



Diciembre
2022

Informe Técnico para Consulta Pública

Modificaciones a la Norma Técnica de
Potencia Firme



Consulta Pública CREE -CP- 01-2023 Informe técnico

**Para someter a consulta pública
modificaciones a la Norma Técnica de Potencia
Firme**

Elaborado por el equipo técnico de la Dirección de Regulación

Tegucigalpa, MDC, 29 de diciembre de 2022

Índice de contenido

1. Introducción	1
2. Antecedentes	2
3. Objetivo de la consulta pública.....	2
3.1 Objetivos específicos	3
4. Modificaciones.....	4
4.1 Modificaciones principales	4
4.2 Otras modificaciones	24
5. Propuesta de consulta pública.....	28
6. Generalidades de la consulta pública	28
ANEXO.....	29

Abreviaturas

CP	Consulta Pública
CND	Centro Nacional de Despacho
CREE	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica
LGIE	Ley General de la Industria Eléctrica
MEN	Mercado Eléctrico Nacional
MER	Mercado Eléctrico Regional
NT-PF	Norma Técnica de Potencia Firme
ROM	Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista
SIN	Sistema Interconectado Nacional

1. Introducción

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) aprobada mediante decreto 404-2013 y publicada en fecha 20 de mayo de 2014, tiene como uno de sus objetivos regular las actividades de generación, transmisión y distribución en el territorio de la República de Honduras. La LGIE ha sido reformada mediante distintos decretos legislativos, siendo el ultimo el decreto 46-2022 que contiene reformas encaminadas a garantizar la energía eléctrica como un bien público de seguridad nacional y un derecho humano de naturaleza económica y social.

El artículo 9, literal E, de dicha ley, establece que una de las funciones del Centro Nacional de Despacho (CND) en su condición de Operador del Sistema es determinar la potencia firme y la energía firme de cada una de las centrales generadoras en territorio nacional, aplicando los procedimientos que establezca el Reglamento de la LGIE. 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.

La importancia de una correcta determinación de la potencia firme de las centrales generadoras tiene que ver con la 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 lleva como consecuencia mayores 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 puede resultar en una mayor probabilidad de que se presenten problemas de suministro del sistema.

En ese sentido, la CREE, con el apoyo del Centro Nacional de Despacho, realizó modificaciones en algunos de los procedimientos de la Norma Técnica de Potencia Firme. Entre otros, a continuación, se presentan los aspectos que se incluyen en la propuesta de modificación a la Norma Técnica de Potencia Firme vigente:

- a) Los componentes de energía y reserva para la definición del período de máximo requerimiento térmico del sistema para que este período refleje la máxima necesidad de capacidad de generación del sistema, es decir, las horas en que el sistema eléctrico es más exigido.
- b) Metodología para la simulación del despacho económico que sirve como base para la determinación del período de máximo requerimiento térmico para el año de estudio y posteriormente para la determinación del período crítico del sistema.
- c) Metodología para la discretización de las horas que corresponden al Período Crítico del sistema.

- D) Metodología para la determinación de la potencia firme de las centrales hidroeléctricas con capacidad de almacenamiento y regulación conectadas al Sistema Interconectado Nacional.
- E) Metodología que el Operador del Sistema utilizará para la determinación mensual de la potencia firme que una central tuvo disponible al final de cada mes.

2. Antecedentes

Que mediante el acuerdo CREE-053-2021 de fecha 20 de octubre de 2021, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE o “Comisión”) aprobó las modificaciones al Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM), como resultado del proceso de revisión del marco regulatorio. La propuesta sometida a consulta pública mediante el proceso CREE-CP-06-2021 incluyó la modificación de las siguientes disposiciones en el ROM: i) los lineamientos generales que se deben utilizar para la elaboración de los informes de potencia firme de centrales generadoras y de requerimiento de potencia firme de agentes compradores; ii) los lineamientos generales para determinar la potencia firme para las diferentes tecnologías que componen el parque de generación del Sistema Interconectado Nacional (SIN); iii) la regulación que deberá observar el CND para calcular y liquidar los desvíos de potencia firme en el Mercado Eléctrico Nacional (MEN).

Por otro lado, la CREE con el apoyo de un consultor elaboró una propuesta de elementos normativos para establecer una metodología de cálculo de potencia firme para las centrales generadoras que posteriormente derivó en la Norma Técnica de Potencia Firme que se encuentra vigente.

Considerando lo anterior, mediante el acuerdo CREE-060-2021 de fecha 18 de noviembre de 2021 la CREE aprobó la propuesta de Norma Técnica de Potencia Firme, como resultado del proceso de consulta pública CREE-CP-07-2021 que inició en fecha 02 de octubre del 2021 y finalizó en fecha 08 de noviembre del mismo año.

Considerando lo anterior, y producto de la revisión de los informes de Potencia Firme para centrales generadoras elaborados por el CND en su condición de operador del sistema, la CREE en el cumplimiento de sus funciones y con la colaboración del CND identificó que existen justificación suficiente para realizar modificaciones a la norma técnica de potencia firme vigente. Por lo anterior, se modificaron las metodologías para el cálculo de potencia firme que se incluye en el informe anual, como para los factores de disponibilidad para el cálculo de la potencia firme disponible que es utilizada por el CND para las liquidaciones de los desvíos de potencia.

3. Objetivo de la consulta pública

Someter a consulta pública ante los distintos actores del subsector eléctrico y ciudadanía en general, la propuesta de modificación de la Norma Técnica de Potencia Firme.

3.1 Objetivos específicos

Socializar y someter a consulta pública las modificaciones de las siguientes metodologías:

- Determinación del período de máximo requerimiento térmico del sistema.
- Discretización de horas que definen el período crítico del sistema.
- Cálculo del factor de disponibilidad utilizado en la metodología para la determinación de la potencia firme.
- Cálculo de la potencia firme de las centrales hidroeléctricas con capacidad de almacenamiento y regulación.
- Determinación del factor de disponibilidad para cálculo de la potencia firme disponible mensual.
- Cálculo de la potencia firme que tuvo disponible una central en el mes.
- Consideraciones adicionales para el cálculo de los desvíos de potencia firme que realizará el Operador del Sistema para nuevos agentes productores y agentes compradores.

4. Modificaciones

4.1 Modificaciones principales

4.1.1 Determinación del período de máximo requerimiento térmico del sistema, período crítico del sistema y cálculo de potencia firme de las centrales

Tabla 1: Modificaciones en los artículos 2, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17 y 18.

Contenido	Artículo	Descripción de las modificaciones	Justificación
Definición del período crítico del sistema	2	Se considera la energía producto de las importaciones y exportaciones pactadas bajo contratos firmes en sustitución de la energía eléctrica importada.	Se modifica el artículo para contemplar únicamente las importaciones y exportaciones pactadas bajo contratos firmes para reflejar de forma adecuada el período de máximo requerimiento térmico del sistema, con el cual se determina el período crítico del sistema.
Bases para el cálculo de potencia firme del informe	8	i) Consideración de etapas semanales para la simulación del despacho económico y discretización de la demanda en al menos 5 bloques horarios. ii) Simulación del despacho económico del sistema que deberá generar cien diferentes escenarios de aportes de energía de los recursos renovables usados para generación eléctrica a excepción del caso de las centrales que generan con biomasa. iii) Para las centrales hidroeléctricas con embalse anual o plurianual, de la simulación del despacho económico deberán obtenerse resultados del nivel del embalse al inicio y al final de cada etapa para cada escenario.	i) Las bases de datos del modelo usado para la simulación del despacho económico de la planificación operativa de largo plazo actualmente se presentan en una desagregación semanal. ii) Se especifica la particularidad del caso de los aportes de recurso primario para las centrales que generan con biomasa se basarán en pronósticos. iii) En este artículo se incluyó la información que debe obtenerse como resultado de la simulación del despacho económico en el caso de centrales hidroeléctricas de embalse anual o plurianual, necesaria para la aplicación del artículo 17.
Definición del período de máximo	9	i) Procedimiento para obtener, para cada serie, 49 conjuntos de 4 semanas consecutivas, donde cada conjunto representa la cantidad de energía de las semanas que lo componen. El primer conjunto tomará como primera semana el primer	i) Con el objetivo de que el período de máximo requerimiento térmico represente de una mejor manera las horas en las que el sistema se encuentra más estresado, se modificó la metodología para

Contenido	Artículo	Descripción de las modificaciones	Justificación
requerimiento térmico		<p>lunes del año en estudio, luego el segundo conjunto iniciará el segundo lunes y así de manera sucesiva hasta completar dicho año.</p> <p>ii) Definición del período de máximo requerimiento térmico que estará conformado por tres conjuntos compuestos de 4 semanas consecutivas, los cuales deben representar máximos valores de requerimiento del sistema sin estar traslapados entre sí.</p>	<p>extender el período de máximo requerimiento térmico y así lograr una mejor distribución de las horas del período crítico.</p>
Determinación del período crítico del sistema	10	<p>i) Margen de reserva entre la capacidad de generación total disponible en el sistema y el requerimiento de potencia del sistema</p> <p>- Consideración de únicamente aquellas importaciones y exportaciones pactadas mediante contratos firmes regionales.</p> <p>- Para el cálculo de la potencia firme disponible por tecnología:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Para las centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación y almacenamiento considerará para el año de estudio, la capacidad instalada, los mantenimientos programados, el factor de indisponibilidad forzada proyectado basado en la información estadística entregada por el agente productor. y el nivel del embalse. • Para las centrales hidroeléctricas sin capacidad de almacenamiento ni regulación considerará para el año de estudio, la capacidad instalada, los mantenimientos programados y el factor de 	<p>i) Se modificó la redacción actual para que sea considerado el margen de reserva específico horario del sistema. Se especifica que únicamente se tomarán en cuenta las importaciones y exportaciones pactadas mediante contratos firmes regionales a fin de que sea consistente con el artículo 2. Además, se modifica este artículo a fin de detallar el procedimiento para el cálculo de la potencia disponible de las centrales en función de su tecnología.</p> <p>ii) Con el objetivo de identificar las horas incidentes, se definió un margen de reserva inicial M_o igual a 10% de la demanda máxima de potencia pronosticada para el año de estudio equivalente con el margen de reserva autorizado de acuerdo con el artículo 35, literal D del RLGIE. Asimismo, se estableció que la CREE previo un análisis podrá aprobar la modificación del valor M_o en caso que fuese necesario.</p>

Contenido	Artículo	Descripción de las modificaciones	Justificación
		<p>indisponibilidad forzada proyectado basado en la información estadística entregada por el agente productor.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Para las 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 considerará para el año de estudio, la capacidad instalada, mantenimientos programados y un factor que represente la indisponibilidad forzada proyectado basado en la información estadística entregada por el agente productor. • Para las centrales eólicas y solares considerará únicamente la capacidad instalada y la disponibilidad del recurso para el año en estudio. <p>ii) Consideraciones para la determinación de las horas incidentes.</p> <p>Utilización de un valor M_0 igual al 10 % de la demanda máxima de potencia pronosticada para el año en estudio que equivale al margen de reserva autorizado de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica en su artículo 35, literal D. Este valor podrá modificarse con base en el informe anual de programación de servicios complementarios. El Operador del Sistema deberá someter la referida modificación a aprobación de la CREE.</p> <p>iii) Consideraciones para la determinación de las horas críticas del sistema</p>	<p>iii) Con el objetivo de discretizar de forma clara las horas que componen el período crítico, se desagregó la semana en dos bloques de días, un bloque 1 para los días lunes a viernes y un bloque 2 para los días sábados, domingos y feriados, además se incluyó el criterio de identificación y conteo de horas incidentes dentro de cada bloque, $H_{inc}>5$ para el bloque 1 y $H_{inc}>2$ para el bloque 2. Por otro lado, se introdujo el concepto de horas uniformes que son las H_{inc} que aparezcan de forma recurrente en dos días consecutivos dentro del mismo bloque y que a su vez esta misma H_{inc} sea adyacente respecto de otra H_{inc} identificada en una hora contigua dentro del mismo día del bloque. Finalmente, se consideró que las horas uniformes definidas en el párrafo anterior, serán las horas que definirán el período crítico del sistema.</p>

Contenido	Artículo	Descripción de las modificaciones	Justificación
		<p>Posteriormente, se definirá una semana modelo de horas críticas que estará conformada por dos bloques de días horarios definidos de la siguiente manera:</p> <p>Bloque 1: Conformado por los días lunes, martes, miércoles, jueves y viernes sin incluir los días feriados de las semanas pertenecientes al período de máximo requerimiento térmico, se contabilizarán por hora para este conjunto de días el total de H_{inc} ocurridas de las 00:00 a las 23:00 horas.</p> <p>Formarán parte de las horas críticas del sistema en el bloque 1, las horas para las cuales la suma de $H_{inc} \geq 5$ y que clasifiquen como horas uniformes.</p> <p>Bloque 2: Conformado por los días sábados, domingos y los días feriados de las semanas pertenecientes al período de máximo requerimiento térmico, se contabilizarán por hora para este conjunto de días el total de H_{inc} ocurridas de las 00:00 a las 23:00 horas.</p> <p>Formarán parte de las horas críticas del sistema en el bloque 2, las horas para las cuales la suma de $H_{inc} \geq 2$ y que clasifiquen como horas uniformes.</p> <p>Para efectos de esta norma se entenderán por horas uniformes a las H_{inc} que aparezcan de forma recurrente en dos días consecutivos dentro del mismo bloque y que a su vez esta misma H_{inc} sea adyacente respecto de otra H_{inc} identificada en una hora contigua dentro del mismo día del bloque.</p> <p>A continuación, el operador del sistema identificará el total de horas críticas del sistema, como sigue:</p>	

Contenido	Artículo	Descripción de las modificaciones	Justificación
		Replicará la semana modelo definida en 3, en las 12 semanas identificadas como período de máximo requerimiento térmico, definido en el Artículo 9. El bloque 1, aplicado a los días de lunes a viernes y el bloque 2 aplicado a los sábados, domingos y días feriados.	
Determinación de factor de disponibilidad y definición de potencia efectiva	11	Por potencia efectiva de una central se entenderá como la potencia máxima neta que puede entregar a la red una unidad generadora, en función de su capacidad instalada, temperatura y presión atmosférica del sitio donde está ubicada, restricciones propias de la unidad y consumos propios de la central. La potencia efectiva se verificará mediante pruebas como se especifica en la Norma Técnica de Inspección y Verificación.	Se modificó la definición de potencia efectiva de una central y se incluyeron otros lineamientos a fin de que se calcule la potencia efectiva de acuerdo con la Norma Técnica de Inspección y Verificación para las centrales que estén disponibles para el sistema. Por otro lado, se incluyó el caso que ante la ausencia de una prueba de potencia efectiva, el CND pueda determinar dicha potencia refiriéndose a los datos del medidor comercial de la central en la más reciente ocasión dentro del período crítico en que la central haya tenido disponibles todas sus unidades y el CND le haya pedido entregar a la red la máxima potencia disponible.
Potencia efectiva	12	Se une el artículo 12 y 13 de la norma vigente y se establece un nuevo artículo 12 en el que se detalla los medios por los que el Operador del Sistema monitorizará la potencia efectiva de las centrales y por otro lado, los lineamientos que el Operador del Sistema utilizará para coordinar y auditar las pruebas de dicha potencia efectiva.	Se unió el contenido de los artículos 12 y 13 vigentes en vista que dichos artículos abordan ambos lo relacionado a la potencia efectiva. Además, se hicieron cambios en la redacción para una mejor comprensión del articulado de la norma.
Determinación de la potencia firme de centrales térmicas,	13	Se establece un nuevo artículo 13 en el que se describe la metodología para la determinación de la potencia firme de las centrales térmicas, geotérmicas y biomasa no estacional.	Se trasladó parte del contenido del artículo 11 referente al procedimiento para la determinación de la potencia firme de las centrales térmicas, geotérmicas y biomasa no estacional considerando una nueva ubicación acorde con la temática

Contenido	Artículo	Descripción de las modificaciones	Justificación
geotérmicas y biomasa no estacional			específica que aborda dicho contenido dentro de la norma.
Determinación de información para el cálculo de la potencia firme de centrales hidroeléctricas	14	<p>Para el caso de las centrales hidroeléctricas, se detalla la información que determinará el Operador del Sistema con base en la simulación del despacho económico del sistema:</p> <p>1. Hidroeléctricas sin ninguna capacidad de almacenamiento ni de regulación:</p> <p>a. La cantidad de energía generada por cada central en el período de máximo requerimiento térmico, ante cada uno de los 100 escenarios utilizados. Posteriormente, entre las 100 cantidades de energía resultantes por cada central, identificará el valor que es excedido en el 95 por ciento de los casos.</p> <p>2. Hidroeléctricas con capacidad de almacenamiento y de regulación diaria, semanal o mensual:</p> <p>a. La cantidad de energía generada por cada central en el período crítico, ante cada uno de los 100 escenarios utilizados. Posteriormente, entre las 100 cantidades de energía resultantes por cada central, identificará el valor que es excedido en el 95 por ciento de los casos.</p> <p>b. La energía correspondiente a la capacidad de reserva secundaria para subir prestada por la central en las horas del período crítico, ante el escenario para el cual la generación tiene el 95 por ciento de probabilidad de ser excedida.</p>	<p>Con el objetivo de ser consistente con lo descrito en los artículos 15 y 17, se consideró incluir en el artículo 14 el cálculo de la cantidad de energía generada durante el período de máximo requerimiento térmico para el caso de las centrales hidroeléctricas sin ninguna capacidad de regulación y durante el período crítico para el caso de las centrales hidroeléctricas con alguna capacidad de regulación. Lo anterior ante cada uno de los 100 escenarios producto de la simulación, entre los cuales se selecciona el escenario para el cual la generación presenta el 95% de ser excedida. Además, para el caso de las centrales hidroeléctricas con alguna capacidad de regulación, se considera calcular la cantidad de reserva secundaria para subir prestada por la central durante el período crítico del sistema y el nivel del embalse al final del período de máximo requerimiento térmico, ante el escenario de generación escogido. Este último cálculo se reserva únicamente para las centrales con capacidad de regulación anual o plurianual.</p>

Contenido	Artículo	Descripción de las modificaciones	Justificación
		<p>3.Hidroeléctricas con embalses de regulación anual o plurianual:</p> <p>a. La cantidad de energía generada por cada central en el período crítico, ante cada uno de los 100 escenarios utilizados. Posteriormente, entre las 100 cantidades de energía resultantes por cada central, identificará el valor que es excedido en el 95 por ciento de los casos.</p> <p>b. La energía correspondiente a la capacidad de reserva secundaria para subir prestada por la central en las horas del período crítico, ante el escenario para el cual la generación tiene el 95 por ciento de probabilidad de ser excedida.</p> <p>c. El nivel del embalse al final del período de máximo requerimiento térmico, ante el escenario para el cual la generación tiene el 95 por ciento de probabilidad de ser excedida.</p>	
<p>Determinación de la potencia firme de centrales hidroeléctricas con capacidad de almacenamiento y regulación diaria, semanal o mensual</p>	<p>15</p>	<p>Para el cálculo de la potencia firme de este tipo de centrales hidroeléctricas, el Operador del Sistema determinará un valor de potencia considerando la sumatoria de la energía generada y la energía correspondiente a la capacidad de reserva secundaria para subir prestada por la central en el período crítico, dividiéndola entre las horas totales del período crítico.</p>	<p>Se modificó la redacción del artículo 15 para que esté en concordancia con lo detallado en el artículo 14. Se considera para el caso de las centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación diaria, semanal o mensual, el aporte de energía generada por la central específicamente en el período crítico, en el cual el sistema se encuentra más exigido. Además, se contempla la adición del componente de energía correspondiente a la capacidad de reserva secundaria para subir prestada durante las horas del período crítico, lo anterior con el propósito de reconocer el componente de potencia de la contribución del servicio complementario prestado por la central al sistema.</p>

Contenido	Artículo	Descripción de las modificaciones	Justificación
Determinación de la potencia firme de centrales eólicas y solares	16	<p>Para las centrales eólicas y solares fotovoltaicas, el Operador del Sistema determinará la cantidad de energía generada por cada central durante el período en que se produce el máximo requerimiento térmico, ante cada uno de los 100 escenarios representados. Posteriormente, identificará entre las 100 cantidades de energía resultantes, el valor que es excedido en el 95 % de los casos y el escenario al cual corresponde dicho valor.</p> <p>Enseguida, procederá a determinar para cada central eólica y solar las potencias horarias generadas de forma sintética a lo largo del período de máximo requerimiento térmico ante el escenario identificado.</p>	<p>Se modifica este párrafo a fin de mantener consistencia con el período de máximo requerimiento térmico definido en el artículo 9 de esta norma.</p> <p>A fin de establecer consistencia entre concepto de potencia firme para centrales renovables variables, se indica que, para determinar la potencia firme de la central solar o eólica, el CND procederá a determinar las potencias horarias generadas de forma sintética a lo largo del período de máximo requerimiento térmico ante el escenario que es excedido el 95 % de probabilidad de ser excedido.</p>
Determinación de la potencia firme de centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación anual o plurianual	17	<p>Para el cálculo de la potencia firme de este tipo de centrales hidroeléctricas, el Operador del Sistema determinará un valor de potencia considerando la sumatoria de la energía generada y la energía correspondiente a la capacidad de reserva secundaria para subir prestada por la central en el período crítico, dividiéndola entre las horas totales del período crítico. Además, el Operador del Sistema determinará un valor de potencia en función del nivel del embalse al final de período de máximo requerimiento térmico.</p>	<p>Se modificó la redacción del artículo 17 para que esté en concordancia con lo detallado en el artículo 14. Se considera para el caso de las centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación anual o plurianual, el aporte de energía generada por la central específicamente en el período crítico, en el cual el sistema se encuentra más exigido. Además, se contempla la adición del componente de energía correspondiente a la capacidad de reserva secundaria para subir prestada durante las horas del período crítico, lo anterior con el propósito de reconocer el componente de potencia de la contribución del servicio complementario prestado por la central al sistema. Adicionalmente, se ajusta el cálculo del valor de potencia en función del nivel del embalse a fin de reflejar cambios significativos en el mismo.</p>

Contenido	Artículo	Descripción de las modificaciones	Justificación
Suministro al Operador del Sistema de aportes de fuentes de energía primaria	18	<p>i) La información hidrológica de centrales o complejos hidroeléctricos con capacidad de regulación y almacenamiento deberá estar certificada por un hidrólogo profesional y deberá apegarse a los lineamientos de calidad que determine el Operador del Sistema.</p> <p>ii) Aquellos agentes productores que no tengan la información de años anteriores organizados en etapas semanales deberán organizarlos en dicho formato semanal.</p> <p>iii) Para las centrales hidroeléctricas, el Operador del Sistema podrá realizar la modelación de cada central basándose en los registros históricos de generación que estén disponibles de los años en que la central ha estado en operación mediante la utilización del modelo computacional aprobado por la CREE.</p>	<p>i) Con la finalidad de respaldar el origen de la información hidrológica que deberá tener el CND en su base de datos y que dicha información sea precisa y completa, se establece que la información de estas centrales deberá ser certificada por un hidrólogo profesional y apegada a los requerimientos del CND.</p> <p>ii) Debido a la finalización del plazo transitorio establecido en la norma vigente y a fin de que dicha disposición esté en consonancia con las bases de planificación operativa de largo plazo, se establece la obligación para todos los agentes productores de organizar su información en formato semanal.</p> <p>iii) Se incluye que, en caso de que una central hidroeléctrica no suministre la información de sus aportes de energía primaria, el Operador del Sistema pueda, no obstante, realizar la modelación de dicha central basándose en los registros históricos de generación que estén disponibles de los años en que la central ha estado en operación mediante la utilización del modelo computacional aprobado por la CREE.</p>

Flujogramas de los procedimientos modificados

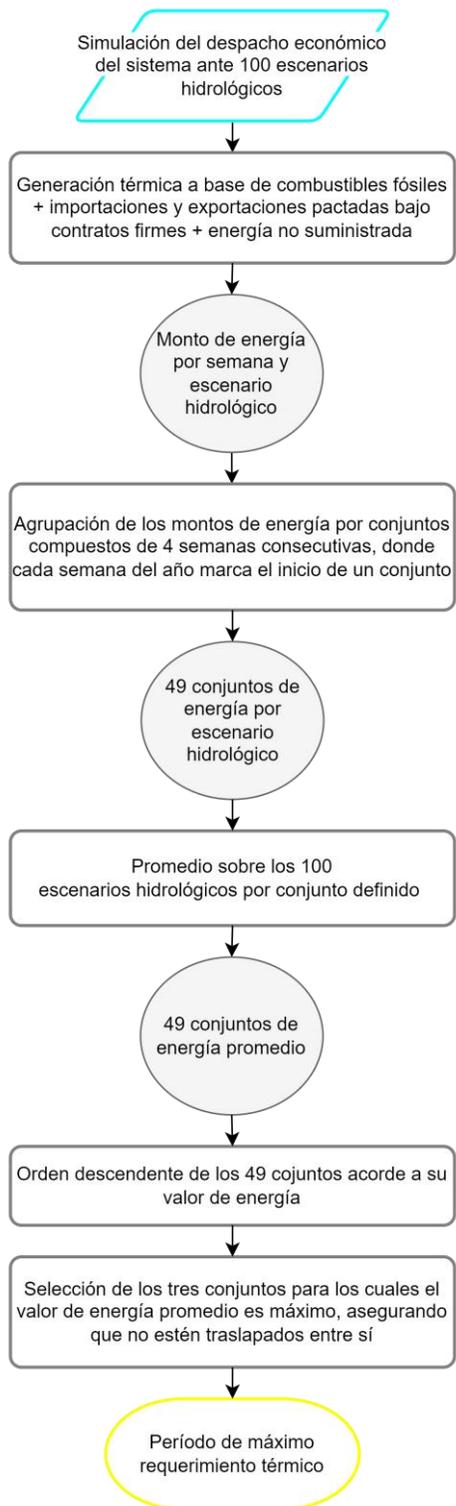


Figura 1: Procedimiento para la determinación del período de máximo requerimiento térmico del sistema

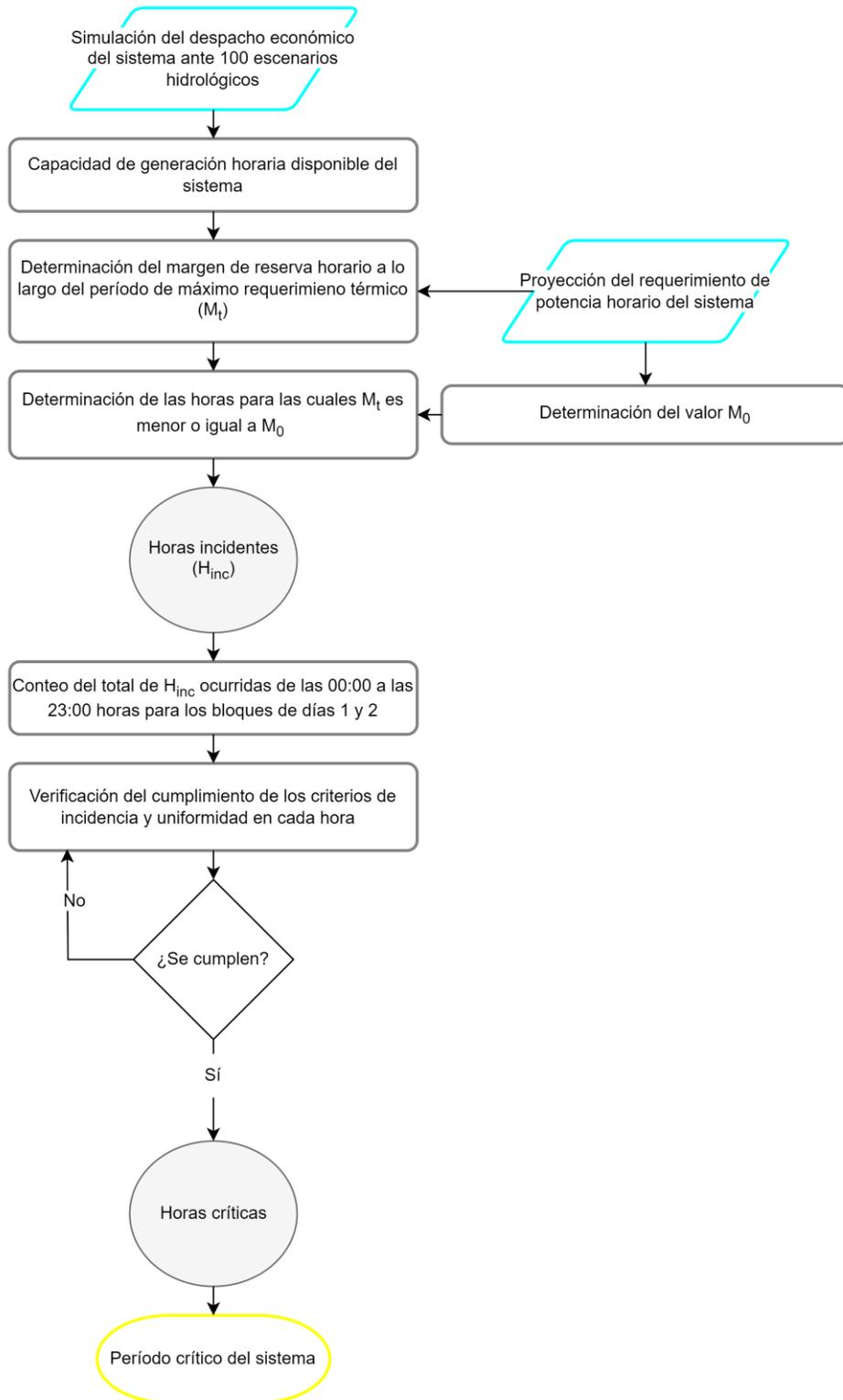


Figura 2: Procedimiento para la determinación del período crítico del sistema

En la Figura 3, se presenta flujograma correspondiente al procedimiento para la determinación de la potencia firme de las centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación (diaria, semanal, mensual, anual o plurianual), específicamente lo referente al método basado en la energía generada y reserva secundaria para subir prestada en el período crítico.

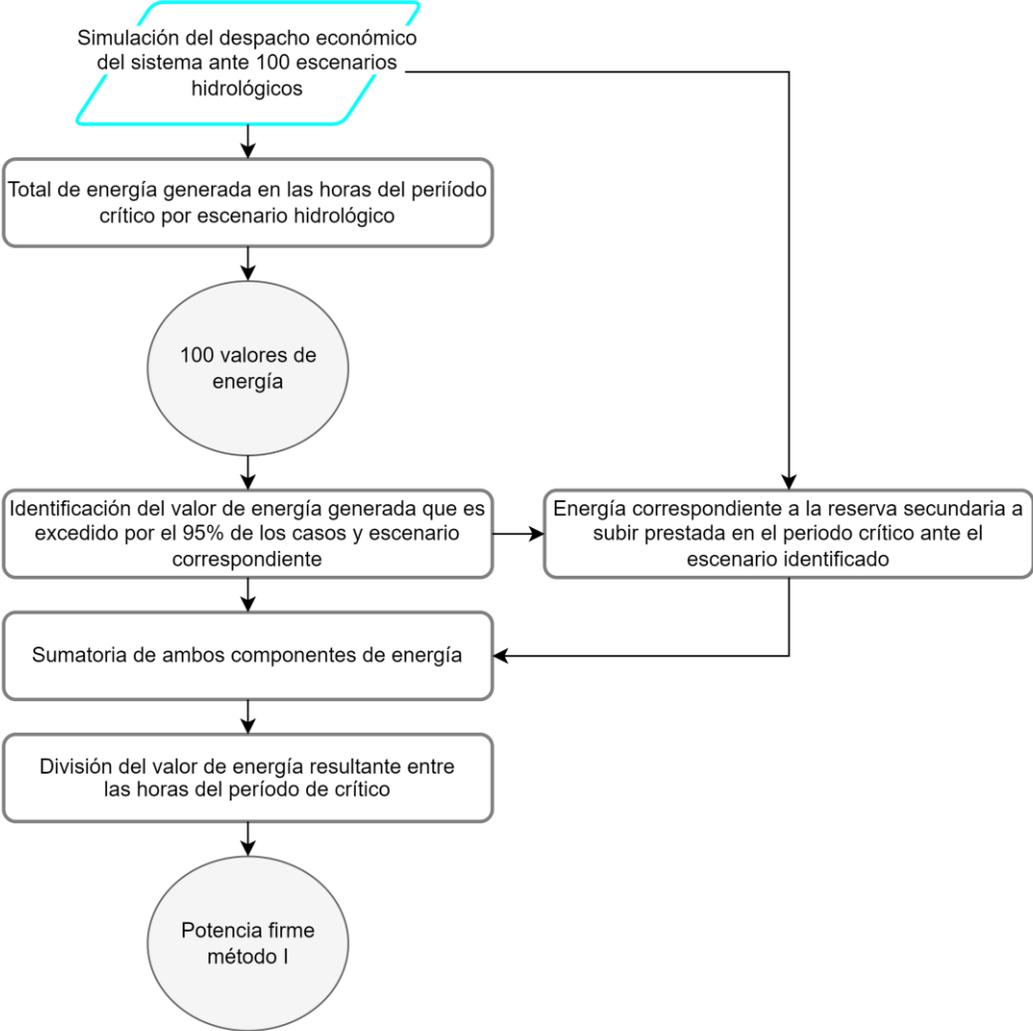


Figura 3: Procedimiento para la determinación de la potencia firme de centrales hidroeléctricas de regulación

4.1.2 Metodología de cálculo de la potencia firme disponible mensual, desvíos de potencia firme y actualización de los informes

Tabla 2: Modificaciones en los artículos 21, 22, 23, 24 y 26.

Contenido	Artículo	Descripción de las modificaciones	Justificación
Cálculo del factor de disponibilidad mensual	21	<p>En el proceso para determinar la potencia que una central tuvo disponible durante del mes m, el Operador del Sistema considerará las siguientes causas de reducción de disponibilidad: (1) el mantenimiento programado dentro de las horas del período de máximo requerimiento térmico para el año en estudio incluyendo el de las líneas radiales propiedad del agente productor que conectan la central a la red de transmisión o las líneas de distribución propias del agente productor (2) las indisponibilidades forzadas, incluyendo las fallas de las líneas de distribución mencionadas en el numeral anterior; (3) cualquier reducción temporal de la capacidad de unidades generadoras debida a degradación con respecto a su capacidad nominal; (4) cualquier reducción de capacidad debida a retrasos, interrupciones, o disminuciones en el suministro de la fuente primaria de energía. Esta causa será considerada únicamente para centrales térmicas que usan combustibles fósiles, centrales que utilizan biomasa o biomasa mezclada con combustibles fósiles y que operan todo el año, y para las centrales geotérmicas;</p> <p>Un parámetro clave para esa determinación será el factor de disponibilidad mensual.</p> <p>Para calcular el factor de disponibilidad mensual al final del mes m, el Operador del Sistema utilizará la expresión siguiente:</p>	<p>En este artículo se establece una nueva formulación matemática para el cálculo del factor de disponibilidad mensual para cada central con el objetivo de incentivar a los agentes a que mantengan una alta disponibilidad durante el período crítico del mes, considerando como causa 1 de reducción de disponibilidad aquellas debidas a mantenimientos programados dentro de las horas que comprende el período crítico del sistema y, adicionalmente, para reflejar el impacto en la potencia firme disponible propia del mes considerando el resto de posibles causas de reducción de disponibilidad que ocurran a lo largo del mes que se está realizando la verificación de su desempeño.</p>

Contenido	Artículo	Descripción de las modificaciones	Justificación
		$D_m = 1 - \left(\sum_{i=1}^l \frac{H_i \times \frac{R_i}{K}}{H_{pc}} + \sum_{j=1}^n \frac{H_j \times \frac{R_j}{K}}{H_m} \right)$ <p>Donde D_m es el factor de disponibilidad mensual calculado para el mes m. La primera sumatoria corresponde a todas las reducciones de disponibilidad de la central registradas en el mes m por causa de mantenimientos programados dentro del período crítico. La segunda sumatoria corresponde a la reducción de disponibilidad en el mes m debido al resto de las causas; donde l es el número de ocasiones en que se produjo una reducción de disponibilidad por mantenimientos programados en ese período; H_i son las duraciones de esas indisponibilidades por mantenimientos programados; R_i es la reducción de capacidad en kW o en MW por mantenimientos programados; K es la potencia efectiva de la central ; H_{pc} son las horas del período crítico dentro del mes m; n es el número de ocasiones en que se produjo una reducción de disponibilidad debido al resto de las causas; H_j son las duraciones de indisponibilidades por el resto de las causas; R_j es la reducción de capacidad en kW o en MW debido a las otras causas; H_m son las horas del mes.</p>	
Cálculo mensual de la potencia firme disponible	22	Para determinar la potencia firme que tuvo disponible durante el mes m una central térmica que utiliza combustibles fósiles, una central que utiliza biomasa o una central que utiliza biomasa mezclada con combustibles fósiles y que opera todo el año, o una central geotérmica, el Operador del Sistema tomará el menor de los dos valores siguientes: (1) la potencia firme de la central, publicada por	Con el objetivo de aclarar la metodología que mensualmente se aplicará para la determinación de la potencia firme que una central tuvo disponible en el mes, se modificó la redacción de este artículo para establecer dicha metodología en función de las tecnologías de generación.

Contenido	Artículo	Descripción de las modificaciones	Justificación
		<p>el Operador del Sistema en su informe definitivo de potencia firme de centrales generadoras, o (2) el producto de su factor de disponibilidad anual actualizado hasta el final del mes m multiplicado por la potencia efectiva de la central como indica la siguiente expresión:</p> $F_m = D_m \times K$ <p>Donde D_m es el factor de disponibilidad mensual de la central durante el mes m y K es la potencia efectiva de la central.</p> <p>Para efectos de la determinación de la potencia firme disponible de una central durante el mes m se define como período crítico del mes aquellas horas del mes m que corresponden a los bloques de horas que definieron el período crítico derivado de la aplicación del artículo 10 de esta norma.</p> <p>Para determinar la potencia firme que tuvo disponible durante el mes m una central eólica o solar fotovoltaica, el Operador del Sistema tomará como valor de potencia firme disponible el menor de los dos valores siguientes: (1) La potencia firme de la central publicada en el informe definitivo de potencia firme, o (2) El promedio de la potencia generada por la central durante las horas críticas del mes descontado el consumo propio.</p> <p>Para determinar la potencia firme que tuvo disponible durante el mes m una central hidroeléctrica, el Operador del Sistema realizará el procedimiento que a continuación se describe:</p>	<p>Además, para efectos de aclarar la metodología de cálculo de potencia firme disponible mensual, se establece una fórmula contemplando el factor de disponibilidad mensual descrito en el artículo 21.</p> <p>A fin de lograr una mejor comprensión de la metodología para la determinación de la potencia firme disponible se define el período crítico del mes a aquel número de horas del mes m que corresponden a los bloques de horas que definieron el período crítico derivado de la aplicación del artículo 10 de esta norma.</p> <p>Por otro lado, se modificó el último párrafo del artículo a fin de incluir la particularidad del caso de centrales que se encuentren inscritas como agentes productores en el Operador del Sistema y no estén incluidos en el informe definitivo de potencia firme.</p>

Contenido	Artículo	Descripción de las modificaciones	Justificación
		<p>a. Para centrales sin capacidad de almacenamiento ni de regulación, tomará la energía neta generada durante el mes descontado el consumo propio y este valor lo dividirá entre el número total de horas del mes.</p> <p>b. Para centrales con capacidad de almacenamiento y regulación, tomará la sumatoria de la energía generada y la energía correspondiente a la capacidad de reserva secundaria prestada por la central durante el período crítico del mes y dicha suma la dividirá entre el número de horas que corresponden a los bloques de horas que definieron el período crítico del mes.</p> <p>El Operador del Sistema comparará la potencia así obtenida con la potencia firme de la central publicada en el informe definitivo de potencia firme de las centrales generadoras para el año de estudio. En caso de que la potencia resultante de aplicar el procedimiento descrito en el párrafo anterior sea igual o mayor que el valor de potencia firme publicado en el informe tomará este último valor como la potencia firme disponible de la central en el mes. En caso contrario, procederá a calcular el factor de disponibilidad mensual de la central durante el mes m de acuerdo con el procedimiento descrito en el artículo 21.</p> <p>Obtenido el factor de disponibilidad de la central, calculará el producto $F_m = D_m \cdot K$ y tomará como potencia firme disponible de la central el menor de los dos resultados: (1) la potencia resultante de aplicar el procedimiento descrito en</p>	

Contenido	Artículo	Descripción de las modificaciones	Justificación
		<p>el literal a y b del presente artículo, acorde al tipo de central hidroeléctrica, o (2) el producto del factor de disponibilidad mensual de la central en el mes m por la potencia efectiva de la central, denominado F_m.</p> <p>Para centrales que hayan comenzado a operar en una fecha dentro del curso del mes, el Operador del Sistema hará el cálculo solo para la parte del mes en que la central haya estado en operación.</p> <p>Por otro lado, para el caso que una central inscrita como agente de mercado en el Operador del Sistema y que haya iniciado operación antes del inicio del período de máximo requerimiento térmico y no esté contemplada en el informe definitivo de potencia firme, la potencia firme disponible resultará de los procedimientos aplicables que corresponden en función de su tecnología. De lo contrario, no se considerará potencia firme disponible para dicha central durante todo el año, a excepción de que tenga contratada potencia firme (1) con nuevos consumidores calificados o (2) mediante un contrato de respaldo siempre que haya iniciado operación antes de haber transcurrido los últimos dos meses del período de máximo requerimiento térmico. Mientras no se haya efectuado una prueba de potencia efectiva, el Operador del Sistema podrá determinar la potencia efectiva tomando datos del medidor comercial dentro del período crítico del mes o de meses previos.</p>	
Determinación del requerimiento	23	En el caso de un consumidor calificado para el cual su requerimiento de potencia firme no haya sido considerado en el informe definitivo de requerimientos de potencia firme	Se incluyó el último párrafo del artículo 23 con la finalidad de que un consumidor calificado que no esté incluido en el informe definitivo de

Contenido	Artículo	Descripción de las modificaciones	Justificación
de potencia firme mensual de los agentes compradores		de los agentes compradores y que se haya incorporado durante el período de máximo requerimiento térmico del sistema, el Operador del Sistema utilizará como base una declaración jurada de sus proyecciones mensuales de demanda máxima horaria, incrementada por las pérdidas y el margen de reserva, a fin de que constituya su requerimiento de potencia firme del informe definitivo de requerimientos de potencia firme de agentes compradores.	requerimientos de potencia firme e inició operación comercial antes del inicio del período de máximo requerimiento presente una declaración jurada de sus proyecciones mensuales de demanda máxima horaria incrementada por las pérdidas y el margen de reserva, y con ello determinar su requerimiento de potencia firme.
Determinación de los desvíos de potencia firme	24	En el caso de un consumidor calificado para el cual su requerimiento de potencia firme no haya sido incluido en el informe definitivo de requerimientos de potencia firme de los agentes compradores, se incorporó durante el período de máximo requerimiento térmico del sistema y presentó su declaración jurada de proyección mensual de demanda máxima horaria, una vez finalizado el período de máximo requerimiento térmico determinado en dicho informe, el Operador del Sistema podrá ajustar las liquidaciones por desvíos de potencia de los meses previos sustituyendo la demanda máxima horaria declarada que haya sido utilizada según el artículo 23, incrementada por las pérdidas y el margen de reserva, por el requerimiento de potencia firme correspondiente al mes de máxima demanda en que haya estado incorporado este agente comprador dentro del mencionado período.	Se incluye un último párrafo para que el Operador del Sistema pueda ajustar las liquidaciones por desvíos de potencia para el caso de un consumidor calificado que no haya sido incluido en el informe definitivo de requerimientos de potencia firme y presentó su declaración jurada conforme al artículo 23.
Actualización de los informes definitivos de potencia firme y	26	Revisión de oficio del Informe de Potencia Firme de Centrales Generadoras y el Informe de Requerimiento de Potencia Firme de Agentes Compradores.	Se adiciona este nuevo artículo dentro de la propuesta de modificaciones a la norma con el objetivo de incluir un procedimiento que permita al Operador del sistema realizar una

Contenido	Artículo	Descripción de las modificaciones	Justificación
requerimientos de potencia firme		<p>En caso de que exista una modificación a la presente norma y el Operador del Sistema haya publicado el Informe Definitivo de Potencia Firme de Centrales Generadoras o el Informe Definitivo de Requerimiento de Potencia Firme de Agentes Compradores, el Operador del Sistema debe revisar los valores de los informes en referencia a fin de determinar si se hace necesaria su actualización.</p> <p>En el caso de que luego de revisado los informes correspondientes existieran modificaciones a su contenido, el Operador del Sistema deberá publicar sus modificaciones a más tardar 30 días calendario luego de la modificación de la presente norma técnica.</p> <p>Si luego de publicado los informes modificados los Agentes Productores o Agentes Compradores, en su caso, se consideren afectados deberán seguir el procedimiento y plazos establecidos en el artículo 14 del ROM referente a las alegaciones y la resolución de controversias en la emisión del Informe Definitivo de Potencia Firme de Centrales Generadoras y el Informe definitivo de Requerimiento de Potencia Firme de Agentes Compradores.</p>	<p>revisión y, si fuese el caso, una actualización de los valores incluidos dentro tanto del informe definitivo de potencia firme de las centrales generadoras como del informe definitivo de requerimientos de potencia firme. Asimismo, se establecen las reglas que deberán seguir los agentes productores y compradores que se consideren afectados por la modificación de dichos informes.</p>

Flujograma de los procedimientos modificados

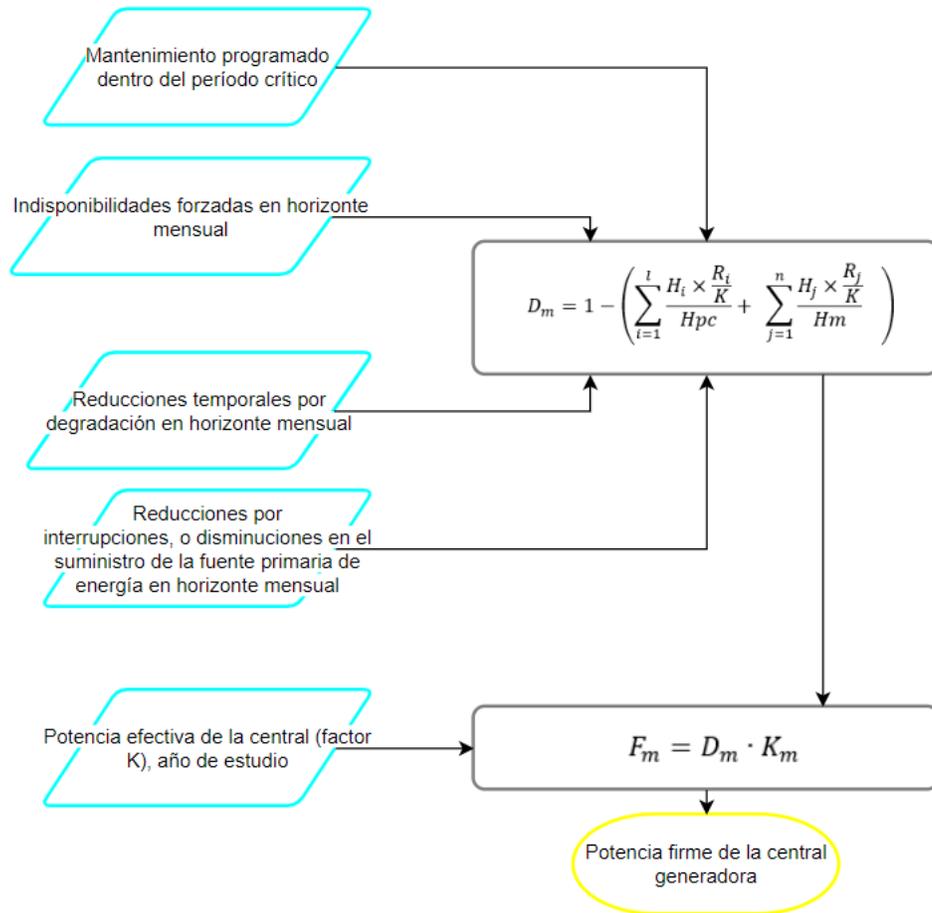


Figura 4: Procedimiento de cálculo para la determinación de la potencia firme disponible mensual.

4.2 Otras modificaciones

4.2.1 Modificaciones de redacción

Tabla 3: Modificaciones en los artículos 1, 3, 5 y 6.

Contenido	Artículo	Norma técnica vigente	Propuesta de modificación	Justificación
Alcance	1	<p>El objeto de esta norma técnica es definir las metodologías que el Operador del Sistema (ODS), aplicará para:</p> <p>a. Determinar la potencia firme de cada central generadora del Sistema Interconectado Nacional (SIN).</p> <p>b. Determinar el requerimiento de potencia firme de empresas distribuidoras, comercializadoras y consumidores calificados.</p> <p>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.</p> <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.</p> <p>Por requerimiento de potencia firme de un agente comprador se entenderá la demanda de potencia de ese agente en el momento</p>	<p>El objeto de esta norma técnica es definir la metodología que el Operador del Sistema aplicará para:</p> <p>a. Determinar la potencia firme de cada central generadora del Sistema Interconectado Nacional (SIN).</p> <p>b. Determinar el requerimiento de potencia firme de empresas distribuidoras, comercializadoras, y consumidores calificados.</p> <p>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.</p> <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.</p> <p>Por requerimiento de potencia firme de un agente comprador se entenderá que,</p>	<p>Cambio en la redacción para una mejor comprensión del articulado de la norma.</p>

Contenido	Artículo	Norma técnica vigente	Propuesta de modificación	Justificación
		del máximo requerimiento de potencia proyectado del sistema eléctrico durante el período crítico, 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.	la demanda de potencia de ese agente en el momento del máximo requerimiento de potencia proyectado del sistema eléctrico durante el período crítico, incrementada por las pérdidas en la red atribuibles a la demanda de ese agente en ese momento, y por el margen de reserva reglamentario.	
Informes de Potencia Firme y de Requerimientos de Potencia Firme	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. Para la elaboración de los informes, el ODS seguirá el procedimiento y calendario indicados en el artículo 14 del ROM.	El Operador del Sistema 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 emitidos en un determinado año, serán válidos para el año siguiente. Para la elaboración de los informes, el Operador del Sistema seguirá el procedimiento y calendario indicados en el artículo 14 del ROM.	Cambio en la redacción para una mejor comprensión del articulado de la norma.
Obligación de contratación de	5	Las empresas distribuidoras, comercializadoras, y los consumidores	Las empresas distribuidoras y los consumidores calificados que hayan	Cambio en la redacción para una

Contenido	Artículo	Norma técnica vigente	Propuesta de modificación	Justificación
potencia firme por parte de agentes compradores		calificados que hayan optado por actuar como agentes del mercado eléctrico, deberán tener contratada potencia firme con generadores o comercializadores, que podrán ser agentes del MER ubicados en otros países de la región, 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 dispongan las reglamentaciones y normas del sector eléctrico de ese país.	optado por actuar como agentes del mercado eléctrico deberán tener cubierto sus requerimientos de potencia firme mediante contratos suscritos con generadores nacionales o con agentes del MER ubicados en otros países de la región. 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 Operador del Sistema 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 dispongan las reglamentaciones y normas del sector eléctrico de ese país.	mejor comprensión del articulado de la norma.
Definición de causas de indisponibilidad de capacidad	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	Para determinar la potencia firme de una central generadora, el Operador del Sistema tendrá en cuenta las indisponibilidades de la capacidad de la central por las diferentes causas listadas en el artículo 11 de esta norma. El Operador del Sistema no tendrá en cuenta los efectos sobre la disponibilidad de la central de insuficiencias, fallas o salida de servicio	Cambio en la redacción para una mejor comprensión del articulado de la norma. Además, se simplifica el artículo eliminando el detalle de las causas de reducción de disponibilidad, ya que

Contenido	Artículo	Norma técnica vigente	Propuesta de modificación	Justificación
		<p>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> <p>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</p> <p>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.</p>	<p>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.</p>	<p>estas se encuentran listadas en el artículo 11.</p>

4.2.2 Modificaciones derivadas del Decreto 46-2022

Los artículos 4, 19, 20 y 25 presentan únicamente modificaciones en su contenido como resultado de la reforma a Ley General de la Industria Eléctrica en fecha 16 de mayo del 2022.

5. Propuesta de consulta pública

La propuesta de modificaciones sujeta a consulta pública está contenida en el documento denominado “Propuesta de Modificaciones a la Norma Técnica de Potencia Firme”.

6. Generalidades de la consulta pública

El Procedimiento para Consultas Públicas de la CREE, en su Artículo 1, párrafo 2, indica: “Al establecer un mecanismo estructurado, se estandariza una práctica no vinculante y homogénea que permite obtener la opinión de las personas o partes potencialmente impactadas por la reglamentación propuesta o asunto en consulta, disponiendo de elementos que promuevan la participación efectiva, asegurando transparencia, adecuada difusión y suficiente información.”

Descripción de los plazos previstos para la presente consulta pública, mismos que se ilustran en el Anexo:

- a) El plazo para presentación de posiciones, observaciones y comentarios será de once (11) días calendario contados a partir de la fecha que se indique en la invitación a la consulta. Ante solicitud justificada de parte interesada, o de considerarlo necesario por la CREE, ésta podrá ampliar el plazo hasta por quince (15) días calendario adicionales del plazo original.
- b) Dentro de los dos (2) días hábiles siguientes al cierre del proceso de consulta, la CREE publicará en su sitio web dedicado a la consulta el documento “Comentarios Recibidos” conteniendo las opiniones, comentarios y observaciones recibidas y admisibles.
- c) La CREE tendrá un plazo de hasta diez (10) días calendario, para analizar los comentarios recibidos que califican como admisibles y publicar en su sitio web el Informe de Resultados una vez que sea aprobado por el Directorio de Comisionados, dando por finalizado el proceso. Si no es posible publicarlo dentro del plazo en mención, la CREE informará el nuevo plazo, que no podrá ser mayor a quince (15) días calendario adicionales.

ANEXO

Cronograma de consulta pública

En la figura siguiente se muestra de manera gráfica el procedimiento de consulta antes detallado, considerando las fechas en que se someterá a consulta pública la propuesta de modificación de la Norma Técnica de Potencia Firme.

