

La primera imprenta llegó a Honduras en 1829, siendo instalada en Tegucigalpa, en el cuartel San Francisco, lo primero que se imprimió fue una proclama del General Morazán, con fecha 4 de diciembre de 1829.



Después se imprimió el primer periódico oficial del Gobierno con fecha 25 de mayo de 1830, conocido hoy, como Diario Oficial "La Gaceta".

AÑO CXLVII TEGUCIGALPA, M. D. C., HONDURAS, C. A.

JUEVES 10 DE ABRIL DEL 2025.

NUM. 36,813

Sección A

Comisión Reguladora de Energía Eléctrica CREE

ACUERDO CREE-07-2025

**“APROBACIÓN DEL INFORME DE RESULTADOS
DE LA CONSULTA PÚBLICA NÚMERO CREE-
CP-04-2024 Y MODIFICACIONES DE LOS
ARTÍCULOS DE LA NORMATIVA VIGENTE
CON EL FIN DE INCORPORAR ELEMENTOS
NORMATIVOS PARA SISTEMAS DE
ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA”**

**Comisión Reguladora de Energía Eléctrica. Tegucigalpa,
municipio de Distrito Central, veintisiete (27) de enero de
dos mil veinticinco (2025).**

Resultando

I. Que la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) en su artículo 3 letra D establece las funciones de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), incluyendo la de supervisar las actividades del subsector eléctrico, así como expedir las regulaciones, normas y reglamentos necesarios para la mejor

SUMARIO

Sección A

Decretos y Acuerdos

**COMISIÓN REGULADORA DE
ENERGÍA ELÉCTRICA CREE**
Acuerdo CREE-07-2025

A. 1 - 59

AVANCE

A. 60

Sección B

Avisos Legales

B. 1 - 24

Desprendible para su comodidad

aplicación de la Ley y el adecuado funcionamiento de este.

II. Que mediante el Decreto Legislativo número 46-2022 contentivo de la Ley Especial para Garantizar el Servicio de la Energía Eléctrica como un Bien Público de Seguridad Nacional y un Derecho de Naturaleza Económica y Social se reformó la Ley General de la Industria Eléctrica y a su vez se declaró en emergencia nacional el subsector eléctrico.

III. Que el artículo 3, literal D, numeral romano III de la LGIE establece que es una función de la CREE emitir las regulaciones y reglamentos necesarios para la mejor aplicación de la LGIE y el adecuado funcionamiento del subsector eléctrico. La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (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).

IV. Que la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) con el fin de mejorar los elementos normativos existentes que permitan normar y regular los sistemas de almacenamiento de energía, llevó a cabo el “Concurso Público Internacional CPI-CREE-03-2023”, aprobando la adjudicación en fecha 28 de agosto de dos mil veintitrés (2023) mediante Acuerdo CREE-92-2023; así como la Consulta Pública CREE-CP-04-2024 denominada “Elementos Normativos para Sistemas de Almacenamiento de Energía” aprobado en fecha veintitrés (23) de julio de dos mil veinticuatro (2024) mediante el Acuerdo CREE-72-2024.

V. Dicho proceso inició oficialmente por medio de la convocatoria publicada en el sitio web oficial y en las redes sociales de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), donde se invitó a la población en general a enviar sus oposiciones, coadyuvancias, observaciones o comentarios en referencia a la propuesta de modificaciones a los elementos normativos para los sistemas de almacenamiento de energía, utilizando para tal fin el Sistema de Consulta Pública de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), que fue

creado para atender las disposiciones previstas en el Procedimiento para Consulta Pública.

VI. Que en fecha veinte (20) de diciembre de dos mil veinticuatro (2024) se emitió el Informe de Resultados de la Consulta Pública CREE-CP-04-2024 mediante el cual dieron repuesta a los comentarios recibidos durante el transcurso de la consulta pública y se emiten las recomendaciones del caso.

Considerando

Que la Ley General de la Industria Eléctrica fue aprobada mediante Decreto No. 404-2013, publicado en el Diario Oficial “La Gaceta” el 20 de mayo de 2014 y reformada mediante Decretos Legislativos números 61-2020 publicado en el Diario Oficial el 05 de mayo del año 2020, 02-2022 publicado en el Diario Oficial el 11 de febrero del año 2022 y 46-2022 publicado en el Diario Oficial el 16 de mayo del año 2022; esta tiene por objeto, entre otros, regular las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad en el territorio de la República de Honduras.

La Gaceta

DIARIO OFICIAL DE LA REPÚBLICA DE HONDURAS
DECANO DE LA PRENSA HONDUREÑA
PARA MEJOR SEGURIDAD DE SUS PUBLICACIONES

EDIS ANTONIO MONCADA
Gerente General

ELSA XIOMARA GARCIA FLORES
Coordinadora y Supervisora

EMPRESA NACIONAL DE ARTES GRÁFICAS
E.N.A.G.

Colonia Miraflores
Teléfono/Fax: Gerencia 2230-2520, 2230-1821
Administración: 2230-3026

CENTRO CÍVICO GUBERNAMENTAL

Que mediante la Ley Especial para Garantizar el Servicio de la Energía Eléctrica como un Bien Público de Seguridad Nacional y un Derecho Humano de Naturaleza Económica y Social, el Estado de Honduras declaró en emergencia nacional el subsector eléctrico.

Que de acuerdo con lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) cuenta con independencia funcional, presupuestaria y facultades administrativas suficientes para el cumplimiento de sus objetivos.

Que, de acuerdo con lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), el Estado supervisará la operación del Subsector Eléctrico a través de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).

Que la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) establece que las disposiciones de la Ley serán desarrolladas mediante reglamentos y normas técnicas específicas.

Que de conformidad con la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) tiene dentro de sus funciones la de expedir las regulaciones y reglamentos necesarios para la mejor aplicación de esta Ley y el adecuado funcionamiento del subsector eléctrico.

Que el Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) también reconoce la potestad del Directorio de Comisionados para la toma de decisiones regulatorias, administrativas, técnicas, operativas, presupuestarias y de cualquier otro tipo que sea necesario en el diario accionar de la Comisión.

Que la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) llevo a cabo un proceso de licitación pública internacional a través del “Concurso Público Internacional CPI-CREE-03-2023” que inició oficialmente por medio de la convocatoria.

Que dicho Concurso Público Internacional tuvo como objetivo invitar a Firms Consultoras interesadas a participar y presentar sus ofertas para desarrollar una propuesta de elementos normativos para regular la actividad de los Sistemas de Almacenamiento de Energía en el Mercado Eléctrico de Honduras, dentro del Marco Legal Vigente.

Que de conformidad con el Procedimiento para Consulta Pública aprobado por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), se establece un mecanismo estructurado, no vinculante, para la elaboración participativa de las reglamentaciones y sus modificaciones o de otros asuntos de tal importancia que la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) considere lo amerite, observando 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.

Que de acuerdo al Procedimiento para Consulta Pública, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) convocará e iniciará la Consulta Pública, cuando considere que el asunto es de tal importancia para el buen funcionamiento del mercado eléctrico.

Que de conformidad con el Procedimiento para Consulta Pública la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) publicará en su sitio web el Informe de Resultados una vez

que sea aprobado por el Directorio de Comisionados, dando por finalizado el proceso.

Que de conformidad con el Procedimiento para Consulta Pública la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) debe de comunicar el Informe de Resultados a los participantes que hayan suministrado correo electrónico de contacto en la consulta pública.

Que en la Reunión Ordinaria CREE-Ord-03-2025 del veintisiete (27) de enero de dos mil veinticinco (2025) el Directorio de Comisionados acordó emitir el presente acuerdo.

Por tanto

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) en uso de sus facultades y de conformidad con lo establecido en los artículos 1, literal A romano III y literal B , 3, primer párrafo, literal D romano III, 8 y demás aplicables de la Ley General de la Industria Eléctrica; artículo 4 y demás aplicables del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica; artículos 4, 5, 6, 7 y demás aplicables del Procedimiento para Consulta Pública, por unanimidad de votos de los Comisionados presentes.

Acuerda

PRIMERO: Aprobar el informe de Resultados de la Consulta Pública CREE-CP-04-2024 preparado por las direcciones de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), y que se adjunta como anexo al presente acuerdo.

SEGUNDO: Modificar los elementos normativos para los sistemas de almacenamiento de energía, con base en los

productos presentados por la Firma Consultora en los términos del Concurso Público Internacional “CPI-CREE-03-2023”, los cuales se leerán de la siguiente manera:

Sobre el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (RLGIE):

“Artículo 2. Siglas y acrónimos.

...

SAE Sistema de Almacenamiento de Energía

...”

“Artículo 3. Definiciones. Para los efectos...

Actores del Mercado...

Agentes Compradores...

Agentes del Mercado...

Agente Transmisor...

Arbitraje de Energía: Se refiere a la práctica realizada por medio de sistemas con capacidad de almacenamiento de energía, mediante la cual se retira energía eléctrica del sistema en períodos de baja demanda y/o precios bajos, para su posterior inyección al sistema en períodos de alta demanda y/o precios altos, buscando con ello generar un beneficio económico derivado de la diferencia de precios en los distintos períodos en que se hace el retiro y la inyección de la energía al sistema.

Calidad Comercial del...

Calidad del Producto...

Calidad del Servicio...

Calidad Técnica del...

...

Sistemas Aislados...

Sistema de Almacenamiento de Energía: Conjunto de dispositivos capaces de convertir la energía eléctrica en una forma de energía que puede ser almacenada y reconvertirla en energía eléctrica para su uso en un período posterior.

Sistema Eléctrico Regional...

...”

“Artículo 27 bis. Incorporación de Sistemas de Almacenamiento de Energía en el Plan de Expansión de la Red de Transmisión. El ODS podrá incorporar la consideración de Sistemas de Almacenamiento de Energía como alternativas para la expansión y fortalecimiento de la Red de Transmisión, orientados a optimizar los costos de inversión, operación y mitigación de incidencias dentro del SIN.

Los SAE seleccionados para incorporarse al Plan de Expansión de la Red de Transmisión deben demostrar su capacidad para mejorar la seguridad y capacidad de transmisión y proveer suministro a usuarios finales en situaciones donde soluciones convencionales (líneas de transmisión, subestaciones, etc.) resulten menos eficientes desde el punto de vista económico o de implementación.

El análisis para la incorporación de SAE se basará en criterios técnicos y económicos, incluyendo un análisis de beneficio. Solo se considerarán aquellos SAE cuyo cociente entre la capacidad de almacenamiento de energía y su potencia nominal sea menor o igual a 0.5, y cuya implementación no supere la capacidad de infraestructura existente o proyectada. No se considerarán para inclusión en el Plan de Expansión de la Red de Transmisión aquellos SAE diseñados primordialmente para el Arbitraje de Energía.

Los SAE que sean considerados como opciones viables para el Plan de Expansión de la Red de Transmisión serán sujetos a un proceso de evaluación y selección equitativo, bajo los mismos criterios y consideraciones aplicables a las opciones de infraestructura de transmisión convencionales. Esto incluye la evaluación de impacto, viabilidad técnica y beneficios a largo plazo para el SIN”.

“Artículo 28. Licitación de la construcción de las obras de transmisión. Una vez aprobado el Plan de Expansión de la Red de Transmisión, e identificadas y seleccionadas las Empresas Transmisoras para realizar las obras contenidas en este, la CREE solicitará que se proceda a realizar licitaciones públicas internacionales competitivas para la construcción de las respectivas obras dentro de los plazos establecidos en el Plan de Expansión de la Red de Transmisión.

La CREE determinará la modalidad de la licitación de acuerdo con cualquiera de las siguientes dos modalidades:

A. Licitación de obra. La Empresa Transmisora seleccionada para efectuar una licitación con el fin indicado, deberá financiar la construcción y será la propietaria de los activos correspondientes. La suma de los costos resultantes de la licitación y de

la posterior construcción de las obras, así como los costos de las servidumbres, los costos derivados de los requerimientos ambientales dispuestos por autoridad competente, los costos de la administración, ingeniería y supervisión, los costos financieros de la inversión demostrable durante el período preoperativo hasta la entrada en operación comercial y otros que a solicitud de la Empresa Transmisora la CREE determine procedentes, definirán el Valor Nuevo de Reemplazo de los activos que conformen las obras y que se considerará en el cálculo de los costos de la Empresa Transmisora durante un período congruente con la vida útil de las obras, a ser determinado por la CREE en el momento de asignar dichas obras a la Empresa Transmisora.

La tasa de actualización que se utilizará para el cálculo de los costos de transmisión asociados a las obras y que la CREE deberá establecer al momento de asignar la construcción de las obras a la Empresa Transmisora, se mantendrá fija durante el período de vida útil de dichas obras. La tasa de actualización que establezca la CREE se basará en una metodología que refleje objetivamente y con índices reconocidos internacionalmente el nivel de riesgo de este tipo de inversiones en el país.

Adicionalmente, se reconocerán, de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de Tarifas, los costos de administración, operación y mantenimiento, los costos de pérdidas de potencia y energía y el costo asociado al valor esperado de las indemnizaciones que como Empresa Transmisora debe pagar si la calidad del

servicio corresponde con lo establecido en la Norma Técnica respectiva.

Después de transcurrido el período de vida útil de las obras, su Valor Nuevo de Reemplazo será determinado según se establece en el Reglamento de Tarifas.

Los impuestos de todo tipo que deban pagar las Empresas Transmisoras serán trasladados a las tarifas a los usuarios finales, con la excepción de impuestos sobre las utilidades.

B. Licitación para construcción, operación y propiedad de la obra. En esta modalidad, la Empresa Transmisora desarrollará una licitación para seleccionar un operador inversionista que se hará cargo del financiamiento, construcción y operación de las obras y a quien la CREE le otorgará una licencia de operación como Empresa Transmisora. El oferente a quien se le adjudique la licitación será el que ofrezca el menor requerimiento de ingreso, en la forma de una anualidad constante, para cubrir todos los costos relacionados con el financiamiento, construcción y operación de las obras, incluyendo el costo de capital de las inversiones, los costos de operación y mantenimiento, los costos de pérdidas de potencia y energía y el costo asociado al valor esperado de las indemnizaciones que como Empresa Transmisora debe pagar si la calidad del servicio corresponde con lo establecido en la Norma Técnica respectiva. El pago de la anualidad se hará por medio de doce (12) cuotas iguales a ser pagadas en forma mensual durante un período de amortización que podrá ser de hasta veinte

(20) años, el cual empezará el día en que la obra entre en operación comercial.

Una vez concluido el período de amortización, y durante el resto de la vigencia de la licencia de operación, los costos de transmisión asociados a las obras que el oferente ganador, como Empresa Transmisora, podrá trasladar a tarifas serán calculados de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de Tarifas.

Los impuestos de todo tipo que deban pagar las Empresas Transmisoras serán trasladados a las tarifas a los usuarios finales, con la excepción de impuestos sobre las utilidades.

Cuando se trate de licitaciones que tengan por objeto la incorporación de SAE en el sistema de transmisión, las bases deberán establecer los requerimientos técnicos mínimos del SAE”.

“Artículo 47. Usuarios Autoprodutores. Son Usuarios Autoprodutores los Usuarios que dentro de sus instalaciones internas poseen equipos de generación de energía eléctrica, con o sin sistemas de almacenamiento de energía, capaces de operar en paralelo con la red.

A. Requisitos. Los Usuarios Autoprodutores deberán cumplir con los requisitos mínimos siguientes:

- i. La capacidad de generación que tenga instalada un Usuario Autoprodutor en ningún momento será mayor que su demanda máxima determinada en un período de doce (12) meses consecutivos, aplicando esta limitación a la capacidad de generación en corriente alterna que pueda operar en paralelo con la red.

- ii. La producción anual estimada de energía del equipo de generación deberá ser menor que el consumo anual del suministro al que ese equipo suplirá su energía se cuente o no con dispositivos de almacenamiento de energía.

Los Usuarios Autoprodutores deberán cumplir las normativas específicas que regulen la conexión e inyección de excedentes de energía a las redes de distribución y transmisión que para este efecto emita la CREE”.

“Artículo 50. bis. Verificación y control.

A. **Inspecciones y Auditorías:** La Empresa Distribuidora tendrá la facultad de realizar inspecciones y auditorías periódicas a los Usuarios Autoprodutores para verificar el cumplimiento de las normativas establecidas, especialmente en el aspecto de la medición, seguridad y las protecciones, incluyendo la revisión de los Sistemas de Almacenamiento de Energía.

B. **Medidas por Incumplimiento:** En caso de detectarse el incumplimiento de las condiciones aquí establecidas en este capítulo, la Empresa Distribuidora o Empresa Transmisora propietaria de la red donde esté conectado el usuario podrá desconectar la instalación del usuario hasta que éste no demuestre fehacientemente que ha corregido e implementado medidas adecuadas para que el incumplimiento no se repita. Adicionalmente, la Empresa Distribuidora que compró la energía inyectada a la red de manera indebida, realizará los ajustes en la facturación del usuario de manera que éste devuelva en un período de tres meses los valores que en su momento se determinaron incorrectamente a favor del usuario. La Empresa Distribuidora no

podrá realizar ajustes que excedan seis (6) meses de la facturación del usuario desde la detección del incumplimiento”.

Sobre el **Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM):**

“Artículo 3. Siglas.

AGC	Control Automático de la Generación (por sus siglas en inglés)
CNFFF	Contrato No Firme Físico Flexible
CREE	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica
CVT	Cargo Variable de Transmisión
EOR	Ente Operador Regional
MEN	Mercado Eléctrico Nacional
MER	Mercado Eléctrico Regional
ODS	Operador del Sistema
OS/OM	Operadores del Sistema / Operadores del Mercado
RMER	Reglamento del Mercado Eléctrico Regional
RTR	Red de Transmisión Regional
SAE	Sistema de Almacenamiento de Energía
SIN	Sistema Interconectado Nacional”

“Artículo 4. Definiciones. Para los efectos de este Reglamento los siguientes vocablos y frases, ya sea en singular o en plural, en género masculino o femenino, tienen el significado abajo expresado, a menos que dentro del contexto donde se utilicen expresen otro significado.

Agentes Compradores: ...

Agentes del Mercado Eléctrico Nacional: ...

Agentes Productores: ...

Área de Control: Conjunto de Centrales Generadoras, subestaciones, líneas de transmisión, líneas de distribución y demanda que son controladas desde un mismo centro de control, según se define en la regulación regional.

Arranque en Negro: Es la capacidad que tiene un recurso de generación para arrancar sin necesidad de una fuente externa en un tiempo inferior a un máximo establecido, la cual puede permanecer en servicio alimentando exclusivamente sus servicios auxiliares. Este tipo de recursos de generación son necesarios a fin de iniciar el proceso de restablecimiento del servicio tras la formación de islas o el colapso total del sistema causado por una perturbación en el Sistema Interconectado Nacional o en el Sistema Eléctrico Regional.

Central Generadora: Es un conjunto de unidades generadoras que se encuentran en un mismo lugar y que están bajo la responsabilidad de un mismo operador. Estas centrales generadoras pueden o no incluir Sistemas de Almacenamiento de Energía, en caso de que lo hagan se denominan Centrales Generadoras Híbridas.

Central Generadora Híbrida: Tipo de central generadora que incluye un Sistema de Almacenamiento de Energía que solo puede cargarse con energía producida por las unidades de la propia central generadora.

Condiciones de Emergencia: ...

Consumidor Calificado: ...

Demanda Firme: ...

Despacho Económico: Es la programación de mínimo costo de producción de los recursos de generación disponibles para suministrar la demanda eléctrica teniendo en cuenta las restricciones operativas de dichos recursos, así como las restricciones que imponen la calidad y seguridad del sistema.

Desviaciones en Tiempo Real: ...

Empresa Comercializadora: ...

Empresa Generadora: ...

Empresa Transmisora: ...

Generación Forzada: Es la energía producida por aquellos recursos de generación obligados a operar fuera del Despacho Económico por causa de restricciones técnicas, operativas, de calidad o de confiabilidad.

Indisponibilidad: Condición de un equipamiento del sistema de transmisión, distribución o recurso de generación que está fuera de servicio por causa propia o por la de un equipo asociado.

Indisponibilidad Programada: Condición de un equipamiento del sistema de transmisión, distribución o recurso de generación que se encuentre fuera de servicio como consecuencia de los mantenimientos programados conforme a los procedimientos establecidos para este efecto por el Operador del Sistema.

Indisponibilidad Forzada: Condición de un equipamiento del sistema de transmisión, distribución o recurso de generación que se encuentre fuera de servicio sin que tal

situación proviniera de las órdenes de operación impartidas por el Operador del Sistema debido a una condición de Indisponibilidad Programada.

Ingresos Variables de Transmisión: ...

Ley: ...

Mantenimiento de Emergencia: ...

Mantenimiento Programado: ...

Mantenimiento Menor:...

Mercado de Contratos: ...

Mercado de Oportunidad: ...

Mercado Eléctrico Nacional: ...

Mercado Eléctrico Regional: ...

Normas Técnicas:...

Operador del Sistema: ...

Período Crítico del Sistema: ...

Período de Mercado: ...

Planificación Operativa de Largo Plazo: ...

Potencia Firme Contratada: ...

Potencia Firme: Potencia eléctrica que un recurso de generación puede garantizar durante el Período Crítico del Sistema y que se determina de acuerdo con lo establecido en este Reglamento y la metodología definida en la Norma Técnica de Potencia Firme.

Precio de Referencia de la Potencia: ...

Precio Nodal: ...

Pre despacho: ...

Pos despacho: ...

Programación Hidrotérmica: Programación de la operación de la generación con el objetivo de minimizar los costos de suministrar la demanda en un plazo determinado considerando las restricciones de operación de los recursos de generación y que permite calcular el Valor del Agua almacenada en los embalses.

Recurso de Generación: Unidad o central generadora bajo control del Operador del Sistema. Se considerará a las centrales generadoras híbridas como recurso de generación.

Redespacho: ...

Regulación Primaria de Frecuencia: Es el servicio de control automático de la frecuencia, cuyo objetivo es mantener el equilibrio instantáneo entre la generación y la demanda. Se realiza de manera descentralizada por medio de los equipos y sistemas de control de los recursos de generación habilitados para brindar ese servicio.

Regulación Secundaria de Frecuencia: Regulación automática de la frecuencia realizada por el sistema de Control Automático de la Generación cuyo objetivo es recuperar el valor nominal de la frecuencia y llevar nuevamente a los recursos de generación que participan en la Regulación Primaria de Frecuencia a su generación programada, así como mantener los intercambios entre Áreas de Control a los valores programados.

Regulación Terciaria de Frecuencia: ...

Regulador de Potencia-Frecuencia: Es un dispositivo de control que hace variar la potencia producida por un recurso de generación para mantener la frecuencia del sistema. Los Reguladores de Velocidad de las unidades sincrónicas son un tipo de regulador potencia-frecuencia.

Regulador de Velocidad: Es un dispositivo de control que actúa sobre la entrada de energía del generador para controlar su velocidad y por lo tanto, su frecuencia.

Requerimiento de Potencia Firme: ...

Reserva Fría: Es la capacidad de generación disponible, pero no sincronizada al sistema eléctrico, que se puedan arrancar y llevar a plena carga en menos de quince (15) minutos y cuyo objetivo es reponer la Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia. Esta también puede ser provista por demanda interrumpible.

Reserva para Regulación Primaria de Frecuencia: Es la capacidad disponible en el sistema eléctrico de incrementar o disminuir la generación con el objeto de controlar las desviaciones de frecuencia y restablecer el equilibrio entre

generación y demanda eléctrica. Esta reserva se activa casi instantáneamente, automáticamente y de manera descentralizada entre los diferentes participantes en su provisión.

Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia: Es aquella capacidad de incrementar o disminuir la generación disponible en el sistema eléctrico con el objeto de restablecer tanto la frecuencia a su valor nominal como el intercambio de potencia entre áreas de control mediante el denominado control de error de área (ACE - en sus siglas en inglés, Area Control Error). Estas reservas se activan de forma automática y centralizada mediante la actuación de un control automático de la generación (AGC - en sus siglas en inglés, Automatic Generation Control) que envía las consignas a los proveedores de este servicio dentro de cada área de control.

Reserva Rodante: Es la diferencia entre la suma de la capacidad de los recursos de generación sincronizados en el sistema eléctrico y la suma de las potencias realmente entregadas en un momento dado.

Servicios Complementarios: ...

Sistema de Almacenamiento de Energía: Conjunto de dispositivos capaces de convertir la energía eléctrica en una forma de energía que puede ser almacenada y reconvertirla en energía eléctrica para su uso en un período posterior.

Sistema Eléctrico Regional: ...

Sistema Principal de Transmisión: ...

Sistema Secundario de Transmisión: ...

Unidad Generadora: Instalación conectada al sistema eléctrico que produce energía eléctrica a partir de una fuente primaria de energía.

Valor del Agua: ..."

"Artículo 10. Funciones del Operador del Sistema. La principal función...

Para el cumplimiento...

Igualmente, serán...

A....

B....

C....

D....

E. Impartir instrucciones de operación a los recursos de generación e instalaciones de transmisión, incluidas las interconexiones internacionales, con el objetivo de asegurar la continuidad del suministro eléctrico nacional y satisfacer las transacciones resultantes del MEN y el MER.

F...

G...

H. Verificar los costos variables de los recursos de generación de acuerdo con la metodología definida en la normativa correspondiente para tal efecto e informar a la CREE sobre aquellos generadores cuyos costos variables no cumplan con lo establecido en este Reglamento y las Normas Técnicas, o que no representen el costo real de generación.

I. Coordinar, modificar y autorizar, en su caso, los planes de mantenimiento de los recursos de generación y de las instalaciones de transmisión.

J....

K....

L....

M....

N....

O...

P...

Q...

R...

S...

T...

U...

V...

W...

Y...

Z...

La CREE podrá...”

“Artículo 15. Autorización para Suministrar y Obligación de Comprar Potencia Firme. Cada central...

La potencia firme que los Agentes Productores vendan en el MEN o en el MER mediante contratos deberá estar respaldada por la potencia firme de sus propios recursos de generación o por potencia firme comprada a otros Agentes Productores mediante contratos suscritos con ellos. El ODS supervisará y controlará que los Agentes Productores cumplan con estas condiciones, e informará a la CREE de cualquier incumplimiento que detecte, para las acciones que corresponda tomar.

Cada Agente Comprador...”

“Artículo 21. Planificación operativa. La Planificación operativa...

Para realizar la planificación operativa y el cálculo de los Precios Nodales en el Sistema Principal de Transmisión, el ODS utilizará modelos de Programación Hidrotérmica que permitan determinar la planificación de mínimo costo de los recursos de generación, cumpliendo con los criterios de calidad y seguridad”.

“Artículo 23. Herramienta de modelo para la Planificación Operativa de Largo Plazo. La herramienta utilizada...

Los datos que...

A. Parámetros operativos de las plantas hidroeléctricas y de las Centrales Generadoras Híbridas.

B. Características técnicas y económicas (costos variables) de los recursos de generación (plantas térmicas, renovables y renovables no controlables)

C...

D...

E...

F...

G...

H...

El ODS deberá poner a...”

“Artículo 24. Información a remitir al ODS y auditoría técnica de las centrales generadoras. Los Agentes del MEN

con plantas de generación deberán realizar una declaración mensual de los costos variables de sus recursos de generación, el cual podrá ser auditado por la CREE. El ODS llevará a cabo una auditoría técnica para determinar la curva de rendimiento de cada unidad generadora según su nivel de carga y los costos de arranque y parada. Asimismo, el ODS podrá realizar una

auditoría técnica de los parámetros operativos de cualquier tipo de centrales”.

“Artículo 25. Programación Semanal. La programación semanal se realizará una vez por semana, para la siguiente semana de calendario, con un detalle horario. El objetivo de esta es realizar una programación y despacho indicativos de los recursos de generación, así como una estimación de los Precios Nodales en el Sistema Principal de Transmisión.

La Herramienta utilizada...

A...

B. Características técnicas y económicas detalladas de las plantas térmicas, así como las características técnicas y económicas de las Centrales Generadoras Híbridas.

C. Producción horaria esperada de los recursos de generación que utilizan un recurso renovable variable.

D...

E...

F...

El ODS deberá poner a disposición de los Agentes del MEN y de las empresas transmisoras un informe con los resultados obtenidos en la programación semanal”.

“Artículo 27. Descripción del Predespacho Nacional. El Predespacho nacional se realiza con detalle horario el día anterior al despacho físico de los recursos de generación, utilizando como base la demanda horaria prevista en cada nodo, recursos de generación e instalaciones de transmisión declaradas como disponibles teniendo en cuenta los límites operativos asociados a las restricciones de seguridad y los márgenes de reserva y potencia reactiva necesarios para la operación segura del sistema.

El ODS realizará...

Los resultados del...”

“Artículo 28. Entrega de Información por Parte de los Agentes Productores. Antes de las...

La información que...

A. Disponibilidad y condiciones técnicas de los recursos de generación.

B...

C...”

“Artículo 29. Entrega de Información por Parte de las Empresas Transmisoras. Antes de las...

La información que...

A. Las Indisponibilidades del Sistema Principal de Transmisión, incluyendo las de los Sistemas de Almacenamiento de Energía que la empresa transmisora posea.

B...

C...

D...

E...”

“Artículo 31. Horario y Consideraciones Mínimas en la Determinación del Predespacho Nacional. Antes de las...

A. La disponibilidad de los recursos de generación y la producción esperada de las centrales que utilizan un recurso renovable variable y los posibles excedentes de los Usuarios Autoprodutores.

B. Los costos variables de los recursos de generación.

C. Las restricciones técnicas de los recursos de generación.

D...

E...

F...

G...

H...

I. Las características de operación de las Centrales Generadoras Híbridas.

El predespacho se...

El ODS verificará..."

“Artículo 32. Resultados Mínimos del Predespacho Nacional. El Predespacho nacional...

A...

B...

C...

D...

E...

F...

G...

Antes de las 12:30 p.m. de cada día, el ODS publicará en su sitio web los resultados del Predespacho Nacional, de manera que sean accesibles a los Agentes y Empresas Transmisoras del MEN.”

“Artículo 34. Horario e Información Requerida para la Declaración de Contratos Regionales. Antes de las...

Si se trata de una inyección hacia el MER realizada por un contrato, el Agente del MEN deberá identificar los recursos de generación con los que pretende cumplir con su compromiso contractual y el nodo de la RTR donde se propone realizar la inyección de energía.

Si se trata de...”

“Artículo 41. Ofertas en el Mercado de Oportunidad Regional. A partir de...

Para ello, el ODS...

A...

B...

Las ofertas de oportunidad se calcularán a partir de la escalera de inyecciones y retiros resultantes del Predespacho Nacional en cada nodo de la RTR, una vez retiradas las ofertas de cantidad-costo correspondientes a aquellos recursos de generación que, para el mismo Período de Mercado, hayan informado de un compromiso contractual físico de carácter regional”.

“Artículo 45. Verificación y Ajuste del Predespacho Regional. Antes de las...

A...

B...

C...

D...

E...

F...

G. Violaciones a las restricciones técnicas operativas de los recursos de generación a las que se le haya asignado transacciones programadas en el MER como resultado del Predespacho Regional. Estas restricciones deberán ser debidamente justificadas.

De identificarse alguna...”

“Artículo 50. La Operación del Sistema y la Operación Comercial Regional como Actividad Permanente. Como una actividad...

La Gaceta		REPÚBLICA DE HONDURAS - TEGUCIGALPA, M.D.C., 10 DE ABRIL DEL 2025		Sección A Acuerdos y Leyes	
				No. 36,813	
A...		Para realizar el Posdespacho...			
B...					
C...		El objetivo del Posdespacho...			
D...					
E...		Se habilita al ODS...			
F...		Asimismo, el ODS..."			
G. Violaciones a las restricciones técnicas operativas de los recursos de generación a las que se les haya asignado transacciones programadas en el MER como resultado del Predespacho Regional. Estas restricciones deberán ser debidamente justificadas por el OS/OM respectivo."					
"Artículo 53. Operación en Tiempo Real. El ODS podrá realizar modificaciones en el despacho de los recursos de generación en tiempo real por razones de seguridad del sistema.		"Artículo 64. Obligación de Proveer el Servicio. Todos los recursos de generación que cumplan los requisitos técnicos fijados en la Norma Técnica de Servicios Complementarios deberán prestar el servicio de control de frecuencia, aportando la reserva asignada y contando con los equipos de control adecuados para mantener la frecuencia del SIN dentro de los límites establecidos, tanto en condiciones normales como en Condiciones de Emergencia. Los Sistemas de Almacenamiento de Energía que sean parte de Centrales Generadoras Híbridas podrán contribuir al servicio de control de frecuencia".			
Estas modificaciones...					
Asimismo, el ODS..."		"Artículo 65. Regulación Primaria de Frecuencia. Al efecto de proveer la Reserva para Regulación Primaria de Frecuencia, los reguladores de potencia-frecuencia de los recursos de generación deberán permanecer desbloqueados, salvo autorización del ODS".			
"Artículo 56. Posdespacho Nacional. El ODS calculará el Posdespacho Nacional el día siguiente a aquel en que se efectuó el suministro físico de electricidad basándose en la medición comercial, los recursos de generación y activos de transmisión que estuvieron efectivamente disponibles, así como las transacciones regionales realizadas.		"Artículo 66. Regulación Secundaria de Frecuencia. Al efecto de proveer la Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia, los recursos de generación con capacidad nominal igual o superior a ocho (8) MW deberán estar habilitadas para integrarse en el AGC.			
El ODS incluirá en el Posdespacho la energía inyectada en cada Período de Mercado por aquellos recursos de generación despachados como Generación Forzada a costo variable nulo, no interviniendo los costos de este tipo de generación en la formación de los precios del Mercado de Oportunidad.		El margen de Reserva Rodante que debe ser provisto por los recursos de generación será calculado por el ODS,			

A. 15

en coordinación con el EOR, para el día siguiente en el Predespacho. Este margen de Reserva Rodante debe ser asignado a los recursos de generación despachados siguiendo los criterios fijados en la Norma Técnica de Servicios Complementarios”.

“Artículo 67. Reserva Fría. La Reserva Fría será provista por recursos de generación que se puedan arrancar y llevar a plena carga en menos de quince (15) minutos. El objetivo de la Reserva Fría es reponer la Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia. También los Sistemas de Almacenamiento de Energía que sean parte de Centrales Generadoras Híbridas podrán proveer reserva fría.

El margen de Reserva...

Cuando un recurso de generación programado para proveer Reserva Fría sea llamado a producir por el ODS dicho recurso será compensado por los costos incurridos de acuerdo con su declaración de costos variables y de arranque y paro. Estos costos se liquidarán por el ODS a los Agentes Compradores a través del cargo por Servicios Complementarios”.

“Artículo 71. Obligación de proveer el servicio. El ODS deberá...

Los recursos de generación propiedad de Agentes del MEN están obligados a participar en el control de voltaje y deberán seguir las consignas dadas por el ODS mediante el regulador automático de voltaje inyectando o absorbiendo potencia reactiva dentro de los límites impuestos por la curva de funcionamiento de cada unidad generadora. La Norma Técnica de Servicios Complementarios podrá fijar unos niveles

mínimos de inyección y absorción de potencia reactiva para los recursos de generación.

Las Empresas Transmisoras...

Las Empresas Distribuidoras...”

“Artículo 72. Control de Voltaje y potencia reactiva. El ODS debe...

Cuando el ODS detecte que en algún nodo no se puede mantener el voltaje dentro de los límites especificados una vez adoptados todos los medios previstos para el control de potencia reactiva, podrá despachar o redespachar recursos de generación con el criterio de mínimo costo”.

“Artículo 74. Guía de Restablecimiento del Servicio. En el caso de darse una condición de voltaje cero en parte del sistema o en su totalidad, el ODS deberá conducir las operaciones para el restablecimiento del servicio en el SIN. Para ello el ODS elaborará la Guía de Restablecimiento del Servicio donde se especificarán los recursos de generación con capacidad de Arranque en Negro, el proceso de formación en islas de carga e interconexión progresiva de las mismas y las obligaciones de los Agentes del MEN para la prestación del servicio. Los Sistemas de Almacenamiento de Energía que sean parte de Centrales Generadoras Híbridas podrán ser llamados por el ODS a proveer el servicio de arranque en negro.

El ODS coordinará...”

“Artículo 79. Plan anual de mantenimientos. El ODS es...
El ODS elaborará...

Este plan se elaborará siguiendo criterios de minimización de costos y mantenimiento de la seguridad de suministro, evaluando escenarios futuros de inyecciones y retiros con base en las proyecciones de demanda y el Despacho Económico de los recursos de generación existentes y previstos considerando los costos variables auditados e hidráulicidad. El plan anual de mantenimientos deberá justificar que, de acuerdo con los escenarios evaluados, se lograrían alcanzar los niveles mínimos de seguridad de suministro determinados por la energía no suministrada esperada y márgenes de reservas.

El modelo a utilizar será el mismo que el empleado a nivel operativo para la Planificación Operativa de Largo Plazo.

El ODS tendrá de...

El ODS publicará...

El ODS según lo...

El ODS publicará..."

“Artículo 81. Seguimiento de las Indisponibilidades de generación. De acuerdo con el Artículo 28 del presente Reglamento, los Agentes Productores están obligados a comunicar al ODS su estado de disponibilidad para realizar la programación semanal y diaria. El ODS realizará un seguimiento de la disponibilidad registrada por cada recurso de generación. En caso de Indisponibilidades no programadas de larga duración y/o reiteradas por encima de los valores medios históricos de la unidad, el ODS podrá abrir un expediente para determinar posibles responsabilidades y, en su caso, realizar propuesta de sanción a la CREE”.

“Artículo 91. Mercado de contratos regional. Los Agentes productores...

Los Agentes Compradores...

Los contratos de potencia...

Los CNFFF serán despachados...

Los Contratos No Firmes Financieros...

Los CNFFF y los contratos no...

Ningún tipo de contrato regional podrá imponer restricciones físicas al despacho de recursos de generación resultante del Despacho Económico nacional o regional, salvo las derivadas de la contratación de potencia firme en caso de racionamiento por falta de capacidad de generación.

Los contratos regionales..."

“Artículo 101. Comunicación de contratos al ODS. Todos los Agentes...

En relación con sus contratos de potencia firme, los Agentes del MEN deben enviar al ODS la información relativa a la Potencia Firme Contratada, los recursos de generación que respaldan dicho contrato, el Agente Productor y Agente Comprador que suscriben dicho contrato y las fechas de comienzo y finalización de la vigencia del contrato.

En relación con sus..."

“Artículo 117. Gradualidad en la aplicación de los requisitos técnicos relativos a la provisión de Servicios Complementarios por parte de los recursos de generación. Los propietarios de recursos de generación dispondrán de un plazo de un (1) año a partir de la entrada en vigor de la Norma Técnica de Servicios Complementarios para adaptar sus instalaciones de manera que puedan cumplir con los requisitos técnicos relativos a la provisión de Servicios Complementarios”.

“Artículo 118. Potencia firme de contratos suscritos con anterioridad a la entrada en vigencia de la Ley. El ODS calculará anualmente la Potencia Firme de recursos de generación cuyos titulares tengan suscritos contratos con anterioridad a la entrada en vigor de la Ley, siguiendo la metodología descrita en este Reglamento. A pesar de esto, los Agentes Productores en tanto titulares de estos contratos estarán exentos de los derechos y obligaciones relativos a la potencia firme establecidos en este Reglamento. Los Agentes Compradores que se conviertan en la contraparte de estos contratos, podrán declarar esta potencia firme a efectos de cobertura de su Requerimiento de Potencia Firme”.

Sobre el **Reglamento de Tarifas (RT):**

“Artículo 3. Acrónimos. A los efectos de...

...

SAE Sistema de Almacenamiento de Energía

...”

“Artículo 4. Definiciones. Para los efectos de...

Acometida: ...

Activos Regulatorios: ...

Activos Regulatorios Eléctricos: ...

Activos Regulatorios No Eléctricos: ...

Agentes del Mercado Eléctrico Nacional: ...

Agentes del Mercado Eléctrico Regional o Agentes del MER: ...

Alta Tensión: ...

Alumbrado Público: ...

Baja Tensión: ...

Base de Activos Regulatoria: ...

Base Blindada: ...

Base Histórica: ...

Base Incremental: ...

Cálculo Tarifario: ...

Calidad del Producto: ...

Calidad del Servicio: ...

Calidad del Servicio Técnico: ...

Cargos por la Operación del Sistema: ...

Cargos por Uso de la Red de Distribución: ...	Entrada del Servicio Eléctrico: ...
Cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión: ...	Equipo de Medición: ...
Ciclo Tarifario: ...	Esquema de Ajustes Tarifarios: ...
Costo Base de Generación: ...	Estructura Tarifaria: ...
Comisión Reguladora de Energía Eléctrica: ...	Factor K: ...
Consulta Pública: ...	Factor X: ...
Consumidor Calificado: ...	Fecha de Referencia: ...
Consumo de Energía: ...	Ingresos Variables del Sistema Principal de Transmisión: ...
Costo de la Energía no Suministrada: ...	Kilovar-hora: ...
Costos Controlables: ...	Kilovatio: ...
Costos No Controlables: ...	Kilovatio-hora: ...
Cuadro Tarifario: ...	Media Tensión: ...
Día: ...	Mercado Eléctrico Regional: ...
Empresa Distribuidora: ...	Mercado de Oportunidad Regional: ...
Empresa Comercializadora: ...	Mercado de Oportunidad: ...
Empresa Transmisora: ...	Nivel Tarifario: ...
Energía No Suministrada: ...	Peaje de Transmisión: ...

Plan Quinquenal de Negocio: ...

Valor Nuevo de Reemplazo: ...

Planificación de Largo Plazo: ...

Vatio (W): ...

Precio de Referencia de la Potencia: ...

Zona de Operación: ...”

Punto de Entrega: ...

“Artículo 69. Los Activos Regulatorios...

Servicio Eléctrico: ...

a. ...

b. ...

Servicios Complementarios: ...

Sistema de Almacenamiento de Energía: Conjunto de dispositivos capaces de convertir la energía eléctrica en una forma de energía que puede ser almacenada y reconvertirla en energía eléctrica para su uso en un período posterior.

Los Activos Regulatorios Eléctricos (ARE) forman parte de la infraestructura de transmisión y distribución de energía eléctrica y su función está directamente asociada a la prestación del servicio considerado. Los activos de este grupo incluyen: Líneas, equipos de subestaciones, transformadores, equipos de medición, Sistemas de Almacenamiento de Energía, entre otros. Para ser incorporados como Activos Regulatorios Eléctricos, los Sistemas de Almacenamiento de Energía deben estar dedicados exclusivamente a la actividad de distribución o de transmisión.

Sistema Principal de Transmisión: ...

Sistemas Aislados: ...

Tarifa: ...

El valor de dichos...

Tasa de Actualización: ...

El valor de estos activos es...”

Unidad Constructiva: ...

“Artículo 95. La actualización de los...

Usuario Autoprodutor: ...

- Índice de...
- Evolución...
- Costo del...
- Costo del...
- Costo de insumo principal de Sistemas de Almacenamiento de Energía según su tecnología.

Usuario: ...

Valor Agregado de Distribución: ...

La formulación matemática...

$$FAUC = \partial_1 \times \frac{IPC_t}{IPC_0} + \partial_2 \times \frac{TC_t}{TC_0} + \partial_3 \times \frac{IPcu_t}{IPcu_0} \times \frac{TC_t}{TC_0} + \partial_4 \times \frac{IPCal_t}{IPCal_0} \times \frac{TC_t}{TC_0} + \partial_5 \times \frac{IPCbat_t}{IPCbat_0} \times \frac{TC_t}{TC_0}$$

Donde:

∂_1 : ...

∂_2 : ...

∂_3 : ...

∂_4 : ...

∂_5 : Coeficiente de participación del insumo principal de la tecnología de los Sistemas de Almacenamiento de Energía instalada en el factor de ajuste de las Unidades Constructivas

IPC_t : ...

$IPDC_0$: ...

TC_t : ...

TC_0 : ...

$IPcu_t$: ...

$IPcu_0$: ...

$IPal_t$: ...

$IPal_0$: ...

$IPbat_t$: Índice de precios de insumo principal de Sistemas de Almacenamiento de Energía de la tecnología instalada del período t

$IPbat_0$: Índice de precios de insumo principal de Sistemas de Almacenamiento de Energía de la tecnología instalada del período base (0)

Las ponderaciones de cada..."

“Artículo 96. Los ARE correspondientes...

a. ...

b. ...

c. ...

d. ...

e. ...

f. Sistemas de Almacenamiento de Energía y otros equipos”.

“Artículo 120. Con el objetivo de...

a. ...

b. ...

c. ...

d. ...

e. ...

f. **Pérdidas Técnicas – PT**; Porción de las pérdidas de distribución inherente al proceso de distribución, transformación de tensión y medición de la energía en la red de la Empresa Distribuidora, expresada en megavatio-hora – MWh. Estas pérdidas incluirán las pérdidas por el nivel de eficiencia de los Sistemas de Almacenamiento de Energía aprobado por la CREE en consideración de la tecnología utilizada.

g. ...

h. ...”

“Artículo 155. Presentación de información. A fines del mes...

a. ...

b. ...

c. ...

Deberá adjuntar toda...

i. ...

ii. **Costos de distribución**: Costos de inversión, depreciación anual de los activos, costos de operación y mantenimiento, costos comerciales. Se adjuntará información sobre la extensión y tipo de red, cantidad de transformadores, Sistemas de Almacenamiento de Energía incorporados a la red y demás equipamiento utilizado para proveer el servicio de distribución e

información sobre el sistema de medición, facturación y cobranza.

iii. ...

iv. ...

v. ...

vi. ...

vii. ...

La información de costos...”

“Artículo 166. Costos de Operación y Mantenimiento. Los costos de operación y mantenimiento se conforman a partir de cuatro componentes:

a) Costos de Operación y Mantenimiento (COM) propiamente dichos.

b) Costos de Pérdidas de potencia y de energía. Estos costos se recuperan en el cálculo del IVT.

c) Costos asociados al valor esperado de las indemnizaciones que la Empresa Transmisora debe pagar si la calidad del servicio corresponde exactamente a la NT-CT.

d) La valorización de la energía retirada e inyectada a la red por los Sistemas de Almacenamiento de Energía que son activos de transmisión y que se encuentran ubicados en las subestaciones del Sistema Principal de Transmisión”.

“Artículo 173. Forma del cálculo de los Peajes de Transmisión. Los Peajes de...

Los peajes de transmisión...

Para el Cálculo Tarifario, los...

$$Pu_{T230_0} = \frac{IR_{T230} - IVT_{T230}}{P_1 + P_2 + P_{2.5} + P_3 + P_4}$$

Donde:

Pu_{T230_0} : ...

IR_{T230} : ...

IVT_{T230} : ...

P_1 : ...

P_2 : suma de las potencias máximas en el bloque horario punta para las estaciones de transformación 230/138 kV medidas en la barra de 230 kV, descontando la potencia de carga en horario punta de los SAE de transmisión conectados en 138 kV.

$P_{2.5}$: suma de las potencias máximas en el bloque horario punta para las estaciones de transformación 230/69 kV medidas en la barra de 230 kV, descontando la potencia de carga en horario punta de los SAE de transmisión conectados en 69 kV.

P_3 : ...

P_4 : ...

Para las subestaciones de...

$$Pu_{T230/138_0} = \frac{IR_{T230/138}}{P_5}$$

Donde:

$Pu_{T230/138_0}$: ...

$IR_{T230/138}$: ...

P_5 : suma de las potencias máximas en el bloque horario punta para las estaciones de transformación 230/138 kV medidas en la barra de 138 kV, descontando la potencia de carga en horario punta de los SAE de Transmisión conectados en 138 kV.

Los Peajes unitarios...

$$Pu_{T138_0} = \frac{IR_{T138} - IVT_{T138}}{P_6 + P_7 + P_8 + P_9}$$

Donde:

Pu_{T138_0} : ...

IR_{T138} : ...

IVT_{T138} : ...

P_6 : ...

P_7 : suma de las potencias máximas en el bloque horario punta para las estaciones de transformación 138/69 kV medidas en la barra de 138 kV, descontando la potencia de carga en horario punta de los SAE de transmisión conectados en 69 kV.

P_8 : ...

P_9 : ...

Para las subestaciones de...

$$Pu_{T138/690} = \frac{IR_{T138/69}}{P_{10}}$$

Donde:

$Pu_{T138/690}$: ...

$IR_{T138/69}$: ...

P_{10} : suma de las potencias máximas en el bloque horario punta para las estaciones de transformación 138/69 kV medidas en la barra de 69 kV, descontando la potencia de carga en horario punta de los SAE de transmisión conectados en 69 kV.

Los Peajes unitarios para...

$$Pu_{T690} = \frac{IR_{T69} - IVT_{T69}}{P_{11} + P_{12} + P_{13}}$$

Donde:

Pu_{T690} : ...

IR_{T69} : ...

IVT_{T69} : ...

P_{11} : ...

P_{12} : ...

P_{13} : ..."

“Artículo 198. Fórmula de ajuste de las Unidades Constructivas. Para el primer...

∂_1 : ...

∂_2 : ...

∂_3 : ...

∂_4 : ...

∂_5 : 0%”

“Artículo 201. Vida Útil Regulatoria de los Activos. Para el primer...

a. ...

b. ...

c. ...

d. ...

e. ...

f. Sistemas de Almacenamiento de Energía: 20 años”.

Sobre el **Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución (RSED)**:

“Artículo 41. Equipo de Generación y Sistemas de Almacenamiento de Energía. Los Usuarios pueden instalar equipos de generación de energía eléctrica y Sistemas de Almacenamiento de Energía para autoabastecerse parcial o totalmente, ya sea en condiciones normales o ante mantenimientos programados.

El Usuario deberá solicitar a la Empresa Distribuidora la autorización para la conexión de equipo de generación de energía eléctrica o de Sistemas de Almacenamiento de Energía, indicando si su instalación permitirá la inyección de excedentes a la red de distribución. La Empresa Distribuidora dispondrá de un plazo de quince (15) días hábiles a partir de la fecha de recepción de la solicitud para dar por autorizada o rechazada la misma. La Empresa Distribuidora deberá verificar el correcto funcionamiento de las medidas de desconexión entre las instalaciones del Usuario y la red de distribución, para tal fin, podrá realizar las inspecciones que correspondan.

Si la conexión es autorizada, la Empresa Distribuidora informará al Usuario las condiciones técnicas para la operación del equipo de generación de energía eléctrica o del Sistema de Almacenamiento de Energía. En caso de ser necesaria la realización de obras para eliminar limitaciones técnicas en la red que impidan la conexión de los equipos, se deberá seguir el procedimiento descrito en el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica.

Si la instalación del Usuario permite la inyección de excedentes dentro de los límites establecidos en Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica, este será considerado un

Usuario Autoprodutor. Por lo tanto, la Empresa Distribuidora deberá instalar un Equipo de Medición bidireccional previo a la operación del equipo de generación de energía eléctrica. En caso de que la Empresa Distribuidora no cuente con el Equipo de Medición bidireccional, el solicitante podrá suministrarlo con base en los criterios definidos en el Artículo 19 del presente reglamento.

Posterior a la instalación del...

Todos los usuarios que instalen Sistemas de Almacenamiento de Energía deberán cumplir con los requisitos técnicos y de seguridad establecidos en la normativa, incluyendo, pero no limitado a, sistemas que permitan la medición, el monitoreo y control del flujo de la energía almacenada y la energía intercambiada con la red.

La Empresa Distribuidora deberá...”

Sobre la **Norma Técnica de Potencia Firme (NT-PF)**:

“Artículo 1. Alcance. El objeto de esta norma técnica es definir las metodologías que el Operador del Sistema 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 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”.

“Artículo 2. Definiciones. Para efectos de esta norma se utilizarán los términos definidos a continuación y los definidos en la Ley General de la Industria Eléctrica y en su reglamento y en el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista.

Período de Máximo Requerimiento Térmico: Es un período de 12 semanas no necesariamente consecutivas en un año en que es máxima la cantidad de energía compuesta por los elementos siguientes: La energía generada por el conjunto de las centrales térmicas que usan combustibles fósiles, más la energía de las importaciones no pactadas mediante contratos firmes, más cualquier energía no suministrada por déficit de capacidad de generación con respecto a la demanda. El Operador del Sistema identificará el lapso en que se produce dicho máximo requerimiento térmico aplicando el procedimiento descrito en el artículo 9 de esta norma.

Período Crítico del Sistema: Es un conjunto de horas del año dentro del período de máximo requerimiento térmico en el cual se producen valores mínimos del margen de la potencia de generación disponible por sobre el requerimiento horario de potencia del sistema.

Potencia Firme de una Central Generadora: Es aquella potencia que la central puede aportar al sistema eléctrico con un alto grado de seguridad durante las horas del período crítico del sistema.

Requerimiento de Potencia Firme: Es la demanda de potencia de un agente comprador 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”.

“Artículo 7. Clasificación de centrales generadoras. Para los propósitos del cálculo de la potencia firme, las centrales generadoras se clasifican como sigue:

- a. Centrales térmicas, no asociadas a procesos de cogeneración que utilizan combustibles fósiles, o centrales que utilizan biomasa o biomasa más combustibles fósiles no asociadas a procesos de cogeneración que operan todo el año y centrales geotérmicas.
- b. Cogeneradores
- c. Centrales generadoras que utilizan como fuente de energía recursos renovables diferentes de la geotermia:
 - i. Centrales sin capacidad de almacenamiento de energía de la fuente primaria de energía, ni capacidad de regulación.
 - ii. Centrales con capacidad de almacenamiento de energía de la fuente primaria de energía y capacidad de regulación diaria, semanal o mensual.
- d. Centrales generadoras híbridas, que son centrales generadoras a las que se les ha asociado un sistema de almacenamiento de energía”.

“Artículo 8. Bases para el cálculo de potencia firme del informe. Como base para el cálculo de la potencia firme de las centrales generadoras para el siguiente año calendario, el Operador del Sistema simulará el despacho económico del sistema para ese año con el mismo modelo computacional y los mismos datos que utiliza la más reciente estimación anual para la planificación operativa de largo plazo, pero sin incluir la red.

El modelo computacional que utilice el Operador del Sistema para la simulación deberá tener la capacidad de modelar

todos los tipos de recursos disponibles en el sistema eléctrico, en particular las centrales hidroeléctricas con embalse, las centrales eólicas y solares, los sistemas de almacenamiento de energía asociados a la transmisión y las centrales generadoras híbridas. La simulación incluirá la optimización de la gestión de cada recurso, en particular la optimización de la gestión de los embalses de centrales hidroeléctricas tradicionales y la optimización de la operación de las centrales generadoras híbridas, para así minimizar los costos de operación del sistema. Para esta optimización, que será parte del despacho óptimo de todo el sistema eléctrico, el programa de cómputo deberá gestionar el proceso de carga y de descarga del o de los sistemas de almacenamiento de energía asociados.

El Operador del Sistema hará la simulación por etapas sucesivas de una semana, una vez que haya recibido de las empresas generadoras la información sobre los aportes de la fuente de energía que utilizan, organizada en etapas semanales como se indica en el Artículo 18 de esta norma.

El Operador del Sistema usará la proyección de la demanda que haya utilizado para la planificación operativa de largo plazo del año en estudio y simulará la operación con una discretización horaria.

Para determinar los costos variables de las centrales térmicas, el Operador del Sistema aplicará lo dispuesto en la Sección 4 de la Norma Técnica de Programación de la Operación y en particular el Anexo 3 de dicha norma, que se refiere a costos variables de generación.

Para proyectos nuevos o modificación 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 Operador del Sistema toda la información sobre los mismos a fin de que éste la incluya en la simulación de la operación del sistema y que determine las respectivas potencias firmes y requerimientos de potencia firme.

Cuando las nuevas centrales o sus modificaciones o proyectos de consumidores calificados entren en servicio en una fecha posterior al inicio del lapso de tiempo dentro del cual tiene lugar el período de máximo requerimiento térmico, el Operador del Sistema podrá calcular la potencia firme de la central o el requerimiento de potencia firme del consumidor calificado con base en la simulación del despacho económico del sistema extendida o el máximo requerimiento de potencia proyectado del SIN en período crítico, ambos para el año subsiguiente al de aplicación del informe de potencia firme, según corresponde, manteniendo el mismo período de máximo requerimiento térmico y período crítico del sistema identificados en tal informe.

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 a excepción del caso de las centrales que generan con biomasa. En este último caso, el aporte de energía estará basado en un pronóstico del recurso primario para el año en estudio. Dichos escenarios consistirán para las centrales hidroeléctricas, en series de caudales en metros cúbicos por segundo generados sintéticamente y para las centrales eólicas y solares fotovoltaicas en series de potencias horarias generadas también sintéticamente. En ambos casos, el Operador del Sistema utilizará programas de cómputo apropiados para generar las series sintéticas. El

Operador del Sistema deberá proponer dichos programas a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) para su aprobación.

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.

La simulación deberá optimizar la operación de cada central generadora híbrida, optimización que será parte del despacho óptimo de todo el sistema eléctrico. El programa de cómputo deberá gestionar el proceso de carga y de descarga del o de los sistemas de almacenamiento de energía asociados”.

“Artículo 9. Determinación del período de máximo requerimiento térmico. La simulación del despacho económico para el año en estudio dará como resultados las cantidades de energías generadas por cada central en cada etapa semanal para cada escenario. Con base en dichos resultados, a continuación, se describe el procedimiento que el Operador del Sistema utilizará para determinar el período de máximo requerimiento térmico del sistema:

1. En primer lugar, determinará para cada etapa semanal en cada uno de los 100 escenarios, la cantidad de energía descrita en el artículo 2.
2. Seguidamente, determinará para cada escenario 49 conjuntos de cuatro semanas consecutivas cada uno, donde cada conjunto representa la cantidad de energía de las semanas que lo componen. El primer conjunto iniciará el primer lunes del año en estudio, luego el segundo conjunto iniciará el segundo lunes y así de manera sucesiva hasta completar dicho año.

3. Luego, calculará el promedio de energía de los 20 escenarios que representen el mayor requerimiento térmico en el año para cada uno de los 49 conjuntos definidos conforme al numeral 2 precedente. Seguidamente dichos promedios de energía serán ordenados de manera descendente.
4. Posteriormente, identificará y seleccionará los tres conjuntos de cuatro semanas consecutivas para el cual dicho valor de energía promedio es máximo, asegurando que estos conjuntos no se traslapen entre sí.
5. Finalmente, los tres conjuntos seleccionados según el numeral anterior definirán el período de máximo requerimiento térmico del sistema, el cual resultará en un total de 12 semanas”.

“Artículo 10. Determinación del período crítico del sistema.

Una vez determinado el lapso en que se produce el máximo requerimiento térmico, el Operador del Sistema deberá realizar el procedimiento que se describe a continuación para determinar el periodo crítico del sistema del año de estudio:

1. Primero se calculará, para cada hora dentro del período de máximo requerimiento térmico, el margen de reserva entre la capacidad de generación total disponible en el sistema y el requerimiento de potencia del sistema:

$$M_t = \left(\sum_{i=1}^N P_{it} \right) - R_t$$

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;

R_t : es el requerimiento de potencia del sistema eléctrico proyectado por el Operador del Sistema para la hora t del año de estudio.

Con el objetivo de realizar este cálculo el Operador del Sistema deberá considerar lo siguiente:

- a. Tomará la importación neta como una central del sistema. 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. El Operador del Sistema considerará únicamente aquellas importaciones y exportaciones pactadas mediante contratos firmes regionales.
- b. La potencia disponible de cada central se determinará en función de su tecnología como a continuación se describe:
 - i. 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 y el nivel del embalse.
 - ii. Para las centrales hidroeléctricas sin capacidad de almacenamiento ni regulación considerará para el año de estudio, la capacidad instalada, la disponibilidad del recurso primario, los mantenimientos programados y el factor de indisponibilidad forzada proyectado.
 - iii. Para las centrales térmicas que utilizan combustibles fósiles, cogeneradores, 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, los mantenimientos

programados y el factor de indisponibilidad forzada proyectado.

- iv. Para las centrales eólicas y solares considerará únicamente la capacidad instalada y la disponibilidad del recurso primario para el año en estudio.
- v. Para las centrales generadoras híbridas, considerará la capacidad instalada, la disponibilidad del recurso primario, los mantenimientos programados y el factor de indisponibilidad forzada proyectado, más la potencia máxima que puede producir el sistema de almacenamiento de energía en la descarga, sujeto a que la potencia horaria disponible no podrá superar la potencia máxima de inyección de la central generadora híbrida.

El Operador del Sistema podrá determinar los factores de indisponibilidad forzada de los agentes productores y niveles de embalse de centrales hidroeléctricas ya sea requiriéndoles la información necesaria o con base en registros propios.

2. Enseguida, el Operador del Sistema utilizará 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 propuesta de la referida modificación para aprobación de la CREE. Una vez definido el valor M_0 , el Operador del Sistema identificará todas las horas dentro del período de máximo requerimiento térmico para las cuales $M_t \leq M_0$ y las denominará horas incidentes (H_{inc}).

3. Posteriormente, se definirá una semana modelo de horas críticas que estará conformada por dos bloques de días definidos de la siguiente manera:

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.

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.

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.

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.

Para efectos de esta norma se entenderán por horas uniformes a las H_{inc} que aparezcan en dos días consecutivos dentro del mismo bloque y que a su vez sea adyacente a otra H_{inc} identificada en el mismo día.

4. A continuación, el Operador del Sistema identificará el total de horas críticas del sistema, como sigue:

Replicará la semana modelo definida en 3 en las 12 semanas identificadas como período de máximo requerimiento térmico.

De considerar el Operador del Sistema que se requieren modificar los criterios dispuestos en los numerales 3 y 4 precedentes para la determinación del período crítico del sistema, el Operador del Sistema deberá justificarlo en los informes de potencia firme correspondientes y recibir aprobación de la CREE”.

“Artículo 11. Determinación del factor de disponibilidad promedio anual y definición de potencia efectiva. En el proceso de determinar la potencia firme de las centrales, el Operador del Sistema utilizará el factor de disponibilidad de cada central como se explica más adelante.

El Operador del Sistema calculará el factor de disponibilidad de una central usando la siguiente expresión:

$$D = (1 - \Delta D)$$

Donde ΔD es la reducción de disponibilidad de la central durante el año en estudio.

El Operador del Sistema considerará las siguientes cuatro causas de reducción de disponibilidad: (1) Los mantenimientos programados consistentes en mantenimientos mayores para el año de estudio y mantenimientos menores de los últimos dos años, incluyendo los de las líneas radiales propiedad del agente productor que conectan la central generadora a la red de transmisión o a la red de distribución según corresponda; (2) las indisponibilidades forzadas, incluyendo las fallas de las líneas radiales mencionadas en el numeral anterior; (3) cualquier reducción temporal de la capacidad disponible de unidades generadoras no asociada a ninguna de las otras causas; y, (4) cualquier reducción de capacidad asociada a una afectación en el suministro de la fuente primaria de energía, sea esta debida

a retrasos, interrupciones o disminuciones. Esta última causa será considerada únicamente para centrales térmicas que usan combustibles fósiles, cogeneradores, centrales que utilizan biomasa o biomasa más combustibles fósiles y que operan todo el año y para las centrales geotérmicas.

El Operador del Sistema calculará la tasa de reducción de disponibilidad debida a mantenimientos programados con la expresión siguiente:

$$\Delta DM = \sum_{i=1}^{NMa} \frac{HMa_i \times \frac{RMa_i}{K}}{HA} + \sum_{j=1}^{NMe} \frac{HMe_j \times \frac{RMe_j}{K}}{HT_{24m}}$$

Donde NMa es el número de intervenciones de mantenimiento mayor incluidas en el programa de mantenimiento de la central, aprobado por el Operador del Sistema para el año en estudio; HMa_i son las horas de indisponibilidad por mantenimiento mayor en la ocasión i ; RMa_i es la reducción de capacidad en kW o en MW en la ocasión i ; K es la potencia efectiva de la central; HA es el número de horas del año en estudio; NMe es el número de intervenciones de mantenimiento menor basado en los registros de operación de la central de los últimos 24 meses calendario; HMe_j son las horas de indisponibilidad por mantenimiento menor en la ocasión j ; RMe_j es la reducción de capacidad en kW o en MW en la ocasión j ; HT_{24m} es el número total de horas del período de 24 meses en que se basan los registros de operación utilizados.

El Operador del Sistema calculará también la reducción de disponibilidad debida a las tres últimas causas listadas arriba basándose en los registros de operación de la central de los últimos 24 meses calendario. La reducción de disponibilidad por esas tres causas la calculará como sigue:

$$\Delta DT = \sum_{l=1}^{NT} \frac{HT_l \times \frac{RT_l}{K}}{HT_{24m}}$$

Donde ΔDT es la tasa de indisponibilidad debida a esas tres últimas causas; el subíndice l indica las ocasiones en que cada unidad generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía salió de servicio por alguna de esas tres causas durante el período de 24 meses considerado; NT es el número total de ocasiones de reducción de capacidad por las tres causas mencionadas; HT_l es la duración en horas de la reducción de capacidad en la ocasión l ; RT_l es la reducción de capacidad en kW o en MW en la ocasión l ; HT_{24m} es el número total de horas del período de 24 meses en que se basan los registros de operación utilizados para el cálculo.

Por potencia efectiva de una central se entenderá la potencia máxima neta que puede entregar a la red una central generadora bajo condiciones de período crítico 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. Mientras no se haya efectuado una prueba de potencia efectiva, el Operador del Sistema determinará la potencia efectiva de una central con base en los datos del medidor comercial de la misma, aplicando el procedimiento siguiente:

1. Tomará los datos horarios del medidor comercial de la central de los últimos 24 meses y determinará valores promedio aplicando una media móvil sobre subconjuntos de 3 horas.
2. Posteriormente, de los datos resultantes seleccionará el máximo valor como la potencia efectiva (K) de la central.

La reducción de disponibilidad de la central para el año en estudio viene entonces dada por la expresión siguiente:

$$\Delta D = \Delta DM + \Delta DT$$

El factor de disponibilidad de una central proyectado para el año en estudio será entonces:

$$D = 1 - \sum_{i=1}^{NMa} \frac{HMa_i \times \frac{RMa_i}{K}}{HA} - \sum_{j=1}^{NMe} \frac{HMe_j \times \frac{RMe_j}{K}}{HT_{24m}} - \sum_{l=1}^{NT} \frac{HT_l \times \frac{RT_l}{K}}{HT_{24m}}$$

“**Artículo 12. Monitorización de la potencia efectiva.** El Operador del Sistema monitorizará la disponibilidad de la potencia efectiva de cada central por los medios siguientes:

- a. ...
- b. ...
- c. ...
- d. ...
- e. Para el caso de las centrales generadoras híbridas, la monitorización de la potencia efectiva deberá realizarse fuera del período de carga.

En su base de datos de la generación, el Operador del Sistema mantendrá el valor de la potencia efectiva de cada unidad generadora, Sistema de Almacenamiento de Energía asociado a las centrales generadoras híbridas y la capacidad máxima de inyección de cada central generadora. El Operador del Sistema verificará ese valor durante la operación del sistema por los medios descritos al inicio del presente artículo.

Además, el Operador del Sistema...

El Operador del Sistema programará...

Al elaborar el programa de pruebas...

El Operador del Sistema deberá...

Si los resultados de cualquier...

El Operador del Sistema podrá...”

“**Artículo 13. Determinación de la potencia firme de centrales térmicas no asociadas a procesos de cogeneración, geotérmicas y biomasa no estacional.** Para las centrales térmicas no asociadas a procesos de cogeneración que utilizan combustibles fósiles, para las centrales térmicas que utilizan biomasa o biomasa más combustibles fósiles no asociadas a procesos de cogeneración y que operan todo el año y para las centrales geotérmicas, todas las anteriores siempre que no cuenten con sistemas de almacenamiento de energía, el Operador del Sistema calculará la potencia firme de cada central 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 de la central, calculado por el Operador del Sistema para el año en estudio como se indicó en el artículo 11; y K es la potencia efectiva de la central en kW o en MW.

Para Centrales Generadoras Híbridas formadas por una central generadora térmica, geotérmicas y biomasa no estacional, a la cual se ha incorporado un sistema de almacenamiento de energía, el Operador del Sistema tomará el mayor de los dos valores siguientes: (1) la potencia resultante de dividir el promedio de energía generada por la central en los 100 escenarios utilizados durante el período crítico por las horas del período crítico; y, (2) el resultado de la potencia firme

calculada conforme con el procedimiento descrito para la central térmica sin considerar el sistema de almacenamiento de energía.

Para centrales térmicas nuevas que entren en operación, el Operador del Sistema calculará la potencia firme en el primer año de funcionamiento aplicando un factor de disponibilidad promedio anual de centrales nuevas de la misma tecnología, tomado de una fuente internacional o de información histórica de centrales generadoras del SIN que cuentan con características semejantes. El Operador del Sistema podrá someter la fuente de información para definir dicho factor de disponibilidad a aprobación de la CREE. 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 método general descrito en el artículo 11 y en este artículo.

Para centrales térmicas existentes que estén fuera de operación y que planifican operar nuevamente en el año de aplicación del informe de potencia firme, el Operador del Sistema podrá calcular su potencia firme aplicando las metodologías de cálculo descritas en el artículo 11 y en el presente artículo. Los datos para realizar dichos cálculos se podrán basar en información histórica disponible. En caso de que una central existente que se encuentre en operación planifique incorporar un sistema de almacenamiento de energía en el transcurso del año de estudio, el Operador del Sistema calculará para el informe anual un valor de potencia firme con y sin sistema de almacenamiento de energía.”

“Artículo 13 bis. Reconocimiento de Potencia Firme de Cogeneradores. El Operador del Sistema calculará la potencia

firme de cada central cogeneradora que no cuenta con sistemas de almacenamiento de energía usando la siguiente expresión:

$$F = D \times K_{CO}$$

Donde:

F : es la potencia firme de la central, en kW o en MW.

D : es el factor de disponibilidad de la central, calculado por el Operador del Sistema para el año en estudio según la metodología indicada en el artículo 11 de esta norma técnica.

En el caso de los Cogeneradores Estacionales, se deberá acotar el período de análisis a el período de máximo requerimiento térmico para el año en estudio.

K_{CO} : es la potencia efectiva neta de la central en kW o en MW.

La potencia efectiva neta de la central se calcula como:

$$K_{CO} = \text{Max}(K - D_{max}, 0)$$

Donde:

K_{CO} : es la potencia efectiva neta de la central en kW o en MW.

K : es la potencia efectiva de la central en kW o en MW.

D_{max} : es la demanda máxima asociada a los procesos industriales del Cogenerador determinada por el Operador del Sistema para el año en curso. Será estimada por el Operador del Sistema como el máximo valor histórico observado de la diferencia entre la medición asociada a los activos de generación del Cogenerador y la medición comercial bidireccional, durante el período del último año calendario, pero acotando el período de análisis a las horas pertenecientes al período crítico.

Para Centrales Generadoras Híbridas formadas por una central cogeneradora a la cual se ha incorporado un sistema de almacenamiento de energía, el Operador del Sistema tomará el mayor de los dos valores siguientes: (1) la potencia resultante

de dividir el promedio de energía generada (excedente) por la central en los 100 escenarios utilizados durante el período crítico por las horas del periodo crítico; y, (2) la potencia firme calculada conforme con el procedimiento descrito para la central cogeneradora sin considerar el sistema de almacenamiento de energía.

Para Cogeneradores nuevos que entren en operación, el Operador del Sistema calculará la potencia firme en el primer año de funcionamiento aplicando un factor de disponibilidad promedio anual de centrales nuevas de la misma tecnología, tomando de una fuente internacional o de información histórica de centrales cogeneradoras del SIN que cuentan con características semejantes. El Operador del Sistema podrá someter la fuente de información para definir dicho factor de disponibilidad a aprobación de la CREE. 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 método general descrito en el artículo 11 y en este artículo. En el caso de Cogeneradores nuevos, que no cuenten con mediciones históricas disponibles o que prevean modificar su proceso industrial, estos deberán presentar mediante declaración jurada, su estimación de demanda máxima asociada a los procesos industriales.

Para Cogeneradores existentes que estén fuera de operación y que planifican operar nuevamente en el año de aplicación del informe de potencia firme, el Operador del Sistema podrá calcular su potencia firme aplicando las metodologías de cálculo descritas en el artículo 11 y en el presente artículo. Los datos para realizar dichos cálculos se podrán basar en información histórica disponible. En caso de que una central

cogeneradora existente que se encuentre en operación planifique incorporar un sistema de almacenamiento de energía en el transcurso del año de estudio, el Operador del Sistema calculará para el informe anual un valor de potencia firme con y sin sistema de almacenamiento de energía.

El Operador del Sistema deberá incorporar el resultado del cálculo de la potencia firme reconocida para las centrales de cogeneración, consideradas en el presente artículo, dentro del Informe de Potencia Firme de Centrales Generadoras, tanto en su versión preliminar como en la versión final.”

“Artículo 15. Determinación de la potencia firme de centrales hidroeléctricas no híbridas sin capacidad de almacenamiento ni regulación y con capacidad de almacenamiento y regulación diaria o semanal. Para las centrales hidroeléctricas sin ninguna capacidad de almacenamiento ni de regulación, el Operador del Sistema tomará la energía generada por la central en el período de máximo requerimiento térmico, de acuerdo con el procedimiento descrito en el numeral 1 del artículo 14 y la dividirá entre las horas totales del conjunto de 12 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 o semanal, el Operador del Sistema tomará la energía generada por la central en el período crítico del sistema, de acuerdo con el procedimiento descrito en el numeral 2 del artículo 14 y la dividirá entre las horas totales del período crítico para obtener un valor de potencia.

En ambos casos, el Operador del Sistema comparará la potencia así obtenida con el producto de la potencia efectiva

de la central por su factor de disponibilidad anual promedio y tomará el menor de los valores resultantes 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 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”.

“Artículo 16. Determinación de la potencia firme de centrales eólicas y solares. Para las centrales eólicas y solares fotovoltaicas y las centrales generadoras híbridas que utilicen como insumo fuente primaria de energía solar o eólica, el Operador del Sistema determinará la cantidad de energía generada por cada central durante el período de 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.

Enseguida, procederá a determinar para cada central generadora a la que hace referencia este artículo, las potencias horarias generadas de forma sintética a lo largo del período de máximo requerimiento térmico ante el escenario identificado. Luego, el Operador del Sistema calculará para cada central el valor promedio de las potencias horarias generadas únicamente en las horas del período crítico. El valor resultante será la potencia firme de la central”.

“Artículo 17 bis. Determinación de la potencia firme de centrales generadoras híbridas hidroeléctricas. Para centrales generadoras híbridas hidroeléctricas, el Operador del Sistema determinará la cantidad de energía inyectada por cada central durante el período de 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.

Enseguida, procederá a determinar para cada central generadora híbrida hidroeléctrica las potencias horarias generadas de forma sintética a lo largo del período de máximo requerimiento térmico ante el escenario identificado. Luego, el Operador del Sistema calculará para cada central el valor promedio de las potencias horarias generadas únicamente en las horas del período crítico y sumará el valor de la potencia promedio provista por la central en la simulación como reserva secundaria de frecuencia para subir durante esas horas”.

“Artículo 22. Determinación de la potencia firme disponible mensual de las centrales generadoras no asociadas a procesos de cogeneración. Para efectos de la determinación de la potencia firme disponible de una central durante el mes m se definirá el período crítico del mes tomando la semana modelo de horas críticas del informe de potencia firme aplicable, la cual resulta de emplear el procedimiento detallado en el artículo 10 y replicando lo establecido en esta semana a lo largo del mes m según el tipo de día.

Para determinar la potencia firme que tuvo disponible durante el mes m una central térmica no asociada a procesos de cogeneración que utiliza combustibles fósiles, una central que utiliza biomasa o una central que utiliza biomasa más

combustibles fósiles no asociada a procesos de cogeneración y que opera todo el año, o una central geotérmica, sea híbrida o no, el Operador del Sistema tomará el menor de los dos valores siguientes: (1) la potencia firme de la central, publicada por el Operador del Sistema en su informe definitivo de potencia firme de centrales generadoras; o, (2) el producto del factor de disponibilidad de la central determinado para el mes m multiplicado por su potencia efectiva como indica la siguiente expresión:

$$F_m = D_m \times K$$

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.

Para determinar la potencia firme que tuvo disponible durante el mes una central eólica o solar fotovoltaica y las centrales generadoras híbridas que utilicen como insumo fuente primaria de energía solar o eólica, el Operador del Sistema tomará como valor de potencia firme disponible el menor entre (1) la potencia firme de la central publicada en el informe definitivo de potencia firme; y, (2) el promedio de la potencia neta horaria generada por la central durante el período crítico del mes.

Para determinar la potencia firme que tuvo disponible durante el mes una central hidroeléctrica, el Operador del Sistema realizará el procedimiento que a continuación se describe:

- A. Para centrales sin capacidad de almacenamiento ni de regulación, tomará la energía neta generada durante el mes y este valor lo dividirá entre el total de horas del mes.
- B. Para centrales con capacidad de almacenamiento y regulación, tomará la energía neta generada por la central durante el período crítico del mes dividida entre el total de horas críticas del mismo mes y sumará

el valor de potencia promedio correspondiente a la reserva secundaria para subir proveída por la central al sistema durante este período.

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 de acuerdo con el procedimiento descrito en el artículo 21.

Obtenido el factor de disponibilidad de la central, calculará el producto $F_m = D_m \times K$ 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 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 por la potencia efectiva de la central, denominado F_m .

En el caso de que una central haya comenzado a operar en el transcurso del mes y esté incluida en el informe definitivo de potencia firme, el Operador del Sistema realizará el cálculo de la potencia firme disponible de manera proporcional, considerando que la central estuvo indisponible desde el inicio del mes hasta la fecha en que haya comenzado a operar.

En caso de que una central haya incorporado un sistema de almacenamiento de energía en el transcurso del mes y

este incluida en el informe definitivo de potencia firme, el Operador del Sistema realizará el cálculo de la potencia firme disponible de manera proporcional el periodo en que el sistema de almacenamiento de energía no había sido incorporado y al periodo tras su incorporación.

Para el caso de centrales o modificaciones de capacidad de centrales que no se encuentren en el informe definitivo de potencia firme, el Operador del Sistema podrá determinar su potencia firme disponible mensual utilizando las metodologías de cálculo que corresponden en función de su tecnología previa aprobación de la CREE. Mientras no se haya efectuado una prueba de potencia efectiva, el Operador del Sistema podrá determinar la potencia efectiva de la central como lo dispone el artículo 11.

En caso de que durante el año se determine un nuevo valor de potencia efectiva de una central producto de la realización de una prueba de potencia efectiva, el Operador del Sistema tomará en consideración el nuevo valor para actualizar la potencia firme de la central del informe de potencia firme y calcular su potencia firme disponible mensual a partir del mes siguiente”.

“Artículo 22 bis. Determinación de la Potencia Firme Disponible Mensual de Cogeneradores. Para determinar la potencia firme que tuvo disponible durante el mes m una central cogeneradora, sea híbrida o no, que adquiere el suministro de su Consumo Propio del Cogenerador por medio de una solicitud de servicio ante la Empresa Distribuidora, el Operador del Sistema tomará el menor de los dos valores siguientes: (1) la potencia firme de la central, publicada por el Operador del Sistema en su informe definitivo de potencia firme de centrales generadoras; o, (2) el producto del factor

de disponibilidad de la central determinado para el mes multiplicado por su potencia efectiva como indica la siguiente expresión:

$$F_m = D_m \times K_{co}$$

Donde:

F_m : es la potencia firme mensual de la central, en kW o en MW.

D_m : es el factor de disponibilidad mensual de la central durante el mes, calculado por el Operador del Sistema según la metodología indicada en el artículo 21 de la NT-PF.

K_{co} : es la potencia efectiva neta de la central en kW o MW del mes.

La potencia efectiva neta de la central se calcula como:

$$K_{co} = \text{Max} (K - D_{max}, 0)$$

Donde:

K_{co} : es la potencia efectiva neta de la central en kW o en MW del mes.

K : es la potencia efectiva de la central en kW o en MW.

D_{max} : es la demanda máxima asociada a los procesos industriales del Cogenerador determinada por el Operador del Sistema. Será estimada por el Operador del Sistema como el máximo valor observado de la diferencia entre la medición asociada a los activos de generación del Cogenerador y la medición comercial bidireccional del agente durante el mes.

Para efectos de la determinación de la potencia firme disponible de una central cogeneradora durante el mes m se definirá el período crítico del mes tomando la semana modelo de horas críticas del informe de potencia firme aplicable, la cual resulta de emplear el procedimiento detallado en el artículo 10 y replicando lo establecido en esta semana a lo largo del mes m según el tipo de día.

En el caso de que una central cogeneradora haya comenzado a operar en el transcurso del mes y esté incluida en el informe definitivo de potencia firme, el Operador del Sistema realizará el cálculo de la potencia firme disponible de manera proporcional, considerando que la central estuvo indisponible desde el inicio del mes hasta la fecha en que haya comenzado a operar.

En caso de que una central haya incorporado un sistema de almacenamiento de energía en el transcurso del mes y este incluida en el informe definitivo de potencia firme, el Operador del Sistema realizará el cálculo de la potencia firme disponible de manera proporcional el periodo en que el sistema de almacenamiento de energía no había sido incorporado y al periodo tras su incorporación.

Para el caso de centrales cogeneradoras o modificaciones de capacidad de centrales de cogeneración que no se

encuentren en el informe definitivo de potencia firme, el Operador del Sistema podrá determinar su potencia firme disponible mensual utilizando las metodologías de cálculo que corresponden en función de su tecnología previa aprobación de la CREE. Mientras no se haya efectuado una prueba de potencia efectiva, el Operador del Sistema podrá determinar la potencia efectiva de la central como lo dispone el artículo 11 de la presente norma.

En caso de que durante el año se determine un nuevo valor de potencia efectiva de una central, producto de la realización de una prueba de potencia efectiva, el Operador del Sistema tomará en consideración el nuevo valor para actualizar la potencia firme de la central del informe de potencia firme y calcular su potencia firme disponible mensual a partir del mes siguiente”.

Sobre la **Norma Técnica de Programación de la Operación (NT-PO):**

“1.1 Acrónimos-Abreviaturas

AGC	Control Automático de Generación (en inglés, “Automatic Generation Control”)
CREE	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica
CCSDM	Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo para el SIN
DI	Demanda Interrumpible
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
EOR	Ente Operador Regional del MER
MAE	Error Absoluto Medio
MAPE	Error Porcentual Absoluto Medio
MEN	Mercado Eléctrico Nacional
MER	Mercado Eléctrico Regional
NT-PO	Norma Técnica de Programación de la Operación
NT-SSCC	Norma Técnica de Servicios Complementarios
ODS	Operador del Sistema
OS/OM	Operador del Sistema y del Mercado Nacional, en el MER
RMER	Reglamento del Mercado Eléctrico Regional
ROM	Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista
RTR	Red de Transmisión Regional
SAE	Sistema de Almacenamiento de Energía
SCADA	Sistema de Control de Supervisión y Adquisición de Datos (en inglés, “Supervisory Control and Data Acquisition System”)
SIN	Sistema Interconectado Nacional de Honduras
SSCC	Servicios Complementarios

“	Costo Variable de Generación: ...
“1.2 Definiciones	
Sin perjuicio y sin limitar...	Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo (CCSDM): ...
Agente Comprador: ...	Demanda Interrumpible: ...
Agentes del Mercado Eléctrico Nacional: ...	Despacho Económico: ...
Central Generadora: Es un conjunto de unidades generadoras que se encuentran en un mismo lugar y que están bajo la responsabilidad de un mismo operador. Estas centrales generadoras pueden o no incluir sistemas de almacenamiento de energía, en caso de que lo hagan se denominan Centrales Generadoras Híbridas.	Empresa Comercializadora: ...
Central Generadora Híbrida: Tipo de central generadora que incluye un Sistema de Almacenamiento de Energía que solo puede cargarse con energía producida por las unidades de la propia central generadora.	Empresa Distribuidora: ...
Centro de Despacho: ...	Empresa Generadora: ...
Congestión: ...	Empresa Transmisora: ...
Consumo Específico de Combustible: ...	Estado de Alerta: ...
Consumo Propio de Generación: ...	Estado de Apagón: ...
Contrato Firme Regional: ...	Estado de Emergencia: ...
Contrato Pre-existente: ...	Estado de Restablecimiento: ...
Coordinado: ...	Estudios de Seguridad Operativa: ...
Costo de Arranque y Parada: ...	Generación Forzada: Es la energía producida por aquellos recursos de generación obligados a operar fuera del Despacho Económico por causa de restricciones técnicas, operativas, de calidad o de confiabilidad.
	Generación Programada: ...

Generación Renovable No Controlable o Generación Renovable Variable: ...

Informe del Posdespacho Operativo: ...

Norma Técnica de Mantenimientos: ...

Operación de Emergencia: ...

Operación en Tiempo Real: ...

Operación Normal: ...

Planificación Operativa de Largo Plazo: ...

Potencia Efectiva: De una central generadora, es 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 generadora.

Pre despacho: ...

Programación Hidrotérmica: Es la programación de la operación de la generación del SIN con la que se calcula el Valor del Agua almacenada en los embalses con capacidad anual, mensual o semanal, con el objetivo de minimizar los costos de abastecer la demanda durante un período determinado considerando las restricciones de operación de los recursos de generación, las restricciones de transmisión y el cumplimiento de los CCSDM.

Racionamiento: ...

Recurso de Generación: Unidad o central generadora bajo control del Operador del Sistema. Se considerará a las centrales generadoras híbridas como recursos de generación.

Redespacho: ...

Reglamento de Tarifas: ...

Reserva Fría: ...

Seguridad de Servicio: ...

Seguridad Operativa: ...

Servicios Complementarios: ...

Sistema de Almacenamiento de Energía: Conjunto de dispositivos capaces de convertir la energía eléctrica en una forma de energía que puede ser almacenada y reconvertirla en energía eléctrica para su uso en un período posterior.

Sistema de Almacenamiento de Energía en Transmisión: Equipamientos de transmisión capaces de convertir la energía eléctrica en una forma de energía que puede ser almacenada y reconvertirla en energía eléctrica para su uso en un período posterior

Tiempo Mínimo de Operación: ...

Tiempo Mínimo Fuera de Línea: ...

Unidad Generadora: Instalación conectada al sistema eléctrico que produce energía eléctrica a partir de una fuente primaria de energía.

Sección A Acuerdos y Leyes	
La Gaceta	REPÚBLICA DE HONDURAS - TEGUCIGALPA, M.D.C., 10 DE ABRIL DEL 2025 No. 36,813
Unidad de Racionamiento Forzado: ... Valor del Agua: ... Se definen también las siguientes... Calidad: ... Confiabilidad: ... Centro de Control: ... Período de Mercado: ... Pre despacho Regional: ...” “2 CAMPO DE APLICACIÓN Son sujetos de aplicación de... • El Operador... • Los propietarios de... • Cada Coordinado... - o Toda Empresa Transmisora... - o Toda central o unidad... - o Las centrales o unidades... - o Instalaciones de sistemas... - o Consumidores Calificados... - o Empresas Comercializadoras...” “3 DERECHOS Y OBLIGACIONES” “4 MODELADO DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS, CENTRALES GENERADORAS HÍBRIDAS Y RIESGO DE DÉFICIT”	“4.1 bis Optimización de Centrales Generadoras Híbridas El despacho de una central generadora híbrida deberá incluir la optimización de la gestión del proceso de carga-descarga del sistema de almacenamiento de energía asociado con el objetivo de minimizar los costos de abastecer la demanda durante un período determinado considerando las restricciones de operación de las unidades y centrales generadoras y los recursos de generación, las restricciones de transmisión y el cumplimiento de los CCSDM. Las Empresas Generadoras propietarias de una o más centrales generadoras híbridas podrán operar bajos los siguientes modos de operación: • Modo de carga: Consiste en la transformación de la energía eléctrica producida por la unidad generadora en otro tipo de energía con fines de almacenamiento. Se reitera que la carga no se realiza desde la red eléctrica. • Modo de descarga: Transformación de la energía almacenada en el sistema de almacenamiento en energía eléctrica, inyectándola así a la red eléctrica. • Modo de generación directa: Inyección directa desde la unidad generadora a la red, sin intervención del sistema de almacenamiento. El modo descarga y el modo generación directa pueden ocurrir de manera simultánea, al igual que el modo carga y el modo generación directa, dependiendo de la configuración de la central generadora híbrida. El propietario de cada central generadora híbrida podrá informar al ODS, o delegar en este la definición correspondiente, un programa definitivo para el modo de carga y modo de generación directa que especifique el nivel de retiro e

A. 41

inyección de energía, respectivamente, con una resolución al menos horaria, para todas las horas en el horizonte de tiempo determinado por el ODS. Sin embargo, mientras el ODS no disponga de herramientas de modelación que permitan incorporar programas de carga y generación directa predeterminados por el propietario de la central, para efectos de la programación del Predespacho y Redespacho, el ODS deberá optimizar también la operación de los modos de carga y generación directa de cada central generadora híbrida.

Por otro lado, el ODS determinará la inyección de energía bajo el modo de descarga en un determinado horizonte de tiempo, minimizando los costos de abastecer la demanda durante un período determinado considerando las restricciones de operación de las unidades y centrales generadoras y los recursos de generación, las restricciones de transmisión y el cumplimiento de los CCSDM. En este caso, para efectos de la programación de la operación, el ODS deberá determinar un valor para la energía almacenada en sistema de almacenamiento de energía. Los sobrecostos generados en la operación de una central generadora híbrida productos de desviaciones en la programación del Predespacho y/o Redespacho, deberán ser compensados al propietario de dicha central, de la misma manera como si se tratara de Generación Forzada.”

“5 INFORMACIÓN TÉCNICA Y OPERATIVA”

“6 PRONÓSTICOS

6.1 Pronósticos de Demanda

La demanda prevista para...

Cada Agente Comprador...

El ODS tiene la responsabilidad...

Para la Planificación Operativa...

El ODS incluirá en los informes...

El ODS deberá realizar un...

El ODS supervisará el desempeño de sus pronósticos de demanda para el SIN, con la meta de que el desvío de la demanda diaria del SIN se encuentre de una tolerancia $\pm 5\%$ comparada con la prevista en el Predespacho. El ODS y cada Coordinado que debe suministrar pronósticos, Empresa Distribuidora, Empresa Comercializadora y Consumidor Calificado buscarán mejorar sus metodologías o herramientas de pronóstico si en la evaluación del desempeño se supera la tolerancia del 5% durante más del 10% de los días del mes.”

“7 EQUIPOS DE PROTECCIONES”

“8 INTERCAMBIOS REGIONALES”

“9 PLANIFICACIÓN OPERATIVA DE LARGO PLAZO

9.1 Objetivos

La Planificación Operativa...

- Contar con una planificación...
- Calcular el Valor del Agua de las centrales hidroeléctricas de embalse, que se utilizarán en la Programación Semanal y en el Predespacho.

La Gaceta		REPÚBLICA DE HONDURAS - TEGUCIGALPA, M.D.C., 10 DE ABRIL DEL 2025		Sección A Acuerdos y Leyes	
				No. 36,813	
Determinar las restricciones del sistema principal de transmisión y otras restricciones para cumplir con los CCSDM y definir los márgenes de reservas para regulación de frecuencia;				y secundaria de frecuencia, determinados por el ODS con base en los estudios anuales que requiere la NT-SSCC;	
• Realizar los estudios sobre... • Contar con previsiones de... • Identificar y cuantificar con... • Calcular en la Planificación..."				• Restricciones previstas..."	
“9.4 Modelo de Optimización		“10 PROGRAMACIÓN SEMANAL”			
La herramienta principal...		“10.3 Información			
El ODS debe modelar el...		Cada Coordinado tiene...			
• Topología de la red...; • La demanda semanal... • En caso de existir... • La representación de... • El parque de generación... • Los requerimientos... • Representación de la...		La información a suministrar...			
El ODS pondrá a disposición...		• Actualizar o confirmar... • Informar mantenimientos... • Informar disponibilidad... • La Empresa Transmisora...			
El ODS debe utilizar la base...		- o la información necesaria... - o disponibilidad programada o prevista de su equipamiento de transmisión, transformación y compensación, capacidad de cada vínculo de transmisión, estado de carga y disponibilidad de los SAE de transmisión y cualquier otra restricción que puede afectar el despacho y la operación informando los motivos de dicha restricción;			
Para el cálculo de costos...		• La Empresa Distribuidora, Empresa Comercializadora o Consumidor Calificado que es Agente del Mercado Eléctrico Nacional: Pronósticos de demanda para los siete (7) días horizonte de la Programación Semanal (energía diaria y demanda horaria) en cada punto de conexión (energía diaria y demanda horaria);			
El ODS realizará el estudio...		• Cada Empresa Generadora, informar Potencia Efectiva disponible de sus recursos de generación prevista			
• Uno (1) o más... • Uno (1) o más... • Modelado estocástico... • Márgenes de reserva en generación y en sistemas de almacenamiento de energía para regulación primaria					

para los siete (7) días horizonte de la Programación Semanal;

- Cada Central Generadora Híbrida, informar el Programa de Operación.
- Cada central hidroeléctrica...
- Cada central térmica...
- Cada parque eólico...

El coordinado, cuando...

El ODS actualizará la...

- La información suministrada...
- Completando los datos no...
- Actualizando las restricciones...
- Los programas de...
- Realizar la previsión...
- Incorporar las restricciones...
- Intercambios indicativos..."

"10.5 Modelo

El ODS utilizará para...

- Horizonte: Siete (7) días con etapas horarias (es decir, 168 horas), de lunes hasta el lunes subsiguiente;
- Representación de la red de transmisión, incluyendo los SAE de transmisión y sus restricciones y las pérdidas de transmisión;
- Representación de la...
- Disponibilidad horaria...
- Representación del...
- Representación de las Centrales Generadoras Híbridas, tomando en consideración la disponibilidad del recurso primario y el Programa de Operación suministrado por la central.

- Representación de las...
- Representación de...
- Representación de la...
- Como dato, generación horaria para los parques de generación eólica y solar fotovoltaica y centrales de generación hidroeléctrica de pasada, con y sin SAE asociado;
- Poder forzar generación...
- Representación de la...
- Representación de los...

El ODS debe utilizar la..."

"10.6 Informe de Programación Semanal y Cronograma

Antes del comienzo de...

El Informe de Programación...

- Demanda para cada...
- Restricciones previstas...
- Información sobre...
- Características de la...
- Generación térmica: ...
- Previsión de Generación Programada: Energía prevista por tecnología, por recurso de generación y por Coordinado, consumo de combustibles, evolución del nivel de embalses de regulación y del estado de carga de los SAE de Centrales Generadoras Híbridas, previsión de importación y exportación por contratos firmes;
- Energía semanal...
- Congestionamientos previstos...
- Asignación indicativa...
- Requerimientos previstos...

- Requerimientos previstos de utilización de SAE de transmisión.
- Abastecimiento de la...
- Precios medios diarios...

Si en la Programación..."

"11 PREDESPACHO"

"11.3 Información"

Cada Coordinado tiene la...

La información a suministrar...

- Actualizar o confirmar...
- Solicitar ensayos o...
- Informar disponibilidad...
- Las Empresas Transmisoras: Informar la disponibilidad programada o prevista de su equipamiento de transmisión, transformación, SAE de transmisión y compensación de energía reactiva;
- Cada Empresa Distribuidora...
- Cada Empresa Generadora...
- Cada central de generación...
- Cada central hidroeléctrica...
- Adicionalmente a requerimientos mencionados anteriormente para centrales generadoras, cada Central Generadora Híbrida debe informar su Programa de Operación.
- Los Agentes del Mercado...

El ODS actualizará la...

- La información suministrada...

- Completando los datos no...
- Calculando la demanda...
- Actualizando las restricciones...
- Incorporando los programas...
- Incorporando las restricciones..."

"11.5 Modelo Diario de Despacho Económico"

El ODS realizará el...

- Horizonte de treinta y seis...
- El dato del estado inicial...
- Representación de la configuración de la red de transmisión, incluyendo aquellos SAE que operan como activos de transmisión y restricciones previstas para cada una de las treinta y seis (36) horas del Predespacho.
- Demanda horaria en...
- Permitir incluir intercambios...
- Para cada central de...
- Requerimiento horario...
- Representación de las...
- Representación de las...
- Representación detallada...
- Representación de las Centrales Generadoras Híbridas, indicando la capacidad del SAE asociado y las eventuales restricciones operativas de la central.
- Como dato, generación horaria para los parques de generación eólica, solar fotovoltaica, centrales generadoras híbridas y generación hidroeléctrica de pasada, Generación Programada para ensayos o pruebas y la Generación Forzada requerida en la Programación Semanal o los Estudios de Seguridad

Operativa o la administración de Congestión, de acuerdo a lo que establece esta Norma Técnica;

- Los bloques de Unidad...
- Cálculo de los precios...

El ODS pondrá a disposición...

El ODS del Sistema debe utilizar la base..."

"11.6 Administración del Riesgo de Déficit

De resultar en el Predespacho...

- De ser posible, ajustes a los programas de mantenimiento y modos de operación de las Centrales Generadoras Híbridas para incrementar la disponibilidad;
- Presentar al EOR para...

De resultar en el Predespacho...

- Reducción de los márgenes...
- Si la reducción de márgenes...
- Si la reducción de márgenes...
- Si todas las medidas anteriores...

Junto con los resultados del...

El ODS asignará el racionamiento..."

"12 OPERACIÓN EN TIEMPO REAL Y REDESPACHO"

"12.1 Responsabilidades del ODS

El ODS es el responsable de...

Para ello, el ODS tiene la autoridad de realizar modificaciones a la Generación Programada y la asignación de SSCC, enviando instrucciones en tiempo real a los Coordinados, incluyendo requerir el arranque o parada de unidades o centrales generadoras, conexión a, o desconexión de la red de otros recursos de generación, desconexión de cargas, realizar o requerir operaciones en la red de transmisión y forzar generación.

El ODS debe mantener..."

"14.5 Administración de Incumplimientos

El ODS debe informar al...

Si el Coordinado no...

Si el Coordinado responde...

El ODS debe informar a...

Una condición de falta...

El incumplimiento reiterado...

En caso de que un recurso genere por encima de lo requerido por Despacho Económico o instrucciones, fuera de la tolerancia que define esta Norma Técnica, el ODS no reconocerá remuneración por venta en el mercado de oportunidad de esta energía (es decir, que se le asignará un precio cero).

Si un incumplimiento de..."

“ANEXO 1: BASE DE DATOS DEL SIN**1 OBJETO**

...

2 INFORMACIÓN TÉCNICA Y OPERATIVA DE LA GENERACIÓN

Cada Empresa Generadora...

Toda empresa con nueva...

La información a suministrar para generación incluirá como mínimo la siguiente:

- Fechas previstas para la entrada en operación comercial de nueva generación;
- Tecnología de generación;
- Datos de potencia, incluyendo potencia instalada, Potencia Efectiva a plena carga, potencia mínima operativa y Consumo Propio de Generación informado como porcentaje de la potencia generada;
- Parámetros eléctricos de los equipos o instalaciones de la central y de las unidades generadoras, incluyendo diagramas;
- Parámetros y restricciones operativas de arranque y parada de unidades generadoras térmicas, incluyendo tiempo de arranque desde parada fría hasta sincronismo y desde sincronismo hasta plena carga; restricciones, en caso de existir, al tiempo mínimo requerido entre una parada y un nuevo arranque;
- Restricciones al despacho: rampas máximas de subida (toma de carga) y bajada (reducción de carga); cualquier otra restricción que afecte el despacho, así como los motivos que justifican dicha restricción;

- Datos referidos a los Servicios Complementarios de acuerdo a lo establecido en la NT-SSCC para el procedimiento de habilitación, incluyendo entre otros: (i) parámetros y características para regulación primaria y secundaria de frecuencia; (ii) parámetros y características para regulación de voltaje y potencia reactiva, curva de capacidad, márgenes de sub-excitación y sobreexcitación; y, (iii) toda restricción a los compromisos acordados en la habilitación de SSCC;
- Información adicional según tecnología:
 - o Para cada central hidroeléctrica...
 - o Para cada unidad térmica: ...
 - o Para cada central geotérmica: ...
 - o Para cada central de biomasa: ...
 - o Para cada parque eólico...
 - o Para cada parque solar fotovoltaico ...
 - o Para cada central de generación híbrida: De manera adicional a los parámetros solicitados en los puntos anteriores, que dependerán de la tecnología de la unidad de generación, la información a suministrar incluirá, la potencia máxima de inyección, capacidad de almacenamiento de energía mínimo, capacidad de almacenamiento de energía máximo, potencia máxima en modo de operación de descarga, tiempo máximo de regulación, eficiencia de carga, eficiencia de descarga, rampa en modo de operación de carga, rampa en modo de operación de descarga y por último, el Programa de Operación entregado por el propietario de la central generadora híbrida”.

“ANEXO 3: COSTOS VARIABLES DE GENERACIÓN

1 OBJETO

...

2 CAMPO DE APLICACIÓN

...

3 DEFINICIONES

...

4 PRECIO DE COMBUSTIBLE

...

5 COSTO VARIABLE TÉRMICO

...

6 COSTO DE ARRANQUE PARADA

...

7 RESPONSABILIDADES DEL OPERADOR DEL SISTEMA

...

8 OBLIGACIONES DE LA GENERACIÓN Y DECLARACIÓN DE COSTOS VARIABLES

Todos los titulares ...

La declaración de costos variables será según la tecnología de acuerdo a lo siguiente:

- Generación térmica: ...
 - o Generación con Contrato Pre-existente: ...
 - o Generación sin Contrato Pre-existente: ...

El ODS llevará a cabo...

En caso de que...
- Centrales generadoras hidroeléctricas: ...
- Generación geotérmica, solar fotovoltaica y eólica:
 - o Generación con Contrato Pre-existente: ...

o Generación sin Contrato Pre-existente: ...

- Generación de centrales híbridas

o Modo de inyección directa: el costo variable corresponderá a aquel determinado por la unidad de generación.

o Modo de descarga en la Planificación Operativa de Largo Plazo, Planificación Semanal, Predespacho y Redespacho: el costo variable que se le asignará a la energía almacenada en el sistema de almacenamiento será igual a 0.

o Para evitar que, debido a desviaciones en la operación real respecto a lo establecido en la programación del Predespacho y/o Redespacho los propietarios de centrales generadoras híbridas enfrenten pérdidas, el ODS deberá registrar diariamente el valor de la energía almacenada en cada una de estas centrales. Dicho valor será compensado como un sobrecosto y se determinará de acuerdo con la siguiente metodología:

- a. Valor de energía almacenada que podría haber sido inyectada a la red: Corresponde al valor que se asigna a la energía que podría haber sido inyectada a la red, pero en cambio fue destinada a la carga del sistema de almacenamiento de energía. Este fenómeno ocurriría cuando la central generadora híbrida se encuentra operando simultáneamente en modo de carga y modo de generación directa bajo Despacho Económico y la potencia en el modo generación directa es menor a la potencia máxima de inyección de la central. Su cálculo se realiza para el intervalo en el

que la energía fue almacenada en el SAE considerando los siguientes dos pasos:

- Paso 1 – Valor de energía: para cada intervalo horario en el que la central generadora híbrida operó bajo el modo de carga, se realiza un cálculo correspondiente al múltiplo entre i) la energía que podría haber sido inyectada a la red, pero fue destinada a la carga del SAE; y, ii) costo marginal registrado en la barra de inyección de la central generadora híbrida.
- Paso 2 – Ajuste de valor por pérdidas: Se ajusta el valor determinado en el Paso 1, por un factor que refleje la totalidad de las pérdidas de energía en que se incurre en los procesos de carga, almacenamiento e inyección de energía eléctrica.

- b. Valor de energía almacenada que no podría haber sido inyectada a la red: Corresponde al valor de la energía que no podría haber sido inyectada a la red si no hubiera sido destinada a la carga del sistema de almacenamiento de energía. Este fenómeno ocurriría cuando la central generadora híbrida se encuentra operando solo en modo de carga, o está operando

conjuntamente en modo de generación directa, pero bajo Generación Forzada, o está operando en modo de generación directa bajo Despacho Económico, pero no podría haber sido inyectada a la red dado que la potencia de generación directa de la central es igual a la potencia máxima de inyección de la central. Su cálculo se realiza para el intervalo en el que la energía fue almacenada en el SAE considerando los siguientes dos pasos:

- Paso 1 – Valor de energía almacenada: para cada intervalo horario en el que la central generadora híbrida operó bajo el modo de carga, se realiza un cálculo correspondiente al múltiplo entre i) la energía que el ODS instruyó que fuera destinada a la carga del SAE y que no hubiera podido ser inyectada a la red; y, ii) costo variable de la unidad de generación de la central generadora híbrida.
- Paso 2 – Ajuste de valor por pérdidas: Se ajusta el valor determinado en el Paso 1, por un factor que refleje la totalidad de las pérdidas de energía en que se incurre en los procesos de carga, almacenamiento e inyección de energía eléctrica.

ANEXO 3 BIS: CENTRALES DE GENERACIÓN HÍBRIDAS

1 OBJETO

El Anexo Centrales de Generación Híbridas (en adelante este Anexo) tiene como objeto establecer los requisitos, criterios y procedimientos para definir el tipo de central generadora que incluye un Sistema de Almacenamiento de Energía que solo puede cargarse con energía producida por las unidades de la propia central generadora.

2 CAMPO DE APLICACIÓN

Este Anexo aplica al ODS y a las Empresas Generadoras con centrales generadoras híbridas.

3 RESPONSABILIDAD DEL OPERADOR DEL SISTEMA

Para la Planificación Operativa de Largo Plazo, Programación Semanal y Despacho Económico del SIN, el ODS modelará las centrales generadoras híbridas teniendo en cuenta los modos de operación definidos en el artículo 4.1 bis.

4 REQUISITOS Y OBLIGACIONES DE LOS GENERADORES

Toda Empresa Generadora que cuente con una o más centrales generadoras híbridas tiene la obligación de suministrar al

ODS toda la información sobre su equipamiento y la requerida por este último. Asimismo, debe suministrar y actualizar periódicamente el pronóstico de generación o de caudales afluentes, según corresponda.

5 PLANIFICACIÓN OPERATIVA DE LARGO PLAZO

El ODS debe realizar el despacho hidrotérmico en la Programación Operativa de Largo Plazo optimizando la gestión del proceso de carga-descarga del sistema de almacenamiento de energía asociado, para los siguientes doce (12) meses, ante escenarios de oferta y demanda incluyendo hidrologías, buscando minimizar los costos totales de operación y el riesgo de déficit cumpliendo con los CCSDM.

El ODS deberá determinar los programas de carga, generación directa y descarga de cada propietario de cada central generadora híbrida en un determinado horizonte de tiempo, minimizando los costos de abastecer la demanda considerando las restricciones de operación de las unidades y centrales generadoras y los recursos de generación, las restricciones de transmisión y el cumplimiento de los CCSDM. Para efectos de la programación de la operación de largo plazo, el valor de la energía almacenada en el sistema de almacenamiento de energía será equivalente a cero.

La Programación Operativa de Largo Plazo determinará el paquete de energía semanal bajo el modo de descarga para el período de doce (12) meses.

6 PROGRAMACIÓN SEMANAL

El ODS debe realizar el despacho hidrotérmico en la Programación Semanal optimizando la operación de cada central generadora híbrida.

El ODS deberá determinar los programas de carga, generación directa y descarga de cada propietario de cada central generadora híbrida en un determinado horizonte de tiempo, minimizando los costos de abastecer la demanda considerando las restricciones de operación de las unidades y centrales generadoras y los recursos de generación, las restricciones de transmisión y el cumplimiento de los CCSDM. Para efectos de la programación de la operación semanal, el valor de la energía almacenada en el sistema de almacenamiento de energía será equivalente a cero.

La Programación Semanal determinará el paquete de energía bajo el modo de descarga semanal y diariamente en cada central generadora híbrida, de acuerdo con la optimización semanal hidrotérmica.

7 PREDESPACHO Y REDESPACHO

El ODS debe realizar el despacho hidrotérmico en el Predespacho y Redespacho para cada central de generación híbrida.

El ODS deberá utilizar los programas de carga y generación directa entregados por cada propietario de cada central generadora híbrida y determinar la inyección de energía bajo el modo de descarga en un determinado horizonte de tiempo, minimizando los costos de abastecer la demanda durante un período determinado considerando las restricciones de operación de las unidades y centrales generadoras y los recursos de generación, las restricciones de transmisión y el cumplimiento de los CCSDM. No obstante, conforme a lo establecido en el artículo 4.1 bis, si el propietario de una central generadora híbrida así lo prefiere o en caso de que el ODS no disponga de las herramientas que le permitan incorporar los programas de carga y generación directa, este deberá optimizar ambos modos de operación de dicha central. Para efectos de la programación del Predespacho y/o Redespacho, el valor de la energía almacenada en el sistema de almacenamiento de energía será equivalente a cero. Los sobrecostos generados en la operación de una central generadora híbrida productos de desviaciones en la programación del Predespacho y/o Redespacho, deberán ser compensados al propietario de dicha central, siguiendo lo especificado en el Anexo 3”.

Sobre la **Norma Técnica de Usuarios Autoproductores Residenciales y Comerciales (NT-AU):**

“**Artículo 1. Objetivo.** El objeto de la presente Norma Técnica es establecer los procedimientos, requisitos y

responsabilidades aplicables a la conexión, operación y control de equipos de generación eléctrica que aprovechan recursos renovables y sistemas de almacenamiento de energía, ubicadas dentro de las instalaciones internas de un Usuario residencial o comercial de la Empresa Distribuidora, que posee equipos de generación con el objeto de abastecer su demanda y que podría inyectar a la red de distribución eléctrica el exceso de energía generada”.

“Artículo 2. Siglas.

- ANSI American National Standards Institute.
- AT Alta tensión.
- BT Baja tensión.
- CIMEQH Colegio de Ingenieros Mecánicos, Electricistas y Químicos de Honduras y sus ramas afines.
- CREE Comisión Reguladora de Energía Eléctrica.
- IEC International Electrotechnical Commission.
- IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- MT Media tensión.
- NT-CD Norma Técnica de Calidad de Distribución.
- SAE Sistema de Almacenamiento de Energía
- UTM Sistema de coordenadas universal transversal de Mercator”.

“Artículo 3. Definiciones. En adición a las...

Sistema de Almacenamiento de Energía: Conjunto de dispositivos capaces de convertir la energía eléctrica en una

forma de energía que puede ser almacenada y reconvertirla en energía eléctrica para su uso en un período posterior.

Usuario Autoprodutor: ...

Usuario Comercial: ...

Usuario Residencial: ...”

“Artículo 4.bis Usuarios Autoprodutores con Sistemas de Almacenamiento de Energía.

Los Usuarios Autoprodutores podrán utilizar Sistemas de Almacenamiento de Energía para almacenar excedentes de energía producida por sus equipos de generación”.

“Artículo 5. Contenido de la base de datos: Las Empresas Distribuidoras...

- A. ...
 - i. ...
 - ii. ...
 - iii. ...
 - iv. ...
 - v. ...
 - vi. ...
 - vii. ...
 - viii. ...
 - ix. ...

B. ... i. ... ii. ... iii. ... iv. ... v. ... vi. ... vii. ... viii. ... ix. ... C. i. ... ii. ... iii. ... D. Datos de los SAE: i. Potencia en kW. ii. Capacidad de almacenamiento en kWh. iii. Nivel de Tensión en el punto de conexión. Las Empresas Distribuidoras...” “Artículo 7. Solicitud de autorización. Todo Usuario Residencial... Los nuevos Usuarios que... A. ... i. ... ii. ...	iii. ... iv. ... v. ... vi. ... vii. ... viii. ... ix. Características de los SAE, si los tuviese: capacidad en kW y capacidad de almacenamiento en kWh. B. ... i. ... ii. ... iii. ... C. ... i. ... ii. ... iii. ... iv. ... v. ...” “Artículo 16. Verificación de requisitos reglamentarios de los Usuarios Autoproductores. Las Empresas Distribuidoras deberán verificar anualmente, mediante un análisis de las proyecciones y registros de energía y potencia, que la energía asociada a los Sistemas de Almacenamiento de Energía y equipos de generación de los Usuarios Autoproductores estarán destinadas exclusivamente para abastecer parcial o totalmente la demanda de sus consumos, según los requisitos
--	---

mínimos establecidos en el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica para los Usuarios Autoprodutores”.

“Artículo 17 Análisis técnicos requeridos para la conexión de equipos de generación de Usuarios Autoprodutores tipo B.

Previo a la respuesta...

A. La capacidad de generación...

Las capacidades de generación...

En donde:

- i. ...
- ii. ...
- iii. ...
- iv. ...
- v. EGSolarCA= Equipo de generación solar con capacidad de inyectar energía a la red a partir de algún SAE, conectados o previstos de conectar al punto de conexión común asociado al punto de suministro del solicitante;
- vi. ...
- vii. ...
- viii. ...

En caso de que las demandas...

B. Con el fin de evaluar...

En donde:

- i. ...
- ii. n_i = Factor de contribución a cortocircuito correspondiente al equipo de generación, siendo 1 para equipos de generación con inversor de corriente y SAE, 6 para equipos de generación asincrónicos y 8 para equipos de generación sincrónicos;
- iii. ...
- iv. ...

La evaluación en cuestión deberá considerar los equipos de generación y SAE conectados en el alimentador en evaluación, así como los equipos de generación y SAE asociados a Usuarios Autoprodutores con solicitudes de autorización que se encuentren válidas.

En caso de que el análisis ponga en evidencia que la instalación de los equipos de generación y SAE ocasiona que se supere la potencia admisible de cortocircuito de algunos elementos o que genere la inversión de flujo de potencia a través de elementos que estén imposibilitados para operar con flujos de potencia invertidos, será responsabilidad del Usuario Autoprodutor limitar la perturbación que provoque, o, en su caso readecuar los elementos que exhiban un funcionamiento fuera de las especificaciones técnicas”.

“Artículo 22. Instalación de equipo de medición bidireccional. Previo al inicio de...

Los Usuarios Autoprodutores tipo B y C deberán instalar adicionalmente al equipo de medición del suministro, un equipo de medición exclusivo para los equipos de generación y Sistemas de Almacenamiento de Energía, el cual deberá ser instalado de acuerdo con su potencia y su flujo de energía.

Estos deberán estar debidamente sincronizados con el equipo de medición de la Empresa Distribuidora, reflejando los mismos valores de fecha, hora y parámetros por registrar. Este equipo podrá estar incorporado en el equipo de control y monitoreo de los equipos de generación o en el inversor en los casos que aplicare. Los datos de energía y potencia recolectados por dicho equipo deberán ser enviados a la Empresa Distribuidora de acuerdo con el formato que esta establezca, dentro de los primeros cinco (5) días hábiles del mes de septiembre de cada año”.

Sobre la Norma Técnica de Medición Comercial (NT-MC):

“3.2 Definiciones

En adición a las...

Autorización: ...

Calibración: ...

Concentrador de Mediciones: ...

Intervención: ...

Lectura TPL: ...

Oficialización: ...

Punto de Conexión: ...

Punto de Medición: ...

Punto Frontera: ...

Responsable de Equipos de Medición: ...

Sistema de Almacenamiento de Energía: Conjunto de dispositivos capaces de convertir la energía eléctrica en una forma de energía que puede ser almacenada y reconvertirla en energía eléctrica para su uso en un período posterior.

Sistema de Medición Comercial: ...

Telemedición: ...

Terminal Portátil de Lectura (TPL): ...

Verificación: ...

Verificador de Equipos de Medición: ...”

“6 PUNTO DE CONEXIÓN Y PUNTO DE MEDICIÓN.

En cada Punto de Conexión de un Agente del MEN o Empresa Transmisora, y en las terminales de los Sistemas de Almacenamiento de Energía deben existir equipos de medición y equipos de comunicación para la transferencia segura y con calidad de las mediciones al ODS, que cumplan los requerimientos que establece esta Norma Técnica”.

“9.1 Empresas Generadoras.

Cada Empresa Generadora debe...

Adicionalmente, cada central que cuente con sistemas de almacenamiento de energía o unidades cuyo cálculo de costo variable es distinto, debe cumplir con lo siguiente:

- a) Debe tener instalado equipo de medición en bornes de cada sistema de almacenamiento de energía y de cada unidad generadora para la medición de la energía bruta de dicha unidad a los efectos de liquidaciones y ensayos (por ejemplo, medición de generación forzada para su remuneración a costo variable, ensayos de arranque) y/o energía contratada.
- b) ...
- c) ...”

“9.2 Empresas Distribuidoras.

La Empresa Distribuidora debe instalar equipos de medición en los puntos de conexión con la Empresa Transmisora y en las terminales de cada sistema de almacenamiento de energía de la distribuidora. Dichos equipos deben incluir un medidor registrador bidireccional, con su respaldo correspondiente en cada Punto de Conexión”.

Sobre la **Norma Técnica de Inspección y Verificación (NT-IV):**

“11.1 Protocolo de pruebas para instalaciones de generación

Para elaborar el protocolo...

- a) Información técnica de las unidades generadoras y Sistemas de Almacenamiento de Energía, si los hubiera, la que deberá incluir especificaciones técnicas, procedimientos de operación; otras pruebas de desempeño y curvas de comportamiento que se hayan realizado durante el tiempo de operación de la central.
- b) ...
- c) ...
- d) ...
- e) ...
- f) ...
- g) ...

La Gaceta		REPÚBLICA DE HONDURAS - TEGUCIGALPA, M.D.C., 10 DE ABRIL DEL 2025		Sección A Acuerdos y Leyes No. 36,813	
h) ... i) ...” Sobre la <u>Norma Técnica Transitoria de los Servicios Complementarios de Control de Voltaje y Potencia Reactiva y Desconexión de Cargas:</u> “Artículo 2. Definiciones Central Generadora: Es un conjunto de unidades generadoras que se encuentran en un mismo lugar y que están bajo la responsabilidad de un mismo operador. Estas centrales generadoras pueden o no incluir sistemas de almacenamiento de energía, en caso de que lo hagan se denominan Centrales Generadoras Híbridas. Coordinado: ... Operador del Sistema: ... Proveedor de Servicios Complementarios: ... Regulador Automático de Voltaje: Es el dispositivo que permite el control del voltaje en los terminales o punto de interconexión de una unidad o central generadora, o en un nodo remoto, detectando las desviaciones del voltaje con respecto a un valor de referencia y actuando sobre sus equipos con el objetivo de mantener un valor de voltaje determinado.		Servicio Complementario de Control de Voltaje y potencia Reactiva: ... Servicio Complementario de Desconexión de Cargas: ... Unidad Generadora: Instalación conectada al sistema eléctrico que produce energía eléctrica a partir de una fuente primaria de energía”. “Artículo 7. Supervisión y desempeño del control de voltaje y reactivo. El Operador del Sistema... Para la supervisión... a) Verificar que las unidades generadoras y las centrales generadoras eólicas y solares operan con el regulador automático de voltaje habilitado, salvo en las condiciones acordadas con el Operador del Sistema de operar transitoriamente en modo manual. b) Analizar la respuesta de las unidades generadoras y centrales generadoras eólicas y solares ante eventos que produzcan variaciones pronunciadas de voltaje cercanas a la zona en que se conecta la generación. c) Realizar ensayos y auditorías de conformidad con el Plan Anual de Auditorías Técnicas (PAAT) y las disposiciones contenidas en las Norma Técnica de Inspección y Verificación (NT-IV), esto para			

A.

57

confirmar el cumplimiento de los requerimientos técnicos acordados en la habilitación.

- d) Supervisar durante la operación el voltaje, la generación de reactivo de las centrales generadoras y el aporte de reactivo de la demanda (factores de potencia) en los puntos de conexión a la red de transmisión.

Para la supervisión de la regulación de voltaje y en los casos en que el Operador del Sistema mediante criterio técnico lo considere necesario, cada unidad generadora, sistema de almacenamiento de energía o elemento de compensación, habilitados para dar este servicio, deberán contar con unidades de sincrofasores PMU (Phasor Measurement Unit) de acuerdo con el estándar IEEE C37.118 que permitan registrar los valores fasoriales de voltaje y corriente, así como otras variables que requiera el Operador del Sistema, por ejemplo, la frecuencia a la salida de estos equipos, variables de excitación de corriente de campo y voltaje del regulador automático de voltaje (AVR). La frecuencia de envío de datos debe ser en velocidades (tramas por segundo) que cumplan con el estándar IEEE C37.118. Además, estas unidades deberán poseer una capacidad de almacenamiento para registros de 1,000 eventos y formas de onda de voltaje, corriente, potencia activa y potencia reactiva con duración de 5 segundos y razones de muestreo (oscilografía) de 256 muestras por ciclo. El Operador del Sistema podrá acordar con el Coordinado requerimientos distintos a las establecidas en esta norma técnica. La duración de los registros de eventos deberá ser configurable en 30

segundos como mínimo. Como respaldo, dichas unidades podrán contar con un registro continuo de disturbios con capacidad de almacenamiento de al menos 120 días o según lo requiera el Operador del Sistema.

El Operador del Sistema podrá habilitar y mantener un sistema de gestión y registro del Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva que provee cada unidad generadora, sistema de almacenamiento de energía o elemento de compensación que se encuentre habilitado.

El Operador del Sistema podrá hacer uso de una red de comunicaciones con las instalaciones donde se encuentre el equipamiento e infraestructura para registro de parámetros relacionados con el control de voltaje y potencia reactiva de unidad generadora, sistema de almacenamiento de energía o elemento de compensación habilitado. Además, el Operador del Sistema podrá habilitar un servidor dedicado al sistema de gestión y registro que cuente con capacidad suficiente, de un período no menor a 6 meses, para gestionar y recopilar información proveniente de las unidades PMU de cada unidad generadora, sistema de almacenamiento de energía o elemento de compensación habilitado de acuerdo con el estándar IEEE C37.118 y los registros de eventos asociados a perturbaciones.

Las PMU, el concentrador...

En cumplimiento de los...

Ante requerimiento del...”

“Artículo 13. Requerimientos para las centrales generadoras con generadores sincrónicos con o sin sistemas de almacenamiento de energía”.

“Artículo 14. Requerimientos para centrales eólicas y solares con o sin sistemas de almacenamiento de energía”.

“Artículo 21. Clasificación de Esquemas de Desconexión de Cargas. A continuación, se establecen como servicio complementario los siguientes tipos de esquemas de desconexión de cargas:

- a) ...
- b) ...
- c) Esquema de desconexión manual de cargas, para condiciones inesperadas, sobrecarga de equipos, o emergencias que requieren actuación inmediata manual por instrucción u operación del Operador del Sistema”.

TERCERO: Aprobar en el mismo acto los cambios al Formulario de Inscripción y Actualización de Registro Público para Empresas Generadoras del Sector Eléctrico, producto de las modificaciones normativas aprobadas en el presente Acuerdo.

CUARTO: Instruir a la Secretaría General para que de conformidad con lo establecido en el artículo 10 del

Procedimiento de Consulta Pública comunique el Informe de Resultados a los participantes de la consulta pública que hayan suministrado su correo electrónico.

QUINTO: Instruir a la Secretaría General para que de conformidad con el artículo 3 Literal D, romano XII de la Ley General de la Industria Eléctrica, proceda a publicar en la página web de la Comisión el Informe de Resultados de la Consulta Pública CREE-CP-04-2024 y el presente acto administrativo.

SEXTO: Instruir a la Secretaría General y a las unidades administrativas a que procedan con la publicación del presente Acuerdo aprobado en el Diario Oficial “La Gaceta”.

PUBLÍQUESE Y COMUNÍQUESE.

RAFAEL VIRGILIO PADILLA PAZ

WILFREDO CÉSAR FLORES CASTRO

LEONARDO ENRIQUE DERAS VÁSQUEZ