

Dec. núm. 523-23 que modifica y actualiza el Reglamento núm. 555-02, de Aplicación de la Ley General de Electricidad núm. 125-01 y sus modificaciones. G. O. No. 11126 del 2 de noviembre de 2023.

LUIS ABINADER
Presidente de la República Dominicana

NÚMERO: 523-23

CONSIDERANDO PRIMERO: Que el desarrollo de la República Dominicana depende en gran medida del subsector eléctrico, el cual requiere del apoyo estatal para consolidarse de forma equilibrada y autosostenible.

CONSIDERANDO SEGUNDO: Que el Estado tiene la obligación de proteger los derechos e intereses de los consumidores y usuarios del servicio eléctrico, así como de asegurar la calidad y seguridad del suministro de energía.

CONSIDERANDO TERCERO: Que la tecnología aplicada a la generación y distribución de energía eléctrica ha evolucionado significativamente en los últimos años, dando lugar a sistemas de almacenamiento avanzados y redes inteligentes que optimizan la gestión y entrega de la electricidad.

CONSIDERANDO CUARTO: Que la innovación tecnológica y las nuevas modalidades de generación y distribución exigen una actualización normativa que adapte las disposiciones reglamentarias vigentes a estos avances para promover la eficiencia y la modernización del sector eléctrico.

CONSIDERANDO QUINTO: Que, en ese tenor, es necesario establecer normas y procedimientos que garanticen que los agentes involucrados en el subsector eléctrico desempeñen su rol con eficacia a fin de asegurar la estabilidad del sistema.

VISTA: La Constitución de la República, proclamada 13 junio de 2015.

VISTA: La Ley núm. 125-01, del 26 de julio de 2001, General de Electricidad.

VISTA: La Ley núm. 186-07, del 6 de agosto de 2007, que modifica varios artículos de la Ley núm. 125-01, General de Electricidad.

VISTA: La Ley núm. 57-07, del 7 mayo de 2007, sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y de sus Regímenes Especiales.

VISTA: La Ley núm. 1-12, del 25 de enero de 2012, que establece la Estrategia Nacional de Desarrollo 2030.

VISTA: La Ley núm. 107-13, del 6 de agosto de 2013, sobre los Derechos de las Personas en sus Relaciones con la Administración y de Procedimiento Administrativo.

VISTA: La Ley núm. 167-21, del 9 de agosto de 2021, de Mejora Regulatoria y Simplificación de Trámites.

VISTA: La Ley núm. 365-22, del 7 de diciembre de 2022, que crea la Empresa Generadora de Electricidad Punta Catalina. Suprime la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales y la Unidad de Electrificación Rural y Sub-Urbana. Modifica los artículos 40 y 133, y deroga el artículo 138 de la Ley núm. 125-01. Deroga además la Ley núm. 394-14.

VISTO: El Decreto núm. 555-02, del 19 de julio de 2002, mediante el cual se emite el Reglamento de Aplicación de la Ley núm. 125-01, General de Electricidad.

VISTO: El Decreto núm. 749-02, del 19 de septiembre de 2002, que introduce modificaciones y ratifica la plena vigencia del Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad, contenido en el Decreto núm. 555- 02.

VISTO: El Decreto núm. 306-03, del 1 de abril de 2003, que ratifica y enmienda el Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad, contenido en el Decreto núm. 555-02, del 19 de julio de 2002 y modificado por el Decreto núm. 749-02.

VISTO: El Decreto núm. 494-07, del 30 de agosto de 2007, que modifica el Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad, núm. 125-01, del 26 de julio de 2001.

VISTO: El Decreto núm. 486-22, del 24 de agosto de 2022, que establece el Reglamento de Aplicación de la Ley núm. 167-21, de Mejora Regulatoria y Simplificación de Trámites.

En ejercicio de las atribuciones que me confiere el artículo 128 de la Constitución, dicto el siguiente

DECRETO:

CAPÍTULO I DISPOSICIONES GENERALES

ARTÍCULO 1. Objeto. El presente decreto tiene por objeto modificar y actualizar el Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad, núm. 125-01, del 26 de julio de 2001, y sus modificaciones, con el fin de incorporar las disposiciones necesarias para el desarrollo y operación del Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías (SAEB), garantizando el suministro eficiente, seguro, confiable y sostenible de la energía eléctrica.

ARTÍCULO 2. Alcance. El presente decreto tiene alcance a nivel nacional y modifica, incorpora y deroga disposiciones contenidas en:

1. El Decreto núm. 555-02, del 19 de julio de 2002, mediante el cual se emite el Reglamento para Aplicación de la Ley núm. 125-01, General de Electricidad.

2. El Decreto núm. 494-07, del 30 de agosto de 2007, que modifica el Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad, núm. 125-01, del 26 de julio de 2001.

CAPÍTULO II

DISPOSICIONES MODIFICATORIAS E INCORPORACIONES

ARTÍCULO 3. De las definiciones. Se modifica el artículo 1 del Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad núm. 125-01, emitido mediante el Decreto núm. 555-02, del 19 de julio de 2002, y sus modificaciones, para que en lo adelante se lea como sigue:

“ARTÍCULO 1. Para los fines del presente reglamento los términos que se indican a continuación tienen el siguiente significado:

1. **APORTE DE REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA:** Margen de capacidad de Regulación Primaria de Frecuencia que una Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías presta efectivamente al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI). Para establecer las transacciones económicas del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) por Aporte de Regulación Primaria de Frecuencia, el Organismo Coordinador (OC) debe determinar este valor de manera “ex post”.
2. **APORTE DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA:** Margen de capacidad de Regulación Secundaria de Frecuencia que una Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías mantiene efectivamente disponible para el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI). Para establecer las transacciones económicas del Mercado Eléctrico Mayorista por Aporte Regulación Secundaria de Frecuencia, el Organismo Coordinador (OC) debe determinar ese valor de manera “ex post”.
3. **ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN:** Prestación del servicio de comercialización de electricidad por parte de una empresa comercializadora, a los usuarios finales.
4. **ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN:** Prestación del servicio de distribución de electricidad por parte de una empresa distribuidora, a los usuarios finales.
5. **ÁREA DEL SISTEMA:** Es una sección del sistema interconectado compuesta por centros de generación, redes de transmisión o redes de distribución, que puede separarse del resto del sistema y operar aisladamente, sin que se desvincule de la concesión original.
6. **AUTORIZACIÓN PARA LA PUESTA EN SERVICIO DE OBRAS ELÉCTRICAS:** Es la autorización que otorga la Superintendencia de Electricidad para la puesta en funcionamiento de obras eléctricas, conforme a lo que se señala en el presente reglamento.
7. **BANDA MUERTA DEL REGULADOR DE CARGA O VELOCIDAD:** Zona de insensibilidad del regulador o controlador para los valores muy cercanos a la frecuencia nominal del sistema.
8. **BARRA:** Es aquel punto del sistema eléctrico preparado para entregar y retirar electricidad.

9. **BARRA DE REFERENCIA:** Es aquella barra que por definición tiene un factor de nodo de energía y potencia igual a uno. En el sistema interconectado dominicano la Barra de Referencia será establecida mediante resolución por la Superintendencia de Electricidad.
10. **BENEFICIARIA O CONCESIONARIA:** Es toda empresa eléctrica a la cual el Poder Ejecutivo le ha otorgado una concesión, previa recomendación favorable de la SIE y la CNE, para la instalación, puesta en servicio o explotación de obras eléctricas, de conformidad con lo establecido en la Ley núm. 125-01 y sus modificaciones.
11. **CAPACIDAD DE REGULACIÓN PRIMARIA:** Potencia a la que una Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía por Baterías puede variar en un rango de tiempo máximo definido, mediante la acción automática de su sistema de regulación de potencia/frecuencia, dentro de todo su rango técnicamente operable. Estos procedimientos son establecidos por la Superintendencia de Electricidad (SIE) para garantizar la seguridad y estabilidad del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI).
12. **CAPACIDAD DE REGULACIÓN SECUNDARIA:** Potencia a la que una Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía por Baterías puede variar de forma sostenida mediante la acción automática de su sistema de regulación de potencia/frecuencia, dentro de todo su rango técnicamente operable.
13. **CASO FORTUITO:** Acontecimiento imprevisible e inevitable que ocurre al azar, y cuyo origen no está relacionado directa ni indirectamente con el agente que aparentemente es responsable del daño.
14. **CAUDAL:** Es el volumen de agua que fluye por un cauce o conducto, por unidad de tiempo.
15. **CENTRAL DE GENERACIÓN O PLANTA:** Es un conjunto de una o más unidades generadoras.
16. **CENTRAL HIDRÁULICA DE PASADA:** Central hidroeléctrica que utiliza caudal natural, es decir, agua fluente que no se almacena en reservorios, para generación de energía eléctrica.
17. **CENTRAL HIDRÁULICA DE REGULACIÓN:** Central hidroeléctrica que utiliza agua almacenada en reservorios, es decir, caudal regulado para generación de energía eléctrica. Este almacenamiento puede ser horario, diario, semanal, mensual, anual y plurianual.
18. **CENTRAL MARGINAL:** Se refiere a la o las unidades generadoras que en un despacho óptimo de carga incrementa su generación cuando se incrementa marginalmente la demanda.
19. **CENTRAL TÉRMICA:** Conjunto de una o más unidades generadoras que trabajan en base a combustibles fósiles.
20. **CENTRO DE CONTROL DE ENERGÍA (CCE):** Dependencia de la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED) cuya función principal es la operación en tiempo real del Sistema Interconectado, siguiendo las directrices dictadas por el Organismo Coordinador.

21. **CENTRO DE CONTROL DE UN OPERADOR CONECTADO AL SISTEMA (CC):** Centro de control de una empresa que funciona en estrecha interrelación con el Centro de Control de Energía en las actividades relacionadas con la coordinación y la operación en tiempo real del Sistema Interconectado.
22. **CLIENTE O USUARIO DE SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD:** Es la persona física o jurídica cuya demanda máxima de potencia es menor a la establecida en el artículo 108, y que, por lo tanto, se encuentra sometida a una regulación de precio.
23. **COGENERADORES:** Entidades o empresas que utilizan la energía producida en sus procesos, a fin de generar electricidad para su consumo y, eventualmente, para la venta de sus excedentes a terceros, a través del SENI.
24. **CUOTA DE REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA:** Margen de capacidad de generación asignado por el Organismo Coordinador (OC) en los Programas de Operación a una Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías, que debe ser mantenido mediante equipos adecuados de control para la regulación primaria de la frecuencia del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI).
25. **CUOTA DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA:** Margen de Capacidad de Generación Asignado por el Organismo Coordinador (OC) en los Programas de Operación a una Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías, que debe estar disponible mediante equipos adecuados de control para la regulación secundaria de la frecuencia del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI).
26. **CNE:** Comisión Nacional de Energía, creada mediante la Ley núm. 125-01, definida de conformidad con el texto de la Ley núm. 57-07.
27. **CONDICIÓN DE VERTIMIENTO:** Se considera condición de vertimiento aquella en que un determinado embalse vierta por no tener capacidad de almacenamiento disponible.
28. **CONSEJO:** Es el máximo organismo de dirección y administración de la Superintendencia de Electricidad, de acuerdo con lo estipulado en el artículo 31 de la Ley núm. 125-01.
29. **CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PREPAGADO:** Cantidad de energía eléctrica a la que tiene derecho el cliente o usuario de servicio público de electricidad por el valor propagado, definida al momento en que el suscriptor o cliente active el prepago a través del mecanismo que la Empresa Distribuidora disponga.
30. **CONSUMO PROPIO:** Es la energía consumida por los sistemas auxiliares de una central o subestación.
31. **CONTRATO DE OTORGAMIENTO DE DERECHOS PARA LA EXPLOTACIÓN DE OBRAS ELÉCTRICAS:** Delegación que consintió la Corporación Dominicana de Electricidad a favor de una empresa eléctrica, previa aprobación del Poder Ejecutivo, otorgándole a la Beneficiaria el derecho de instalar y explotar obras eléctricas, bajo las

condiciones convenidas en el contrato y demás disposiciones legales vigentes, anteriores a la entrada en vigencia de la Ley General de Electricidad, núm. 125-01, y su Reglamento de Aplicación.

32. **COSTO MARGINAL DE CORTO PLAZO:** Es el costo variable necesario para producir una unidad adicional de energía, considerando la demanda y el parque de generación disponible.
33. **COSTO MARGINAL DE POTENCIA DE PUNTA:** Es el costo unitario de incrementar la capacidad instalada de generación de Potencia de Punta.
34. **COSTO VARIABLE DE PRODUCCIÓN DE UNA MÁQUINA TERMOELÉCTRICA:** Corresponde al costo del combustible puesto en planta y utilizado en la producción de energía eléctrica, multiplicado por el consumo específico medio de la máquina más el costo variable no combustible.
35. **COSTO VARIABLE NO COMBUSTIBLE:** Es el costo en insumos varios distintos del combustible, en que incurre una máquina termoeléctrica al producir una unidad adicional de energía eléctrica.
36. **CUOTA DE REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA:** Margen de capacidad de generación asignado por el Organismo Coordinador (OC) en los Programas de Operación a una Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías, que debe ser mantenido mediante equipos adecuados de control para la regulación primaria de la frecuencia del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI).
37. **CUOTA DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA:** Margen de Capacidad de Generación Asignado por el Organismo Coordinador (OC) en los Programas de Operación a una Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías, que debe estar disponible mediante equipos adecuados de control para la regulación secundaria de la frecuencia del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI).
38. **DEMANDA MÁXIMA ANUAL:** Es la máxima demanda bruta media horaria, durante un año calendario, del total de las unidades generadoras del sistema, ocurrida dentro de las horas de punta del sistema más el estimado de potencia correspondiente a la energía no abastecida.
39. **DEMANDA MÁXIMA ANUAL REAL:** Es la máxima demanda bruta media horaria, durante un año calendario del total de las unidades generadoras del sistema, ocurrida dentro de las horas punta del sistema.
40. **DÍAS LABORABLES:** Los días lunes a viernes de cada semana, excluyendo los que sean feriados.
41. **ESTADO DE ALERTA:** Condición en la que el sistema opera estacionariamente, manteniendo el balance de potencia activa y reactiva; pero que, en caso de que ocurra una perturbación, algunos equipos pueden sobrecargarse y las variables de control pueden

salirse del rango normal. Cuando se produce una transición al Estado de Alerta, el Centro de Control de Energía (CCE) y los operadores conectados al sistema deben realizar las coordinaciones y maniobras necesarias para que el sistema pueda recuperar su estado normal y los niveles de seguridad adecuados.

42. **ESTADO DE EMERGENCIA:** Es la condición en la que, por haberse producido una perturbación en el sistema, la frecuencia y tensiones se apartan de valores normales y la dinámica que ha adquirido el sistema amenaza su integridad, haciéndose necesario tomar medidas de emergencia, como rechazar carga o desconectar generación en forma significativa. En este estado se suceden acciones automáticas de protección y de rechazo de carga para aislar los elementos o porciones falladas del sistema y estabilizarlo.
43. **ESTATISMO:** Es la respuesta natural de la máquina en frecuencia a las variaciones de potencia. Se expresa en valores porcentuales.
44. **ESTATISMO PERMANENTE:** Característica técnica de una planta, unidad de generación eléctrica o Sistema de Almacenamiento de Energía por Baterías que determina la variación porcentual de la frecuencia por cada unidad de variación porcentual de la potencia con respecto a los valores nominales.
45. **ENERGÍA NO CONVENCIONAL:** Incluye todas las energías renovables, salvo a las hidroeléctricas mayores de 5MW y al uso energético de la biomasa. Puede incluir otras energías de origen no renovable; pero en aplicaciones especiales como de cogeneración o de nuevas aplicaciones con beneficios similares a las renovables en cuanto a ahorrar combustibles fósiles y no contaminar.
46. **EQUIPO PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN:** Comprende las líneas de transmisión, los equipos de transformación, conexión, protección, maniobra y equipos de compensación reactiva asociados al Sistema de Transmisión.
47. **ESTADO NORMAL:** Es la condición estacionaria del sistema en la que existe un balance de potencia activa y un balance de potencia reactiva, los equipos de la red eléctrica operan sin sobrecarga y el sistema opera dentro de los márgenes de tolerancia permitidos de frecuencia y tensión.
48. **ESTADO DE OPERACION:** Es cualquiera de las cuatro condiciones en las que, para efectos de este reglamento, puede clasificarse la operación de un sistema en un momento determinado: normal, alerta, emergencia y recuperación.
49. **ESTADO DE RECUPERACION:** Es la condición en la que, concluido el Estado de Emergencia, el sistema ha quedado en estado estacionario; pero con restricciones significativas de suministro. Se llevan a cabo coordinaciones y maniobras de reconexión de generación y carga para restablecer el estado normal del sistema.
50. **FACTOR DE POTENCIA (FP):** Es la relación entre la potencia reactiva y la activa, expresado como el valor del coseno del ángulo de la resultante vectorial de los anteriores. Desde el punto de vista analítico, la resultante se denominaría potencia o energía aparente (EAP).

51. **INTEGRANTES DEL ORGANISMO COORDINADOR:** Son las Empresas Eléctricas de Generación, Transmisión y Distribución y Comercialización, así como los Autoprodutores y Cogeneradores que venden sus excedentes a través del Sistema Interconectado.
52. **INSTITUCIONES GUBERNAMENTALES NO CORTARLES (IGNC):** Son todas aquellas instituciones que, por la naturaleza del servicio que brindan, no pueden ser objeto de corte del suministro eléctrico.
53. **LEY:** Es la Ley General de Electricidad, núm. 125-01, de del 26 de julio de 2001; modificada por la Ley núm. 186-07 del 6 de agosto de 2007.
54. **LICENCIAS:** Son las autorizaciones otorgadas por la Superintendencia de Electricidad para ejercer los servicios eléctricos locales. La Superintendencia de Electricidad dictará la normativa que regirá el otorgamiento de las mismas.
55. **LA COMISIÓN:** Comisión Nacional de Energía, creada mediante la Ley núm. 12501.
56. **LINEAS DE TRANSMISIÓN RADIALES:** Son aquellas líneas de transmisión que, en caso de encontrarse fuera de servicio, dejan aislado de la Red Principal de Transmisión al generador o centro de consumo al cual se conectan.
57. **MANTENIMIENTO CORRECTIVO:** Actividad que se realiza con el fin de superar un defecto o avería de un equipo que ha ocasionado un mal funcionamiento o su inoperatividad, dejándolo en condiciones aceptables o normales de funcionamiento. Puede o no ser programado.
58. **MANTENIMIENTO DE URGENCIA:** Aquel mantenimiento correctivo que debe realizarse inmediatamente ante la ocurrencia de una falla en un equipo, a fin de evitar graves consecuencias en el mismo.
59. **MANTENIMIENTO MAYOR:** Es aquel cuya ejecución requiere el retiro total de la unidad generadora o equipo principal de transmisión, durante un período igual o mayor a ciento sesenta y ocho (168) horas. Este mantenimiento mayor se limitará y se realizarán conforme a las normas de procedimiento establecidas por el fabricante de los equipos y las normas técnicas internacionales dictadas para ello.
60. **MANTENIMIENTO NO PROGRAMADO:** Aquella actividad que no está indicada en el programa de mantenimiento.
61. **MANTENIMIENTO PREVENTIVO:** Aquel que consiste en realizar actividades que pueden o no implicar reparaciones o cambios de dispositivos al cumplir un período prefijado, con la finalidad de reducir la probabilidad de daños en el equipamiento o pérdidas de producción.
62. **MANTENIMIENTO PROGRAMADO:** Es el mantenimiento considerado en los programas de operación anual del sistema interconectado. Este tipo de mantenimiento debe estar contenido en el programa de operación, previamente aprobado por el Organismo Coordinador.

- 63. **MÁQUINA GENERADORA:** Es el conjunto motor primogenerador.
- 64. **MÁQUINA (O CENTRAL) REGULANTE:** Es aquella calificada para operar con margen de reserva de regulación, sea primaria o secundaria. Para lo que sigue en el presente reglamento se refiere siempre a la de regulación primaria.
- 65. **MARCO REGULATORIO:** La Ley núm. 125-01, del 26 de julio de 2001, modificada por la Ley núm. 186-07, del 6 de agosto de 2007; la Ley núm. 365-22, del 7 de diciembre de 2022; el presente reglamento de aplicación, con sus modificaciones; las resoluciones dictadas por la CNE, las resoluciones dictadas por la Superintendencia de Electricidad y las demás normas dictadas por las autoridades competentes para normar el subsector eléctrico.
- 66. **MERCADO DE CONTRATOS:** Es el mercado de transacciones de compra y venta de electricidad basada en contratos de suministro libremente pactados.
- 67. **MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA:** Es el mercado eléctrico en el cual interactúan las Empresas Eléctricas de Generación, Transmisión y Distribución y Comercialización, así como los Usuarios No Regulados, comprando, vendiendo y transportando electricidad. Comprende el Mercado de Contratos y el Mercado Spot.
- 68. **MERCADO ELÉCTRICO MINORISTA:** Es aquel en el cual actúan las Empresas de Distribución y Comercialización, vendiendo electricidad a los Usuarios Regulados y estos comprando electricidad a las primeras.
- 69. **MERCADO SPOT:** Es el mercado de transacciones de compra y venta de electricidad de corto plazo, no basado en contratos a término cuyas transacciones económicas se realizan al Costo Marginal de Corto Plazo de Energía y al Costo Marginal de Potencia.
- 70. **NODO DE REFERENCIA:** En el SENI, es la subestación eléctrica establecida mediante resolución por la SIE, y que por definición tiene un factor nodal igual a uno.
- 71. **OBRA ELÉCTRICA:** Cualquier infraestructura y equipamiento para: a) Generar y vender electricidad, b) Transportar energía de alta tensión, c) Distribuir electricidad a Usuarios Regulados, o, d) Abastecer de electricidad en alta a media tensión a un Usuario No Regulado.
- 72. **OCUPANTE:** Es toda persona que se encuentre en un inmueble a título de propietario, inquilino, en calidad de préstamo o cualquier otra condición que implique el usufructo del inmueble, por el período que dure su estadía.
- 73. **OFICINA DE PROTECCIÓN AL CONSUMIDOR DE ELECTRICIDAD (PROTECOM):** Es la dependencia de la Superintendencia de Electricidad cuya función es fiscalizar los procedimientos y acciones de las Empresas Distribuidoras en primera instancia, frente a las reclamaciones de los consumidores del servicio público, atender y dirimir en segunda instancia las reclamaciones de los consumidores de servicio público frente a las Empresas de Distribución.

- 74. **OPERADOR CONECTADO AL SISTEMA:** Para efectos de este reglamento, es el operador de centrales de generación y de sistemas de distribución vinculados al Sistema Interconectado.
- 75. **ORGANISMO COORDINADOR (OC):** Es una institución cuya función es planificar y coordinar la operación de las empresas generadoras, así como del sistema de transmisión y distribución que integran el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado.
- 76. **PERTURBACIÓN:** Es cualquier evento que altere el balance de potencia activa y reactiva del sistema, así como que modifique las condiciones de frecuencia y voltaje normales del sistema.
- 77. **PETICIÓN:** Conjunto de documentos que conforman el expediente de una solicitud presentada por un peticionario ante la Superintendencia de Electricidad para: i) la concesión de explotación de obras eléctricas, ii) la autorización para la instalación de obras eléctricas, iii) la Autorización para la Puesta en Servicio de Obras eléctricas, iv) la Solicitud de Autorización para Ejercer la Condición de Usuario No Regulado.
- 78. **PETICIONARIO:** Cualquier persona física o jurídica, que presente una petición.
- 79. **POTENCIA MÍNIMA TÉCNICA:** Es la potencia mínima a la que puede generar una unidad en condiciones de operación normal, conforme a las especificaciones técnicas y manuales de operación y mantenimiento preventivo suministradas por el fabricante de esa unidad o por estudios técnicos de expertos en la materia.
- 80. **PROGRAMA DIARIO DE OPERACIÓN:** Es aquel que está constituido por las directrices operacionales indicadas por el OC y el Programa Diario de Mantenimiento (PDM).
- 81. **PROGRAMA SEMANAL DE OPERACIÓN:** Es aquel que está constituido por el Programa de Despacho Semanal (PDS) y el Programa Semanal Mantenimiento (PSM).
- 82. **PUNTO DE CONEXIÓN:** Conjunto de equipos y aparatos de transformación, maniobra, protección, comunicación y auxiliares a través de los cuales se establece la vinculación entre dos agentes, y que delimita la propiedad de los mismos.
- 83. **RED PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN:** Incluye todas las líneas de transmisión que no son radiales.
- 84. **REGULACIÓN DE FRECUENCIA (RF):** Conjunto de acciones necesarias para mantener la frecuencia dentro de las tolerancias permisibles definidas para el sistema.
- 85. **REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA (RPF):** Conjunto de acciones de respuesta rápida en la regulación de la frecuencia eléctrica, que se lleva a cabo en un tiempo inferior al definido por la Superintendencia de Electricidad (SIE). Tiene como objetivo equilibrar de forma instantánea la generación con la demanda para minimizar las desviaciones de la frecuencia respecto a su valor nominal.

86. **REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA (RSF):** Conjunto de acciones automáticas que se aplican sobre los variadores de carga de las unidades, centrales de generación o Sistemas de Almacenamiento de Energía por Baterías que tiene como objetivo compensar las desviaciones finales de la frecuencia resultante de la Regulación Primaria de Frecuencia.
87. **RESERVA PARA REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA (RRPF):** Margen de reserva rotante en las centrales que responden automáticamente a variaciones súbitas de frecuencia habilitadas para participar en la RPF.
88. **RESERVA PARA LA REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA (RRSF):** Margen de reserva rotante de las unidades, centrales eléctricas o Sistema de Almacenamiento de Energía por Baterías, calificadas para la realización de la Regulación Secundaria de Frecuencia.
89. **RESERVA ROTANTE (RR):** Margen de capacidad de generación de las centrales en operación para llegar a la máxima potencia de generación disponible en cualquier instante. Este margen de capacidad de generación resulta de la diferencia entre la sumatoria de las capacidades disponibles de las unidades sincronizadas al sistema y la sumatoria de sus potencias entregadas al sistema. Usualmente se la clasifica en dos tipos:
- a) Reserva de Regulación Primaria.
 - b) Resella de Regulación Secundaria.
90. **REPROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA:** Es la reformulación del Programa de Operación Diario. La efectúa el Organismo Coordinador, por iniciativa propia o a requerimiento del CCE, cuando la demanda proyectada de acuerdo al Programa Diario de Operación difiere significativamente de la real en un momento dado del día, los caudales de las centrales de pasada varían significativamente con relación a lo previsto en el mismo programa; o cuando se modifica la oferta de generación por efecto de la salida no programada de alguna unidad generadora.
91. **RESPUESTA DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA CON BATERÍAS:** Es la respuesta del Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías, para almacenar e inyectar potencia activa o reactiva a la red, en forma rápida y sostenida, ante variaciones de voltaje o frecuencia del sistema.
92. **RESERVA FRÍA O NO SINCRONIZADA:** Es la capacidad de las unidades disponibles para entrar en servicio a requerimiento del OC.
93. **SALIDA FORZADA:** Es la desconexión intempestiva de un equipo por falla, defecto, o como consecuencia de la falla de cualquier otro elemento del sistema.
94. **SERVICIOS AUXILIARES:** Son los servicios de Regulación de Frecuencia, Regulación de Tensión, Compensación de Energía Reactiva y cualesquier otro que sea necesario para el correcto funcionamiento del mercado de energía y para la seguridad y confiabilidad del sistema interconectado.

95. **SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN:** Corresponde a las instalaciones de media y baja tensión destinadas a transferir electricidad hacia usuarios finales desde los puntos de conexión con las instalaciones de transmisión, dentro de la zona de concesión para la explotación de obras eléctricas.
96. **SMC:** Sistema de Medición Comercial.
97. **SIE:** Es la Superintendencia de Electricidad.
98. **SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD:** Es un organismo autónomo creado por la Ley núm. 125-01, cuya función principal es ser el ente regulador del Subsector Eléctrico.
99. **SUPERINTENDENTE:** Es el presidente del Consejo de la SIE.
100. **SISTEMA DE ADQUISICIÓN Y REGISTRO DE DATA DE POTENCIA-FRECUENCIA:** Equipamiento instalado en cada Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía por Baterías con capacidad de capturar y registrar los valores instantáneos de potencia-frecuencia durante la operación real del sistema eléctrico.
101. **SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA CON BATERÍAS (SAEB):** Equipo capaz de almacenar e inyectar energía a la red para que, de forma rápida y sostenida compense diferentes servicios complementarios, tales como, regulación de frecuencia, regulación de tensión, alivio de congestiones, aplanamiento de curva de demanda, entre otros.
102. **SISTEMA DE CONTROL AUTOMÁTICO DE GENERACIÓN O AUTOMATIC GENERATION CONTROL (AGC):** Sistema que se encarga de transmitir señales hacia los generadores o Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías que se encuentran bajo su control para modificar su carga con la finalidad de mantener o reestablecer la frecuencia a su valor nominal y la potencia de intercambio dentro de unos valores previamente definidos.
103. **TIEMPO DE RESPUESTA:** Tiempo que tarda una máquina o Sistema de Almacenamiento de Energía por Baterías en modificar su potencia desde un valor permanente hasta su estabilización en el nuevo valor de potencia, ante un cambio de consigna o en respuesta a una variación de frecuencia en el sistema interconectado.
104. **VALOR NUEVO DE REEMPLAZO (VNR):** Es el costo eficiente en que se incurre para suministrar una línea de transmisión, subestación, Red de Distribución y sus equipos, que cumplan las mismas funciones que desempeña la instalación o equipo a ser reemplazado.
105. **ZONA DE CONCESIÓN:** Área geográfica establecida en los contratos de otorgamiento de derechos para la explotación de obras eléctricas de distribución, dentro de la cual la empresa concesionaria tiene el derecho de ser distribuidora exclusiva del suministro de la energía eléctrica demandada por los usuarios sometidos a regulación de precios.

ARTÍCULO 4. De las tensiones nominales y rangos de tolerancia. Se modifica el artículo 149 del Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad núm. 12501, emitido mediante el Decreto núm. 555-02, del 19 de julio de 2002, y sus modificaciones, para que en lo adelante se lea como sigue:

Artículo 149. Las tensiones nominales y sus rangos de tolerancia en la operación de las instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) serán establecidos por la Superintendencia de Electricidad (SIE') mediante resolución.

ARTÍCULO 5. De la frecuencia nominal y rangos de frecuencia. Se modifica el artículo 150 del Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad núm. 125-01, emitido mediante el Decreto núm. 555-02, del 19 de julio de 2002, y sus modificaciones, para que en lo adelante se lea como sigue:

Artículo 150. Se establece una frecuencia nominal de 60 Hz en los sistemas eléctricos de corriente alterna en los que se efectúen suministros de servicio público. Los servicios de regulación primaria y secundaria de frecuencia deben mantener la frecuencia, dentro de los siguientes rangos:

59.85 a 60.15 Hz durante el 99.0 % del tiempo.

59.75 a 60.25 Hz durante el 99.8 % del tiempo.

ARTÍCULO 6. De la responsabilidad por el control del flujo de energía reactiva. Se Modifica el artículo 151 del Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad núm. 125-01, emitido mediante el Decreto núm. 555-02, del 19 de julio de 2002, y sus modificaciones, para que en lo adelante se lea como sigue:

Artículo 151. Las empresas eléctricas de generación, transmisión, distribución, autoproducción, cogeneración y usuarios no regulados, participantes en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), serán responsables del control del flujo de energía reactiva en los puntos de intercambios.

Párrafo I. La Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED) deberá poner a disposición del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) todo el equipamiento para el control de tensión y suministro de potencia reactiva reconocido en el pago del Peaje de Transmisión.

Párrafo II. Los agentes generadores, propietarios u operadores de todo tipo de unidades generadoras, de cualquier tipo de fuentes primarias de energía, están obligados a participar en el control de tensión por medio de la generación o absorción de potencia reactiva, cuando sus unidades generadoras son requeridas al despacho por razones económicas, de seguridad o de regulación de tensión, según se especifica a continuación:

- a) Entregar en forma permanente hasta el noventa por ciento (90 %) del límite de potencia reactiva, inductiva o capacitiva, en cualquier punto de operación que esté dentro de las características técnicas de la unidad generadora, dadas por su curva de capacidad.
- b) Entregar en forma transitoria el cien por ciento (100 %) de la capacidad arriba mencionada, durante 20 minutos continuos, con intervalos de 40 minutos.

- c) Fijar los intercambiadores del nivel de tensión (taps) de los transformadores en las posiciones que el Organismo Coordinador (OC) requiera, sobre la base de estudios especializados.
- d) Mantener la tensión en barras que el Organismo Coordinador (OC) y el Centro de Control de Energía (CCE) les requiera.

ARTÍCULO 7. Del control de potencia. Se modifica el artículo 154 del Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad núm. 125-01, emitido mediante el Decreto núm. 555-02, del 19 de julio de 2002, y sus modificaciones, para que en lo adelante se lea como sigue:

Artículo 154. Las empresas de distribución y usuarios no regulados deberán controlar, con carácter obligatorio, que su demanda en barra de compra de electricidad tenga como mínimo un factor de potencia medio horario establecido por la Superintendencia de Electricidad (SIE).

Párrafo I. La Superintendencia de Electricidad (SIE) establecerá una metodología para reconocer en los cálculos del pliego tarifario aplicado por las empresas distribuidoras a los usuarios regulados, el mecanismo de compensación para los clientes que no cuentan con medidores que registren factor de potencia horario.

Párrafo II. En los casos de clientes que cuenten en sus instalaciones con medición horaria, las empresas distribuidoras están facultadas para facturar en cada hora del mes, el recargo especificado por el régimen tarifario definido por la Superintendencia de Electricidad (SIE) para aquellos consumos que registren un factor de potencia medio horario inferior al establecido por la Superintendencia de Electricidad (SIE).

Párrafo III. La facturación del recargo horario por parte de las empresas distribuidoras estará supeditada a la aplicación del procedimiento para la realización de las transacciones económicas correspondientes a la valorización de energía reactiva y compensación por regulación de tensión entre Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), definido en el presente reglamento.

Párrafo IV. La Superintendencia de Electricidad (SIE), al definir la remuneración de las empresas distribuidoras por el uso de sus instalaciones para el servicio a sus clientes, reconocerá las inversiones eficientes requeridas para garantizar el suministro de energía reactiva demandada por estos.

ARTÍCULO 8. De la obligación de prestación del Servicio de Regulación Primaria de Frecuencia. Se modifica el artículo 203 del Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad núm. 125-01, emitido mediante el Decreto núm. 555-02, del 19 de julio de 2002, y sus modificaciones para que en lo adelante se lea como sigue:

Artículo 203. Servicio de Regulación Primaria de Frecuencia. La prestación del servicio de Regulación Primaria de Frecuencia es de carácter obligatorio para todas las unidades de generación del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado, bajo responsabilidad de las respectivas empresas generadoras, autoprodutores y cogeneradores propietarias u operadoras.

ARTÍCULO 9. Del requisito de Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia. Se modifica el artículo 205 del Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad núm. 125-01, emitido mediante el Decreto núm. 555-02, del 19 de julio de 2002, y sus modificaciones, para que en lo adelante se lea como sigue:

Artículo 205. Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia. El servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia es un requisito indispensable para la operación del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI). El Organismo Coordinador (OC) determinará la reserva para Reserva Secundaria de Frecuencia en función de la reserva fijada para el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia, sobre la base del procedimiento establecido por la Superintendencia de Electricidad (SIE).

ARTÍCULO 10. De la Responsabilidad compartida por el control de tensión. Se modifica el artículo 232 del Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad núm. 125-01, emitido mediante el Decreto núm. 555-02, del 19 de julio de 2002, y sus modificaciones, para que en lo adelante se lea como sigue:

Artículo 232. Todos los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista están obligados a proveer los equipos necesarios para la supervisión de los niveles de tensión en sus respectivas instalaciones. Los niveles de tensión en las barras de los sistemas de generación, autoproducción, cogeneración, transmisión y distribución son regulados directamente por sus titulares, quienes están obligados a mantener los valores de tensión de barras establecidos por la Superintendencia de Electricidad (SIE).

Párrafo I. Los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista operadores de sistemas de generación están obligados a generar y entregar la potencia reactiva inductiva o capacitiva solicitada por el Centro de Control de Energía (CCE), hasta los límites establecidos por la Superintendencia de Electricidad (SIE), para mantener los niveles de tensión dentro de los rangos especificados.

Párrafo II. El Centro de Control de Energía (CCE) es responsable de supervisar y controlar los niveles de tensión en las barras del sistema de transmisión. En el estado normal la tensión de las barras de carga deberá mantenerse dentro del rango de variación de tensión de operación que serán establecidos en el reglamento que a los fines dicte la Superintendencia de Electricidad (SIE).

Párrafo III. El Organismo Coordinador (OC) deberá establecer las tensiones de operación a ser controladas en las barras del sistema de generación y transmisión sobre la base de estudios especializados. Estas tensiones no deben exceder los rangos de operación especificados para el estado normal del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) establecidos por la Superintendencia de Electricidad (SIE).

ARTÍCULO 11. De las transacciones económicas de energía reactiva y regulación de tensión. Se modifica el artículo 371 del Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad núm. 125-01, emitido mediante el Decreto núm. 555-02, del 19 de julio de 2002, y sus modificaciones, para que en lo adelante se lea como sigue:

Artículo 371. El Organismo Coordinador (OC) realizará mensualmente las transacciones económicas de energía reactiva y regulación de tensión, entre Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (Agentes del MEM) de acuerdo con el procedimiento de valorización de la energía reactiva y compensación por regulación de tensión establecido por la Superintendencia de Electricidad (SIE) mediante resolución.

ARTÍCULO 12. Del procedimiento para la valorización de energía reactiva y compensación por regulación de tensión. Se agrega un artículo 560 al Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad núm. 125-01, emitido mediante el Decreto núm. 555-02, del 19 de julio de 2002, y sus modificaciones, que dispondrá lo siguiente:

Artículo 560. Procedimiento de valorización de la energía reactiva y compensación por regulación de tensión. La Superintendencia de Electricidad (SIE) podrá solicitar al Organismo Coordinador (OC) someter una propuesta de procedimiento de valorización de energía reactiva y compensación por regulación de tensión, entre Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (Agentes del MEM).

Párrafo I. El procedimiento propuesto por el Organismo Coordinador (OC) podrá ser modificado o complementado por la Superintendencia de Electricidad (SIE), para su posterior aprobación.

Párrafo II. El Organismo Coordinador (OC) podrá solicitar a la Superintendencia de Electricidad (SIE) las modificaciones y actualizaciones (que estime necesarias al procedimiento de valorización de la energía reactiva y compensación por regulación de tensión. Estas podrán ser acogidas o rechazadas por la Superintendencia de Electricidad (SIE) para su aprobación mediante resolución.

ARTÍCULO 13. Del procedimiento para el cálculo de los saldos acreedores por aporte de energía reactiva. Se agrega un artículo 561 al Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad núm. 125-01, emitido mediante el Decreto núm. 555-02, del 19 de julio de 2002, y sus modificaciones, que dispondrá lo siguiente:

Artículo 561. Cálculo de los saldos acreedores por aporte de energía reactiva. Para los fines de las transacciones económicas por energía reactiva de cada mes, el Organismo Coordinador (OC) deberá determinar, para cada agente del Mercado Eléctrico Mayorista, los saldos acreedores resultantes por los excedentes de aporte de energía reactiva horaria de las unidades de generación térmica, hidroeléctrica, y de fuentes de energía renovable u otras tecnologías.

Párrafo. Los aportes de energía reactiva en exceso serán compensados solo cuando sean los requeridos para mantener los voltajes en barra, en los valores establecidos por el Organismo Coordinador en los programas diarios de operación o redespachos o por orden del Centro de Control de Energía (CCE) en la operación en tiempo real.

ARTÍCULO 14. Del procedimiento para el cálculo de los saldos acreedores por aporte de energía reactiva de las unidades termoeléctricas despachadas de manera forzada. Se agrega un artículo 562 al Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad núm. 125-01, emitido mediante el Decreto núm. 555-02, del 19 de julio de 2002, y sus modificaciones, que dispondrá lo siguiente:

Artículo 562. Máquinas termoeléctricas despachadas por regulación de tensión y aporte de energía reactiva de manera forzada. El procedimiento de valorización de la energía reactiva y compensación por regulación de tensión contendrá la formulación para determinar la participación en el cobro por energía reactiva y regulación de tensión de las unidades termoeléctricas despachadas de manera forzada para la operación en tiempo real por el Centro de Control de Energía (CCE), por regulación de tensión y aporte de energía reactiva, según los programas diarios de operación y redespachos emitidos por el Organismo Coordinador (OC).

ARTÍCULO 15. Del procedimiento para el cálculo de los saldos acreedores por aporte de energía reactiva de las unidades hidroeléctricas despachadas como compensadores sincrónicos. Se modifica el artículo 376 del Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad núm. 125-01, emitido mediante el Decreto núm. 555-02, del 19 de julio de 2002, y sus modificaciones, para que en lo adelante se lea como sigue:

Artículo 376. Máquinas hidroeléctricas operando como compensadores sincrónicos despachadas por regulación de tensión y aporte de energía reactiva. El procedimiento de valorización de la energía reactiva y compensación por regulación de tensión, establecido por la Superintendencia de Electricidad (SIE), dispondrá el mecanismo para determinar la participación en el cobro por energía reactiva y regulación de tensión las unidades hidroeléctricas despachadas como compensadores sincrónicos por el Centro de Control de Energía (CCE), según los programas de operación y redespachos emitidos por el Organismo Coordinador (OC), por regulación de tensión y aporte de energía reactiva.

ARTÍCULO 16. Del procedimiento para el cobro de energía reactiva en defecto de las centrales de generación. Se modifica el artículo 377 del Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad núm. 125-01, emitido mediante el Decreto núm. 555-02, del 19 de julio de 2002, y sus modificaciones, para que en lo adelante se lea como sigue:

Artículo 377. Pago de centrales de generación con entrega de energía reactiva inferior a la energía reactiva base. El procedimiento de valorización de la energía reactiva y compensación por regulación de tensión contendrá de manera explícita la participación en el pago de las centrales de generación con entrega de energía reactiva inferior a la energía reactiva base.

Párrafo I. El despacho de la energía reactiva será determinado por el Organismo Coordinador (OC), con la realización de estudios especializados, considerando los criterios de seguridad y estabilidad del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI).

Párrafo II. El pago de los generadores por energía reactiva en defecto ocurrirá solo cuando los voltajes en barras asociadas a dichas centrales no hayan alcanzado los valores requeridos por el Organismo Coordinador (OC) en los programas diarios de operación o redespachos, o por orden del Centro de Control de Energía (CCE), en la operación en tiempo real.

ARTÍCULO 17. Del procedimiento para el cobro de energía reactiva de los consumidores. Se modifica el artículo 378 del Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad núm. 125-01, emitido mediante el Decreto núm. 555-02, del 19 de julio de 2002, y sus modificaciones, para que en lo adelante se lea como sigue:

Artículo 378. Consumos de empresas de distribución, generación y usuarios no regulados (UNR). El procedimiento de valorización de la energía reactiva y compensación por regulación de tensión establecido por la Superintendencia de Electricidad (SIE) contendrá de manera explícita la participación en el pago de consumos de empresas de distribución, generación, autoproducción, cogeneración y usuarios no regulados (UNR) interconectados al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI).

ARTÍCULO 18. Del procedimiento para el cobro de la energía reactiva consumida por la empresa de transmisión. Se modifica el artículo 379 del Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad núm. 125-01, emitido mediante el Decreto núm. 555-02, del 19 de julio de 2002, y sus modificaciones, para que en lo adelante se lea como sigue:

Artículo 379. Equipamiento para el control de tensión de la empresa de transmisión. El procedimiento de valorización de la energía reactiva y compensación por regulación de tensión, establecido por resolución de la Superintendencia de Electricidad (SIE), dispondrá el mecanismo para determinar el pago que debe realizar la empresa de transmisión por consumo de potencia reactiva de sus líneas, transformadores u otros equipos y la indisponibilidad de elementos para regulación de tensión, tales como compensación de potencia reactiva estática y dinámica, así como inoperatividad de variadores de taps de sus transformadores, entre otros.

Párrafo. La Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED) será responsable de un saldo deudor, en caso de déficits de aportes de energía reactiva, por la falla de instalación de equipos de regulación de tensión o su indisponibilidad.

ARTÍCULO 19. Del procedimiento para la participación de cogeneradores y autoproductores en el pago o cobro por energía reactiva y regulación de tensión. Se modifica el artículo 380 del Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad núm. 125-01, emitido mediante el Decreto núm. 555-02, del 19 de julio de 2002, y sus modificaciones, para que en lo adelante se lea como sigue:

Artículo 380. Participación de cogeneradores y autoprodutores en el pago o cobro por energía reactiva y regulación de tensión. En el procedimiento de valorización de la energía reactiva y compensación por regulación de tensión, establecido por la Superintendencia de Electricidad (SIE), se dispondrá el mecanismo para determinar la participación de cogeneradores y autoprodutores en el pago o cobro por energía reactiva y regulación de tensión.

ARTÍCULO 20. Del procedimiento para la determinación de los pagos mensuales entre agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) por energía reactiva y regulación de tensión. Se modifica el artículo 381 del Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad núm. 125-01, emitido mediante el Decreto núm. 555-02, del 19 de julio de 2002, y sus modificaciones, para que en lo adelante se lea como sigue:

Artículo 381. Determinación de los pagos mensuales entre agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) por energía reactiva y regulación de tensión. El procedimiento de valorización de la energía reactiva y compensación por regulación de tensión, establecido por la Superintendencia de Electricidad (SIE), dispondrá el mecanismo para determinar los pagos mensuales entre agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) por energía reactiva y regulación de tensión.

ARTÍCULO 21. Del procedimiento para la fijación del costo unitario de compensación de energía reactiva. Se modifica el artículo 382 del Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad núm. 125-01, emitido mediante el Decreto núm. 555-02, del 19 de julio de 2002, y sus modificaciones, para que en lo adelante se lea como sigue:

Artículo 382. Emisión del costo unitario de compensación energía reactiva. La Superintendencia de Electricidad (SIE) fijará por resolución el costo unitario de compensación de energía reactiva que será utilizado en las transacciones económicas de valorización de la energía reactiva y compensación por regulación de tensión, tomando en consideración de manera enunciativa, sin ser limitativos, los parámetros citados a continuación:

- a) La tecnología del equipamiento para la compensación de energía reactiva.
- b) La demanda de energía reactiva.
- c) La expansión del Sistema de Transmisión.
- d) El precio de referencia del equipamiento para la compensación de energía reactiva.
- e) El déficit de la energía reactiva del sistema.
- f) Cualquier otro parámetro que la Superintendencia determine.

ARTÍCULO 22. Del objetivo del servicio de regulación de frecuencia. Se modifica el artículo 383 del Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad núm. 125-01, emitido mediante el Decreto núm. 555-02, del 19 de julio de 2002, y sus modificaciones, para que en lo adelante se lea como sigue:

Artículo 383. Objetivo. Establecer las condiciones generales para la prestación del servicio de Regulación de Frecuencia en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI).

ARTÍCULO 23. De los procedimientos para la prestación de servicios de regulación de frecuencia. Se agrega un artículo 563 al Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad núm. 125-01, emitido mediante el Decreto núm. 555-02, del 19 de julio de 2002, y sus modificaciones, que dispondrá lo siguiente:

Artículo 563. Procedimientos para prestación de servicios de Regulación de Frecuencia. La Superintendencia de Electricidad (SIE) tiene la obligación de dictar por resolución los siguientes procedimientos, relativos a la prestación del servicio de regulación de frecuencia en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI):

- a) Procedimiento de Habilitación de Instalaciones para Servicios de Regulación de Frecuencia (**PHISRF**).
- b) Procedimiento de Fiscalización de Instalaciones para Servicios de Regulación de Frecuencia (**PFSRF**).
- c) Procedimiento para la Determinación de la Reserva y Asignación de los servicios de Regulación de Frecuencia. (**PRARF**).
- d) Procedimiento para la realización de las Transacciones Económicas de Regulación de Frecuencia (**PTERF**).

Párrafo I. A requerimiento de la Superintendencia de Electricidad (SIE), el Organismo Coordinador (OC) someterá una propuesta de los procedimientos PHISRF, PFSRF, PRARF y PTERF. Los procedimientos propuestos por el Organismo Coordinador (OC) podrán ser modificados o complementados por la Superintendencia de Electricidad (SIE) para su posterior aprobación.

Párrafo II. El Organismo Coordinador (OC) podrá solicitar a la Superintendencia de Electricidad (SIE) las modificaciones y actualizaciones que estime necesarias realizar, a cualquiera de los procedimientos relativos a la prestación del servicio de regulación de frecuencia del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI). Estas podrán ser acogidas o rechazadas por la Superintendencia de Electricidad (SIE).

Párrafo III. Los procedimientos deberán contener los requisitos técnicos de las unidades generadoras y los equipamientos aprobados para la prestación de los servicios de regulación primaria y secundaria de frecuencia.

Párrafo IV. La Superintendencia de Electricidad incluirá en los diferentes procedimientos relativos a la prestación del servicio de regulación de frecuencia (PHISRF, PFSRF, PRARF y PTERF), los requisitos técnicos a cumplir por los generadores que hagan uso de los sistemas de almacenamiento de energía y la remuneración económica aplicable.

ARTÍCULO 24. Del Organismo Coordinador (OC) en materia de regulación de frecuencia. Se modifica el artículo 385 del Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad núm. 125-01, emitido mediante el Decreto núm. 555-02, del 19 de julio de 2002, y sus modificaciones, para que en lo adelante se lea como sigue:

Artículo 385. Obligaciones del Organismo Coordinador (OC) en la prestación del servicio de Regulación de Frecuencia. El Organismo Coordinador (OC) con respecto a los servicios de Regulación Primaria de Frecuencia y Regulación Secundaria de Frecuencia del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) tiene las siguientes obligaciones:

- a) Someter, a requerimiento de la Superintendencia de Electricidad (SIE), propuestas de los procedimientos PHISRF, PFSRF, PRARF y PTERF.
- b) Solicitar a la Superintendencia de Electricidad (SIE) las modificaciones y actualizaciones que estime necesarias realizar a cualquiera de los procedimientos relativos a la prestación del servicio de regulación de frecuencia del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI).
- c) Verificar en el proceso de habilitación de toda instalación de generación, Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías (SAEB) u otro equipamiento para los servicios de Regulación Primaria de Frecuencia o Regulación Secundaria de Frecuencia, el cumplimiento de los requisitos exigidos en el PHISRF.
- d) Programar la reserva rotante del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) para los servicios de Regulación Primaria de Frecuencia y Regulación Secundaria de Frecuencia en los programas de la operación de corto plazo y redespachos.
- e) Programar la reserva rotante para los servicios de Regulación Primaria de Frecuencia y Regulación Secundaria de Frecuencia, distribuida para las áreas del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), preservando la seguridad, calidad y economía del suministro eléctrico; y, asimismo, designar las unidades generadoras, Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías (SAEB) u otro equipamiento encargadas de regular la frecuencia en dichos subsistemas cuando el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) se subdivide temporalmente en subsistemas aislados.
- f) Mantener una lista actualizada de las unidades generadoras. Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías (SAEB) u otro equipamiento habilitado para el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia y su estatus en el transcurso del tiempo en cuanto a su disponibilidad real para aportar dicho servicio.

- g) Mantener una lista actualizada de las unidades generadoras, Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías (SAEB) u otro equipamiento habilitado para el servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia y su estatus en el transcurso del tiempo en cuanto a su disponibilidad real para aportar dicho servicio.
- h) Elaborar los estudios de rechazo de carga en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) por variaciones de la frecuencia.
- i) Verificar la calidad de la prestación de los servicios de Regulación Primaria de Frecuencia y Regulación Secundaria de Frecuencia de todas las unidades generadoras, Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías (SAEB) u otro equipamiento del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) conforme con las disposiciones del PFSRF.
- j) Determinar los aportes de Regulación Primaria de Frecuencia y aportes de Regulación Secundaria de Frecuencia horarios de los servicios de regulación de frecuencia para todas y cada una de las unidades de generación, autoproducción y cogeneración del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), así como los sistemas de almacenamiento de energía por baterías o equipamiento, conforme con las disposiciones del PFSRF. Estos aportes serán insumos para la realización de las transacciones económicas por Regulación de Frecuencia.
- k) Verificar la actuación o respuesta de las unidades generadoras o Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías (SAEB) ante la ocurrencia de eventos o perturbaciones en que se excedan los límites permitidos de la frecuencia.
- l) Emitir los reportes requeridos en el PFSRF.
- m) Requerir, cuando considere, a cualquier agente generador, cogenerador o autoprodutor del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), que previamente haya obtenido el certificado de habilitación para los servicios de Regulación Primaria de Frecuencia o Regulación Secundaria de Frecuencia para sus instalaciones, que presente una solicitud de rehabilitación para los servicios de Regulación Primaria de Frecuencia o Regulación Secundaria de Frecuencia, frente a cambios en los equipos de regulación, en los equipos SCADA o en la respuesta de dichas instalaciones.

ARTÍCULO 25. Del Centro de Control de Energía (CCE) en materia de regulación de frecuencia. Se modifica el artículo 386 del Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad núm. 125-01, emitido mediante el Decreto núm. 555-02, del 19 de julio de 2002, y sus modificaciones, para que en lo adelante se lea como sigue:

Artículo 386. Obligaciones del Centro de Control de Energía (CCE). El Centro de Control de Energía (CCE), con respecto a los servicios de Regulación Primaria de Frecuencia y Regulación Secundaria de Frecuencia del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), tiene las siguientes obligaciones:

- a) Coordinar con los centros de control de los agentes generadores, autoprodutores y cogeneradores del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) que corresponda, las condiciones operativas para la realización de las pruebas requeridas en el PHISRF.

- b) Hacer cumplir la asignación, distribución y uso óptimo de los recursos destinados a la reserva rotante de Regulación Primaria de Frecuencia y Regulación Secundaria de Frecuencia del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI).
- c) Despachar la reserva rotante asignada para Regulación Secundaria de Frecuencia, a fin de restablecer los niveles de despacho de las unidades generadoras, Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías (SAEB) u otro equipamiento para la Regulación Primaria de Frecuencia.
- d) Ejecutar el despacho económico de las unidades generadoras, Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías (SAEB) u otro equipamiento, de acuerdo con los programas y reglas de operación, a fin de recuperar la reserva rotante para la Regulación Secundaria de Frecuencia.
- e) En caso de que el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) se subdivide temporalmente en sistemas aislados, ya sea por mantenimiento o contingencia, disponer las acciones necesarias y designar las unidades generadoras, Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías (SAEB) u otro equipamiento que ejecutarán la Regulación Primaria de Frecuencia y la Regulación Secundaria de Frecuencia en cada subsistema.
- f) Monitorear la frecuencia y la reserva rotante para Regulación Primaria de Frecuencia y Regulación Secundaria de Frecuencia en tiempo real en las principales áreas del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), a fin de asegurar el nivel requerido de calidad de frecuencia.
- g) Reportar en el informe diario de operación del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) el comportamiento de la frecuencia y el movimiento de la reserva rotante para Regulación Primaria de Frecuencia y Regulación Secundaria de Frecuencia del día anterior.

ARTÍCULO 26. De los generadores, autoprodutores y cogeneradores en materia de regulación de frecuencia. Se modifica el artículo 387 del Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad núm. 125-01, emitido mediante el Decreto núm. 555-02, del 19 de julio de 2002, y sus modificaciones, para que en lo adelante se lea como sigue:

Artículo 387. Responsabilidades de las empresas generadoras, autoprodutores y cogeneradores del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI). Todo agente generador, autoprodutor y cogenerador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), con respecto a los servicios de Regulación Primaria de Frecuencia y Regulación Secundaria de Frecuencia, tiene las siguientes obligaciones:

- a) Tramitar, conforme las disposiciones del PHISRF, la habilitación de las instalaciones de generación, Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías (SAEB) u otro equipamiento, para la prestación de los servicios de Regulación Primaria de Frecuencia o Regulación Secundaria de Frecuencia a ser interconectadas al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), incluyendo: i) unidades de autoproducción y cogeneración, y ii) unidades de generación a partir de fuentes de energías renovables no convencionales.
- b) Obtener el correspondiente certificado de habilitación para los servicios Regulación Primaria de Frecuencia o Regulación Secundaria de Frecuencia para sus instalaciones.

- c) Contribuir a mantener la calidad de la frecuencia del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) mediante el aporte de la cuota de reserva de margen de Regulación Primaria de Frecuencia asignada a cada una de sus unidades generadoras o Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías (SAEB), para cumplir con la programación de la operación del corto plazo y reprogramación de la operación emitidos por el Organismo Coordinador (OC), y cada vez que le sea solicitado por el Centro de Control de Energía (CCE) en la operación en tiempo real.
- d) Todo agente generador, cogenerador y autoprodutor propietario o responsable de una unidad generadora, Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías (SAEB) u otros equipamientos habilitados para participar en el servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia, queda comprometido y obligado a aportar hasta el rango máximo de reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia establecido en dicho certificado, cada vez que dicha unidad sea incluida en los programas diarios de operación y reprogramación de la operación emitidos por el Organismo Coordinador (OC), y cada vez que le sea solicitado por el Centro de Control de Energía (CCE) en la operación en tiempo real.
- e) Todo Agente Generador, durante la operación del sistema, tiene que cumplir las siguientes disposiciones:
 - I) Mantener los parámetros que determinan la respuesta del regulador de velocidad o controladores de acuerdo con el certificado de habilitación para la prestación de los servicios de Regulación Primaria de Frecuencia o Regulación Secundaria de Frecuencia, sin poder modificarlos sin la aprobación y coordinación del Organismo Coordinador (OC).
 - II) Notificar al Organismo Coordinador (OC) y al Centro de Control de Energía (CCE), cualquier cambio que pretenda realizar en los equipos destinados a los servicios de Regulación Primaria de Frecuencia y Regulación Secundaria de Frecuencia.
 - III) Operar sus unidades generadoras o equipos, manteniendo las cuotas de reserva de Regulación Primaria de Frecuencia o márgenes de Regulación Secundaria de Frecuencia asignados en el programa diario de operación o reprogramaciones emitidos por el Organismo Coordinador (OC).
 - IV) Comunicar inmediatamente al Centro de Control de Energía (CCE), con copia al Organismo Coordinador (OC), todo caso de indisponibilidad parcial o total de sus unidades generadoras o equipos que estén programadas para aportar reserva rotante para Regulación Primaria de Frecuencia o Regulación Secundaria de Frecuencia.

ARTÍCULO 27. De los requisitos para unidades de regulación de frecuencia. Se agrega un artículo 564 al Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad núm. 125-01, emitido mediante el Decreto núm. 555-02, del 19 de julio de 2002, y sus modificaciones, que dispondrá lo siguiente:

Artículo 564. Requisitos técnicos de las unidades generadoras, Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías (SAEB) o equipamiento para el servicio de regulación primaria y secundaria de frecuencia. Los requisitos técnicos de las unidades

generadoras, Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías (SAEB) u otro equipamiento para el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia y Regulación Secundaria de Frecuencia serán establecidos por la Superintendencia de Electricidad (SIE) mediante el procedimiento de habilitación de instalaciones para servicios de regulación de frecuencia (PHISRF).

ARTÍCULO 28. Del proceso de habilitación de unidades de regulación de frecuencia. Se agrega un artículo 565 al Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad núm. 125-01, emitido mediante el Decreto núm. 555-02, del 19 de julio de 2002, y sus modificaciones, que dispondrá lo siguiente:

Artículo 565. Proceso de habilitación de las unidades generadoras, Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías (SAEB) o equipamiento para los servicios de regulación de frecuencia. El proceso de habilitación de unidades generadoras, Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías (SAEB) u otro equipamiento para los servicios de regulación frecuencia será establecido por la Superintendencia de Electricidad (SIE) mediante el procedimiento de habilitación de instalaciones para servicios de regulación de frecuencia (PHISRF).

ARTÍCULO 29. De la determinación de reservas de regulación de frecuencia. Se modifica el artículo 399 del Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad núm. 125-01, emitido mediante el Decreto núm. 555-02, de) 19 de julio de 2002, y sus modificaciones, para que en lo adelante se lea como sigue:

Artículo 399. Determinación de las reservas rotantes de Regulación Primaria de Frecuencia y Regulación Secundaria de Frecuencia del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI). El procedimiento para la determinación de la reserva y asignación de los servicios de regulación de frecuencia (PRARF) considerará la determinación de los márgenes de reserva óptimos tomando en cuenta la confiabilidad, la variabilidad de los recursos de generación y demanda, así como el costo de desabastecimiento o energía no servida del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI). El Organismo Coordinador (OC) determinará las reservas rotantes de Regulación Primaria de Frecuencia y Regulación Secundaria de Frecuencia de acuerdo con el procedimiento para la determinación de la reserva y asignación de los servicios de regulación de frecuencia (PRARF). Las reservas rotantes de Regulación Primaria de Frecuencia y Regulación Secundaria de Frecuencia determinada, serán incluida en el despacho de la reserva rotante para los servicios de Regulación Primaria de Frecuencia y Regulación Secundaria de Frecuencia del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) en el programa diario de operación y reprogramación de la operación emitidos por el Organismo Coordinador (OC).

PÁRRAFO I. Los valores mínimos y máximos del margen obligatorio para la prestación del servicio de Regulación Primaria de Frecuencia en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) serán establecidos en el procedimiento PRARF.

PÁRRAFO II. Las ampliaciones del porcentaje de reserva para regulación de frecuencia, en razón a la generación no gestionable, deberán ser solicitadas por el Organismo Coordinador (OC) a la Superintendencia de Electricidad (SIE). La Superintendencia de Electricidad (SIE) estudiará la propuesta y la someterá a la CNE, que podrá rechazarla o aceptarla.

ARTÍCULO 30. De la asignación de unidades de regulación de frecuencia. Se modifica el artículo 400 del Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad núm. 12501, emitido mediante el Decreto núm. 555-02, del 19 de julio de 2002, y sus modificaciones, para que en lo adelante se lea como sigue:

Artículo 400. Asignación de las unidades generadoras, Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías (SAEB) o equipamiento para el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia y Regulación Secundaria de Frecuencia. El Organismo Coordinador (OC) deberá realizar la asignación de la reserva rotante del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) para Regulación Primaria de Frecuencia y Regulación Secundaria de Frecuencia entre todas las unidades de generación, cogeneración, autoproducción, Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías (SAEB) o equipamientos habilitados hasta agotar el total la reserva rotante destinada para cada una.

Párrafo I. La asignación de los márgenes de reserva para Regulación Primaria de Frecuencia será realizada de acuerdo con el procedimiento para la determinación de la reserva y asignación de los servicios de regulación de frecuencia (PRARF) y las directrices del presente reglamento.

Párrafo II. La asignación de los márgenes de reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia será realizada por el Organismo Coordinador (OC), para minimizar el costo total del servicio de la Regulación Secundaria de Frecuencia.

Párrafo III. El despacho de reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia será realizado de acuerdo con el procedimiento para la determinación de la reserva y asignación de los servicios de regulación de frecuencia (PRARF) y las directrices del presente reglamento.

Párrafo IV. Las unidades que ofrecen el servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia deben estar conectadas y sincronizadas al Sistema de Control Automático de Generación del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI).

Párrafo V. En el caso de que la reserva disponible conectada al Sistema de Control Automático de Generación no sea suficiente para agotar la reserva destinada a la Regulación Secundaria de Frecuencia, se procederá de acuerdo con lo estipulado en el PRARF.

Párrafo VI. En caso de no contar con suficientes unidades de generación, Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías (SAEB) o equipamiento despachados para regular frecuencia dentro del despacho económico, el Organismo Coordinador (OC)

podrá disponer la entrada en operación forzada de unidades de generación de mayor costo variable de despacho para realizar la regulación de frecuencia.

ARTÍCULO 31. De los criterios para la programación de la regulación de frecuencia. Se modifica el artículo 403 del Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad núm. 125-01, emitido mediante el Decreto núm. 555-02, del 19 de julio de 2002, y sus modificaciones, para que en lo adelante se lea como sigue:

Artículo 403. Los criterios generales para la programación de unidades generadoras, Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías (SAEB) o equipamientos para los servicios Regulación Primaria de Frecuencia y Regulación Secundaria de Frecuencia que deberá tomar en cuenta el Organismo Coordinador (OC) se especifican a continuación:

- a) Realizar la programación de la reserva rotante para Regulación Primaria de Frecuencia y Regulación Secundaria de Frecuencia en las unidades generadoras, Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías (SAEB) o equipamientos despachados y habilitados para regular frecuencia.
- b) De forma primaria serán designadas las unidades generadoras, Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías (SAEB) o equipamiento para la Regulación Primaria de Frecuencia; y de forma secundaria se designarán los elementos anteriormente citados para la Regulación Secundaria de Frecuencia.
- c) La misma metodología de cálculo y asignación de la reserva rotante para Regulación Primaria de Frecuencia y Regulación Secundaria de Frecuencia se realizará cuando el sistema, bajo ciertas circunstancias, se divida en subsistemas físicos.
- d) Incluir en sus programas de operación semanal y diario, al menos las siguientes informaciones suministradas por las empresas distribuidoras sobre los cortes programados:
 - 1. Empresa distribuidora.
 - 2. Identificación de cada circuito con interrupción.
 - 3. Potencia máxima y mínima del circuito.
 - 4. Hora del corte.
 - 5. Hora de reposición.
 - 6. Estimación de la potencia a cortar por circuito.
 - 7. Causa del corte programado.
- e) El Organismo Coordinador (OC) considerará estas variaciones de carga para sus estimaciones de demanda en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) y el cálculo de la reserva operativa.
- f) El Organismo Coordinador (OC) incluirá en su informe diario de operación, por empresa distribuidora, la ejecución real de los cortes en suministro y un comparativo sobre los cortes programados.

Párrafo. Las empresas de distribución deberán coordinar con el Centro de Control de Energía (CCE) los cortes programados y su reposición, las empresas de distribución están obligadas a entregar los requerimientos siguientes:

1. Las informaciones requeridas por el Organismo Coordinador (OC) sobre los cortes programados para la programación semanal y diaria.
2. Las informaciones requeridas por el Centro de Control de Energía (CCE) y el Organismo Coordinador (OC) sobre los cortes ejecutados para la operación en tiempo real. Estas informaciones serán publicadas en los respectivos informes de operación real.

ARTÍCULO 32. De la calidad de la regulación de frecuencia. Se modifica el artículo 405 del Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad núm. 125-01, emitido mediante el Decreto núm. 555-02, del 19 de julio de 2002, y sus modificaciones, para que en lo adelante se lea como sigue:

Artículo 405. Calidad de la Regulación de Frecuencia en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI). El Organismo Coordinador (OC) determinará la calidad de la regulación de la frecuencia, considerando los indicadores de calidad de la frecuencia establecidos por la Superintendencia de Electricidad (SIE) mediante resolución.

ARTÍCULO 33. Del Procedimiento para las transacciones económicas de regulación de frecuencia. Se agrega un artículo 566 al Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad núm. 125-01, emitido mediante el Decreto núm. 555-02, del 19 de julio de 2002, y sus modificaciones, que dispondrá lo siguiente:

Artículo 566. Procedimiento para la realización de las Transacciones Económicas de Regulación de Frecuencia (PTERF). La Superintendencia de Electricidad (SIE) emitirá mediante resolución, el procedimiento para la realización de las transacciones económicas de regulación de frecuencia (PTERF). Los criterios generales para elaborar dicho procedimiento son los siguientes:

- a) El procedimiento determinará las contribuciones físicas del margen de excedente de Regulación Primaria de Frecuencia y aporte de margen de Regulación Secundaria de Frecuencia de todas las centrales o unidades generadoras, autoproductoras y cogeneradoras, de fuentes de energía renovable no convencionales u otras tecnologías que surjan en el futuro, ofrecidos ya sea por medios propios o equipamiento complementarios.
- b) El procedimiento contendrá los detalles para el cálculo de las compensaciones y los cargos horarios por el servicio de regulación de frecuencia para las centrales o unidades generadoras, Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías (.SAEB) o equipamiento del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), incluyendo centrales hidroeléctricas, generación basada en energía renovable no convencional u otras tecnologías.
- c) El procedimiento contendrá la metodología de cálculo de los valores base y la fórmula de indexación de los Incentivos para Regulación Primaria de Frecuencia y Regulación Secundaria de Frecuencia, para las unidades generadoras o equipamientos habilitados para el incentivo por regulación primaria y secundaria de frecuencia.

Párrafo I. Las compensaciones por prestación de servicio de Regulación Primaria de Frecuencia y Regulación Secundaria de Frecuencia por despacho forzado garantizarán, al menos, los costos variables de producción de las centrales o unidades, Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías (SAEB) o equipamientos que ofrecen el servicio.

Párrafo II. El Organismo Coordinador (OC) someterá a la Superintendencia de Electricidad (SIE) las modificaciones necesarias en el caso de que sean identificadas inconsistencias o imprevisiones, en la aplicación o en el cálculo de las transacciones económicas correspondientes a los servicios de regulación primaria y secundaria de frecuencia, entre agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

CAPÍTULO III

DISPOSICIONES FINALES, DEROGATORIAS Y TRANSITORIAS

ARTÍCULO 34. De la elaboración de la normativa complementaria y de la entrada en vigor. La Superintendencia de Electricidad tendrá un plazo máximo de veinticuatro (24) meses, contado desde la publicación de este decreto, para elaborar los reglamentos y normas técnicas que se requieran para su aplicación.

Párrafo. Hasta tanto no se publiquen los reglamentos y normas técnicas complementarias correspondientes, las disposiciones de este decreto no entrarán en vigor.

ARTÍCULO 35. De las derogaciones. A partir de la entrada en vigor de las disposiciones del presente decreto, quedarán derogados los artículos 204, 372, 373, 374, 375, 384, 388, 389, 390, 391, 393, 394, 395, 396, 397, 398, 401, 402, 404, 406, 407, 408 y 409 del Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad núm. 125-01, emitido mediante el Decreto núm. 555-02 del 19 de julio de 2002.

ARTÍCULO 36. Transitorio. En un plazo de treinta (30) días, luego de la publicación del presente decreto, el Ministerio de Energía y Minas aprobará y pondrá en ejecución un plan de acción que permita dictar y verificar la normativa complementaria a que se refiere el artículo 34.

ARTÍCULO 37. Envíese a las instituciones correspondientes para su conocimiento y ejecución.

DADO en la ciudad de Santo Domingo de Guzmán, Distrito Nacional, capital de la República Dominicana, a los veinte (20) días del mes de octubre del año dos mil veintitrés (2023); año 180 de la Independencia y 161 de la Restauración.

LUIS ABINADER