada central entre las horas del periodo crítico para obtener un valor de potencia.	(2) No está claramente definido para las centrales renovables el método de establecimiento de la potencia efectiva de la central y su disponibilidad, lo descrito en el artículo 11 al 13 es aplicable específicamente a centrales térmicas.	AHER	La propuesta de norma técnica ya menciona el tratamiento que debe dársele a las centrales de generación renovable. La metodología descrita en los artículos 11 y 13 si puede ser	<p>Artículo 15. Para las centrales hidroeléctricas sin ninguna capacidad de almacenamiento ni de regulación, el ODS dividirá la energía firme entre las horas totales del mes o de las cinco semanas en que se produce el máximo requerimiento térmico para obtener un valor de potencia.</p> <p>Para las centrales hidroeléctricas que tengan capacidad de</p>

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Respuesta CREE	Propuesta de redacción final
		El ODS comparará la potencia así obtenida con el producto de la potencia efectiva de la central por su factor de disponibilidad anual promedio y tomará la menor de esas cantidades como la potencia firme de la central.			implementada para la verificación de centrales renovables.	almacenamiento y de regulación diaria, semanal o mensual, el ODS dividirá la energía firme de cada central entre las horas del período crítico para obtener un valor de potencia.
59	Artículo 15	Artículo 15. Para las centrales hidroeléctricas sin ninguna capacidad de almacenamiento ni de regulación, el ODS dividirá la energía firme entre las horas totales del mes o de las cinco semanas en que se produce el máximo requerimiento térmico para obtener un valor de potencia.	Energía en horas críticas, dividida entre horas el periodo crítico	ODS	La metodología para el cálculo de potencia firme para las centrales de esta tecnología establece que será la relación de la energía firme de la central entre las horas totales del mes de máximos requerimiento térmico.	En ambos casos, el ODS comparará la potencia así obtenida con el producto de la potencia efectiva de la central por su factor de disponibilidad anual promedio y tomará la menor de esas cantidades como la potencia firme de la central.
60	Artículo 15	1. Para las centrales hidroeléctricas que tengan capacidad de almacenamiento y de regulación diaria, semanal o mensual, el ODS dividirá la energía firme de cada central entre las horas del período crítico del mes o de las 5 semanas donde se produce el máximo requerimiento térmico para obtener un valor de potencia	1. Para mejor entendimiento agregar después del periodo crítico "del mes o de las 5 semanas donde se produce el máximo requerimiento térmico" a efecto de identificar el periodo y así evitar confusiones en el cálculo. 2. ¿Cómo se califica que una hidroeléctrica tiene capacidad de regulación diaria, semanal o mensual?	AHPEE	Esa designación se refiere al tiempo que llevaría llenar el embalse desde cero a su capacidad máxima con el caudal promedio de la fuente de agua.	Para efectos de la presente norma, se entenderá por central con capacidad de regulación diaria aquella cuyo embalse no tiene capacidad anual, mensual ni semanal, pero que es suficiente para realizar por lo menos regulación diaria, o sea transferir energía como volumen embalsado entre distintas horas del día. Adicionalmente, el volumen del embalse utilizable para regulación debe representar por lo menos tres (3) horas de generación a carga máxima, es decir, tres (3) horas de erogación del máximo caudal turbinable.
61	Artículo 16	Para las centrales hidroeléctricas sin capacidad de regulación, centrales eólicas y solares fotovoltaicas, El ODS procederá a determinar para cada central eólica o solar las potencias horarias, que habían sido generadas sintéticamente para ese escenario, correspondientes a las horas del período crítico...."	(1) Se debe incluir a las centrales hidroeléctricas sin capacidad de regulación y almacenamiento para darles un tratamiento similar a las centrales eólicas y solares y así mantener una igualdad entre agentes de acuerdo con su tipo de operación (2) Eliminar la definición de Energía Firme en vista que este concepto no es usado para la determinación de Potencia Firme.	AHER	La diferencia del método de cálculo de potencia firme radica en que para las centrales de generación solar y eólica puede obtener las potencias horarias utilizando el modelo de software TSL (Time Series Lab) que utiliza el ODS.	Artículo 16. Para las centrales eólicas y solares fotovoltaicas, el ODS tomará los valores de energía generada resultantes de la simulación, correspondientes al lapso de un mes o de cinco semanas consecutivas en que se produce el máximo requerimiento

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Respuesta CREE	Propuesta de redacción final
62	Artículo 16	Revisar observaciones escritas en la justificación.	<p>Se debe aclarar cómo se traslada energía firme a potencias horarias de la central.</p> <p>A efecto de calcular la potencia horaria y lograr determinar finalmente la PF.</p> <p>(1) Se debe eliminar el primer párrafo en el que se refiere a las centrales hidroeléctricas sin capacidad de regulación y almacenamiento para incluirlas en el artículo 16 para darles un tratamiento similar a las eólicas y solares y así mantener una igualdad entre agentes de acuerdo con su tipo de operación</p>	AHPEE	A partir de la energía firme de las centrales de generación solar y eólica se puede obtener las potencias horarias utilizando el modelo de software TSL(Time Series Lab) que utiliza el ODS.	<p>térmico y determinará para cada central cuál es el valor que es excedido en el 95 % de los casos. Esa será la energía firme de la central.</p> <p>Enseguida, procederá a determinar para cada central eólica o solar las potencias horarias, que habían sido generadas sintéticamente para ese escenario, correspondientes a las horas del período crítico. Luego, el ODS calculará para cada central el valor promedio de esas potencias horarias generadas en las horas del período crítico. El valor resultante será la potencia firme de la central.</p>
63	Artículo 17	.. El ODS dividirá la energía firme de la central entre las horas del período crítico del mes o de las 5 semanas donde se produce el máximo requerimiento térmico para obtener un valor de potencia. Ese valor lo comparará con el producto de la potencia efectiva de la central por su factor de disponibilidad anual promedio. El menor de los dos valores lo comparará con la potencia máxima que la central puede entregar a la red con el nivel del embalse al final del período crítico. El menor de esos valores será la potencia firme de la central...	<p>Para evitar confusiones, agregar periodos de análisis del período crítico.</p> <p>Considerar los contratos de largo plazo, ya que la potencia firme de las centrales hidroeléctricas con embalse plurianual puede contratar más PF de la que realmente puedan tener en un futuro.</p> <p>El menor de los dos valores lo comparará con la potencia máxima que la central puede entregar a la red con el nivel del embalse al final del período crítico. El menor de esos valores será la potencia firme de la central." *Para realizar el análisis de la potencia máxima que puede entregar a la red con el nivel de embalse ¿para el cálculo de ese nivel se utilizará el 95% de excedencia de las 100 series, o se usará el promedio?</p>	AHPEE	La metodología para el cálculo del periodo de máximo requerimiento térmico y que deriva en la determinación del periodo crítico, se basa en la simulación de modelos computacionales.	<p>Artículo 17. Para centrales hidroeléctricas con embalses de regulación anual o plurianual, el ODS determinará la energía firme de la central como lo describe el artículo 14 anterior y determinará además el nivel del embalse al final del período crítico resultante de la simulación para el escenario para el cual la generación tiene el 95 por ciento de probabilidad de ser excedida.</p> <p>El ODS dividirá la energía firme de la central entre las horas del período crítico para obtener un valor de potencia. Ese valor lo comparará con el producto de la potencia efectiva de la central por su factor de disponibilidad anual promedio. El menor de los dos valores lo comparará con la potencia máxima que la central puede entregar a la red con el nivel del embalse al final del</p>

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Respuesta CREE	Propuesta de redacción final
						lapso en que se produce el máximo requerimiento térmico. El menor de esos valores será la potencia firme de la central.
64	Artículo 18	<p>...."Para elaborar esta nueva presentación de los datos pasados, los generadores dispondrán de un plazo de seis meses contados a partir de la publicación de la presente norma.</p> <p>El ODS debe considerar el aporte a la potencia firme de los sistemas que incluyen acumuladores (Baterías) así como Centrales integradas por sistemas híbridos (solar + hidroeléctrico, o eólico + solar entre otras posibles combinaciones)</p> <p>Los agentes productores deberán presentar los datos para etapas sucesivas de un mes y de tenerlos disponibles, también para etapas sucesivas de una semana..."</p> <p>".. Cuando el Agente Generador realice mejoras o nuevas inversiones orientadas a incrementar su capacidad, El ODS debe actualizar el cálculo de Potencia Firme cuando el Agente Generador ponga en operación las nuevas capacidades"</p>	<p>(1) Se debe dejar establecido el método de cálculo en el que los sistemas con baterías aportarán en potencia firme al sistema durante el periodo crítico, de igual manera se debe establecer el método para estimar la potencia firme de centrales que sean híbridas como un conjunto y no de forma separada, por ejemplo una central solar-hidroeléctrica, puede generar durante las horas sola con energía solar y almacenar agua para las horas de la noche.</p> <p>(2) Si en el transcurso del año un Generador expande su capacidad o incluye baterías por ejemplo, la potencia firme debe ser actualizada en el momento que dicha infraestructura entre en operación y no esperar hasta que se finalice el año para que esto se haga.</p>	AHER	La CREE realiza, de manera constante, la revisión de la normativa a fin del adecuado funcionamiento del mercado eléctrico.	<p>Artículo 18. Los agentes productores que utilicen como fuente de energía primaria recursos renovables deberán suministrar al ODS las series de aportes de su fuente de energía primaria que tengan disponibles, incluyendo los valores, registrados o generados sintéticamente, de la etapa de planificación, diseño y construcción del respectivo proyecto.</p> <p>La información hidrológica de centrales hidroeléctricas o complejos hidroeléctricos de capacidad instalada mayor de 10 MW, deberá venir certificada por un hidrólogo profesional. Los agentes productores hidroeléctricos deberán indicar, en su caso, cuál es el caudal "ecológico" establecido en su contrato de medidas de mitigación ambiental, las restricciones de generación mínima de las turbinas, el caudal turbinable mínimo de la central, la información necesaria para establecer su función de producción hidroeléctrica y cualquier otra información sobre su sistema de generación que requiera el ODS para una adecuada representación de la central en los modelos de programación de la operación.</p>
65	Artículo 18	<p>1. La información del recurso primario que es utilizado por los agentes productores en las centrales de capacidad instalada mayor de 10MW, deberá venir certificada por el correspondiente profesional del recurso primario utilizado.</p> <p>2. Para elaborar esta nueva presentación de los datos pasados, los generadores dispondrán de un plazo de doce meses contados a partir de la publicación de la presente norma.</p> <p>3. Tanto el ODS como la CREE podrán auditar la información sobre aportes de la fuente o fuentes primarias de energía de las centrales.</p> <p>4. Los agentes productores que utilicen como fuente de energía primaria recursos renovables deberán suministrar al ODS las series de aportes de su fuente de energía primaria que tengan disponibles,</p>	<p>1. Se debe indicar que la información debe venir certificada por un profesional del recurso primario y no especificar que será por un hidrólogo profesional, ya que en este caso ese requerimiento solo aplicaría a hidroeléctricas o complejos hidroeléctricos y no para el resto de los recursos renovables.</p> <p>2. Consideración de extender a 12 meses el plazo para presentación de datos, por la preparación de la información que debe realizar cada agente, y la verificación por los profesionales respectivos.</p> <p>3. Al ser este un documento formal, la Norma Técnica, se sugiere sustituir "Comisión Reguladora" por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica o la CREE.</p>	AHPEE	Se analizará la sugerencia de modificación.	

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Respuesta CREE	Propuesta de redacción final
		incluyendo los valores, registrados o generados sintéticamente, de la etapa de planificación, diseño y construcción del respectivo proyecto.	4 ¿Cuál es el objetivo de utilizar la información de estas etapas del proyecto? ¿Artículo 8 ya establece que los desarrolladores proveerán las proyecciones al ODS?			<p>Los agentes productores deberán presentar los datos para etapas sucesivas de un mes y de tenerlos disponibles, también para etapas sucesivas de una semana. A partir de la publicación de la presente norma, los agentes productores llevarán el registro de aportes de la fuente primaria tanto de manera mensual como semanal.</p> <p>Además, quienes no tengan los datos de años anteriores organizados en etapas semanales deberán organizarlos en dicho formato semanal. Si no tienen información detallada que permita identificar los aportes correspondientes a cada semana, deberán determinar coeficientes de repartición de las cantidades mensuales en cantidades semanales con base en el análisis de los datos actuales y también de los datos pasados en caso de tener la información desagregada correspondiente.</p> <p>Para elaborar esta nueva presentación de los datos pasados, los generadores dispondrán de un plazo de seis meses contados a partir de la publicación de la presente norma. Mientras tanto el ODS podrá seguir simulando con los datos disponibles en la fecha de entrada en vigencia de esta norma las centrales hidroeléctricas que tienen capacidad de regulación horaria o semanal pero cuyas capacidades de almacenamiento y regulación no se encuentran representadas en el modelo de planificación de largo plazo.</p>

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Respuesta CREE	Propuesta de redacción final
						Tanto el ODS como la Comisión Reguladora podrán auditar la información sobre aportes de la fuente o fuentes primarias de energía de las centrales. En caso de que un agente productor no cumpla en medir los aportes de su fuente de energía primaria y comunicar los resultados al ODS, podrá ser objeto de las sanciones que contempla la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) por no suministrar información necesaria para la operación óptima del SIN. En ese caso, el ODS podrá estimar valores de los aportes de la fuente primaria de energía deduciéndolos de los valores registrados de energía generada.
66	Artículo 19	Para reflejar las pérdidas en la red, el ODS incrementará las potencias horarias de las curvas de carga típicas dividiéndolas entre los valores siguientes, los cuales son resultado de lo establecido en el anexo I:	Se recomienda incluir un anexo a la normativa que permita conocer el origen de estos resultados	UNAH	En este artículo se presentan los medios que utilizará el ODS para la supervisión de la potencia efectiva de cada una de las centrales. Dichos medios son basados en un análisis cuyo objetivo es dar el adecuado tratamiento que merece este tema.	Artículo 19. A más tardar el 30 de agosto de cada año, las empresas distribuidoras, las comercializadoras y los consumidores calificados deberán comunicar al ODS sus proyecciones de demanda mensual de potencia y de energía para el año siguiente; incluyendo sus curvas de carga típicas de cada mes para los siguientes cuatro tipos de días: lunes a jueves, viernes, sábados, y domingos y días feriados.
67	Artículo 19	A más tardar el 30 de agosto de cada año, las empresas distribuidoras, las comercializadoras y los consumidores calificados deberán comunicar al ODS sus proyecciones de demanda mensual de potencia y de energía para el año siguiente.." Ver Justificación ya que existe una contradicción en el último párrafo con la RLGIE	(1) El 15 de septiembre que se menciona en el art 19 contradice el art 17 del ROM, que dice que debe ser antes del 31 de agosto. (2) Se debe definir en el método como se medirá la Dmaxi de la formula, así como el FCi, ya que se mencionan, pero no se establece como se calcularán. (3) el párrafo: "El agente comprador deberá tener contratada con agentes productores o con comercializadores capacidad firme igual a su requerimiento de potencia firme" CONTRADICE lo establecido en el artículo 16 del RLGIE.	AHER	De acuerdo con la propuesta de modificación de la fecha de entrega de las proyecciones de demanda mensual.	

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Respuesta CREE	Propuesta de redacción final																				
68	Artículo 19	Texto original: A más tardar el 15 de septiembre de cada año, las empresas distribuidoras, las comercializadoras y los consumidores calificados deberán comunicar al ODS sus proyecciones de demanda mensual de potencia y de energía para el año siguiente; incluyendo sus curvas de carga típicas de cada mes para los siguientes cuatro tipos de días: lunes, martes a viernes, sábados, y domingos y días feriados.	En lo relativo a los consumidores calificados, si la información la han registrado en el sistema de medición que lleva el ODS, esa información debiera proveérsele a estos, para que tengan una base para hacer sus proyecciones para el año siguiente, condicionado a que les aplicará si prevén un cambio en el patrón de consumo, ya sea por reducción o ampliación de capacidad productora o de consumo	Otros		Los agentes compradores deberán respaldar sus proyecciones con datos de la medición comercial. Para reflejar las pérdidas en la red, el ODS incrementará las potencias horarias de las curvas de carga típicas dividiéndolas entre los valores siguientes:																				
69	Artículo 19	ARTÍCULO 19. A más tardar el 15 de septiembre de cada año, las empresas distribuidoras, las comercializadoras y los consumidores calificados deberán comunicar al ODS sus proyecciones de demanda mensual de potencia y de energía para el año siguiente; incluyendo sus curvas de carga típicas de cada mes para los siguientes cinco tipos de días: lunes, martes a viernes, sábados, y domingos y días feriados.	Se agrega la palabra “cinco” ya que se establecen cinco tipos, o en todo caso, verificar si se coloca, “...de cada mes durante todos los días de la semana, incluyendo las que corresponderían a días feriados”	ODS	Se aclara que en la norma se definen 4 categorías de días.	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Forma como la Carga es Servida</th> <th>Divisor</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Mediante línea de 230 kV</td> <td>0.980</td> </tr> <tr> <td>Con transformador 230/138 kV exclusivo</td> <td>0.975</td> </tr> <tr> <td>Mediante línea de 138 kV</td> <td>0.965</td> </tr> <tr> <td>Con transformador 138/69 kV exclusivo</td> <td>0.962</td> </tr> <tr> <td>Mediante línea de 69 kV</td> <td>0.938</td> </tr> <tr> <td>Con transformador de 69 kV/MT exclusivo</td> <td>0.931</td> </tr> <tr> <td>Mediante línea de MT</td> <td>0.904</td> </tr> <tr> <td>Con transformador MT/BT exclusivo</td> <td>0.883</td> </tr> <tr> <td>Mediante línea de BT</td> <td>0.850</td> </tr> </tbody> </table>	Forma como la Carga es Servida	Divisor	Mediante línea de 230 kV	0.980	Con transformador 230/138 kV exclusivo	0.975	Mediante línea de 138 kV	0.965	Con transformador 138/69 kV exclusivo	0.962	Mediante línea de 69 kV	0.938	Con transformador de 69 kV/MT exclusivo	0.931	Mediante línea de MT	0.904	Con transformador MT/BT exclusivo	0.883	Mediante línea de BT	0.850
Forma como la Carga es Servida	Divisor																									
Mediante línea de 230 kV	0.980																									
Con transformador 230/138 kV exclusivo	0.975																									
Mediante línea de 138 kV	0.965																									
Con transformador 138/69 kV exclusivo	0.962																									
Mediante línea de 69 kV	0.938																									
Con transformador de 69 kV/MT exclusivo	0.931																									
Mediante línea de MT	0.904																									
Con transformador MT/BT exclusivo	0.883																									
Mediante línea de BT	0.850																									
70	Artículo 19	1. A más tardar el 15 de septiembre de cada año, los agentes compradores deberán comunicar al ODS sus proyecciones de demanda mensual de potencia y de energía para el año siguiente; incluyendo sus curvas de carga típicas de cada mes para los siguientes cuatro tipos de días: lunes, martes a viernes, sábados, y domingos y días feriados. En caso de que, el consumidor calificado haya contratado potencia o energía por medio de una sola comercializadora, esta última podrá comunicar la curva de demanda en representación de tal consumidor. 2. El agente comprador deberá tener contratada con agentes productores o con comercializadores capacidad firme igual al requerimiento respectivo de su potencia firme.	1. Conforme al art. 9 del ROM esta obligación de proyección de crecimiento de demanda es asignada a los agentes compradores, por tanto, se considera prudente sustituir por “agentes compradores”. Se considera prudente agregar la opción que sea la comercializadora que se encargue de presentar las curvas de demanda de los consumidores calificados o sus clientes 2. Agregar su requerimiento "respectivo" de potencia firme; ya que no todos los agentes compradores tienen el mismo requerimiento de potencia firme.	AHPEE	Se analizará esta propuesta de modificación a la versión final de la norma.	El ODS sumará las curvas de carga típicas de los agentes, incrementadas por las pérdidas, para el mes en que se produce el máximo requerimiento de potencia del sistema eléctrico dentro del período crítico para obtener la curva de carga global del sistema eléctrico del día de ese mes en que se produce dicho máximo requerimiento de potencia. El ODS determinará los factores de contribución de las demandas de los diferentes agentes compradores considerados con base en la expresión siguiente.																				

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Respuesta CREE	Propuesta de redacción final
						$Pmax_{sist} = \sum_{i=1}^N fC_i \times Dmax_i$ <p>Donde $Pmax_{sist}$ es el máximo requerimiento de potencia proyectado del SIN en el período crítico, N es el número total de agentes distribuidores, comercializadores y consumidores calificados que actúan como agentes del mercado, y $Dmax_i$ es la demanda máxima del agente i incrementada por las pérdidas en el mes en que se produce dicho requerimiento de potencia proyectado máximo dentro del período crítico y fC_i es el factor de contribución de ese agente. El producto $fC_i \times Dmax_i$ es la demanda del agente considerado, más las correspondientes pérdidas en las redes, en el momento del máximo requerimiento proyectado de potencia del SIN dentro del período crítico. Ese producto, incrementado por el margen de reserva será el requerimiento de potencia firme del agente; dicho margen de reserva será establecido por la CREE.</p> $RF_i = (1 + M) fC_i \cdot Dmax_i$ <p>Donde RF_i es el requerimiento de potencia firme del agente comprador i, y M es el margen de reserva.</p> <p>El agente comprador deberá tener contratada con agentes productores o con comercializadores capacidad</p>

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Respuesta CREE	Propuesta de redacción final
						firme igual a su requerimiento de potencia firme.
71	Artículo 20	Cada agente productor deberá también reportar los contratos que tenga con otros agentes productores para comprarles potencia firme, a fin de complementar la potencia firme que que el Agente Generador tenga comprometida en contratos, para venderla a agentes compradores, indicando las cantidades de potencia firme de cada contrato.	Si lo que se desea es liberación del mercado, se debe permitir la compra-venta de potencia para los agentes del mercado más allá de su capacidad instalada	AHER	La regulación actual ya considera la posibilidad que tienen los agentes de realizar contratos de compra-venta con capacidades mayores a la instalada.	Artículo 20. De conformidad con lo que establece la Norma Técnica de Contratos, cada agente productor deberá mantener informado al ODS de los contratos para venta de potencia firme y de energía que tenga con agentes compradores, indicando la cantidad de potencia firme que estará vendiendo en cada contrato y quién es el comprador. Lo anterior queda sujeto a que la diferencia de potencia firme deberá ser contratada bajo la modalidad de contrato de respaldo según lo dispuesto en la Norma Técnica de Contratos. Cada agente productor deberá también reportar los contratos que tenga con otros agentes productores para comprarles potencia firme, a fin de complementar la potencia firme de su propia central o centrales, para venderla a agentes compradores, indicando las cantidades de potencia firme de cada contrato.
72	Artículo 20	<p>PÁRRAFO SEGUNDO</p> <p>Cada agente productor deberá también reportar los contratos que tenga con otros agentes productores para comprarles potencia firme, a fin de complementar la potencia firme de su propia central o centrales, para venderla a agentes compradores, indicando las cantidades de potencia firme de cada contrato.</p> <p>Para los efectos de complementar la potencia de sus centrales, el agente productor deberá considerar que tal extremo solamente corresponde a cubrir la potencia que, por motivo de algunas de las indisponibilidades indicadas en el Artículo 11 de la presente Norma Técnica, no hubiere podido proporcionar la potencia asignada para el año en curso, en tal sentido, la diferencia podrá ser contratada mediante el mecanismo de Contrato de Respaldo de conformidad con lo indicado en la Norma Técnica de Contratos.</p>	Es importante tomar en consideración que, de conformidad con lo indicado en la sección 7.1 de la Norma Técnica de Contratos, en su literal “b” se establece: “Contratos para respaldar las obligaciones comprometidas de los Agentes Productores en sus contratos de abastecimiento” En tal sentido, indicar complementar sin realizar aclaración alguna, podría dar lugar a interpretaciones erróneas y una inadecuada aplicabilidad de la regulación, pues podría distar de la concepción de contratos de respaldo al tenor de lo indicado en la norma antes referida, sino también, de lo indicado en el Artículo 20 del ROM.	ODS	Se acepta la propuesta y para efectos de aclaración se agregará el texto siguiente: "Lo anterior queda sujeto a que la diferencia de potencia firme deberá ser contratada bajo la modalidad de contrato de respaldo según lo dispuesto en la Norma Técnica de Contratos."	El ODS llevará un registro de las cantidades de potencia firme que cada agente productor vende o compra cada mes en el proceso de liquidación de desvíos de potencia firme en el mercado eléctrico de oportunidad. De la misma manera, de conformidad con lo que dispone la Norma Técnica de Contratos,
73	Artículo 20	<p>Para determinar la potencia firme disponible de las centrales térmicas y geotérmicas, el ODS considerará de cualquier reducción de capacidad durante el mes....</p> <p>...el ODS considerará que el factor de disponibilidad de la central se mantiene en el valor anual promedio determinado el año anterior en el proceso de cálculo de su potencia firme. En ese caso, la potencia firme disponible de la central durante el mes es igual a la potencia firme del Informe Definitivo de Potencia Firme.</p> <p>Asimismo, en meses en que la central tenga toda su capacidad disponible por no estar llevando a cabo</p>	<p>Se recomienda sustituir “juzgará” por “considerará” para mejor entendimiento.</p> <p>Eliminar y agregar que es igual a la potencia firme del Informe Definitivo de PF para que sea de fácil comprensión.</p>	AHPEE	En La propuesta de norma técnica ya menciona que los informes de potencia firme y requerimiento de potencia firme de las centrales.	

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Respuesta CREE	Propuesta de redacción final
		mantenimientos programados en ese mes, ni tener reducciones de capacidad por las otras tres causas listadas, se considerará que su potencia firme disponible durante el mes está limitada a la potencia firme del Informe Definitivo de Potencia Firme.				cada agente comprador deberá mantener informado al ODS de los contratos para compra de potencia firme que tenga con agentes productores o con comercializadores, para cubrir su requerimiento de potencia firme, indicando las cantidades de potencia firme correspondientes a cada contrato.
74	Artículo 20	En base a la transparencia, La metodología antes descrita debe poder ser entregada a los agentes para poder realizar los análisis correspondientes en base a los cuales el ODS ha determinado los valores de potencia firme entregado para que así los agentes puedan aclarar situaciones en las que se requiera y no hayan estado de acuerdo.	Se justifica por transparencia, ya que los agentes deben de tener la posibilidad de emular los estudios en base a la metodología descrita.	UNAH	Se analizará la propuesta.	Cada mes, el ODS verificará para cada agente productor y cada comercializador que vende potencia firme, si ese agente tuvo suficiente potencia firme disponible en el mes para cubrir sus compromisos contractuales de venta de potencia firme. Asimismo, el ODS verificará para los agentes distribuidores, comercializadores, y para los consumidores calificados que actúan como agentes del mercado si la contribución del agente comprador al máximo requerimiento de potencia del sistema en el mes excedió o no la potencia firme que tiene contratada para cubrir su requerimiento de potencia firme.
75	Artículo 21	.cómo será el tratamiento de la disponibilidad mensual para las centrales eólicas y solares.	.	AHER	La propuesta de norma técnica, en su artículo 6, ya menciona el tratamiento que debe dársele a las centrales de energía renovable.	Artículo 21. Cada mes, el ODS determinará la potencia firme que cada central tuvo disponible durante el mes, la cual se designará como F_{im} , donde el índice i identifica a la central y el índice m identifica al mes.
76	Artículo 21	Para determinar la potencia firme disponible de las centrales térmicas y geotérmicas, el ODS considerará de cualquier reducción de capacidad durante el mes... ...el ODS considerará que el factor de disponibilidad de la central se mantiene en el valor anual promedio determinado el año anterior en el proceso de cálculo de su potencia firme. En ese caso, la potencia firme	Eliminar y agregar que es igual a la potencia firme del Informe Definitivo de PF para que sea de fácil comprensión.	AHPPE	En La propuesta de norma técnica ya menciona los informes de potencia firme y requerimiento de potencia firme de las centrales.	Para determinar la potencia firme disponible de las centrales térmicas y geotérmicas, el ODS juzgará de cualquier reducción de capacidad durante el mes considerando los elementos que tomó en cuenta al calcular el

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Respuesta CREE	Propuesta de redacción final
		<p>disponible de la central durante el mes es igual a la potencia firme del Informe Definitivo de Potencia Firme.</p> <p>Asimismo, en meses en que la central tenga toda su capacidad disponible por no estar llevando a cabo mantenimientos programados en ese mes, ni tener reducciones de capacidad por las otras tres causas listadas, se considerará que su potencia firme disponible durante el mes está limitada a la potencia firme del Informe Definitivo de Potencia Firme.</p>				<p>factor de disponibilidad promedio anual de la central. Es decir, tomará en cuenta los valores correspondientes al programa de mantenimiento aprobado, la tasa de indisponibilidades forzadas, cualquier degradación temporal de capacidad y eventuales problemas de suministro de combustible o de energía térmica de un campo geotérmico.</p> <p>Mientras la central no haya excedido en su operación durante el año hasta ese mes la duración total del programa de mantenimiento aprobado, ni las duraciones implícitas en la tasa de indisponibilidades forzadas, ni la magnitud de las reducciones de capacidad debidas a degradación temporal de su capacidad, ni la duración de posibles reducciones en el suministro de combustible o energía térmica, elementos todos que habrán sido tomados en cuenta para determinar el factor de disponibilidad promedio anual de la central, el ODS considerará que el factor de disponibilidad de la central se mantiene en el valor anual promedio determinado el año anterior en el proceso de cálculo de su potencia firme. En ese caso, la potencia firme disponible de la central durante el mes es igual a su potencia efectiva multiplicada por el factor de disponibilidad promedio anual.</p> <p>Asimismo, en meses en que la central tenga toda su capacidad disponible por no estar llevando a cabo mantenimientos programados en ese mes, ni tener reducciones de capacidad por las</p>

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Respuesta CREE	Propuesta de redacción final
						<p>otras tres causas listadas, se considerará que su potencia firme disponible durante el mes está limitada al producto de su potencia efectiva por el factor de disponibilidad promedio anual. El ODS ajustará el factor de disponibilidad promedio anual y la potencia firme de la central como corresponda solamente en los casos siguientes:</p> <p>a. Cuando la central exceda en su operación durante el año las duraciones indicadas o la magnitud de la degradación de capacidad reflejada en su factor de disponibilidad promedio anual o las limitaciones de la fuente de energía primaria o haya experimentado una combinación de tales factores.</p> <p>b. Cuando la central mejore su disponibilidad eliminando de manera definitiva una degradación temporal de su capacidad o una limitación en el aporte de la fuente primaria de energía.</p>
77	Artículo 22	Para cada central que usa como fuente de energía primaria un recurso natural renovable, el ODS tomará cada mes la energía generada por la central durante el mes y dividirá esa energía entre un número de horas. Para centrales sin capacidad de almacenamiento ni de regulación, dividirá la energía generada entre el número total de horas del mes. Para centrales con capacidad de almacenamiento y regulación, dividirá la energía generada entre el número de horas del mes que corresponden a los bloques de horas que definieron el período crítico. PARA CENTRALES SOLARES Y EOLICAS...	No ha quedado establecido el tratamiento de la evaluación de disponibilidad mensual para las centrales solares y eólicas	AHER	La propuesta de norma técnica, en su artículo 6, ya menciona el tratamiento que debe dársele a las centrales de generación renovable.	Artículo 22. Para cada central que usa como fuente de energía primaria un recurso natural renovable, el ODS tomará cada mes la energía generada por la central durante el mes y dividirá esa energía entre un número de horas. Para centrales sin capacidad de almacenamiento ni de regulación, dividirá la energía generada entre el número total de horas del mes. Para centrales con

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Respuesta CREE	Propuesta de redacción final
78	Artículo 22	<p>Artículo 22. Para cada central que usa como fuente de energía primaria un recurso natural renovable, el ODS tomará cada mes la energía generada por la central durante el mes y dividirá esa energía entre un número de horas. Para centrales sin capacidad de almacenamiento ni de regulación, dividirá la energía generada entre el número total de horas del mes. Para centrales con capacidad de almacenamiento y regulación, dividirá la energía generada entre el número de horas del mes que corresponden a los bloques de horas que definieron el período crítico.</p> <p>El ODS comparará la potencia así obtenida con la potencia firme determinada el año anterior para la central. En caso de que la potencia resultante de la operación indicada sea menor que la potencia firme determinada para ella el año anterior, procederá a verificar si la reducción de capacidad se debe a uno o más paros forzados. Si ese fuera el caso, verificará si ese paro o paros causan que el factor de disponibilidad anual de la central para el año en curso caiga por debajo de su valor promedio. Solo en este último caso se considerará que la potencia firme disponible de la central para el mes es igual a su potencia efectivamente disponible, menor que su potencia firme determinada el año anterior. En caso contrario se considerará que la potencia firme disponible de la central es igual a la potencia firme determinada por el ODS el año anterior.</p>	<p>En el primer párrafo se debería considerar: Debería ser el mismo tratamiento para todas las centrales, la energía en horas del periodo crítico, dividida entre las horas del periodo crítico</p> <p>En el segundo tomar en consideración lo siguiente:</p> <p>Debería eliminarse esta verificación, y comparar directamente el cálculo de potencia firme del mes calculada como en el primer párrafo</p>	ODS	<p>En la norma técnica se define una clasificación de las centrales de generación que componen el sistema interconectado nacional. Asimismo, en esta norma, se define que el cálculo de potencia firme será abordado en función de su tecnología.</p>	<p>capacidad de almacenamiento y regulación, dividirá la energía generada entre el número de horas del mes que corresponden a los bloques de horas que definieron el período crítico.</p> <p>El ODS comparará la potencia así obtenida con la potencia firme determinada el año anterior para la central. En caso de que la potencia resultante de la operación indicada sea menor que la potencia firme determinada para ella el año anterior, procederá a verificar si la reducción de capacidad se debe a uno o más paros forzados. Si ese fuera el caso, verificará si ese paro o paros causan que el factor de disponibilidad anual de la central para el año en curso caiga por debajo de su valor promedio. Solo en este último caso se considerará que la potencia firme disponible de la central para el mes es igual a su potencia efectivamente disponible, menor que su potencia firme determinada el año anterior.</p>
79	Artículo 22	<p>1. Para cada central que usa como fuente de energía primaria un recurso natural renovable, el ODS tomará cada mes la energía generada o que pudo generar la central durante el mes y dividirá esa energía entre un número de horas. Para centrales sin capacidad de almacenamiento ni de regulación, dividirá la energía generada o que pudo generar entre el número total de horas del mes. Para centrales con capacidad de almacenamiento y regulación, dividirá la energía generada o que pudo generar entre el número de horas del mes que corresponden a los bloques de horas que definieron el período crítico.</p> <p>2. El ODS comparará la potencia así obtenida con la potencia firme determinada el año anterior para la central en el Informe Definitivo de Potencia Firme. En caso de</p>	<p>1. Agregar "o que pudo generar", ya que pueden existir restricciones en la red o limitaciones de generación, lo cual no es imputable al agente productor ni debe ser afectado por tales restricciones.</p> <p>2. Agregar "En el Informe Definitivo de PF" para evitar confusiones.</p> <p>A efecto que no se confunda el término de operación (en tiempo real, semanal etc.) se propone sustituir "operación" por "planificación operativa de largo plazo".</p> <p>Se debe confirmar los lapsos de tiempo en los que se deberá calcular las indisponibilidades y potencia firme disponible del mes.</p> <p>Se debe confirmar como se calculará para el resto del año, ya que indica que será "para el año en curso", se propone</p>	AHPEE	<p>Se analizará la modificación propuesta a fin de, en caso de ser procedente, sea incorporado en la versión final de la norma.</p>	<p>En caso contrario se considerará que la potencia firme disponible de la central es igual a la potencia firme determinada por el ODS el año anterior.</p> <p>Para centrales que hayan comenzado a operar en una fecha dentro del curso del mes, el ODS hará el cálculo solo para la parte del mes en que la central haya estado en operación.</p>

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Respuesta CREE	Propuesta de redacción final
		que la potencia resultante de la planificación operativa de largo plazo sea menor que la potencia firme determinada para ella el año anterior, procederá a verificar si la reducción de capacidad se debe a uno o más paros forzados. Si ese fuera el caso, verificará si ese paro o paros causan que el factor de disponibilidad anual de la central, acumulado en lo transcurrido del año, cae por debajo de su valor promedio. Solo en este último caso se considerará que la potencia firme disponible de la central para el mes es igual a su potencia efectivamente disponible, menor que su potencia firme determinada el año anterior. En caso contrario se considerará que la potencia firme disponible de la central es igual a la potencia firme determinada por el ODS el año anterior en el Informe Definitivo de Potencia Firme.	mejor sustituir "para el año en curso" por "acumulado en lo transcurrido del año". Agregar "En el Informe Definitivo de PF			
80	Artículo 23	Cada mes, el ODS verificará cuál fue la demanda de cada agente distribuidor, comercializador, y consumidor calificado que actúa como agente del mercado en la hora del máximo requerimiento de potencia del sistema durante el mes. Si un agente comprador comenzó operaciones en una fecha dentro del curso del mes, el ODS hará la verificación para la hora del máximo requerimiento de potencia del sistema durante la porción de mes en que el agente comprador haya estado en operación.	Se considera no necesario establecer que el distribuidor, comercializador y consumidores calificado actúan como agentes del mercado, pues de lo contrario no podrían actuar.	ODS	Se acepta propuesta de modificación tomará en consideración una nueva propuesta de redacción: "Cada mes, el ODS verificará cuál fue la demanda de cada agente distribuidor, comercializador y aquel consumidor calificado que actúa como agente del mercado en la hora del máximo requerimiento de potencia del sistema durante el mes. Si un agente comprador comenzó operaciones en una fecha dentro del curso del mes, el ODS hará la verificación para la hora del máximo requerimiento de potencia del sistema durante la porción de mes en que el agente comprador haya estado en operación."	Artículo 23. Cada mes, el ODS verificará cuál fue la demanda de cada agente distribuidor, comercializador, y aquel consumidor calificado que actúa como agente del mercado en la hora del máximo requerimiento de potencia del sistema durante el mes. Si un agente comprador comenzó operaciones en una fecha dentro del curso del mes, el ODS hará la verificación para la hora del máximo requerimiento de potencia del sistema durante la porción de mes en que el agente comprador haya estado en operación. Las demandas registradas serán incrementadas para reflejar las pérdidas en la red dividiéndolas entre los valores indicados en la tabla del artículo 19 anterior. Si la contribución del agente comprador <i>i</i> al máximo requerimiento de potencia del sistema en el mes, incrementada por el margen de reserva reglamentario, fue mayor que el requerimiento de potencia firme

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Respuesta CREE	Propuesta de redacción final
						que el ODS había determinado para ese agente el año anterior, el ODS tomará como su requerimiento de potencia firme del mes su contribución real al máximo requerimiento de potencia del sistema, incrementada por el margen de reserva. En caso contrario, su requerimiento de potencia firme del mes será el valor de requerimiento de potencia firme que el ODS haya determinado para ese agente el año anterior.
81	Artículo 25	Revisar las observaciones escritas en la justificación y se adjunta cuadro con las observaciones.	Tomar en consideración que esta metodología se podría aplicar en caso de contar con contratos de compra de capacidad firme y energía de corto plazo.	AHPEE	La metodología propuesta en este artículo establece los lineamientos relacionados a los Desvíos de potencia firme. A efectos de dar mayor claridad se elimina “en el corto plazo”.	Artículo 25. Los desvíos de potencia firme determinados por el ODS serán liquidados en el mercado de oportunidad. Tanto para los agentes productores y comercializadores como para los agentes compradores cuyo desvío de potencia firme del mes m sea positivo el ODS liquidará sus excedentes de potencia firme en el mercado de oportunidad. A la inversa, tanto para los agentes productores o comercializadores que venden potencia firme como para los agentes compradores cuyos desvíos de potencia sean negativos el ODS liquidará sus faltantes de potencia firme en el mercado de oportunidad. El precio de la potencia para estas liquidaciones será el precio de referencia de la potencia establecido por la CREE. No obstante lo anterior, el conjunto de los agentes que tengan excedentes de potencia firme solo podrán recibir pago en concepto de liquidación de los
82	Artículo 25	Texto original: Cuando los desvíos de potencia firme de un agente no sean solo ocasionales, sino que se prevea que durarán un año o más, el agente productor o agente comprador que tenga faltantes deberá comprar mediante contratos la potencia firme necesaria para cubrir esos faltantes, a menos que la oferta total de potencia firme sea insuficiente para cubrir de esa manera dichos faltantes.	Comentario: Para el agente comprador, y en el caso de un consumidor calificado, si el faltante se origina en que su vendedor ha fallado, debiera haber un mecanismo para que sea el vendedor quien resuelva esa situación; y por otra parte debería haber mecanismos de compra en el corto plazo, ya que se supone que, si hay contratación con margen de reserva, debería haber excedentes para acudir a ellos en esas situaciones deficitarias de un consumidor calificado, que incluso puede ser temporal.	Otros	De hecho, en la norma técnica se explica el mecanismo que se utilizará para garantizar el suministro y en consecuencia sus compromisos contractuales.	
83	Artículo 25	ARTICULO 25 PÁRRAFO ULTIMO Cuando los desvíos de potencia firme de un agente no sean solo ocasionales, sino que se prevea que durarán un año o más, el agente productor o agente comprador que tenga faltantes deberá comprar mediante contratos la potencia firme necesaria para cubrir esos faltantes, a menos que la oferta total de potencia firme sea insuficiente para cubrir de esa manera dichos faltantes. Lo anterior, de conformidad con lo indicado en el Artículo 20 de la presente Norma técnica.	Lo anterior, respecto de la aclaración sobre los Contratos de respaldo de conformidad con lo indicado en la Norma Técnica de Contratos	ODS	Se tomará en consideración para incluir esta redacción en la versión final de la propuesta de norma técnica.	

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Respuesta CREE	Propuesta de redacción final
						<p>desvíos en el mercado de oportunidad por una cantidad de potencia firme para la cual exista una demanda en forma de desvíos de potencia negativos de agentes productores o comercializadores y de agentes compradores. En caso de que en un mes dado la suma de los desvíos positivos sea superior a la de los desvíos negativos, el ODS repartirá entre los agentes que tengan desvíos positivos el monto total a pagar por los agentes que tengan desvíos negativos a prorrata de sus desvíos positivos individuales. En caso de que en un mes dado la suma de los desvíos negativos sea superior a la de los desvíos positivos, el ODS repartirá entre los agentes que tengan desvíos negativos el monto total de las cantidades a pagar a los agentes que tengan desvíos positivos a prorrata de sus desvíos negativos individuales.</p> <p>La cantidad total de potencia firme vendida en contratos y mediante el proceso de liquidación de desvíos no podrá en ningún caso exceder el valor del requerimiento de potencia firme global del SIN, incluyendo el margen de reserva vigente.</p> <p>Cuando los desvíos de potencia firme de un agente no sean solo ocasionales, sino que se prevea que durarán un año o más, el agente productor o agente comprador que tenga faltantes deberá comprar mediante contratos la potencia firme necesaria para cubrir esos faltantes, a menos que la oferta</p>

 Regresar

No.	Artículo	Propuesta, comentario u observación	Justificación	Institución	Respuesta CREE	Propuesta de redacción final
						total de potencia firme sea insuficiente para cubrir de esa manera dichos faltantes. Lo anterior, de conformidad con lo indicado en el artículo 20 de la presente norma técnica.

