

Decreto No. xxx-16 que modifica el Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad, No. 125-01, de fecha 26 de julio de 2001.

NÚMERO: XXX-17

CONSIDERANDO: Que en fecha 26 de julio de 2001, fue promulgada la Ley General de Electricidad No. 125-01.

CONSIDERANDO: Que en fecha 6 de agosto de 2007, fue promulgada la Ley No.186-07, que modifica varios artículos de la Ley General de Electricidad No. 125-01.

CONSIDERANDO: Que en fecha 19 de junio de 2002, fue dictado el Decreto No. 555-02, mediante el cual se emite el Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad No. 125-01, en lo adelante "El Reglamento".

CONSIDERANDO: Que en fecha 19 de septiembre de 2002, fue dictado el Decreto No. 749-02, mediante el cual se modifican varios artículos del Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad No. 125-01.

CONSIDERANDO: Que en fecha 30 de agosto de 2007, fue dictado el Decreto No. 494-07, mediante el cual se modifican varios artículos del Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad No. 125-01.

CONSIDERANDO: Que el Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad No. 125-01, presenta contradicciones y vacíos de origen, con respecto a los servicios de regulación de tensión, regulación de frecuencia, además de la liquidación de la potencia de punta del SENI.

CONSIDERANDO: Que dichas contradicciones han evitado la aplicación de la normativa de la manera apropiada, en torno los servicios de regulación de frecuencia y regulación tensión.

CONSIDERANDO: Que la Superintendencia de Electricidad remitió a la Comisión Nacional de Energía una propuesta de modificación al Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad No. 125-01, para la corrección de las inconsistencias en torno a la liquidación de la potencia de punta del SENI.

CONSIDERANDO: Que la Superintendencia de Electricidad a fines de elaborar una propuesta de reforma normativa coherente y equilibrada, en torno a los servicios de regulación de tensión y regulación de frecuencia, realizó una evaluación del modelo regulatorio vigente para estos servicios; y elaboró una propuesta de modificación de la misma, en base a modelos técnicamente efectivos y económicamente eficientes para la prestación de estos servicios.

CONSIDERANDO: Que la Superintendencia de Electricidad sometió ante el Poder Ejecutivo, vía la Comisión Nacional de Energía, la "PROPUESTA MODIFICACIÓN NORMATIVA APLICABLE A REGULACIÓN DE FRECUENCIA Y REGULACIÓN DE TENSIÓN EN EL SENI, CONTENIDA EN EL REGLAMENTO DE APLICACIÓN LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD NO. 125-01, EMITIDO MEDIANTE DECRETO NO. 555-02, DEL 19 DE JUNIO 2002, Y MODIFICADO POR LOS DECRETOS NOS. 749-02 Y 494-07."

CONSIDERANDO: Que la Comisión Nacional de Energía realizó ajustes a la propuesta remitida por Superintendencia de Electricidad, en base a las opiniones recibidas de los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista y el Organismo Coordinador, los cuales fueron consensuados con la propia Superintendencia de Electricidad.

VISTA La Ley General de Electricidad, No. 125-01 de fecha 26 de julio de 2001, y las modificaciones introducidas por la Ley 186-07, de fecha 6 de agosto de 2007.

VISTA La Ley Sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y Sus Regímenes Especiales, No 57-07 de fecha 7 de mayo de 2007, y sus modificaciones.

VISTA El Decreto 555-02, de fecha 19 de junio de 2002, que establece el Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad, No. 125-01 y sus modificaciones.

VISTA El Decreto 202-08, de fecha 27 de mayo de 2008, que establece el Reglamento de Aplicación de la Ley Sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y Sus Regímenes Especiales, No. 57-07 y sus modificaciones.

VISTA El Procedimiento Complementario para la Integración y Operación de las Centrales de Generación de Régimen Especial en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), dictado por la Comisión Nacional de Energía, mediante la Resolución CNE-AD-0012-2011 de fecha 31 de agosto de 2011.

En ejercicio de las atribuciones que me confiere el Artículo 128 de la Constitución de la República, dicto el siguiente Decreto:

MODIFICACION AL REGLAMENTO PARA LA APLICACIÓN DE LA LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD NO. 125-01

ARTÍCULO 1.- Se modifica el Artículo 1 del Reglamento, para que se agreguen las siguientes definiciones:

ARTÍCULO 2.- *Para los fines de la presente ley, los términos indicados a continuación, se definen de la siguiente manera:*

1. **ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN:** *Prestación del servicio de comercialización de electricidad por parte de una Empresa Comercializadora, a los usuarios finales.*
2. **ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN:** *Prestación del servicio de distribución de electricidad por parte de una Empresa Distribuidora, a los usuarios finales.*
3. **AGENTE COMERCIALIZADOR DE ENERGÍA REACTIVA AUTORIZADO (ACERA):** *Es toda empresa propietaria y operadora de Equipos de Compensación de Energía Reactiva que ha cumplido los requisitos y procedimientos dispuestos por la SIE mediante resolución, y ha obtenido la autorización correspondiente de la SIE, emitida mediante resolución, para suplir e inyectar Energía Reactiva en determinados puntos o nodos del SENI.*
4. **AGENTE CONSUMIDOR DEL MEM.** *Agente del MEM que hace retiros de energía de una barra del SENI; comprende a Empresas Distribuidoras, Usuarios No Regulados (UNR's) y Empresas Generadoras cuando ejecutan retiros de energía del SENI a través de sus barras de interconexión, especialmente cuando sus unidades de generación no están despachadas y/o no inyectan energía al SENI.*
5. **AGENTE DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (AGENTE DEL MEM):** *Cualquier empresa de generación, transmisión, distribución, autoproducción y cogeneración que venda sus excedentes en el sistema interconectado, usuarios no regulados y la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas y Estatales (CDEEE), mientras administre contratos*

de compra de energía suscritos con los Productores Independientes de Energía (IPPs), cuya operación sea supervisada por el Organismo Coordinador, o realice transacciones económicas en el mercado eléctrico mayorista.

6. **APORTE DE RPF:** Es el margen de capacidad de regulación primaria de frecuencia que una Unidad Generadora efectivamente presta al sistema, y que tiene que ser determinado por el OC de forma ex-post, a los fines de establecer las Transacciones Económicas del MEM por RPF, a partir de las informaciones obtenidas del Sistema de Adquisición y Registro de Datos de Potencia-Frecuencia instalado en cada Unidad Generadora, y mediante el uso de la Aplicación Informática de Fiscalización de la Regulación de Frecuencia.
7. **APORTE DE RSF:** Es el margen de capacidad de regulación secundaria de frecuencia que una Unidad Generadora que mantiene efectivamente disponible al sistema, y que debe ser determinado por el OC de forma ex-post, a los fines de establecer las Transacciones Económicas del MEM por RSF, a partir de las informaciones obtenidas del Sistema de Adquisición y Registro de Datos de Potencia-Frecuencia instalado en cada Unidad Generadora, y mediante el uso de la Aplicación Informática de Fiscalización de la Regulación de Frecuencia.
8. **ÁREA DEL SISTEMA:** Es una sección del sistema interconectado compuesta por centros de generación, redes de transmisión y/o redes de distribución que puede separarse del resto del sistema y operar aisladamente, sin que se desvincule de la concesión original.
9. **ÁREA DE CONCESIÓN DE COOPERATIVAS ELÉCTRICAS:** Área territorial asignada por ley o por concesión administrativa para la generación, distribución y comercialización de la energía eléctrica, a través del sistema de cooperativas eléctricas.
10. **ÁREA GEOGRÁFICA DE COBERTURA DE COOPERATIVAS ELÉCTRICAS:** (Área de operación): Área territorial dentro del área de concesión donde las comunidades tienen sus instalaciones y equipos para su operación.
11. **ÁREAS TÍPICAS DE DISTRIBUCIÓN:** Áreas en las cuales los valores agregados por la actividad de distribución, para cada una de ellas, son parecidos entre sí.
12. **AUTOPRODUCTORES:** Entidades o empresas que disponen de generación propia para su consumo de electricidad, independientemente de su proceso productivo, que eventualmente, a través del SENI, venden a terceros sus excedentes de potencia o de energía eléctrica.
13. **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.
14. **BANDA MUERTA DEL REGULADOR:** Zona de insensibilidad del equipamiento utilizado para regular frecuencia para los valores muy cercanos a la frecuencia nominal del sistema.
15. **BARRA:** Es aquel punto del sistema eléctrico preparado para entregar y retirar electricidad.

16. **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.
17. **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 y/o explotación de obras eléctricas de conformidad con lo establecido con la Ley No. 125-01 o tiene suscrito un contrato de otorgamiento de derechos de explotación de obras eléctricas con la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE.)
18. **BLOQUES HORARIOS:** Son períodos en los que los costos de generación son similares, determinados en función de las características técnicas y económicas del sistema.
19. **CAPACIDAD DE REGULACIÓN PRIMARIA:** Potencia que una unidad generadora puede variar por acción automática de su sistema de regulación de potencia/frecuencia, dentro de todo su rango de generación técnicamente operable, en 30 segundos como máximo.
20. **CAPACIDAD DE REGULACIÓN SECUNDARIA:** Potencia que una unidad generadora puede variar por acción automática de su sistema de regulación potencia/frecuencia en forma sostenida.
21. **CASO FORTUITO:** Acontecimiento debido al azar cuyo origen no tiene conexión alguna, directa ni indirecta, con el agente deudor aparente del daño y cuya prevención escapa al control de dicho agente.
22. **CAUDAL:** Es el volumen de agua que fluye por un cauce o conducto, por unidad de tiempo.
23. **CDEEE:** Es la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales, creada por la Ley General de Electricidad No. 125-01.
24. **CENTRAL DE GENERACIÓN O PLANTA:** Es un conjunto de una o más unidades generadoras.
25. **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.
26. **CENTRAL HIDRÁULICA DE REGULACIÓN:** Central hidroeléctrica que utiliza agua almacenada en reservorios o embalses para generación de energía eléctrica.
27. **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.
28. **CENTRAL TÉRMICA:** Conjunto de una o más unidades generadoras que trabajan en base a combustibles fósiles.
29. **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.
30. **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.

31. **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.
32. **COGENERADORES:** Entidades o empresas que utilizan la energía producida en sus procesos, a fin de generar electricidad para su propio consumo y eventualmente, para la venta de sus excedentes a terceros, a través del SENI.
33. **COMISION (CNE):** Es la Comisión Nacional de Energía, creada por la Ley General de Electricidad No. 125-01.
34. **COMISION NACIONAL DE ENERGIA:** Es la institución estatal creada por la Ley No.125-01, encargada principalmente de trazar la política del Estado dominicano en el sector energía.
35. **CONCESIÓN DEFINITIVA:** Autorización del Poder Ejecutivo, que otorga al interesado el derecho a construir y a explotar obras eléctricas previo cumplimiento de los requisitos establecidos en la presente Ley, su Reglamento de Aplicación o con cualquier otra ley que se refiera a la materia.
36. **CONCESIÓN PROVISIONAL:** Resolución administrativa dictada por la Comisión Nacional de Energía, que otorga la facultad de ingresar a terrenos públicos o privados para realizar estudios y prospecciones relacionadas con obras eléctricas.
37. **CONDICIÓN DE VERTIMIENTO:** Se considera condición de vertimiento aquella en que un determinado embalse vierta por no tener capacidad de almacenamiento disponible.
38. **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 GENERAL DE ELECTRICIDAD 125-01.
39. **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 prepago, definida al momento en que el suscriptor o cliente active el prepago a través del mecanismo que la Empresa Distribuidora disponga.
40. **CONSUMO PROPIO:** Es la energía consumida por los sistemas auxiliares de una central de generación o subestación.
41. **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 No. 125-01 y su Reglamento de Aplicación.
42. **COSTO DE DESABASTECIMIENTO O ENERGÍA NO SERVIDA:** Es el costo en que incurren los clientes, al no disponer de energía y tener que obtenerla de fuentes alternativas; o bien la pérdida económica derivada de la falta de producción y/o venta de bienes y servicios, y la pérdida de bienestar por disminución de la calidad de vida, en el

caso del sector residencial. El monto de este costo será establecido mediante Resolución de la Superintendencia de Electricidad.

43. **COOPERATIVAS ELÉCTRICAS:** Son entidades organizadas bajo la ley que rige el Sistema Cooperativo Nacional, cuya función principal es la de generación, distribución y comercialización de la energía eléctrica en áreas rurales y sub-urbanas, utilizando recursos energéticos renovables, del territorio nacional, independizándose del sistema regulado.
44. **CONCESIÓN PARA COOPERATIVAS ELÉCTRICAS:** Autorización que el Estado otorga para operar, explorar, prestar el servicio de generación, distribución y comercialización de la energía eléctrica, en las localidades rurales y suburbanas, previo cumplimiento de los procedimientos de ley y reglamentarios.
45. **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.
46. **COSTO MARGINAL DE POTENCIA DE PUNTA:** Es el costo unitario de incrementar la capacidad instalada de generación de Potencia de Punta.
47. **COSTO MARGINAL DE SUMINISTRO:** Costo en que se incurre para suministrar una unidad adicional de producto para un nivel dado de producción.
48. **COSTO MEDIO:** Son los costos totales, por unidad de energía y potencia, correspondientes a la inversión, operación y mantenimiento de un sistema eléctrico en condiciones de eficiencia.
49. **COSTO TOTAL ACTUALIZADO:** Suma de costos incurridos en distintas fechas, actualizadas a un instante determinado, mediante la tasa de descuento que corresponda.
50. **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.
51. **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.
52. **CUOTA DE RPF:** Es el margen de la capacidad de generación de una Unidad Generadora, asignado por el OC en los Programas de Operación, que dicha unidad tiene que mantener, no para producir electricidad, sino para contribuir, mediante equipamientos idóneos de control, a la regulación primaria de la frecuencia del sistema.
53. **CUOTA DE RSF:** Es el margen de la capacidad de generación de una Unidad Generadora, asignado por el OC en los Programas de Operación, que dicha unidad tiene que mantener disponible, no para producir electricidad, sino para contribuir, mediante equipamientos idóneos de control, a la regulación secundaria de la frecuencia del SENI.
54. **CURVA DE CARGA:** Gráfico que representa la demanda de potencia en el sistema eléctrico en función del tiempo.
55. **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.

56. **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.
57. **DERECHO DE CONEXIÓN:** Es la diferencia entre el costo total anual del Sistema de Transmisión y el Derecho de Uso estimado para el año. El procedimiento para determinar el Derecho de Conexión será establecido por el presente Reglamento.
58. **DERECHO DE USO:** Es el pago que tienen derecho a percibir los propietarios de las líneas y subestaciones del sistema de transmisión por concepto del uso de dicho sistema por parte de terceros. El procedimiento para determinar el derecho de uso se establece en el presente Reglamento.
59. **DÍAS LABORABLES:** Los días lunes a viernes de cada semana, excluyendo los que sean feriados.
60. **DIGENOR:** Es la entidad encargada de la certificación de la metrología a nivel nacional y en el caso específico del sistema eléctrico, es la encargada de certificar la calibración de los medidores de energía y potencia para los clientes regulados y no regulados.
61. **EMPRESA DISTRIBUIDORA:** Empresa beneficiaria de una concesión para explotar obras eléctricas de distribución, cuyo objetivo principal es distribuir y comercializar energía eléctrica a Clientes o Usuarios de Servicio Eléctrico Público, dentro de su Zona de Concesión.
62. **EMPRESA DE GENERACIÓN:** Empresa eléctrica cuyo objetivo principal es operar una o varias unidades de generación eléctrica.
63. **EMPRESAS VINCULADAS:** Se considerarán empresas vinculadas a cualquier empresa subsidiaria, afiliada, controlante o relacionada con respecto a otra empresa o de algún(os) accionista(s) mayoritario(s) vinculado(s) a esta última.
64. **EMPRESAS CONTROLANTES:** Son empresas controlantes aquellas que tienen la posibilidad de controlar, mediante los votos en las asambleas o en el control de la dirección, a otras empresas, sea por su participación mayoritaria directa, indirectamente, mediante el control de una o más empresas cuya tenencia accionaría sumada corresponda a la mayoría de la misma; o a través de cualquier otro contrato o figura jurídica que confiere el control directo o indirecto de una empresa o de sus activos.
65. **EMPRESAS SUBSIDIARIAS:** Una empresa es subsidiaria respecto a otra u otras, cuando esta última tiene control de la primera; una empresa es afiliada con respecto a otra u otras, cuando todas se encuentran bajo un control común; y dos o más empresas son relacionadas cuando tienen vasos comunicantes a través de accionistas que representen un diez por ciento (10%) o más del capital suscrito y pagado en cualquiera de las empresas o representan en calidad de directores en grupos económicos con estas características de tenencia accionaría.
66. **EMPRESA DE TRANSMISIÓN:** Empresa eléctrica estatal cuyo objetivo principal es operar un Sistema Interconectado, para dar servicio de transmisión de electricidad a todo el territorio nacional.

67. **EMPRESA HIDROELÉCTRICA:** Empresa eléctrica estatal cuyo objetivo principal es construir y operar las unidades de generación hidroeléctricas, mediante el aprovechamiento de las energías cinética y potencial de la corriente de ríos, saltos de agua o mareas.
68. **EMPRESAS ELÉCTRICAS:** Son aquellas cuyo objetivo principal es explotar instalaciones de generación, transporte o distribución de electricidad, para su comercialización o su propio uso.
69. **ENERGÍA FIRME:** Es la máxima producción esperada de energía eléctrica neta en un período de tiempo, en condiciones de hidrología seca para las unidades de generación hidroeléctrica, y de indisponibilidad esperada para las unidades de generación térmica.
70. **ENERGIA NO CONVENCIONAL:** Incluye a 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.
71. **EQUIPOS DE MEDICIÓN:** Conjunto de equipos y de herramientas tecnológicas que son utilizados para medir y registrar la electricidad entregada en los puntos de medición.
72. **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.
73. **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, así como el nivel de seguridad establecido para la operación.
74. **ESTADO DE ALERTA:** Es la condición en la que el sistema opera estacionariamente, manteniendo el balance de potencia activa y reactiva, pero en caso de contingencia o evento, algún equipo podría sobrecargarse y las variables de control salir del rango normal. Al verificarse una transición al Estado de Alerta, el CCE y los operadores conectados al sistema deben realizar las coordinaciones y maniobras necesarias para que el sistema pueda recuperar su estado normal.
75. **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.
76. **ESTADO DE OPERACIÓN:** 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.
77. **ESTADO DE RECUPERACIÓN:** 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.

78. **ESTATISMO:** Es la respuesta natural de la máquina en frecuencia a las variaciones de potencia. Se expresa en valores porcentuales.
79. **ESTATISMO PERMANENTE:** Es la respuesta natural de la máquina en frecuencia a las variaciones de potencia entre una condición de plena carga y vacío. Se expresa en valores porcentuales.
80. **ESTATISMO PERMANENTE PARA SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA:** Es la respuesta natural del sistema de almacenamiento de energía, para almacenar e inyectar potencia activa a la red, en forma rápida y sostenida, ante variaciones de la frecuencia del sistema.
81. **ESTATISMO TRANSITORIO:** Parámetro ajustable del regulador para turbina hidráulica que permite disminuir transitoriamente, mediante compensación por atraso de fase, la ganancia del regulador, para asegurar el comportamiento estable con los valores exigidos de estatismo permanente; la reducción de ganancia retarda o limita el movimiento de la compuerta hasta que el flujo de agua y la potencia de salida comiencen a crecer; este esquema permite conseguir un estatismo inicial grande, para desviaciones rápidas de frecuencia, y un estatismo pequeño en estado estacionario, asegurando además una regulación estable en operación aislada.
82. **FACTOR DE DISPONIBILIDAD DE UNA CENTRAL GENERADORA:** Es el cociente entre la energía que podría generar la potencia disponible de la planta en el período normalmente considerado de un (1) año, y la energía correspondiente a su potencia máxima.
83. **FACTOR DE POTENCIA (FP):** Es la relación entre la potencia reactiva y la activa, expresada como el valor del cociente de la potencia activa y la potencia aparente.
84. **FUERZA MAYOR:** Acontecimiento (fuerza de la naturaleza, hecho de un tercero, hecho de la Autoridad Gubernamental o del Estado) que no ha podido ser previsto ni impedido, y que libera al Agente Deudor por no poder cumplir su obligación frente al tercero que ha resultado afectado, por la imposibilidad de evitarlo.
85. **GRADIENTE DE TOMA DE CARGA:** Variación máxima de potencia que puede soportar una Unidad Generadora en la unidad de tiempo. La condición de gradiente de carga permite establecer la diferencia máxima entre la potencia de inicio y la potencia final de la Unidad Generadora.
86. **HIDROLOGÍA SECA:** Es la temporada dentro de la cual las probabilidades de precipitaciones pluviales son mínimas.
87. **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.
88. **INSTALACIONES EFICIENTEMENTE DIMENSIONADAS:** Son aquellas en las que se minimiza el costo actualizado de largo plazo de inversión, operación, pérdidas, mantenimiento y desabastecimiento, considerando la demanda esperada.

89. **INSTITUCIONES GUBERNAMENTALES NO CORTABLES (IGNC):** Son todas aquellas instituciones que por la naturaleza del servicio que brindan no pueden ser objeto de corte del suministro eléctrico.
90. **INTERESADO:** Todo peticionario o beneficiario de una concesión o de un permiso.
91. **LEY:** Es la Ley General de Electricidad No. 125-01, de fecha 26 de julio de 2001; modificada por la Ley 186-07 de fecha 6 de agosto del año 2007.
92. **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.
93. **LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN DE SERVICIO PÚBLICO:** Línea de distribución establecida por una empresa distribuidora dentro de su zona de concesión.
94. **LÍNEAS 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.
95. **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.
96. **MANTENIMIENTO DE URGENCIA:** Aquel mantenimiento correctivo que se debe realizar inmediatamente ante la ocurrencia de una falla en un equipo, a fin de evitar graves consecuencias en el mismo.
97. **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 realizará conforme a las normas de procedimiento establecidas por el fabricante de los equipos y las normas técnicas internacionales dictadas para ello.
98. **MANTENIMIENTO NO PROGRAMADO:** Aquella actividad que no está indicada en el programa de mantenimiento.
99. **MANTENIMIENTO PREVENTIVO:** Aquel que consiste en realizar actividades que pueden o no implicar reparaciones o cambios de dispositivos al cumplir un periodo prefijado, con la finalidad de reducir la probabilidad de daños en el equipamiento y/o pérdidas de producción.
100. **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.
101. **MÁQUINA GENERADORA:** Es el conjunto motor primo-generador.
102. **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.
103. **MARCO REGULATORIO:** La Ley 125-01 del 26 de julio del 2001, modificada por la Ley 186-07 del 6 de agosto del 2007, 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 sub-sector eléctrico.

104. **MARGEN DE RESERVA TEÓRICO:** *Mínimo sobre equipamiento en capacidad de generación que permite abastecer la potencia de punta con una seguridad determinada, dadas las características de las unidades generadoras existentes en el sistema eléctrico.*
105. **MERCADO DE CONTRATOS:** *Es el mercado de transacciones de compra y venta de electricidad basada en contratos de suministro libremente pactados.*
106. **MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM):** *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.*
107. **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.*
108. **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.*
109. **MOMENTO DE CARGA:** *Es el producto de la potencia conectada del usuario medida en megavatios y de la distancia medida en kilómetros, comprendida entre el punto de empalme con la concesionaria y la subestación de distribución primaria, a lo largo de las líneas eléctricas.*
110. **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.*
111. **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 o media tensión a un Usuario No Regulado.*
112. **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 periodo que dure su estadía.*
113. **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.*
114. **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.*

115. **ORGANISMO COORDINADOR (OC):** Es una institución cuya función es planificar y coordinar la operación de las centrales generadoras, así como del sistema de transmisión y distribución que integran el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado.
116. **ÓRGANO REGULADOR PARA LAS COOPERATIVAS ELÉCTRICAS:** Las Cooperativas Eléctricas serán reguladas por la Comisión Nacional de Energía.
117. **PEAJE DE TRANSMISIÓN:** Suma de dinero que los propietarios de las líneas y de las subestaciones del Sistema de Transmisión tienen derecho a percibir por concepto de Derecho de Uso y Derecho de Conexión.
118. **PERMISO:** Es la autorización otorgada por la autoridad competente, previa opinión de la Superintendencia de Electricidad, para usar y ocupar con obras eléctricas, bienes nacionales o municipales de uso público.
119. **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.
120. **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.
121. **PETICIONARIO:** Cualquier persona física o jurídica, que presenta una petición.
122. **POTENCIA CONECTADA:** Potencia máxima que es capaz de demandar un usuario final, dada la capacidad de la conexión y de sus instalaciones.
123. **POTENCIA DE PUNTA:** Potencia máxima en la curva de carga anual.
124. **POTENCIA DISPONIBLE:** Se entiende por potencia disponible en cada instante, la mayor potencia a que puede operar una planta, descontando las detenciones programadas por mantenimiento, las detenciones forzadas y las limitaciones de potencia debidas a fallas en las instalaciones.
125. **POTENCIA FIRME:** Es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora durante las horas pico, con alta seguridad, según lo defina el presente Reglamento.
126. **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, suministrado por el fabricante de esa unidad o por estudios técnicos de expertos en la materia.
127. **PRÁCTICAS MONOPÓLICAS:** Para fines de la presente ley, se considerará como prácticas monopólicas toda acción que tenga por objeto o efecto impedir, restringir o falsear el juego de la competencia dentro del Mercado Eléctrico entre las que se encuentran, a título enunciativo: Fijar directa o indirectamente los precios de compra o de venta u otras condiciones de transacción; limitar o controlar la producción, el mercado, el desarrollo técnico o las inversiones; repartirse los mercados o las fuentes de abastecimiento; aplicar a terceros contratantes condiciones desiguales para prestaciones equivalentes que ocasionen a éstos una desventaja competitiva; o subordinar la celebración de contratos a la aceptación, por los otros contratantes, de prestaciones

suplementarias que, por su naturaleza o según los usos mercantiles no guarden relación alguna con el objeto de dichos contratos.

128. **PREPAGO DE CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA:** Es la compra de energía eléctrica con anterioridad a su consumo, en un sistema de comercialización prepago.
129. **PROGRAMA DIARIO DE OPERACIÓN:** Es aquel que está constituido por las directrices operacionales indicadas por el OC y el Programa Diario de Mantenimiento (PDM).
130. **PROGRAMA SEMANAL DE OPERACIÓN:** Es aquel que está constituido por el Programa de Despacho Semanal (PDS) y el Programa Semanal de Mantenimiento (PSM).
131. **PUNTO DE CONEXIÓN:** Conjunto de equipos y aparatos de transformación, maniobra, protección, comunicaciones y auxiliares a través de los cuales se establece la vinculación entre dos agentes y que delimita la propiedad de los mismos.
132. **RACIONAMIENTO:** Estado declarado por la Superintendencia de Electricidad mediante Resolución, en el cual, el Sistema Eléctrico no es capaz de abastecer la demanda por causas de fallas prolongadas de unidades termoeléctricas, sequías, fuerza mayor, u otras causas que no hayan sido previamente consideradas y que afecten de manera sensible el desenvolvimiento del SENI.
133. **RED DE DISTRIBUCIÓN:** Corresponde a las instalaciones de media y baja tensión destinadas a transferir electricidad, desde el seccionador de Barra del interruptor de alta del transformador de potencia en las subestaciones de distribución, hasta el medidor de energía de los clientes, dentro de la zona de concesión.
134. **RED PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN:** Incluye todas las líneas de transmisión que no son radiales.
135. **REGULACIÓN DE FRECUENCIA:** Acciones necesarias para mantener la frecuencia dentro de las tolerancias permisibles definidas para el sistema. El OC establece los parámetros de regulación y las empresas generadoras son responsables a través de sus CC, de efectuar la regulación de la misma, siguiendo las disposiciones del OC. El control de frecuencia en un primer nivel es realizado por todas las centrales de generación de acuerdo a su estatismo, y en un segundo nivel, por las centrales que realizan regulación secundaria de frecuencia
136. **REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA (RPF):** Es la regulación rápida de frecuencia, con un tiempo de respuesta inferior a 30 segundos, destinada a equilibrar instantáneamente la generación con la demanda, con el mínimo de desviación en la frecuencia. Esta regulación se realiza a través de equipos instalados en las máquinas que permiten modificar en forma automática su producción.
137. **REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA (RSF):** Es la acción manual o automática sobre los variadores de carga de una o más máquinas, que compensa la desviación final de la frecuencia resultante de la RPF. Su función principal es responder frente a las desviaciones de demanda de modo de mantener el equilibrio generación – demanda en todo momento. En primera instancia las variaciones de demanda serán absorbidas por las máquinas que participan en la RPF. La RSF permite llevar nuevamente dichas máquinas a los valores asignados en el despacho, anulando las desviaciones de

frecuencia. Su tiempo de respuesta es de varios minutos, tiempo necesario para que se reasignen de manera óptima los recursos de generación para satisfacer la demanda.

138. **REPROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA:** Es la reformulación del Programa de Operación Diario. La efectúa el Organismo Coordinador, "motus proprio" 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.
139. **RESERVA FRÍA O NO SINCRONIZADA:** Es la capacidad de las unidades disponibles para entrar en servicio a requerimiento del OC.
140. **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.
141. **RESERVA PARA REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA (RRSF):** Margen de reserva rotante en las unidades o centrales calificadas para este propósito y que responden a variaciones de generación por regulación automática o manual.
142. **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. Reserva de Regulación Secundaria.
143. **SALARIO MÍNIMO:** Para fines de la presente ley, se entenderá por Salario Mínimo, el sueldo mínimo establecido para los servidores de la Administración Pública.
144. **SALIDA FORZADA:** Es la desconexión intempestiva de un equipo por falla, defecto, o como consecuencia de la falla de cualquier otro elemento del sistema.
145. **SECTORES DE DISTRIBUCIÓN:** Áreas territoriales donde los precios máximos de distribución a usuarios finales, son los mismos.
146. **SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD:** Suministro a precios regulados de una Empresa Distribuidora, a Clientes o Usuarios del Servicio Público de Electricidad ubicados en sus zonas de concesión, o que se conecten a las instalaciones de la concesionaria mediante líneas propias o de terceros.
147. **SERVIDUMBRE:** Carga impuesta sobre un inmueble, obligando al dueño a consentir ciertos actos de uso, o a abstenerse de ejercer ciertos derechos inherentes a la propiedad.
148. **SERVICIOS AUXILIARES:** Son los servicios de Regulación de Frecuencia, Regulación de Tensión, Compensación de Energía Reactiva y cualesquier otros necesarios para el correcto funcionamiento del mercado de energía y para la seguridad y confiabilidad del sistema interconectado.
149. **SISTEMA AISLADO:** Es todo sistema eléctrico que no se encuentra integrado al SENI.

150. **SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA PARA RPF (SAE):** Equipo capaz de almacenar e inyectar potencia activa a la red para compensar, mediante controles electrónicos, en forma rápida y sostenida, variaciones de la frecuencia del sistema.
151. **SISTEMA DE COMERCIALIZACIÓN PREPAGADO:** Modalidad de prestación de servicio de comercialización de energía eléctrica al cliente o usuario de servicio público de electricidad, que no requiere, en principio, de las actividades propias del sistema pospago, tales como lectura del medidor, reparto de facturación a domicilio, gestión de cartera en relación con el consumo, u otras actividades inherentes, debido a que el consumo ha sido prepago.
152. **SISTEMA DE CONTROL AUTOMÁTICO DE GENERACIÓN O AGC (POR SUS SIGLAS EN INGLES, AUTOMATIC GENERATION CONTROL):** Es un dispositivo que se encarga de transmitir señales hacia los generadores que se encuentran bajo su control, para modificar su carga con la finalidad de mantener la frecuencia y la potencia de intercambio dentro de unos valores previamente definidos.
153. **SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI):** Conjunto de instalaciones de las centrales eléctricas de generación, líneas de transmisión, subestaciones eléctricas y de líneas de distribución interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir electricidad, bajo la programación de la operación realizada por el Organismo Coordinador.
154. **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.
155. **SISTEMA DE MEDICIÓN PREPAGADO:** Es el conjunto de equipos y programas de computadoras que permite el funcionamiento de un Sistema de Comercialización Prepago.
156. **SISTEMA DE TRANSMISIÓN:** Conjunto de líneas y de subestaciones de alta tensión, que conectan las subestaciones de las centrales generadoras de electricidad con el seccionador de barra del interruptor de alta del transformador de potencia en las subestaciones de distribución y en los demás centros de consumo. El Centro de Control de Energía y el de Despacho de Carga forman parte del Sistema de Transmisión.
157. **SISTEMA INTERCONECTADO O SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI):** Conjunto de instalaciones de unidades eléctricas generadoras, líneas de transmisión, subestaciones eléctricas y líneas de distribución interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir electricidad, bajo la programación de operaciones del OC.
158. **SMC:** Sistema de Medición Comercial.
159. **SIE:** Es la Superintendencia de Electricidad.
160. **SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD:** Es un organismo autónomo creado por la Ley 125-01, cuya función principal es ser el ente regulador del Sub- Sector Eléctrico.
161. **SUPERINTENDENTE:** Es el presidente del Consejo de la SIE.
162. **TASA DE ACTUALIZACIÓN:** Tasa real de descuento considerando el costo de oportunidad del capital.

163. **TIEMPO DE RESPUESTA:** Tiempo que tarda una máquina en modificar su potencia desde un valor permanente hasta su estabilización en el nuevo valor de potencia.
164. **TARIFA TÉCNICA:** Se entiende por tarifa técnica aquella que cubre el costo de abastecimiento de las distribuidoras, sustentado en un régimen de competencia según lo establecido en el Artículo 110 de la ley general de electricidad, más las pérdidas técnicas entre el punto de inyección de los generadores y el punto de retiro de la energía por parte del consumidor al que se le factura el servicio, más los costos asociados a la labor de transmisión y distribución (costo de expansión, operación, mantenimiento y márgenes de operación), cargando un máximo de un 3% de energía incobrible.
165. **USUARIO O CONSUMIDOR FINAL:** Corresponde a la persona natural o jurídica, cliente de la Empresa Distribuidora, que utiliza la energía eléctrica para su consumo.
166. **USUARIOS REGULADOS:** Usuarios que reciben el Servicio Público de Distribución a precios regulados por la Superintendencia de Electricidad.
167. **USUARIO NO REGULADO:** Es aquel cuya demanda mensual sobrepasa los límites establecidos en el Artículo 108 de esta ley, siempre y cuando cumpla con los requisitos que a esos fines estarán consignados en el Reglamento.
168. **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;
169. **ZONA DE DISTRIBUCIÓN:** Área geográfica bajo concesión de distribución, en la que el servicio eléctrico presenta características similares propias del mercado, tales como la densidad de la demanda, parámetros físicos u otros que inciden en el costo del servicio.
170. **ZONA DE CONCESION:** Área de influencia de las instalaciones existentes y planificadas, debidamente declaradas a la SIE y la CNE, establecida en los contratos de otorgamiento de derechos para la explotación de obras eléctricas de distribución, dentro del cual la empresa concesionaria tiene el derecho de ser distribuidor exclusivo del suministro de la energía eléctrica demandada por los usuarios sometidos a regulación de precios. La zona de concesión podrá estar limitada por delimitación geográfica, definida en el contrato de concesión.

ARTÍCULO 2.- Se modifica el Artículo 149 del Reglamento, para que en lo adelante sea leído como sigue:

ARTÍCULO 149.- Las tensiones nominales de las instalaciones en la red del SENI serán aquellas aprobadas por la SIE, mediante resolución. La operación del SENI deberá mantener los niveles de tensión, salvo Caso Fortuito o Fuerza Mayor, dentro de los siguientes rangos, con respecto a la tensión nominal:

- a) Subestaciones con tensión mayor a 138 kV: $\pm 2.0\%$ (más o menos dos por ciento);
- b) Subestaciones con tensión igual o menor a 138 kV: $\pm 5.0\%$ (más o menos cinco por ciento);
- c) Red de Distribución:
 - i. En zonas urbanas: $\pm 7.5\%$ (más o menos siete punto cinco por ciento);

- ii. En zonas rurales: $\pm 10 \%$ (más o menos diez por ciento).

ARTÍCULO 3.- Se modifica el Artículo 150 del Reglamento, para que en lo adelante sea leído como sigue:

ARTÍCULO 150.- *La frecuencia nominal de los sistemas eléctricos de corriente alterna, en los que se efectúen suministros de servicio público, es de 60 Hz. Los servicios de regulación primaria y secundaria de frecuencia deben mantener la frecuencia, dentro de los siguientes rangos:*

- a) 59.85 a 60.15 Hz durante el 99.0% del tiempo
- b) 59.75 a 60.25 Hz durante el 99.8% del tiempo

PÁRRAFO. - *Todos los equipamientos del sistema deberán estar diseñados para tolerar transitorios de frecuencia de por lo menos: +3 Hz y -2 Hz.*

ARTÍCULO 4.- Se modifica el Artículo 151 del Reglamento, para que en lo adelante sea leído como sigue:

ARTÍCULO 151.- *Las Empresas Eléctricas de Generación, Transmisión, Distribución, Usuarios No Regulados (UNR's) y Agentes Comercializadores de Energía Reactiva Autorizados (ACERAS) participantes en el SENI serán responsables por el control del flujo de energía reactiva en los puntos de intercambios.*

PÁRRAFO I: *ETED deberá poner a disposición del SENI todo el equipamiento para el control de tensión y suministro de potencia reactiva reconocido en el pago del Peaje de Transmisión, incluyendo compensadores sincrónicos y estáticos y la reserva necesaria.*

PÁRRAFO II: *Los ACERAS deberán poner a disposición del SENI su equipamiento para el control de tensión y suministro de potencia reactiva cuando sean requeridos en los Programas de Operación emitidos por el OC.*

PÁRRAFO III: *Los Agentes Generadores propietarios u operadores de todo tipo de Unidades Generadoras con potencia superior a 10 MW, tanto de fuentes primarias de energía convencionales como renovables, cuando sus unidades generadoras son requeridas al despacho por razones económicas, de seguridad o de regulación de tensión, están obligados a participar en el control de tensión por medio de la generación o absorción de potencia reactiva, 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 taps (intercambiadores del nivel de tensión) de los transformadores en las posiciones que el OC requiera;*
- d. *Mantener la tensión en Barras que el OC y el CCE les requiera.*

ARTÍCULO 5.- Se modifica el Artículo 154 del Reglamento, para que en lo adelante sea leído 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 de cero punto nueve (0.9).*

ARTÍCULO 6.- *La disposición establecida en el Artículo 5 del presente Decreto, entrará en vigencia una vez la Superintendencia de Electricidad modifique el régimen tarifario, en torno al recargo del Factor de Potencia a los usu/arios de servicio público, con la finalidad de armonizar la normativa en toda la cadena de suministro.*

ARTÍCULO 7.- Se modifica el Artículo 203 del Reglamento, para que en lo adelante sea leído como sigue:

ARTÍCULO 203.- SERVICIO DE REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA. *La prestación del servicio de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) es de carácter obligatorio para todas las Unidades de Generación del SENI (bajo responsabilidad de las respectivas Empresas Generadoras propietarias u operadoras).*

PÁRRAFO I: *El margen obligatorio para la prestación del servicio de Regulación Primaria de Frecuencia en el SENI se fija en tres por ciento (3%) hasta un máximo de cinco por ciento (5%) de la generación.*

PÁRRAFO II: *Las Unidades de Generación con fuentes Renovables Variables, inscritas en el Régimen Especial, derivado de la Ley 57-07, podrán prestar el servicio de Regulación de Frecuencia, recibiendo la remuneración del régimen ordinario por la prestación de este servicio.*

ARTÍCULO 8.- Se deroga el contenido del Artículo 204 del Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad, No. 125-01.

ARTÍCULO 9.- Se modifica el Artículo 205 del Reglamento, para que en lo adelante sea leído como sigue:

ARTÍCULO 205.- SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA. *El servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF) es un requisito indispensable para la operación del SENI. El OC deberá determinar la reserva para RSF en función de la reserva fijada para el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF), para lo cual deberá aplicar el procedimiento contemplado en el presente reglamento.*

ARTÍCULO 10.- Se modifica el Artículo 232 del Reglamento, para que en lo adelante sea leído como sigue:

ARTÍCULO 232.- *Todos los Agentes del MEM 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, Transmisión y Distribución son regulados directamente por sus titulares, quienes están obligados a mantener los valores de tensión de Barras y Factor de Potencia establecidos por este Reglamento.

Los Agentes del MEM operadores de sistemas de generación están obligados a generar y entregar la potencia reactiva inductiva o capacitiva solicitada por el CCE, hasta los límites establecidos en el Artículo 151 del presente Reglamento, para mantener los niveles de tensión de Barra adecuados.

El 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 establecidos en el Artículo 149 del presente Reglamento.

El OC deberá establecer las tensiones de operación a ser controladas en las Barras del Sistema de Transmisión sobre la base de estudios especializados. Estas tensiones no deben exceder los rangos de operación especificados para el Estado Normal del SENI.

PÁRRAFO: *La Superintendencia de Electricidad elaborará los procedimientos correspondientes, para los fines de garantizar los niveles de tensión y factor de potencia exigidos en el presente Reglamento.*

ARTÍCULO 11.- Se modifica el Artículo 263 del Reglamento, para que en lo adelante sea leído como sigue:

ARTÍCULO 263.- *La transferencia total de Potencia de Punta entre un Agente del MEM y el resto será igual a la diferencia entre su demanda de Potencia de Punta y su Potencia Firme propia o contratada. Estas transacciones se valorizarán al Costo Marginal de la Potencia en Barra, de acuerdo con el procedimiento establecido en el presente Reglamento. La demanda de Potencia de Punta de cada Agente del MEM será calculada por el OC, considerando el consumo medio horario bruto demandado por el o por sus clientes en la hora de punta anual del SENI y sus pérdidas de transmisión.*

ARTÍCULO 12.- Se modifica el Artículo 264 del Reglamento, para que en lo adelante sea leído como sigue:

ARTÍCULO 264.- *Se denominará como Demanda Máxima anual Real coincidente del SENI, a la 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. A su vez, la hora en que ocurre la Demanda Máxima anual Real, se denominará hora de punta anual del SENI. Esta Demanda Máxima Real anual será la utilizada por el OC para la liquidación de las transacciones económicas en el MEM.*

PÁRRAFO: *Por horas de punta se entenderán aquellas horas del año en las cuales se estima que se produce la demanda máxima del SENI. Las horas de punta serán definidas por el OC.*

ARTÍCULO 13.- Se modifica el Artículo 265 del Reglamento, para que en lo adelante sea leído como sigue:

ARTÍCULO 265.- *El OC deberá determinar la Demanda Máxima anual coincidente estimada del SENI y la demanda máxima coincidente estimada de cada uno de los Agentes del MEM, mediante el procedimiento establecido en el pronóstico de Demanda Máxima anual coincidente contemplada en el presente Reglamento.*

ARTÍCULO 14.- Se modifica el Artículo 266 del Reglamento, para que en lo adelante sea leído como sigue:

ARTÍCULO 266.- *El OC determinará mensualmente las Potencias Firmes de las unidades generadoras, con las informaciones actualizadas al mes anterior, de la base de datos de indisponibilidad y del sistema, utilizando el procedimiento establecido en el presente Reglamento. El OC determinará también las inyecciones y retiros de Potencia Firme para cada uno de los Agentes del MEM, conforme a la información de los compromisos de potencia establecidos en los formularios de administración y al estimado de la Demanda Máxima anual coincidente.*

ARTÍCULO 15.- Se modifica el Artículo 268 del Reglamento, para que en lo adelante sea leído como sigue:

ARTÍCULO 268.- *La Potencia Firme de cada generador será calculada como la suma de las Potencias Firmes de sus propias unidades generadoras, más las de aquellas que tengan contratadas con terceros. La suma de las Potencias Firmes del conjunto de todas las unidades generadoras será igual a la Demanda Máxima anual Real del SENI.*

ARTÍCULO 16.- Se modifica el Artículo 271 del Reglamento, para que en lo adelante sea leído como sigue:

ARTÍCULO 271.- *El OC deberá determinar y establecer los factores de nodo y las pérdidas de potencia a utilizar en base a un flujo de carga para la Demanda Máxima anual coincidente estimada del SENI, considerando como producción de los generadores sus Potencias Firmes calculadas para el mes.*

ARTÍCULO 17.- Se modifica el Artículo 273 del Reglamento, para que en lo adelante sea leído como sigue:

ARTÍCULO 273.- *El OC deberá, antes del 15 de marzo, calcular e informar a los Agentes del MEM los pagos mensuales definitivos correspondientes a dichas transacciones de Potencia de Punta del año anterior. El calendario para realizar el re cálculo se establece más abajo. Cada año el OC deberá determinar la Demanda Máxima anual coincidente real del sistema, con las pérdidas reales de transporte incluidas, correspondiente al año anterior. El OC determinará las Potencias Firmes de las unidades generadoras, con las informaciones actualizadas al 31 de diciembre del año anterior, de la base de datos de indisponibilidad y de la base de datos del sistema, utilizando el procedimiento establecido en el presente Reglamento. El OC determinará también las inyecciones y retiros de Potencia Firme para cada uno de los Agentes del MEM, conforme a la información de los compromisos de potencia establecidos en los contratos y a la demanda máxima anual coincidente real.*

El día quince (15) de febrero de cada año, el OC deberá establecer y enviar a los Agentes del MEM y a SIE, las Transacciones de Potencia de Punta reales y los pagos correspondientes entre Agentes del MEM por cada mes del año anterior. Estos pagos deberán realizarse en el Costo Marginal de Potencia de Punta real de cada mes y aplicando los factores de nodo en cada mes, obtenidos de estudios de flujo de carga basado en la Demanda Máxima anual Coincidente real del sistema y considerando como producción de los generadores sus Potencias Firmes definitivas calculadas para cada mes.

En ningún caso se considerarán para el cálculo de las Potencias Firmes las diferencias entre las pérdidas reales y las pérdidas obtenidas del estudio de flujo de carga realizado para determinar los factores de nodo, en que se utilizaron como producción de los generadores sus Potencias Firmes.

Hasta el día veinticinco (25) de febrero de cada año, los Agentes del MEM podrán enviar sus observaciones del OC, que deberá someterlas antes del cinco (5) de marzo a la decisión del Consejo de Coordinación. En el curso de este último mes, el OC deberá comunicar a los Agentes del MEM y a la SIE las resoluciones adoptadas por el Consejo de Coordinación. El OC deberá informar sobre el re cálculo definitivo a las transacciones de Potencia de Punta, el re cálculo de los pagos mensuales y las diferencias entre los valores facturados mensualmente y los valores recalculados.

Cada Agente del MEM deberá realizar los pagos que surjan por la diferencia entre cada valor recalculado y el valor que fue efectivamente pagado en el mes correspondiente. Estos pagos deberán realizarse de una vez a los treinta (30) días de ser comunicados por el OC.

Para fines de liquidar las diferencias entre los valores recalculados y los pagos realizados mensualmente, se deberá considerar la tasa de interés activa promedio ponderado semanal vigente en cada día, de los bancos comerciales y múltiples, o la que la reemplace, informada por el Banco Central de la República Dominicana, que se aplicará sobre el número real de días, sobre la base de un (1) año de trescientos sesenta y cinco (365) días.

ARTÍCULO 18.- Se modifica el Artículo 371 del Reglamento, para que en lo adelante sea leído como sigue:

ARTÍCULO 371.- EMISIÓN ANUAL SIE DE COSTOS UNITARIOS DE EQUIPOS COMPENSACIÓN ENERGÍA REACTIVA.

La Superintendencia deberá fijar anualmente, por resolución los Costos Unitarios de los Equipos de Compensación de Energía Reactiva a ser utilizados en las Transacciones Económicas por Energía Reactiva con base en las siguientes condiciones:

- 1. Los Costos Unitarios del Equipamiento Estático de Energía Reactiva se fijarán de acuerdo al nivel de tensión, es decir, habrá un Costo Unitario por cada uno de los niveles de tensión utilizados en el SENI;*
- 2. Los Costos Unitarios del Equipamiento Estático de Energía Reactiva se registrarán por un esquema de Emisión Anual de Valores Base e indexación mensual por inflación, de la siguiente manera:*

- i. En el mes de diciembre de cada año la SIE emitirá los Valores Base de los Costos Unitarios del Equipamiento Estático de Energía Reactiva que se aplicarán en el año siguiente;
 - ii. Dichos Valores Base de los Costos Unitarios del Equipamiento Estático de Energía Reactiva aplicarán directamente para el mes de enero del año siguiente y para los meses sucesivos, es decir, de febrero a diciembre, serán objeto de la correspondiente indexación por inflación;
3. La fórmula de determinación del valor base en RD\$/kVARh por nivel de tensión es la siguiente:

$$CkVARh_{NT/BASEAÑOj} = \frac{(INV_{NT} \times FRC) + COM_{NT}}{kVAR_{INST} \times HAU_{NT}} ; [RD\$/kVARh]$$

$CkVARh_{NT/BASEAÑOj}$	Valor Base para el año “j” del Costo Unitario por Hora de Utilización del kVAR de Equipamiento Estático de Energía Reactiva, por nivel de tensión, [RD\$/kVARh];
INV_{NT}	Inversión en Equipos Estáticos de Energía Reactiva para el nivel de tensión “NT”, que comprende: valor CIF, costos de instalación y conexión a la red e impuestos, [RD\$];
FRC	Factor de Recuperación del Capital, calculado en base a una vida útil del equipo de 20 años y la tasa de costo de capital que fija el Artículo 123 LGE;
COM_{NT}	Costo anual fijo de operación y mantenimiento del equipo, por nivel de tensión, [RD\$];
$kVAR_{INST}$	Capacidad en kVAR del equipo en cuestión, [kVAR];
HAU_{NT}	Horas Anuales de Uso del equipo, [Horas];

4. La fórmula que debe aplicarse para la Indexación Mensual es la siguiente:

$$CkVARh_{NT/m,j} = \frac{CPI_{m-1,j}}{CPI_{BASE}} \times \frac{TC_{m-1}}{TC_{BASE}} \times CkVARh_{NT/BASEAÑOj} ; [RD\$/kVARh]$$

$CkVARh_{NT/m,j}$	Costo Unitario por hora de Utilización del kVAR de Equipamiento de Compensación de Energía Reactiva, para el mes “m” del año “j”;
$CPI_{m-1,j}$	Valor del Índice de Precios al Consumidor de los Estados Unidos de América, All Cities All Ítems, del mes “m” del año “j”;
CPI_{BASE}	Valor base del Índice de Precios al Consumidor de los Estados Unidos de América, All Cities All Ítems del año “j”, que corresponde al Índice de Precios del mes de diciembre del año previo

TC_{m-1} :	<i>Tasa de cambio promedio del mes anterior, correspondiente al precio de venta de los agentes de cambio, publicada por el Banco Central</i>
TC_{BASE} :	<i>Tasa de cambio promedio del mes de diciembre del año previo, correspondiente al precio de venta de los agentes de cambio publicada por el Banco Central</i>

PÁRRAFO. - *La Superintendencia podrá contemplar el mecanismo de remuneración para equipos de compensación dinámica de tensión. El costo reconocido para tales fines, será emitido en la Resolución anual que hace referencia el presente Artículo.*

ARTÍCULO 19.- Se modifica el Artículo 372 del Reglamento, para que en lo adelante sea leído como sigue:

ARTÍCULO 372.- *El Organismo Coordinador realizará mensualmente las Transacciones Económicas correspondientes a la Valorización de Energía Reactiva y Compensación por Regulación de Tensión, entre Agentes del MEM, según el procedimiento descrito en el presente reglamento.*

Para los fines de la aplicación de las disposiciones contenidas en la presente Sección se entenderá por:

$ERB_{i,h}$	<i>Energía Reactiva Base de la Unidad Generadora "i", corresponde a la energía reactiva que obligatoriamente debe entregar una unidad generadora "i" termoeléctrica o hidroeléctrica, valor que se fija en base a la potencia efectiva neta de la unidad generadora y al factor de potencia instantáneo de 0.85, expresado en kVARh. En caso de una central compuesta por varias unidades generadoras, la ERB será la sumatoria de las ERB de las unidades generadoras en operación;</i>
$ERG_{i,h}$	<i>Energía Reactiva Neta entregada por la Unidad Generadora "i", en la hora "h", a solicitud del CCE según los Programas de Operación Semanal y Diario emitidos por el OC, [kVARh];</i>
$EG_{i,h}$	<i>Energía Activa Neta entregada por una Unidad Generadora "i", en la hora "h", [kWh];</i>
$EER_{i,h}$	<i>Excedente de Energía Reactiva entregado por la Unidad Generadora Termoeléctrica o Hidroeléctrica "i", en la hora "h", a requerimiento del CCE, conforme los Programas de Operación Semanal y Diario emitidos por el OC, [kVARh];</i>
$DER_{i,h}$	<i>Déficit en la Energía Reactiva entregada por la Unidad Generadora Termoeléctrica o Hidroeléctrica "i", en la hora "h", con respecto al requerimiento del CCE, conforme los Programas de Operación Semanal y Diario emitidos por el OC, [kVARh];</i>

$PR_{i,h}$	Potencia Reconocida de la Unidad Generadora Termoeléctrica “i”, en la hora “h”, corresponde a la potencia media horaria que la Unidad Generadora estaba entregando al momento de requerirse el aporte de energía reactiva. En caso que la Unidad Generadora haya sido despachada a un nivel inferior por requerimiento de energía reactiva, en lugar de a plena capacidad por requerimiento económico, la Potencia Reconocida corresponderá al valor de la Disponibilidad Real ponderada en esa hora;
FPO	Factor de Potencia Objetivo requerido para los retiros en las barras de Agentes Consumidores, conforme el requerimiento dispuesto en el Artículo 154 del presente Reglamento;
$FPR_{c,b,h}$	Factor de Potencia Real Medio horario del Agente Consumidor “c”, en la barra “b” para la hora “h”

ARTÍCULO 20.- Se modifica el Artículo 373 del Reglamento, para que en lo adelante sea leído como sigue:

ARTÍCULO 373.- CÁLCULO DE LOS SALDOS ACREEDORES POR APORTE DE ENERGÍA REACTIVA

Para los fines de las transacciones económicas por Energía Reactiva de cada mes, el OC deberá determinar los saldos acreedores resultantes por los Excedentes de Aporte de Energía Reactiva de las Unidades de Generación Térmicas, Hidroeléctricas o de fuentes renovables, y los aportes de Energía Reactiva de las ACERAS.

Para la determinación de los Saldos Acreedores, el OC debe calcular los saldos horarios resultantes, para cada tipo de agente y considerando el tipo de despacho.

ARTÍCULO 21.- Se modifica el Artículo 374 del Reglamento, para que en lo adelante sea leído como sigue:

ARTÍCULO 374.- Los Saldos Acreedores Horarios para las Unidades Generadoras Termoeléctricas:

a) Por Despacho Programado. Cada vez que el CCE, al requerir a una UGT “i” bajo Despacho Programado por Lista de Mérito según los Programas de Operación emitidos por OC, operar en una hora “h” bajo una Consigna de Tensión, y ello conlleve que dicha unidad entregue un aporte de Energía Reactiva superior a su ERB, le corresponderá a dicha unidad generadora un Saldo Acreedor Horario por el Excedente aportado, el cual deberá ser determinado en función de su nivel de despacho:

i. Despacho a Máxima Capacidad:

$$SA.E_{DP}T_E ER_{i,h,g} = \max \left[\begin{array}{l} (CkVARH_{NT-m,j} \times E_{DP}T_E ER_{i,h,g}), \\ (PR_{i,h,g} \times 1 \text{ Hora} - EG_{i,h}) \times (CMG_{b,i,h} - CVP_{i,h}) \end{array} \right]$$

ii. *Despacho entre Mínimo Técnico y Máxima Capacidad:*

$$SA.E_{DP}T_{E}ER_{i,h,g} = CkVARH_{NT/m,j} \times E_{DP}T_{E}ER_{i,h,g}$$

Donde:

$SA.E_{DP}T_{E}ER_{i,h,g}$: Saldo Acreedor Horario de la UGT "i", del agente "g" por Excedente de Energía Reactiva aportado en la hora "h", [RD\$];

$E_{DP}T_{E}ER_{i,h,g}$: Excedente de Energía Reactiva aportado por la UGT "i", del agente "g" en la hora "h" [kVAR];

$PR_{i,h,g}$: Potencia Reconocida de la UGE "i", del agente "g" en la hora "h", [kW];

$CVP_{i,h}$: Costo Variable de Producción de la UGT "i", en la hora "h", [RD\$/kWh];

$CMG_{b,i,h}$: Costo Marginal de Corto Plazo de las Transacciones Económicas de Energía del mes "m", en la barra "b" en la cual inyecta la UGT "i", en la hora "h", [RD\$/kWh];

b) Por Despacho Forzado para Regulación de Tensión. Cada vez que el CCE requiera el Despacho Forzado por Regulación de Tensión de una UGT "i" al valor de Potencia Mínima Técnica fijado por la SIE, en una hora "h", le corresponderá a dicha unidad generadora un Saldo Acreedor Horario por el Excedente aportado, el cual deberá ser determinado mediante la siguiente fórmula:

$$SA.E_{DF}T_{E}ER_{i,h,g} = \max \left[\begin{array}{l} (CKVARH_{NT-m,j} \times E_{DF}T_{E}ER_{i,h,g}), \\ EG_{i,h} \times (CVP_{i,h} - CMG_{b,i,h}) \end{array} \right]$$

Donde:

$SA.E_{DF}T_{E}ER_{i,h,g}$: Saldo Acreedor Horario de la UGT "i", del agente "g" en la hora "h" por Excedente de Energía Reactiva aportado por Despacho Forzado a Mínimo Técnico para Regulación de Tensión, [RD\$];

$E_{DF}T_{E}ER_{i,h,g}$: Excedente de Energía Reactiva aportado por la UGT "i", del agente "g" por Despacho Forzado en la hora "h" [kVAR];

El Saldo Acreedor total resultante del mes "m" por Excedentes de aporte de Energía Reactiva de cada Agente Generador Termoeléctrico "g", por los Excedentes de Energía Reactiva aportados por todas sus unidades de Generación Termoeléctrica "i", se obtendrá de la sumatoria de todos sus Saldos Acreedores horarios del mes, será determinado por la mediante fórmula:

$$TSA.ET_{E}ER_{g,m} = \sum_{h=1}^{NHM} \sum_{i=1}^{NUGT} (SA.E_{DP}T_{E}ER_{i,h,g} + SA.E_{DF}T_{E}ER_{i,h,g})$$

ARTÍCULO 22.-Se modifica el Artículo 375 del Reglamento, para que en lo adelante sea leído como sigue:

ARTÍCULO 375.- Saldos Acreedores Horarios de Unidades Generadoras Hidroeléctricas (UGHS) por Excedentes de Energía Reactiva aportados como Compensador Sincrónico:

- a) Excedentes por Despacho Programado. Cada vez que el CCE al requerir a una UGH "i", por Despacho Programado por Lista de Mérito según los Programas de Operación emitidos por OC en una hora "h", operar bajo una Consigna de Tensión, y ello conlleve que dicha unidad entregue un aporte de Energía Reactiva superior a su ERB, le corresponderá a dicha unidad generadora un Saldo Acreedor Horario por el Excedente aportado, el cual deberá ser determinado mediante la siguiente fórmula:

$$SA.E_{DP}HER_{i,h} = CkVARh_{NT/m,j} \times E_{DP}HER_{i,h}$$

Donde,

- $SA.E_{DP}HER_{i,h}$: Saldo Acreedor de la UGH "i" por Aporte Excedentario de Energía Reactiva por Despacho Programado en la hora "h", [RD\$];
- $E_{DP}HER_{i,h}$: Excedente de Energía Reactiva aportado por la UGH "i" en la hora "h", [kVAR];

- b) Excedentes por Despacho Forzado como Compensador Sincrónico. Cada vez que el CCE, de acuerdo con los Programas de Operación emitidos por el OC, le requiera a una UGH "i" en la hora "h", su Despacho Forzado como Compensador Sincrónico, le corresponderá a dicha unidad generadora un Saldo Acreedor Horario por el Excedente aportado, el cual deberá ser determinado mediante la siguiente fórmula:

$$SA.E_{DF}HER_{i,h} = CKVARH_{NT/m,j} \times ERG_{i,h} + HEAC_{i,h} \times CMG_{b,i,h}$$

Donde,

- $SA.E_{DF}HER_{i,h}$: Saldo Acreedor de la UGH "i" por Excedente de Energía Reactiva aportado por Despacho Forzado como Compensador Sincrónico para Regulación de Tensión en la hora "h", [RD\$];
- $HEAC_{i,h}$: Energía Activa consumida por la UGH "i" al operar como Compensador Sincrónico en la hora "h", [kWh];

El Saldo Acreedor total resultante del mes "m" de EGEHID por Excedentes de aporte de Energía Reactiva se obtendrá de la sumatoria de todos sus Saldos Acreedores horarios del mes, conforme la siguiente fórmula:

$$TSA.EHRE_m = \sum_{h=1}^{NHM} \sum_{i=1}^{NUGH} (SA.E_{DP}HER_{i,h} + SA.E_{DF}HER_{i,h})$$

ARTÍCULO 23.- Se modifica el Artículo 376 del Reglamento, para que en lo adelante sea leído como sigue:

ARTÍCULO 376.- Los Saldos Acreedores por Aportes de Reactivos de ACERAS

Cada vez que el CCE, de acuerdo con los Programas de Operación emitidos por el OC o de manera forzada, le requiera a un ACERA efectuar aportes de Energía Reactiva durante una hora "h", los mismos serán considerados como Excedentes aportados al sistema y le corresponderá a dicho agente un Saldo Acreedor Horario por cada Equipo de Compensación

de Energía Reactiva “i” aportado, el cual deberá ser determinado mediante la siguiente fórmula:

$$SA.EAER_{i,h,a} = CapkVAR_{i,h,a} \times CkVARh_{NT/m,j}$$

Donde,

- $SA.EAER_{i,h,a}$: Saldo Acreedor Horario de ACERA por Excedente de Energía Reactiva aportado mediante un Equipo de Compensación de Energía Reactiva “i” en la hora “h”, [RD\$];
- $CapkVAR_{i,h,a}$: Capacidad Real Aportada del Equipo de Compensación de Energía Reactiva del ACERA “i” en la hora “h”, [kVAR];

El Saldo Acreedor total resultante del mes “m” de cada ACERA “a” por Excedentes de Energía Reactiva aportados al sistema en cada hora “h”, se obtendrá de la sumatoria de todos sus Saldos Acreedores horarios del mes, utilizando la siguiente fórmula:

$$TSA.EAER_{a,m} = \sum_{n=1}^{NHM} \sum_{i=1}^{NECA} SA.EAER_{i,h,a}$$

El Total de los Saldos Acreedores del mes “m” para todos los Agentes del MEM por Excedentes de Energía Reactiva aportados al SENI se determinará mediante la siguiente fórmula:

$$TSA.ERE_{s,m} = \sum_{g=1}^{NAGT} TSA.ET_EER_{g,m} + TSA.EHER_m + \sum_{a=1}^{NAA} TSA.EAER_{a,m}$$

ARTÍCULO 24.- Se modifica el Artículo 377 del Reglamento, para que en lo adelante sea leído como sigue:

ARTÍCULO 377.- CÁLCULO DE LOS SALDOS DEUDORES INICIALES POR DÉFICIT DE ENERGÍA REACTIVA PARA UNIDADES DE GENERACIÓN

Para los fines de las transacciones económicas por Energía Reactiva de cada mes, el OC deberá determinar los saldos deudores resultantes por los Déficits de Aporte de Energía Reactiva de las Unidades de Generación Térmicas, Hidroeléctricas o de fuentes renovables.

Saldo deudor Inicial Unidad de Generación Termoeléctrica. Cada vez que el CCE al requerir a una UGT “i”, despachada económicamente según los Programas de Operación emitidos por OC en una hora “h”, atender una Consigna de Tensión, y ello conlleve que dicha unidad entregue un aporte de Energía Reactiva de hasta su ERB, pero el aporte de dicha unidad sea inferior al requerido, le corresponderá a dicha unidad generadora un Saldo Deudor Horario Inicial por el Déficit en su aporte de energía reactiva, el cual deberá ser determinado mediante la siguiente fórmula:

$$SDI.DT_EER_{i,h} = CkVARh_{NT/m,j} \times DT_EER_{i,h}$$

Donde,

$SDI.DT_E ER_{i,h}$: Saldo Deudor Horario Inicial de la UGT "i" en la hora "h" por Déficit de Energía Reactiva, [RD\$];

$DT_E ER_{i,h}$: Déficit de aporte de Energía Reactiva de la UGT "i" en la hora "h", [kVAR];

$$: \left\{ \begin{array}{l} ERB_i - ERG_{i,h}, \text{ si } ERG_{i,h} < ERB_i \\ 0, \quad \text{si } ERG_{i,h} \geq ERB_i \end{array} \right\}$$

El Saldo Deudor Inicial del mes "m" Inicial por Agente Generador Termoeléctrico "g" por Déficit de Energía Reactiva se obtiene de la sumatoria de todos los saldos deudores horarios iniciales individuales de sus unidades generadoras "i", mediante la siguiente fórmula:

$$TSDI.DT_E ER_{g,m} = \sum_{n=1}^{NHM} \sum_{g=1}^{NUGT_g} SDI.DT_E ER_{i,h}$$

ARTÍCULO 25.- Se modifica el Artículo 378 del Reglamento, para que en lo adelante sea leído como sigue:

ARTÍCULO 378.- Saldo deudor Inicial Unidad de Generación Hidroeléctrica. Cada vez que el CCE al requerir a una UGH "i", despachada económicamente según los Programas de Operación emitidos por OC en una hora "h", atender una Consigna de Tensión, y ello conlleve que dicha unidad entregue un Aporte de Energía Reactiva de hasta su ERB, pero el aporte de dicha unidad sea inferior al requerido, le corresponderá a dicha unidad generadora un Saldo Deudor Horario Inicial que se determinará mediante la siguiente fórmula:

$$SDI.DHER_{i,h} = CkVARh_{NT/m,j} \times DHER_{i,h}$$

Donde,

$SDI.DHER_{i,h}$: Saldo Deudor Horario Inicial de la UGH "i" en la hora "h" por Déficit de Energía Reactiva, [RD\$];

$DHER_{i,h}$: Déficit de aporte de Energía Reactiva de la UGH "i" en la hora "h", [kVAR];

El Saldo Deudor Inicial del mes "m" Inicial para EGEHID por Déficit de Energía Reactiva se obtiene de la sumatoria de todos los saldos deudores horarios iniciales individuales de sus unidades generadoras "i", mediante la siguiente fórmula:

$$TSDI.DHER_m = \sum_{n=1}^{NHM} \sum_{g=1}^{NUGH} SDI.DHER_{i,h}$$

ARTÍCULO 26.- Se modifica el Artículo 379 del Reglamento, para que en lo adelante sea leído como sigue:

ARTÍCULO 379.- Saldo deudor Inicial Unidad de Generación de Fuente Renovable. Cada vez que el CCE al requerir a una UGFR “i”, despachada económicamente según los Programas de Operación emitidos por OC en una hora “h”, atender una Consigna de Tensión, y ello conlleve que dicha unidad entregue un aporte de Energía Reactiva de hasta su ERB, pero el aporte de dicha unidad sea inferior al requerido, le corresponderá a dicha unidad generadora un Saldo Deudor Horario Inicial por el Déficit en su aporte de energía reactiva, el cual deberá ser determinado mediante la siguiente fórmula:

$$SDI.DR_EER_{i,h} = CkVARh_{NT/m,j} \times DR_EER_{i,h}$$

Donde,

$SDI.DR_EER_{i,h}$: Saldo Deudor Horario Inicial de la UGFR “i” en la hora “h” por Déficit de Energía Reactiva, [RD\$];

$DR_EER_{i,h}$: Déficit de aporte de Energía Reactiva de la UGFR “i” en la hora “h”, [kVAR];

$$: \left\{ \begin{array}{l} ERB_i - ERG_{i,h}, \text{ si } ERG_{i,h} < ERB_i \\ 0, \text{ si } ERG_{i,h} \geq ERB_i \end{array} \right\}$$

El Saldo Deudor Inicial del mes “m” Inicial por Agente Generador de Fuente Renovable “g” por Déficits de Energía Reactiva se obtiene de la sumatoria de todos los saldos deudores horarios iniciales individuales de sus unidades generadoras “i”, mediante la siguiente fórmula:

$$TSDI.DR_EER_{g,m} = \sum_{n=1}^{NHM} \sum_{g=1}^{NUGFR_g} SDI.DR_EER_{i,h}$$

ARTÍCULO 27.- Se modifica el Artículo 380 del Reglamento, para que en lo adelante sea leído como sigue:

ARTÍCULO 380.- ETED será responsable de un Saldo Deudor Inicial por Déficits de aportes de Energía Reactiva, por la falta de disponibilidad de Equipos de Regulación de Tensión.

- i. Cuando ETED le solicite al OC incluir en la Programación Semanal y Diaria el mantenimiento programado de un Equipo de Compensación de Energía Reactiva en determinadas fechas y horas, el OC deberá determinar si dicho equipo será requerido o no para la Regulación de Tensión del SENI durante dichas fechas y horas, y entonces deberá aplicar lo siguiente:
 - a. En cada hora “h” en que el equipo en cuestión no sea necesario no habrá lugar a Saldo Deudor Horario Inicial; y, por el contrario,
 - b. En cada hora “h” en que el equipo en cuestión sea requerido para la regulación de tensión corresponderá aplicar el Saldo Deudor Horario Inicial correspondiente;

- ii. El Saldo Deudor Horario Inicial por Déficit de aporte de Energía Reactiva en la hora “h” debido a Indisponibilidad de Equipo de Compensación “i” de ETED durante diez minutos o más deberá ser determinado mediante la siguiente fórmula:

$$SDI.DT_RER_{i,h} = CapkVAR_{i,h} \times CkVAR_{h_{NT/m,j}}$$

Donde,

- $SDI.DT_RER_{i,h}$: Saldo Deudor Horario Inicial de ETED por Déficit de aporte de Energía Reactiva en la hora “h”, [RD\$];
- $CapkVAR_{i,h}$: Capacidad del Equipo de Compensación de Energía Reactiva de ETED “i” en la hora “h”, [kVAR];

El Saldo Deudor Inicial del mes “m” Inicial para ETED por Déficit de aportes de Energía Reactiva se obtiene de la sumatoria de todos los saldos deudores horarios iniciales individuales de sus equipos de compensación de energía reactiva “i”, mediante la siguiente fórmula:

$$TSDI.DT_RER_m = \sum_{n=1}^{NHM} \sum_{g=1}^{NECE} SDI.DT_RER_{i,h}$$

ARTÍCULO 28.- Se modifica el Artículo 381 del Reglamento, para que en lo adelante sea leído como sigue:

ARTÍCULO 381.- Saldos Deudores Iniciales de Agentes Consumidores por Déficit de Energía Reactiva. En cada barra “b” del SENI en que un Agente Consumidor “c” en el mes “m” tenga retiros “r” con Factores de Potencia por debajo del FPO requerido, le corresponderá por cada retiro deficiente un Saldo Deudor Inicial por Déficit de Energía Reactiva provocado al sistema, el cual deberá ser determinado mediante la siguiente fórmula:

$$SDI.DFPD_{c,r,b,m} = \sum_{h=1}^{NHM} DesvFP_{c,r,b,h} VCE_{c,r,b,h}$$

Donde,

- $SDI.DFPD_{c,r,b,h}$: Saldo Deudor Horario Inicial de Agente Consumidor “c” por Déficit de Energía Reactiva provocado al sistema, por cada retiro “r” con Factor de Potencia Deficiente en la barra “b” en la hora “h”; [RD\$]; en caso de existir más de un retiro en la barra “b”, se deberá realizar este cálculo para cada retiro;
- $DesvFP_{c,r,b,h}$: Desviación del factor de potencia con relación al FPO:

$$: \left\{ \begin{array}{l} FPO - FPR_{r,b,h}, \text{ si } FPR_{r,b,h} < FPO \\ 0, \text{ si } FPR_{r,b,h} \geq FPO \end{array} \right\}$$

$VCE_{c,r,b,h}$: Valor de Compra de la Energía Activa del retiro “r” del Agente Consumidor “c”, en la barra “b”, en la hora “h”, valorizada a los costos marginales correspondientes a cada hora, en [RD\$]

El Saldo Deudor Inicial del mes “m” Inicial para un Agente Consumidor “c” por Déficit de aportes de Energía Reactiva se obtiene de la sumatoria de todos los saldos deudores iniciales de las barras de retiro “b”, mediante la siguiente fórmula:

$$TSDI.DFPD_{c,m} = \sum_{b=1}^{NBRSc} SDI.DFPD_{c,r,b,h}$$

ARTÍCULO 29.- Se modifica el Artículo 382 del Reglamento, para que en lo adelante sea leído como sigue:

ARTÍCULO 382.- Saldos Deudores Finales para el mes “m”, para cada agente será determinado en función al ajuste del Saldo Deudor Inicial propio, a la relación entre el Total de Saldos Acreedores Finales y el Total de Saldos Deudores Iniciales. Para tales fines, el OC determinará el Total de Saldos Deudores Iniciales utilizando la siguiente fórmula:

$$TSDI.DER_{s,m} = \sum_{g=1}^{NAGT} TSDI.DT_E ER_{g,m} + TSDI.DHER_m + \sum_{g=1}^{NAGFR} TSDI.DR_E ER_{g,m} + TSDI.DT_R ER_m + \sum_{c=1}^{NAC} TSDI.DFPD_{c,m}$$

Los Saldos Deudores Finales para agente del mercado será determinando por el OC, aplicando el siguiente criterio:

a. Saldos Deudores Finales Agente Generador Termoeléctrico “g”:

$$TSDF.DT_E ER_{g,m} = TSDI.DT_E ER_{g,m} \times \left(\frac{TSA.ERE_{s,m}}{TSDI.DER_{s,m}} \right)$$

b. Saldos Deudores Finales EGEHID

$$TSDF.DHER_m = TSDI.DHER_m \times \left(\frac{TSA.ERE_{s,m}}{TSDI.DER_{s,m}} \right)$$

c. Saldos Deudores Finales Agente Generador de Fuente Renovable

$$TSDF.DR_E ER_{g,m} = TSDI.DR_E ER_{g,m} \times \left(\frac{TSA.ERE_{s,m}}{TSDI.DER_{s,m}} \right)$$

d. Saldos Deudores Finales ETED

$$TSDF.DT_R ER_m = TSDI.DT_R ER_m \times \left(\frac{TSA.ERE_{s,m}}{TSDI.DER_{s,m}} \right)$$

e. Saldos Deudores Finales Agente Consumidor

$$TSDF.DFPD_{c,m} = TSDI.DFPD_{c,m} \times \left(\frac{TSA.ERE_{s,m}}{TSDI.DER_{s,m}} \right)$$

El Total de Saldos Deudores Finales utilizando la siguiente fórmula:

$$TSD.F.DER_{s,m} = \sum_{g=1}^{NAGT} TSD.F.DT_EER_{g,m} + TSD.F.DHER_m + \sum_{g=1}^{NAGFR} TSD.F.DR_EER_{g,m} + TSD.F.DT_RER_m + \sum_{c=1}^{NAC} TSD.F.DFPD_{c,m}$$

El Balance Final entre el Total de Saldos Deudores Finales del MEM del mes “m” por Excedentes de aportes de Energía Reactiva, y el Total de Saldos Acreedores del MEM del mes “m” por Déficit de aporte de Energía Reactiva tiene que ser igual a cero:

$$TSA.ERE_{s,m} - TSD.F.DRE_{s,m} = 0$$

ARTÍCULO 30.- Se modifica el Artículo 384 del Reglamento, para que en lo adelante sea leído como sigue:

ARTÍCULO 384.- DEFINICIONES DE LA SECCIÓN.

Para los fines de las disposiciones contenidas en la presente sección aplicarán las siguientes definiciones:

Cuota de RPF: *Es el margen de la capacidad de generación de una Unidad Generadora, asignado por el OC en los Programas de Operación, que dicha unidad tiene que mantener, no para producir electricidad, sino para contribuir, mediante equipamientos idóneos de control, a la regulación primaria de la frecuencia del sistema.*

Aporte de RPF: *Es el margen de capacidad de regulación primaria de frecuencia que una Unidad Generadora efectivamente presta al sistema, y que tiene que ser determinado por el OC de forma ex-post, a los fines de establecer las Transacciones Económicas del MEM por RPF, a partir de los datos obtenidos del Sistema de Adquisición y Registro de Data de Potencia-Frecuencia instalado en cada Unidad Generadora, y mediante el uso de la Aplicación Informática de Fiscalización de la Regulación de Frecuencia dispuestos en el PFSRF.*

Cuota de RSF: *Es el margen de la capacidad de generación de una Unidad Generadora, asignado por el OC en los Programas de Operación, que dicha unidad tiene que mantener disponible, no para producir electricidad, sino para contribuir, mediante equipamientos idóneos de control, a la regulación secundaria de la frecuencia del SENI.*

Aporte de RSF: *Es el margen de capacidad de regulación secundaria de frecuencia que una Unidad Generadora que mantiene efectivamente disponible al sistema, y que debe ser determinado por el OC de forma ex-post, a los fines de establecer las Transacciones Económicas del MEM por RSF, a partir de los datos obtenidos del Sistema de Adquisición y Registro de Data de Potencia-Frecuencia instalado en cada Unidad Generadora, y mediante el uso de la Aplicación Informática de Fiscalización de la Regulación de Frecuencia dispuestos en el PFSRF.*

Banda Muerta del Regulador de Carga / Velocidad: *Zona de insensibilidad del Regulador para los valores muy cercanos a la frecuencia nominal del sistema.*

Capacidad de Regulación Primaria: *Potencia que una unidad generadora puede variar en un rango de 30 segundos como máximo, por acción automática de su sistema de regulación de potencia/frecuencia, dentro de todo su rango de generación técnicamente operable.*

Capacidad de Regulación Secundaria: *Potencia que una unidad generadora puede variar en forma sostenida, por acción automática de su sistema de regulación potencia/frecuencia.*

Certificado de Habilitación para Regulación de Frecuencia: Es el documento expedido por el OC a un Agente Generador, mediante el cual se certifica que una Unidad Generadora o instalación de generación esta apta para ofrecer los servicios de RPF y/o RSF, con un determinado margen de regulación, luego de haberse verificado el cumplimiento de los requisitos técnicos de la normativa, y haber sido sometida a las pruebas requeridas en el Procedimiento de Habilitación de Instalaciones para los Servicios de Regulación de Frecuencia.

Déficit de RPF: Es el Aporte Deficitario de margen de capacidad de regulación primaria de frecuencia de una Unidad Generadora por aporte efectivo al sistema de margen de RPF insuficiente con respecto a su Cuota asignada de RPF.

Excedente de RPF: Es el Aporte Excedentario de margen de capacidad de regulación primaria de frecuencia de una Unidad Generadora por aporte efectivo al sistema de margen de RPF superior a su Cuota asignada de RPF.

Estatismo Permanente: Es la respuesta natural de la máquina en frecuencia ante variaciones de potencia, expresado como el incremento porcentual de la frecuencia del sistema eléctrico que llevaría a una unidad generadora sincrónica que opere a potencia nominal, a quedar en vacío para un ajuste fijo de la consigna de velocidad en su Regulador de Carga/Velocidad.

Estatismo Permanente para Sistema de Almacenamiento de Energía: Es la respuesta natural del sistema de almacenamiento de energía, para almacenar e inyectar potencia activa a la red, en forma rápida y sostenida, ante variaciones de la frecuencia del sistema.

Estatismo Transitorio: Parámetro ajustable del regulador para turbina hidráulica que permite disminuir transitoriamente, mediante compensación por atraso de fase, la ganancia del regulador, para asegurar el comportamiento estable con los valores exigidos de estatismo permanente; la reducción de ganancia retarda o limita el movimiento de la compuerta hasta que el flujo de agua y la potencia de salida comiencen a crecer; este esquema permite conseguir un estatismo inicial grande, para desviaciones rápidas de frecuencia, y un estatismo pequeño en estado estacionario, asegurando además una regulación estable en operación aislada.

Gradiente de Toma de Carga: Variación máxima de potencia que puede soportar una Unidad Generadora en la unidad de tiempo. La condición de gradiente de carga permite establecer la diferencia máxima entre la potencia de inicio y la potencia final de la Unidad Generadora.

Incentivo por Regulación Primaria de Frecuencia (IRRPF): Beneficio económico a ser pagado a los Agentes con Unidades Generadoras que presentaron excedentes en el servicio de RPF en el mes.

Incentivo por Regulación Secundaria de Frecuencia (IRRSF): Beneficio económico a ser pagado a todos aquellos Agentes con Unidades Generadoras que prestaron servicio de RSF.

Regulación de Frecuencia: Acciones necesarias para mantener la frecuencia dentro de las tolerancias permisibles definidas para el sistema. El OC establece los parámetros de regulación y las Empresas Generadoras son responsables, a través de sus Centros de Control (CC), de efectuar la regulación de la misma, siguiendo las disposiciones del OC. El control de frecuencia en un primer nivel es realizado por todas las centrales de generación de acuerdo a su estatismo, y en un segundo nivel, por las centrales de regulación.

Regulación Primaria de Frecuencia (RPF): Es la regulación rápida de frecuencia, con un tiempo de respuesta inferior a 30 segundos, destinada a equilibrar instantáneamente la generación con la demanda, con el mínimo de desviación en la frecuencia. Esta regulación se realiza a través de equipos instalados en las máquinas que permiten modificar de forma automática su producción.

Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF): Es la acción automática sobre los variadores de carga de una o más máquinas, que compensa la desviación final de la frecuencia resultante de la RPF. Su función principal es responder frente a las desviaciones de demanda para mantener el equilibrio generación - demanda en todo momento. En primera instancia las variaciones de demanda serán absorbidas por las máquinas que participan en la RPF. La RSF permite llevar nuevamente dichas máquinas a los valores asignados en el despacho, anulando las desviaciones de frecuencia. Su tiempo de respuesta es de varios minutos, tiempo necesario para que se reasignen de manera óptima los recursos de generación para satisfacer la demanda.

Reserva para Regulación Primaria de Frecuencia (RRPF): Margen de reserva rotante de las centrales habilitadas para participar en la RPF, para responder automáticamente a variaciones súbitas de la frecuencia.

Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia (RRSF): Margen de reserva rotante de las unidades o centrales calificadas para este propósito, para responder mediante regulación automática a variaciones de la generación del sistema.

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; y,
- b) Reserva de Regulación Secundaria.

Tiempo de Respuesta: Tiempo que tarda una máquina 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 eléctrico.

Sistema de Adquisición y Registro de Data de Potencia-Frecuencia de la Unidad Generadora: Equipamiento instalado en cada Unidad Generadora o Instalación de Generación con capacidad para capturar y registrar los valores instantáneos de Potencia-Frecuencia durante la operación real, conforme los requisitos establecidos en el PHISRF.

Sistema de Almacenamiento de Energía para RPF (SAE): Equipo capaz de almacenar e inyectar potencia activa a la red para compensar, mediante controles electrónicos, en forma rápida y sostenida, variaciones de la frecuencia del sistema.

Sistema de Control Automático de Generación o AGC (por sus siglas en Inglés, Automatic Generation Control): Es un dispositivo que se encarga de transmitir señales hacia los generadores que se encuentran bajo su control, para modificar su carga con la finalidad de mantener la frecuencia y la potencia de intercambio dentro de unos valores previamente definidos.

ARTÍCULO 31.-Se modifica el Artículo 385 del Reglamento, para que en lo adelante sea leído como sigue:

ARTÍCULO 385.- *La Superintendencia de Electricidad con respecto al Servicio de Regulación de Frecuencia del SENI tiene la obligación de dictar por resolución, las siguientes normativas:*

- a) Procedimiento de Habilitación de Instalaciones para Servicios de Regulación de Frecuencia (PHISRF), contemplando los lineamientos establecidos en el Artículo 391 del presente reglamento;*
- b) Procedimiento de Fiscalización de Instalaciones para Servicios de Regulación de Frecuencia (PFSRF);*

ARTÍCULO 32.-Se modifica el Artículo 386 del Reglamento, para que en lo adelante sea leído como sigue:

ARTÍCULO 386. - Obligaciones del Organismo Coordinador (OC).

El OC con respecto al Servicio de Regulación de Frecuencia del SENI tiene las siguientes obligaciones:

- a) Verificar, en el proceso de habilitación de toda Instalación de Generación para los servicios de RPF y/o RSF, el cumplimiento de los requisitos exigidos en el PHISRF;*
- b) Programar la Reserva Rotante del SENI para los servicios de RPF y RSF en los Programas de Operación Semanal y Diario;*
- c) Programar la Reserva Rotante para los servicios de RPF y RSF, distribuida para las áreas del SENI, preservando la seguridad, calidad y economía del suministro eléctrico; y, asimismo, cuando el SENI se subdivide temporalmente en subsistemas aislados, designar las Unidades Generadoras encargadas de regular la frecuencia en dichos subsistemas;*
- d) Mantener una lista actualizada de las Unidades Generadoras habilitadas para el Servicio de RPF y su estatus en el transcurso del tiempo en cuanto a su disponibilidad real para aportar dicho servicio;*
- e) Mantener una lista actualizada de las Unidades Generadoras habilitadas para el Servicio de RSF y su estatus en el transcurso del tiempo en cuanto a su disponibilidad real para aportar dicho servicio;*
- f) Elaborar los estudios de rechazo de carga en el SENI por variaciones de la frecuencia;*
- g) Fiscalizar la prestación de los Servicios de RPF y RSF de todas las Unidades Generadoras del SENI conforme con las disposiciones del PFSRF;*
- h) Presentar ante el Consejo de Coordinación del OC (CCOC), los reportes mensuales requeridos en dicho procedimiento de fiscalización; y,*
- i) Exigir a cualquier Agente Generador que previamente haya obtenido el "Certificado de Habilitación para los Servicios de RPF y/o RSF" para sus instalaciones que presente una "Solicitud de Rehabilitación para los Servicios de RPF y/o RSF", frente a cambios en los equipos de regulación, en los equipos SCADA o en la respuesta de dichas instalaciones.*

ARTÍCULO 33.-Se modifica el Artículo 387 del Reglamento, para que en lo adelante sea leído como sigue:

ARTÍCULO 387. - Obligaciones del Centro de Control de Energía (CCE).

El CCE con respecto a los Servicios de RPF y RSF del SENI tiene las siguientes obligaciones:

- a) Coordinar con los CC de los Agentes del 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 RPF y RSF del SENI;*
- c) Despachar la Reserva Rotante asignada para RSF a fin de restablecer los niveles de despacho de las unidades asignadas para la RPF;*
- d) Ejecutar el despacho económico de las Unidades Generadoras de acuerdo a los programas y reglas de operación a fin de recuperar la Reserva Rotante para la RSF;*
- e) En caso de que el SENI se subdivide temporalmente en subsistemas aislados, ya sea por mantenimiento o contingencia, disponer las acciones necesarias y designar las Unidades Generadoras que ejecutarán la RPF y la RSF en cada subsistema, de acuerdo a las Listas de Orden de Despacho para Regulación de Frecuencia elaboradas por el OC;*
- f) Monitorear la frecuencia y la Reserva Rotante para RPF y RSF en tiempo real en las principales áreas del SENI, a fin de asegurar el nivel requerido de calidad de frecuencia;*
- g) Reportar en el "Informe Diario de Operación del SENI" el comportamiento de la frecuencia y el movimiento de la Reserva Rotante para RPF y RSF del día anterior.*

ARTÍCULO 34.-Se modifica el Artículo 388 del Reglamento, para que en lo adelante sea leído como sigue:

ARTÍCULO 388. - Obligaciones de los Agentes Generadores del MEM.

Todo Agente Generador del SENI con respecto a los Servicios de RPF y RSF tiene las siguientes obligaciones:

- a) En cuanto a los requerimientos de los procedimientos PHISRF y PFSRF, en lo que respecta a sus instalaciones, deberá:*
 - i) Tramitar ante el OC, con cargo al propio Agente Generador y conforme a las disposiciones del PHISRF, la habilitación para la prestación de los Servicios de RPF y/o RSF de las instalaciones de generación con potencia superior a 10 MW, a ser interconectadas al SENI, incluyendo los siguientes tipos de instalaciones, cuando tengan la capacidad para prestar dichos servicios: (i) Unidades de Autoproducción y Cogeneración; (ii) Generación variable por fuentes renovables, tales como Parques Eólicos, Fotovoltaicos, entre otros;*
 - ii) Suministrar al OC, como parte de la solicitud de habilitación para RPF y/o RSF de una Unidad Generadora, la "Información Básica de la instalación" que se especifica en el PHISRF, en el tiempo y forma dispuestos en el mismo;*
 - iii) Obtener del OC el correspondiente "Certificado de Habilitación para los Servicios RPF y/o RSF" para sus instalaciones, lo cual será una condición indispensable para el otorgamiento por parte de la Superintendencia de la Autorización de Puesta en Servicio Definitiva para dichas instalaciones;*

- iv) Presentar al OC todas las informaciones requeridas en los procedimientos PHISRF y PFSRF, a los efectos de facilitar la realización de las inspecciones y pruebas que correspondan;*
 - v) Mantener actualizados los datos técnicos de sus Unidades Generadoras de acuerdo con lo requerido en los procedimientos PHISRF y PFSRF;*
 - vi) Presentar, a requerimiento del OC, una "Solicitud de Rehabilitación para los Servicios RPF y/o RSF" de sus instalaciones, frente a cambios en los equipos de regulación, en los equipos SCADA o en la respuesta de dichas instalaciones;*
- b) Todo Agente Generador, dado el carácter obligatorio del Aporte al Servicio de RPF para toda Unidad Generadora interconectada al SENI, tiene la obligación de contribuir a mantener la calidad de la frecuencia del SENI mediante el aporte de la cuota de reserva de margen de RPF asignada a cada una de sus unidades generadoras, a partir de la siguiente programación semanal con respecto a la fecha de emisión del "Certificado de Habilitación para Servicios de RPF y/o RSF" correspondiente, hasta el rango máximo de reserva establecido en dicho certificado, ya sea directamente de sus Unidades Generadoras o mediante recursos propios de Almacenamiento de Energía, y tendrá que disponer, para ambos casos, de controladores que den respuesta automática ante desvíos de la frecuencia, para atender a la programación semanal o diaria emitida por el OC, y cada vez que le sea solicitado por el CCE en la operación en tiempo real;*
- c) Todo Agente Generador Propietario o Responsable de una Unidad Generadora habilitada para participar en el servicio de RSF queda comprometido y obligado, a partir de la siguiente programación semanal con respecto a la fecha de emisión del "Certificado de Habilitación para Servicio de RSF", a aportar hasta el rango máximo de reserva de RSF establecido en dicho certificado cada vez que dicha unidad sea incluida en los Programas de Operación Semanal o Diario emitidos por el OC, y cada vez que le sea solicitado por el CCE en la operación en tiempo real;*
- d) Todo Agente Generador durante la operación del sistema tiene que cumplir las siguientes disposiciones:*
- i) Mantener el estatismo asignado en el "Certificado de Habilitación para la prestación de los Servicios de RPF y/o RSF", así como los demás parámetros que determinan la respuesta del regulador de velocidad, sin poder modificarlos sin la aprobación y coordinación del OC;*
 - ii) Notificar al OC cualquier cambio que pretenda realizar en los equipos destinados a los Servicios de RPF y RSF;*
 - iii) Operar sus Unidades Generadoras manteniendo las cuotas de reserva de RPF y/o márgenes de RSF asignados en los Programas del OC;*
 - iv) Verificar que la programación de la operación del SENI emitida por el OC, así como las disposiciones operativas del CCE, no vulneren la seguridad de sus equipos e instalaciones; y, en caso contrario, el Agente deberá comunicarlo de inmediato al CCE, con copia al OC, para su debida corrección;*

- v) Realizar la operación en tiempo real para la Regulación de Frecuencia del SENI cumpliendo las instrucciones del CCE, y comunicar al propio CCE, con copia al OC, las correspondientes acciones correctivas;
- vi) Comunicar inmediatamente al CCE, con copia al OC, todo caso de indisponibilidad parcial o total de Unidades Generadoras que estén programadas para aportar Reserva Rotante para RPF y/o RSF;
- vii) Informar, vía su Centro de Control, al OC y al CCE, los aspectos relevantes de la ejecución diaria del despacho de la reserva rotante.

ARTÍCULO 35.- Se modifica el Artículo 389 del Reglamento, para que en lo adelante sea leído como sigue:

ARTÍCULO 389. - REQUISITOS TÉCNICOS DE LAS UNIDADES GENERADORAS PARA EL SERVICIO DE REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA (RPF)

Toda Unidad Generadora a ser habilitada para el servicio de RPF deberá llenar satisfactoriamente, por lo menos, todos los requisitos técnicos que se indican a continuación, los cuales deberán ser avalados por la Empresa Generadora propietaria o responsable de la operación comercial mediante la documentación técnica correspondiente:

1) Características de la Unidad Generadora:

- a) Estatismo permanente ajustable durante la operación de la Unidad Generadora bajo carga (excepto las unidades impulsadas por turbinas de vapor, que puedan requerir detener la máquina primaria para ajustar el estatismo) en los siguientes rangos:
 - i. Unidades Hidráulicas: 2% a 6%;
 - ii. Unidades Sincrónicas sin SAE: 2% a 6%;
 - iii. Unidades Sincrónicas con SAE: 4% a 6%.
- b) Banda muerta del Regulador: $\pm 0,05\%$ del valor nominal de frecuencia (± 30 mHz);
- c) Capacidad de Regulación Mínima en el rango de: $\pm 2\%$ dentro de toda su capacidad de generación;
- d) Rango frecuencia admisible de operación sin límite de tiempo, entre: 59 y 61 Hz;
- e) Respuesta por variación brusca de la carga: Sostener la carga al menos durante los siguientes 30 segundos;

2) Equipamiento adicional:

- a) Disponer de un Sistema de Adquisición y Registro de Data de Potencia-Frecuencia de la Unidad Generadora, instalado en los bornes de generación de la unidad, que deberá registrar de manera continua su prestación al servicio de RPF, con capacidad de muestreo igual o menor a un (1) segundo, y con las características y las demás prestaciones que dispongan los procedimientos PHISRF y PFSRF;
- b) Disponer de Medios de Transmisión de Data para transmitir en tiempo real la data Potencia-Frecuencia desde la Unidad Generadora a los equipos SCADA del OC y del CCE, y cuya velocidad de transmisión de información deberá adaptarse a la velocidad mínima admisible para el SCADA, y llenar las demás características y prestaciones que dispongan los procedimientos PHISRF y PFSRF;

- c) *Disponer de cualquier otro equipamiento adicional o requisito que dispongan los procedimientos PHISRF y PFSRF.*

ARTÍCULO 36.- Se modifica el Artículo 390 del Reglamento, para que en lo adelante sea leído como sigue:

ARTÍCULO 390. - REQUISITOS TÉCNICOS DE LAS UNIDADES GENERADORAS PARA EL SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA (RSF)

Toda Unidad Generadora a ser habilitada para el Servicio de RSF deberá llenar satisfactoriamente todos los requisitos técnicos que indican a continuación, los cuales deberán ser demostrados por la Empresa Generadora propietaria o responsable de la operación comercial mediante la correspondiente documentación técnica:

- 1) *Características y equipamientos propios de la Unidad Generadora:*
 - a) *Requisito de gradiente de toma de carga del conjunto de las Unidades Generadoras de la Central comandadas por el Controlador de RSF no menor a 3% (tres por ciento) de la Potencia Despachada por minuto del conjunto de dichas unidades;*
 - b) *Disponer de un Controlador de RSF, tipo acción integral o proporcional-integral, que actúe en forma conjunta sobre la consigna de potencia de todas las Unidades Generadoras que integran la Central y que participarán en la RSF;*
 - c) *El margen de regulación que puede ser asignado al conjunto de Unidades Generadoras de la Central bajo el comando del AGC deberá ser determinado y establecido en las Pruebas de Habilitación por el Servicio de RSF de dichas unidades;*
- 2) *Equipamiento adicional:*
 - a) *Disponer de un Sistema de Adquisición y Registro de Data de Potencia-Frecuencia de la Unidad Generadora, instalado en los bornes de generación de la unidad, que deberá registrar de manera continua su prestación al Servicio de RSF, con capacidad de muestreo igual o menor a un (1) segundo, y con las características y las demás prestaciones que dispongan los procedimientos PHISRF y PFSRF;*
 - b) *Disponer de Medios de Transmisión de Data para transmitir en tiempo real la data Potencia-Frecuencia desde la Unidad Generadora a los equipos SCADA del OC y del CCE, y cuya velocidad de transmisión de información deberá adaptarse a la velocidad mínima admisible para el SCADA, y llenar las demás características y prestaciones que dispongan los procedimientos PHISRF y PFSRF;*
 - c) *Disponer de cualquier otro equipamiento adicional o requisito que dispongan los procedimientos PHISRF y PFSRF.*

ARTÍCULO 37.- Se modifica el Artículo 391 del Reglamento, para que en lo adelante sea leído como sigue:

ARTÍCULO 391. – PROCESO DE HABILITACIÓN DE UNIDADES DE GENERACIÓN PARA LOS SERVICIOS DE REGULACIÓN DE FRECUENCIA.

- 1) *El OC es responsable de conducir el proceso obligatorio de Habilitación de las Instalaciones de Generación para los Servicios de RPF y/o RSF. Dicho proceso será realizado por Expertos en la materia. Para tales fines el OC deberá realizar cada año un*

llamado Público para Precalificación de Expertos para Habilitación de Unidades Generadoras para los Servicios de RPF y RSF. Este proceso deberá ser aprobado por el Consejo de Coordinación del OC (CCOC).

El CCOC deberá aprobar un listado de Expertos Precalificados, que serán utilizados para el proceso de Habilitación para el Servicio de Regulación de Frecuencia.

La Superintendencia de Electricidad deberá dictar un reglamento que contemple los requisitos mínimos que deberán ser tomados en cuenta, para la elaboración de las bases para la precalificación y calificación de Expertos.

- 2) *El Agente Generador Propietario o Responsable de la operación comercial deberá someter al OC su solicitud de Habilitación de Instalación de Generación para los Servicios de RPF y/o RSF, ya sea como parte de una solicitud de Autorización de Puesta en Servicio de Obra Eléctrica o como trámite independiente, con lo siguiente:*
 - a) *Requisitos que se especifican en el PHISRF en el tiempo y forma dispuestos en dicho procedimiento;*
 - b) *Nombre del Experto Precalificado que ha elegido para realizar las pruebas operativas para los Servicios de RPF y/o RSF;*
- 3) *El OC deberá verificar el cumplimiento por parte del Agente Generador de todos los requisitos dispuestos en el PHISRF, incluyendo los siguientes: (i) Requisitos técnicos; (ii) Requisitos de suministro de información; (iii) Requisitos de equipos de registro y comunicaciones; y, (iv) Requisitos relativos a pruebas operativas;*
- 4) *La habilitación de una Instalación de Generación para los Servicios de RPF y/o RSF requerirá la realización de todas las pruebas operativas que disponga el PHISRF, para lo cual se deberá cumplir lo siguiente:*
 - a) *El OC tendrá a su cargo la coordinación de la ejecución de las pruebas operativas de campo de la(s) Unidad(es) Generadora(s) para la(s) cual(es) se solicite habilitación, y, deberá comunicar dichas pruebas a la SIE e informarlas a los Agentes del MEM;*
 - b) *Las pruebas operativas estarán bajo la responsabilidad del Experto Precalificado Designado seleccionado de la "Lista de Elegibles OC", y que deberá ser contratado para tales fines, y, en calidad de observadores, deberán participar representantes del propio OC, de la SIE y de los Agentes del MEM que lo soliciten;*
 - c) *El costo de los trabajos del Experto Precalificado Designado correrá a cuenta del Agente Generador propietario o responsable de la(s) Unidad(es) Generadora(s) a ser sometida(s) a las pruebas;*
 - d) *Las pruebas operativas para comprobar el comportamiento y la respuesta de la(s) Unidad(es) Generadora(s) ante variaciones súbitas de frecuencia deberán ser realizadas siguiendo los pasos establecidos en el PHISRF;*
 - e) *El Experto Precalificado Designado, concluidas las pruebas operativas, deberá: (i) Realizar los cálculos de los parámetros definidos en el PHISRF; y, (ii) Determinar el comportamiento y la respuesta de la(s) Unidad(es) Generadora(s) ante variaciones súbitas de frecuencia, en un lapso de cero (0) a diez (10) segundos, y comprobar que la unidad es capaz de sostener dichas variaciones de la carga durante los siguientes treinta (30) segundos;*

- f) *El Experto Precalificado Designado, en el plazo máximo de cinco (5) días calendarios de concluidas las pruebas operativas requeridas a la(s) Unidad(es) Generadora(s), deberá: (i) Suscribir la versión preliminar “Informe de Pruebas Operativas a Unidades Generadoras para RPF y/o RSF” con el detalle de las pruebas realizadas, las mediciones tomadas, los cálculos realizados y los resultados finales; y, (ii) Entregar dicho informe al OC, impreso en papel y en medio magnético, para su análisis y aprobación;*
 - g) *El OC deberá: (i) Revisar dicho “Informe de Pruebas Operativas a Unidades Generadoras para RPF y/o RSF”; y, (ii) Notificar a los Agentes del MEM que dicho informe estará en la página web del OC a disposición de cualquier Agente que solicite clave de acceso, y que dispondrán de un plazo máximo de tres (3) días calendario a contar de la fecha de notificación para presentar sus observaciones;*
 - h) *El OC deberá presentar al Experto Precalificado Designado las observaciones propias y de los Agentes del MEM a la versión preliminar Informe Final en el plazo máximo de cinco (5) días calendario contados a partir de la fecha de haber recibido dicho informe de parte del Experto;*
 - i) *El Experto Precalificado Designado, en el plazo de máximo de cuatro (4) días calendario contados a partir de la fecha de haber recibido las observaciones de parte del OC, deberá: (i) Resolver las observaciones presentadas por el OC y los Agentes del MEM, y darle respuesta a las mismas; y, (ii) Entregar al OC la versión definitiva del “Informe de Pruebas Operativas a Unidades Generadoras para RPF y/o RSF”;*
 - j) *El OC deberá dar a conocer a los Agentes del MEM la versión definitiva de dicho informe;*
- 5) *El OC, concluido satisfactoriamente el proceso de pruebas operativas de habilitación y en el plazo máximo de tres (3) días calendario contados a partir de la fecha de entrega por parte del Experto Precalificado Designado de la versión definitiva del “Informe de Pruebas Operativas a Unidades Generadoras para los Servicios de RPF y/o RSF”, deberá emitir al Agente Generador del SENI solicitante, el “Certificado de Habilidadación de Instalación de Generación para los Servicios de RPF y/o RSF” correspondiente a la instalación habilitada; dicho certificado deberá ajustarse a lo siguiente:*
- a) *Especificar la(s) Unidad(es) Generadora(s) certificada(s);*
 - b) *Especificar la entrada en aplicación, que debe ser a partir de la siguiente programación semanal, con respecto a la fecha de emisión del certificado; y,*
 - c) *Establecer que el Agente Responsable de la(s) Unidad(es) Generadora(s) certificada(s) queda obligado a: (i) Cumplir las obligaciones y disposiciones del RLGE, del PHISRF, y del PFISRF referentes a los Servicios de RPF y/o RSF; y, (ii) Notificar al OC cualquier cambio que pretenda realizar en los equipos destinados a los Servicios de RPF y/o RSF.*
- 6) *Adicionalmente, el OC tendrá la facultad de requerir la Rehabilitación para los Servicios de RPF y/o RSF, con la ejecución de Pruebas Operativas, a toda máquina cuya respuesta de Regulación de Frecuencia haya experimentado alguna variación importante con respecto*

a su habilitación original, con costos a cargo del Agente Generador Propietario o Responsable de la operación comercial.

ARTÍCULO 38.-Se modifica el Artículo 392 del Reglamento, para que en lo adelante sea leído como sigue:

ARTÍCULO 392. – DETERMINACIÓN DE LAS RESERVAS ROTANTES DE RPF Y RSF DEL SENI.

El OC, para elaborar los programas del despacho de la Reserva Rotante para los Servicios de RPF y RSF del SENI, en base a las máquinas disponibles, deberá cumplir con las siguientes disposiciones:

1. *LÍMITES DE RESERVA ROTANTE DEL SENI PARA RPF Y RSF. Los límites para programar la reserva son los siguientes:*
 - a. *Reserva Rotante programada para RPF para cada intervalo horario: 3% hasta un máximo de 5% (tres por ciento a cinco por ciento máximo) de la Demanda Estimada en el Programa de Operación ($DemEst_{p0}$), expresada en MW; y,*
 - b. *Reserva Rotante programada para RSF para cada intervalo horario: 3% hasta un máximo de 5% (tres por ciento a cinco por ciento máximo) de la Demanda Estimada en el Programa de Operación ($DemEst_{p0}$), expresada en MW.*
2. *MÉTODOS PARA DETERMINAR LOS MÁRGENES DE RESERVA ROTANTE DEL SENI PARA RPF Y RSF. El OC podrá aplicar los siguientes métodos:*
 - a. *Método Probabilístico. Este método responde a criterios económicos y está dirigido a balancear: (i) Los mayores costos de producción asociados a la operación del Parque Generador fuera del óptimo económico a fin de mantener suficiente Reserva Rotante para RPF; y, (ii) Los costos de Energía No Servida (ENS) de corta duración que se evitan al contar con dicha reserva.*

La aplicación del Método Probabilístico estará sujeto a las siguientes disposiciones:

La reserva óptima para RPF será aquella que minimice los costos de ENS de corta duración y los mayores costos de operación resultantes de mantener esa reserva en el parque generador;

El valor de la reserva óptima para RPF para cada período deberá ser establecido mediante un estudio específico por el Método Probabilístico;

A fin de facilitar la determinación práctica de la ENS, sin desmedro de la consistencia del resultado, el OC podrá adoptar las simplificaciones metodológicas que considere adecuadas, en lo que se refiere a la cantidad de escenarios analizados, bloques de demanda considerados, tipos de falla evaluados en función de su probabilidad de ocurrencia, tiempos de reposición asumidos y herramientas de cálculo utilizadas;

En caso de que el referido estudio por el Método Probabilístico depare desactualizado por haberse modificado sustancialmente las condiciones estacionales para las cuales se determinó el valor vigente, el OC podrá adoptar provisionalmente márgenes de Reserva Rotante calculados mediante un criterio Determinístico.

b. *Método Determinístico. Este método establece la reserva operativa de RPF como un porcentaje de la demanda total en cada hora, considerando escenarios y/o eventos que serán invariantes en el futuro y evaluando las condiciones que resultan más desfavorable para el sistema; por ejemplo: cubrir la mayor pérdida de generación estimada.*

3. *METODOLOGÍA PARA ESTABLECER LA RESERVA ROTANTE DE RPF DEL SENI:*

a. *Determinar, mediante cualquiera de los dos métodos antes indicados, el Objetivo de Reserva de RPF del SENI en porcentaje (%ORPF_s) para cada bloque horario de demanda;*

b. *Calcular el valor del objetivo Reserva de RPF del SENI (ORPF_s) expresado en MW, aplicando el porcentaje de Reserva del RPF establecido en el paso anterior sobre la demanda estimada en el programa de operación (DemEst_{PO}), mediante la siguiente fórmula:*

$$ORPF_s = \% ORPF_s \times DemEst_{PO} \quad [MW]$$

c. *Utilizar el valor de ORPF_s calculado en el paso anterior para distribuirlo y asignarlo entre las Unidades Generadoras disponibles para aportar RPF.*

4. *METODOLOGÍA PARA DETERMINAR EL VALOR DEL OBJETIVO DE RESERVA DE RSF DEL SENI (ORSF_s):*

1. *Calcular el porcentaje de Reserva de RSF Básico del SENI (%ORSF_{s,BÁSICO}) a ser distribuido entre las Unidades Generadoras disponibles para aportar RSF: utilizando el porcentaje de Reserva de RPF (ORPF_s) establecido en el paso anterior y aplicando la siguiente fórmula:*

$$\%ORSF_{s,BÁSICO} = (1 + d \times \%r) \times (\% ORPF_s)$$

Donde,

%r : Estatismo equivalente del parque generador del área, expresado en %; en ausencia de datos el OC deberá adoptar el valor de 5%, o el que considere representativo para el SENI;

d : Sensibilidad de la carga con la frecuencia, expresada en valor unitario; en ausencia de datos el OC deberá adoptar el valor de 1.5, o el que considere representativo de la demanda del SENI;

2. *Calcular el Porcentaje de Reserva de RSF del SENI por Errores de Pronósticos de Demanda (%ORSF_{s,EPD}) que deberá ser aplicado por el OC en la medida en que disponga de datos o estimaciones de posibles requerimientos adicionales vinculados a errores de pronósticos sobre las proyecciones de demanda;*

3. *Calcular el Porcentaje de Reserva de RSF del SENI por Errores de Pronósticos de generación renovable no regulante (%ORSF_{s,EPR}) que deberá ser aplicado por el OC en la medida en que disponga de datos o estimaciones de posibles requerimientos*

adicionales vinculados a la incertidumbre en los pronósticos de generación renovable no regulante o no gestionable;

4. El Objetivo de Reserva para RSF del SENI en porcentaje ($\%ORSF_{S,T}$) será la suma de los tres componentes calculados en los pasos anteriores, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\%ORSF_{S,T} = \%ORSF_{S,BÁSICO} + \%ORSF_{S,EPD} + \%ORSF_{S,EPR}$$

5. El valor en MW del Objetivo de Reserva para RSF ($ORSF_S$) será determinado con la siguiente fórmula:

$$ORSF_S = \%ORSF_{S,T} \times DemEst_{PO} \text{ [MW]}$$

ARTÍCULO 39.- Se modifica el Artículo 393 del Reglamento, para que en lo adelante sea leído como sigue:

ARTÍCULO 393. – PROGRAMACIÓN DE LAS UNIDADES GENERADORAS PARA LOS SERVICIOS DE RPF Y RSF.

A. Criterios Generales:

1. El OC deberá realizar la programación de la Reserva Rotante del SENI para RPF y RSF entre todas las Unidades Generadoras habilitadas para la regulación de frecuencia que vayan a ser despachadas, de la siguiente forma:
 - a. Reserva de RPF: Aplicar el Objetivo Porcentual de Reserva del SENI de RPF a todas las Unidades Generadoras a ser despachadas, y asignar la cuota resultante correspondiente a cada Unidad Generadora; y,
 - b. Reserva de RSF: Asignar el objetivo de Reserva del SENI de RSF conforme a lo dispuesto en el presente artículo hasta cubrir dicho objetivo de reserva;
2. El OC, para atender los casos en que el SENI se separe en subsistemas aislados temporalmente por mantenimiento o contingencia deberá: (i) Crear modelos con escenarios del SENI subdividido en áreas o subsistemas probables y con las probables Unidades Generadoras; tales escenarios probables no serían excluyentes o absolutos, sino que podrían ocurrir otros subsistemas dependiendo de la indisponibilidad de las líneas de transmisión; (ii) Aplicar para determinar la Reserva Rotante de RPF y RSF, y hacer la asignación correspondiente para cada subsistema, los mismos criterios y metodologías que se especifican en la presente normativa para el SENI en su conjunto;
3. Las Unidades Generadoras que resulten designadas para la Reserva Rotante en el SENI están obligadas a aportar las correspondientes cuotas asignadas de margen de RPF o RSF, por lo que tendrán que ser operadas en niveles de potencia distintos a sus óptimos de producción;
4. Los Servicios de RPF y RSF son compromisos obligatorios de calidad del servicio eléctrico que asumen las Empresas Generadoras de acuerdo con las normas legales vigentes y conforme a las condiciones establecidas en los programas de despacho;
5. Las cuotas porcentuales de los Objetivos de Reserva de RPF y RSF, asignadas por el OC en base al Artículo 392 del presente reglamento, son obligatorias para todas las Unidades Generadoras a ser despachadas;

6. *La cuota máxima de margen de RPF que podrá ser asignada a una Unidad Generadora no podrá ser mayor que la capacidad de RPF establecida en el correspondiente "Certificado de Habilitación por Servicio de RPF";*
7. *En caso de que una Empresa Generadora opte por instalar un Sistema de Almacenamiento de Energía, propiedad de la misma empresa, para suplir la cuota obligatoria de RPF particular de alguna de sus instalaciones de generación, integrada por una o varias unidades generadoras, sólo podrá prestar con dicho Sistema de Almacenamiento de Energía única y exclusivamente el Servicio de RPF para cubrir la cuota obligatoria de RPF de las unidades generadoras que integran dicha instalación de generación;*
8. *Las Empresas de Distribución tienen que entregar al OC, para fines de las Programaciones Semanal y Diaria, las informaciones sobre la operación esperada de cada uno de sus circuitos que se especifican a continuación:*
 - a. *Identificación del circuito;*
 - b. *Potencia máxima y mínima del circuito;*
 - c. *Interrupciones previstas del circuito, por mantenimiento u otras causas, con los datos que se indican a continuación:*
 - i. *Hora de interrupción;*
 - ii. *Hora de reposición;*
 - iii. *Potencia a interrumpir estimada por hora;*
 - d. *Operador del circuito.*
9. *Las Empresas de Distribución deberán coordinar con el CCE la operación en tiempo real de sus circuitos;*

B. Criterios Específicos para la Designación de Unidades Generadoras.

1. *El OC, en primer lugar, deberá designar las Unidades Generadoras para el Servicio de RPF, y en segundo lugar las Unidades Generadoras para el Servicio de RSF;*
2. *El OC deberá aplicar la misma metodología para calcular y asignar la Reserva Rotante cuando el SENI, bajo ciertas circunstancias, se divida en subsistemas temporalmente aislados, y deberá asegurar el nivel de potencia y las Reservas Rotantes de RPF y RSF para de cada subsistema;*
3. *El OC, en el caso de cualquier Unidad Generadora que a pesar de tener su Certificado de Habilitación para los Servicios de RPF y/o RSF vigente no tuviera disponibles todos los requerimientos dispuestos en el PFSRF, incluyendo los Medios de Transmisión de Información al CCE y al OC, en tiempo y forma, de los datos y de los registros requeridos, lo cual impida llevar a cabo la fiscalización y control de la prestación de los Servicios de RPF y RSF, deberá aplicar las siguientes disposiciones:*
 - a. *En las Transacciones Económicas por Servicio de RPF tal Unidad Generadora resultará con aportes cero durante todas las horas en que prevalezca la condición antes enunciada; y,*

- b. En las Transacciones Económicas por Servicio de RSF tal Unidad Generadora deberá ser reportada con aporte cero al Servicio de RSF durante todas las horas en que prevalezca la condición antes enunciada;*
- 4. El CCE, en caso de que el mantener las cuotas de Reserva Rotante de RPF y/o RSF asignada(s) a una Central Hidroeléctrica en los Programas Semanal y Diario emitidos por el OC conlleve vertimiento, deberá limitar el despacho de la Reserva Rotante de dicha central y ordenar la máxima generación que sea posible, a los fines de evitar el vertimiento;*
- 5. En caso de que una Unidad Generadora durante su operación en tiempo real, quedara imposibilitada de seguir participando en el Servicio de RPF: (i) El Agente del MEM deberá notificar de inmediato dicha indisponibilidad al CCE, con copia al OC y a la SIE; (ii) El CCE deberá reasignar el déficit resultante de RPF entre las otras Unidades Generadoras que estén hábiles y que cuenten con márgenes excedentarios;*
- 6. El OC deberá reasignar el Déficit de RPF del SENI, en una hora “h” cualquiera entre las Unidades Generadoras, de la siguiente manera:*
 - i. La asignación de Margen de RPF excedentario a una Unidad Generadora, en ningún caso podrá conllevar que supere la capacidad de regulación de RPF habilitada para dicha unidad;*
 - ii. El Déficit de RPF del SENI deberá ser reasignado de manera proporcional entre todas las Unidades Generadoras habilitadas para RPF que estén despachadas y que tengan márgenes excedentarios, excluyendo las Unidades Generadoras que utilicen recursos de almacenamiento de energía para proveer su cuota obligatoria de margen de RPF;*
 - iii. Cuando una o varias Unidades Generadoras alcancen su tope de RPF, se procederá a incrementar el porcentaje de RPF adicional a todas las unidades que aún mantengan excedentes; en caso necesario este proceso se repetirá iterativamente hasta alcanzar el Objetivo de Reserva de RPF del SENI.*
- 7. El OC deberá asignar el Servicio de RSF conforme con las siguientes disposiciones:*
 - a. El Objetivo de RSF del sistema debe ser asignado entre el grupo de Unidades Generadoras a ser despachadas que hayan sido debidamente habilitadas para RSF y que cuenten con un sistema de Control Automático de la Generación o AGC;*
 - b. El Modelo de Optimización del Despacho del Sistema que utilice el OC, en cuanto a la asignación de RSF, deberá dirigir su función objetivo a lograr un balance adecuado entre la optimización económica (mínimo costo total operativo) y la optimización de la operación técnica;*
 - c. En caso de que no haya disponibles Unidades Generadoras despachadas suficientes para cubrir el Objetivo de Reserva de RSF del SENI, deberá disponer el despacho forzado de Unidades Generadoras habilitadas para RSF más caras.*

ARTÍCULO 40.-Se modifica el Artículo 394 del Reglamento, para que en lo adelante sea leído como sigue:

ARTÍCULO 394. – FISCALIZACIÓN DEL OC DE LOS SERVICIOS DE RPF Y RSF.

El OC tendrá las siguientes obligaciones en cuanto a la fiscalización de los Servicios de RPF y RSF:

1. Determinar la prestación horaria de los Servicios de RPF y RSF para todas y cada una de las Unidades Generadoras del SENI, conforme con las disposiciones del PFSRF;
2. Fiscalizar la actuación o respuesta de las Unidades Generadoras ante la ocurrencia de eventos o perturbaciones en que se excedan los límites permitidos de la frecuencia; y,
3. Presentar ante el Consejo de Coordinación del OC (CCOC), los reportes mensuales requeridos en el PFSRF.

ARTÍCULO 41.-Se modifica el Artículo 395 del Reglamento, para que en lo adelante sea leído como sigue:

ARTÍCULO 395.- CALIDAD DE LA REGULACIÓN DE FRECUENCIA DEL SENI.

El OC deberá determinar para cada hora de operación del SENI la calidad de la Regulación de Frecuencia, basado en lo siguiente:

1. A fin de que la frecuencia del SENI se ajuste a los rangos requeridos por el Artículo 150 del presente Reglamento, es preciso que el Índice de Eficiencia del mes se mantenga dentro de los valores límites objetivo específicos, IE1 e IE2, que se establecen a continuación:

CÁLCULO IE ₁ e IE ₂ HORARIOS						
ÍNDICE	REQUISITO ART. 150 RLGE CALIDAD DE FRECUENCIA	VARIACIÓN PERMITIDA DE FRECUENCIA (Hz)	INTERVALO P/ TOMA DE MUESTRAS (seg)	CANTIDAD MUESTRAS POR HORA	CANTIDAD MUESTRAS C/ CALIDAD REQUERIDA	VALOR RESULTANTE (ciclos)
IE ₁	99.80%	0.25	10	360	359	898
IE ₂	99.00%	0.15	10	360	356.40	534.6

2. El OC, a fin de determinar la calidad de la Regulación de Frecuencia del SENI, deberá calcular el Índice de Eficiencia para cada una de las horas del mes, mediante la siguiente fórmula:

$$IE_h = \sum_{\Delta t=1}^{360} |FrecNom - FrecReal_{\Delta t}| \times 10$$

3. A fin de fijar los incentivos económicos por las mejoras en la calidad de la prestación de la Regulación de Frecuencia en el SENI se deberá utilizar el parámetro denominado "Factor de Eficiencia", el cual depende del valor obtenido del Índice de Eficiencia y que podrá tomar uno de los tres valores que se indican en la siguiente tabla:

Nivel del IE _{Horario}	Factor de Eficiencia
$IE_{hora h} > IE1$	0.0
$IE1 > IE_{hora h} > IE2$	0.5
$IE_{hora h} \leq IE2$	1

ARTÍCULO 42.-Se modifica el Artículo 396 del Reglamento, para que en lo adelante sea leído como sigue:

ARTÍCULO 396.- EMISIÓN ANUAL SIE DE INCENTIVOS PARA SERVICIOS DE RPF Y RSF.

La SIE deberá dictar anualmente mediante resolución, los valores base y la fórmula de indexación mensual para los Incentivos para RPF y RSF, con base en las siguientes disposiciones:

1. *La SIE, a fin de fijar los incentivos de IR_{RPF} y IR_{RSF} que se utilizarán para el primer año calendario siguiente a la fecha de entrada en vigencia de la presente normativa, aplicará lo siguiente:*
 - a. *Para fijar los valores base los incentivos de IR_{RPF} y IR_{RSF} deberá tomar como referencia los últimos valores mensuales alcanzados por dichos incentivos resultado de la fijación anual previa dispuesta por la SIE mediante resolución; y,*
 - b. *Establecer la fórmula de indexación mensual y los indexadores que deberán utilizarse para calcular los valores de IR_{RPF} y IR_{RSF} a ser aplicados cada mes;*
2. *La SIE deberá actualizar y emitir cada año los valores base de IR_{RPF} y IR_{RSF} con base en los siguientes criterios:*
 - a. *Criterios para Fijar el Incentivo para el Servicio de RPF:*
 - i. *La SIE debe determinar, a partir de la información estadística y operativa registrada por el OC, la suficiencia o no de la oferta para el Servicio de RPF, tomando como elemento de juicio que se hayan registrado o no casos de requerimientos de aportes excedentarios de margen de RPF superiores al treinta por ciento (30%) del Objetivo de RPF del SENI;*
 - ii. *La SIE, en función del valor del Déficit de RPF del SENI durante el último año, al fijar el valor base del IR_{RPF} para el año siguiente, podrá disponer un aumento o una reducción con respecto al último valor mensual alcanzado por dicho incentivo durante el año previo;*
 - b. *Criterios para Fijar el Incentivo para el Servicio de RSF:*
 - i. *La SIE debe determinar, a partir de la información estadística y operativa registrada por el OC, la suficiencia o no de la oferta para el Servicio de RSF, tomando como elemento de juicio que el factor de eficiencia no haya registrado valores iguales a cero; y,*
 - ii. *La SIE, en función de la disponibilidad de reserva de RSF del SENI durante el último año, al fijar el valor base del IR_{RSF} para el año siguiente, podrá disponer un aumento o una reducción con respecto al último valor mensual alcanzado por dicho incentivo durante el año previo.*

ARTÍCULO 43.-Se modifica el Artículo 397 del Reglamento, para que en lo adelante sea leído como sigue:

ARTÍCULO 397.- CONSIDERACIONES PARA LA REMUNERACIÓN DEL SRPF Y SRSF PARA LAS CENTRALES HIDRÁULICAS.

Para los fines de las transacciones económicas por los servicios de Regulación Primaria y Secundaria de Frecuencia, para la aplicación de los artículos 400 y 405 del presente

reglamento, en el caso de las centrales hidráulicas será considerado como costo variable de unidad hidráulica “g”, un valor de referencia de centrales térmicas definidas por la SIE. Para tales fines, la Superintendencia de Electricidad y el Organismo Coordinador definirán la metodología para la determinación de dicho costo.

PÁRRAFO. – La diferencia resultante del costo marginal en la barra “b” donde inyecta dicha unidad, respecto al costo variable considerado para la central hidráulica “g”, no podrá ser mayor a la desviación estándar del costo marginal del mes “m” en la barra “b”, calculada por el Organismo Coordinador en cada mes.

ARTÍCULO 44.-Se modifica el Artículo 398 del Reglamento, para que en lo adelante sea leído como sigue:

ARTÍCULO 398.- USO DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN EL SRPF Y SRSF.

La Superintendencia de Electricidad deberá realizar un Reglamento Complementario para la introducción de la tecnología de los Sistemas de Almacenamiento de energía, para la prestación de los servicios de Regulación de Frecuencia por parte de los agentes generadores. Dicho reglamento debe contener los requisitos técnicos respecto a la tecnología, de su conexión al SENI, y la remuneración económica aplicable.

ARTÍCULO 45.-Se modifica el Artículo 399 del Reglamento, para que en lo adelante sea leído como sigue:

ARTÍCULO 399.- DETERMINACIÓN DE LAS CONTRIBUCIONES FÍSICAS DE RPF

A partir de los datos obtenidos del Sistema de Adquisición y Registro de Data de Potencia-Frecuencia instalado en cada Unidad Generadora y a través de la Aplicación Informática de Fiscalización de la Regulación de Frecuencia dispuestos en el PFISRF, para toda Unidad Generadora “i” que haya operado en el SENI en la hora “h”, comparar la cuota de margen de RPF asignada y el aporte real ejecutado y determinar el resultado que tuvo la unidad, del siguiente modo:

- i. $ARPF_{i,h} = CRPF_{i,h}$: No hay Excedente ni Déficit de RPF;
- ii. $ARPF_{i,h} < CRPF_{i,h}$: Déficit de RPF consistente en:
 $DRPF_{i,h} = ARPF_{i,h} - CRPF_{i,h}$
 $= (\%ARPF_{i,h} - \%CRPF_{i,h}) \times PDES_{i,h}$
- iii. $\%ARPF_{i,h} > \%CRPF_{i,h}$: Excedente de RPF consistente en:
 $ERPF_{i,h} = ARPF_{i,h} - CRPF_{i,h}$
 $= (\%ARPF_{i,h} - \%CRPF_{i,h}) \times PDES_{i,h}$

Donde:

$DRPF_{i,h}$: Déficit de RPF de la Unidad Generadora “i” en la hora “h”, [MW];

$ERPF_{i,h}$: Excedente de RPF de la Unidad Generadora “i” en la hora “h” [MW];

$CRPF_{i,h}$: Cuota obligatoria de margen de RPF de la Unidad Generadora “i”, en la hora “h”, [MW];

$\%CRPF_{i,h}$: Cuota obligatoria de margen de RPF de la Unidad Generadora “i”, en la hora “h,” expresada en por ciento de su Potencia Despachada, según la asignación del OC; [%];

$ARPF_{i,h}$: Aporte Real de margen de RPF de la Unidad Generadora “i, en la hora “h”, [MW];

$\%ARPF_{i,h}$: Aporte Real de margen de RPF de la Unidad Generadora “i, en la hora “h”, expresado en por ciento de su Potencia Despachada, [%];

$PDES_{i,h}$: Potencia despachada [en MW], de la Unidad Generadora “i” en la hora “h”, que corresponde al valor medio de la potencia entregada en dicha hora, calculada en base a la energía medida mediante el SMC y reportada por el OC en las Transacciones Económicas Mensuales de Energía;

El OC deberá determinar el Excedente y el Déficit de RPF del SENI. El Excedente de RPF del SENI se obtiene de la sumatoria de los Excedentes de RPF aportados por todas las Unidades Generadoras, mediante la siguiente fórmula:

$$ERPF_{s,h} = \sum_{i=1}^{NUGS} (ERPF_{i,h})$$

Donde:

$ERPF_{s,h}$: Excedente de RPF del SENI, en la hora “h”, [MW];

$ERPF_{i,h}$: Excedente de RPF de la Unidad Generadora “i”, en la hora “h” [MW].

El Déficit de RPF del SENI, se obtiene de la sumatoria de los Déficits de RPF de todas las Unidades Generadoras, mediante la siguiente fórmula:

$$DRPF_{s,h} = \sum_{i=1}^{NUGS} (DRPF_{i,h})$$

Donde:

$DRPF_{s,h}$: Déficit de RPF del SENI, en la hora “h”, [MW];

$DRPF_{i,h}$: Déficit de RPF de la Unidad Generadora “i”, en la hora “h” [MW].

En general el Excedente de RPF del SENI de cada hora “h” debe igualar al Déficit de RPF del SENI de cada hora “h”, es decir:

$$ERPF_{s,h} = -DRPF_{s,h}$$

Aunque eventualmente podría ocurrir que: $ERPF_{s,h} < DRPF_{s,h}$.

ARTÍCULO 46.- Se modifica el Artículo 400 del Reglamento, para que en lo adelante sea leído como sigue:

ARTÍCULO 400.- DETERMINACIÓN DE LOS SALDOS ACREEDORES POR SRPF

Para los fines de las transacciones económicas por Regulación Primaria de Frecuencia, el OC deberá determinar los saldos acreedores resultantes por los Excedentes de RPF de las Unidades de Generación.

Para la determinación de los Saldos Acreedores, el OC debe calcular los saldos horarios resultantes, para cada tipo de agente y considerando el tipo de despacho.

- a. Despacho Programado. El Saldo Acreedor de toda Unidad Generadora “i” con Excedente de RPF aportado en la hora “h” para las unidades con Despachos Programados por Lista de Mérito (por costo variable de producción para atender demanda), el cual se obtiene mediante la siguiente fórmula:

$$SA.E_{DP}RPF_{i,h} = [\max(CMG_{i,h,b} - CVP_{i,h,b}; 0) + IR_{RPF}] \times (E_{DP}RPF_{i,h})$$

Donde:

- $SA.E_{DP}RPF_{i,h}$: Saldo Acreedor por Excedente de margen de RPF aportado por la Unidad Generadora “i” en la hora “h”, [RD\$];
- $CMG_{i,h,b}$: Costo Marginal de Corto Plazo de Energía en la hora “h” en la barra “b” en que inyecta la Unidad Generadora “i”, [RD\$/MWh];
- $CVP_{i,h,b}$: Costo Variable de Producción en la hora “h” en la barra “b” donde inyecta su energía la Unidad Generadora “i”, [RD\$/MWh];
- IR_{RPF} : Incentivo para el Servicio de RPF, valor fijado anualmente por la SIE, [RD\$/MWh];
- $E_{DP}RPF_{i,h}$: Excedente de margen de RPF aportado por la Unidad Generadora “i” en la hora “h”, [MW];

- b. Despacho Forzado. El Saldo Acreedor de toda una Unidad Generadora “i” por Excedente de margen de RPF por Despacho Forzado para RPF aportado en la hora “h”, el cual se obtiene mediante la siguiente fórmula:

$$SA.E_{DF}RPF_{i,h} = [\max(CVP_{i,h,b} - CMG_{i,h,b}; 0) \times EG_{i,h}] + IR_{RPF} \times (E_{DF}RPF_{i,h})$$

Donde:

- $SA.E_{DF}RPF_{i,h}$: Saldo Acreedor por Excedente de RPF aportado por Despacho Forzado para RPF de la Unidad Generadora “i” durante la hora “h”, [RD\$];
- $CMG_{i,h,b}$: Costo Marginal de Corto Plazo de Energía en la hora “h” en la barra “b” en que inyecta la Unidad Generadora “i”, [RD\$/MWh];
- $CVP_{i,h,b}$: Costo Variable de Producción en la hora “h” en la barra “b” donde inyecta su energía la Unidad Generadora “i”, [RD\$/MWh];
- $EG_{i,h}$: Energía Generada por la Unidad Generadora “i”, en la hora “h”, en el SENI o subsistema aislado, según se trate, y que corresponde a la energía medida mediante el SMC y reportada por el OC en las Transacciones Económicas de Energía, [MWh];
- IR_{RPF} : Incentivo para el Servicio de RPF, valor fijado anualmente por la SIE, [RD\$/MWh];
- $E_{DF}RPF_{i,h}$: Excedente de margen de RPF aportado por la Unidad Generadora “i” por Despacho Forzado en la hora “h”, [MW];

ARTÍCULO 47.-Se modifica el Artículo 401 del Reglamento, para que en lo adelante sea leído como sigue:

ARTÍCULO 401.- El Saldo Acreedor total resultante del mes “m” de cada Agente Generador “g”, por los Excedentes de RPF aportados por todas sus unidades generadoras, por Despachos Programados y por Despachos Forzados para RPF, será determinado mediante la siguiente fórmula:

$$TSA.ERPFG_{g,m} = \sum_{h=1}^{NHM} \sum_{i=1}^{NUAGg} (SA.E_{DP}RPF_{i,h} + SA.E_{DF}RPF_{i,h})$$

El Total de Saldo Acreedor resultante del SENI para la hora “h”, resulta de la sumatoria de los saldos acreedores horarios de cada agente generador.

$$TSA.ERPFS_{s,h} = \sum_{i=1}^{NUAGg} (SA.E_{DP}RPF_{i,h} + SA.E_{DF}RPF_{i,h})$$

El Total de Saldo Acreedor resultante del SENI para el mes “m”, resulta de la sumatoria de los saldos acreedores de cada agente generador.

$$TSA.ERPFS_{s,m} = \sum_{g=1}^{NAGS} TSA.ERPFG_{g,m}$$

ARTÍCULO 48.-Se modifica el Artículo 402 del Reglamento, para que en lo adelante sea leído como sigue:

ARTÍCULO 402.- DETERMINACIÓN DE LOS SALDOS DEUDORES POR SRPF

Para los fines de las transacciones económicas por Regulación Primaria de Frecuencia, el OC deberá determinar los saldos deudores resultantes por los déficits de RPF de las Unidades de Generación.

El OC debe determinar el Saldo Deudor por Déficit de RPF de toda Unidad Generadora “i” en la hora “h” por Déficit de RPF, el cual es proporcional al Total de Saldos Acreedores por RPF del SENI de la hora “h” y al cociente entre el Déficit de RPF de la Unidad Generadora “i” y el Déficit de RPF del SENI de dicha hora “h”, y se obtiene mediante la siguiente fórmula:

$$SD.DRPF_{i,h} = \frac{DRPF_{i,h}}{\sum_{i=1}^{NUGS} DRPF_{i,h}} \times TSA.ERPFS_{s,h}$$

Donde:

$SD.DRPF_{i,h}$: Saldo Deudor por Déficit de RPF de la Unidad Generadora “i” en la hora “h”, [RD\$];

$DRPF_{i,h}$: Déficit de la Unidad Generadora “i” en la hora “h”, [MW];

El Total de Saldos Deudores de todo Agente Generador “g” por Déficit de margen de RPF en el mes “m”, se obtiene mediante la siguiente fórmula:

$$TSD.DRPF_{g,m} = \sum_{h=1}^{NHM} \sum_{i=1}^{NUAGg} SD.DRPF_{i,h}$$

El Saldo Deudor del SENI en el mes “m” por Déficit de margen de RPF de todas las unidades generadoras, se obtiene mediante la siguiente fórmula:

$$TSD.DRPF_{s,m} = \sum_{g=1}^{NAGS} TSD.DRPF_{g,m}$$

ARTÍCULO 49.- Se modifica el Artículo 403 del Reglamento, para que en lo adelante sea leído como sigue:

ARTÍCULO 403.- El OC determinará el balance neto de cada Agente Generador “g” del mes “m”, el cual se obtiene de la diferencia entre su Saldo Acreedor del mes “m” y de su Saldo Deudor del mes “m”, mediante la siguiente fórmula:

$$BN.RPF_{g,m} = TSA.ERPF_{g,m} - TSD.DRPF_{g,m}$$

El Total de Saldos Acreedores del SENI del mes “m” por el Servicio de RPF tiene que igualar al Total de Saldos Deudores del SENI del mes “m” por el Servicio de RPF, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$TSD.DRPF_{s,m} = TSA.ERPF_{s,m}$$

ARTÍCULO 50.- Se modifica el Artículo 404 del Reglamento, para que en lo adelante sea leído como sigue:

ARTÍCULO 404.- DETERMINACIÓN DE LAS CONTRIBUCIONES FÍSICAS DE RSF

El OC deberá considerar todas y cada una de las Unidades Generadoras que inyectan en cada hora “h” de operación del SENI y determinar:

- i. El Aporte de margen de RSF, “ $ARSF_{i,h}$ ”, en la hora “h” por despacho programado o por despacho forzado para RSF, que haya efectuado cada Unidad Generadora “i”;
- ii. El Aporte de margen de RSF del SENI en la hora “h”, que se obtiene de la sumatoria de los aportes de RSF de las Unidades Generadoras “i” en dicha hora “h”, mediante la siguiente fórmula:

$$ARSF_{s,h} = \sum_{i=1}^{NUGS} ARSF_{i,h}$$

Donde:

$ARPF_{i,h}$: Aporte de margen de RSF de la Unidad Generadora “i” en la hora “h”, [MW];

ARTÍCULO 51.- Se modifica el Artículo 405 del Reglamento, para que en lo adelante sea leído como sigue:

ARTÍCULO 405.- DETERMINACIÓN DE LOS SALDOS ACREEDORES POR SRSF

Para los fines de las transacciones económicas por Regulación Secundaria de Frecuencia, el OC deberá determinar los saldos acreedores resultantes por los aportes de RSF de las Unidades de Generación.

Para la determinación de los Saldos Acreedores, el OC debe calcular los saldos horarios resultantes, para cada tipo de agente y considerando el tipo de despacho.

- a) Despacho Programado. El Saldo Acreedor de toda Unidad Generadora “i” por Aporte de RSF en la hora “h” para las unidades con Despachos Programados y efectivamente ejecutados, se obtiene mediante la siguiente fórmula:

$$SA.A_{DP}RSF_{i,h} = [\max(CMG_{i,h,b} - CVP_{i,h,b}; 0) + IR_{RSF} \times FE_{s,h}] \times (A_{DP}RSF_{i,h})$$

Donde:

$SA.A_{DP}RSF_{i,h}$:	Saldo Acreedor por Aporte de RSF aportado por la Unidad Generadora “i” en la hora “h”, [RD\$];
$CMG_{i,h,b}$:	Costo Marginal de Corto Plazo de Energía en la hora “h” en la barra “b” en que inyecta la Unidad Generadora “i”, [RD\$/MWh];
$CVP_{i,h,b}$:	Costo Variable de Producción en la hora “h” en la barra “b” donde inyecta su energía la Unidad Generadora “i”, [RD\$/MWh];
IR_{RSF} :	Incentivo para el Servicio de RSF, valor fijado anualmente por la SIE, [RD\$/MWh];
$FE_{s,h}$:	Factor de eficiencia determinado por el OC, para la hora “h”
$A_{DP}RSF_{i,h}$:	Aporte de RSF por despacho programado, efectivamente ejecutado, por la Unidad Generadora “i” en la hora “h”, [MW];

- b) Despacho Forzado. El Saldo Acreedor de toda una Unidad Generadora “i” por Aporte de RSF por Despacho Forzado ejecutado en la hora “h”, se obtiene mediante la siguiente fórmula:

$$SA.A_{DF}RSF_{i,h} = [\max(CVP_{i,h,b} - CMG_{i,h,b}; 0) \times EG_{i,h}] + IR_{RSF} \times FE_{s,h} \times (A_{DF}RSF_{i,h})$$

Donde:

$SA.A_{DF}RSF_{i,h}$:	Saldo Acreedor por Aporte de RSF aportado por la Unidad Generadora “i” por despacho forzado en la hora “h”, [RD\$];
$CMG_{i,h,b}$:	Costo Marginal de Corto Plazo de Energía en la hora “h” en la barra “b” en que inyecta la Unidad Generadora “i”, [RD\$/MWh];
$CVP_{i,h,b}$:	Costo Variable de Producción en la hora “h” en la barra “b” donde inyecta su energía la Unidad Generadora “i”, [RD\$/MWh];
IR_{RSF} :	Incentivo para el Servicio de RSF, valor fijado anualmente por la SIE, [RD\$/MWh];
$FE_{s,h}$:	Factor de eficiencia determinado por el OC, para la hora “h”
$A_{DF}RSF_{i,h}$:	Aporte de RSF por despacho programado, efectivamente ejecutado, por la Unidad Generadora “i” en la hora “h”, [MW];
$EG_{i,h}$:	Energía Generada por la Unidad Generadora “i”, en la hora “h”, en el SENI o subsistema aislado, según se trate, y que corresponde a la energía medida mediante el SMC y reportada por el OC en las Transacciones Económicas de Energía, [MWh];

ARTÍCULO 52.-Se modifica el Artículo 406 del Reglamento, para que en lo adelante sea leído como sigue:

ARTÍCULO 406.-El Saldo Acreedor total resultante del mes “m” de cada Agente Generador “g”, por los Aportes de RSF de todas sus unidades generadoras, por Despachos Programados y por Despachos Forzados para RSF, será determinado mediante la siguiente fórmula:

$$TSA.ARSF_{g,m} = \sum_{h=1}^{NHM} \sum_{i=1}^{NUAGg} (SA.A_{DP}RSF_{i,h} + SA.A_{DF}RSF_{i,h})$$

El Total de Saldo Acreedor resultante del SENI para la hora “h”, resulta de la sumatoria de los saldos acreedores horarios de cada agente generador.

$$TSA.ARSF_{s,h} = \sum_{i=1}^{NUAGg} (SA.A_{DP}RSF_{i,h} + SA.A_{DF}RSF_{i,h})$$

El Total de Saldo Acreedor resultante del SENI para el mes “m”, resulta de la sumatoria de los saldos acreedores de cada agente generador.

$$TSA.ARP_{s,m} = \sum_{g=1}^{NAGS} TSA.ARP_{g,m} + TSA.AHRP_{g,m}$$

ARTÍCULO 53.-Se modifica el Artículo 407 del Reglamento, para que en lo adelante sea leído como sigue:

ARTÍCULO 407.- DETERMINACIÓN DE LOS SALDOS DEUDORES POR SRSF

Para los fines de las transacciones económicas por Regulación Secundaria de Frecuencia, el OC deberá determinar los saldos deudores resultantes, para la remuneración por los Aportes de RSF de las Unidades de Generación.

Determinar el Saldo Deudor por RSF de toda Unidad Generadora “i” en la hora “h”, en el pago del Total de Saldos Acreedores por RSF del SENI de la hora “h”, el cual es proporcional a la energía generada por dicha unidad en dicha hora, con respecto a la energía total generada en el SENI en dicha hora, y se obtiene mediante la siguiente fórmula:

$$SD.SRSF_{i,h} = \frac{EG_{i,h}}{\sum_{i=1}^{NUGS} EG_{i,h}} \times TSA.ARSF_{s,h}$$

Donde:

$SD.DRSF_{i,h}$: Saldo Deudor de la Unidad Generadora “i” en la hora “h” por servicio de RSF, [RD\$];

$EG_{i,h}$: Energía Generada por la Unidad Generadora “i”, en la hora “h”, en el SENI o subsistema aislado, según se trate, y que corresponde a la energía medida mediante el SMC y reportada por el OC en las Transacciones Económicas de Energía, [MWh];

El Total de Saldos Deudores de todo Agente Generador “g” por Servicio de RSF en el mes “m”, se obtiene mediante la siguiente fórmula:

$$TSD.SRSF_{g,m} = \sum_{h=1}^{NHM} \sum_{i=1}^{NUAG_g} SD.SRSF_{i,h}$$

El Saldo Deudor del SENI en el mes “m” por Servicio de RSF de todas las unidades generadoras, se obtiene mediante la siguiente fórmula:

$$TSD.SRSF_{s,m} = \sum_{g=1}^{NAGS} TSD.SRSF_{g,m}$$

ARTÍCULO 54.- Se modifica el Artículo 408 del Reglamento, para que en lo adelante sea leído como sigue:

ARTÍCULO 408.- *El OC determinará el balance neto de cada Agente Generador “g” del mes “m”, el cual se obtiene de la diferencia entre su Saldo Acreedor del mes “m” y de su Saldo Deudor del mes “m”, mediante la siguiente fórmula:*

$$BN.RSF_{g,m} = TSA.ARSF_{g,m} - TSD.SRSF_{g,m}$$

El Total de Saldos Acreedores del SENI del mes “m” por el Servicio de RSF tiene que igualar al Total de Saldos Deudores del SENI del mes “m” por el Servicio de RSF, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$TSD.SRSF_{s,m} = TSA.ARPF_{s,m}$$

ARTÍCULO 55.- Se modifica el Artículo 409 del Reglamento, para que en lo adelante sea leído como sigue:

ARTÍCULO 409.- *En ningún caso el OC duplicará la compensación de la energía producida, por motivo de despacho forzado, en los diferentes cálculos de compensación previstos en el presente reglamento, incluyendo los referentes al servicio de regulación de tensión y de regulación de frecuencia primaria y secundaria.*

ARTÍCULO 56.- FACULTAD DE LA SUPERINTENDENCIA. En el caso de que sean identificadas inconsistencias o imprevisiones, en la aplicación y/o cálculo de las Transacciones Económicas por los servicios de Regulación Primaria y Secundaria de Frecuencia, y/o en la aplicación y/o cálculo de las Transacciones Económicas por Energía Reactiva; y/o ajustes en la metodología de facturación de la energía reactiva en el Servicio Público de Electricidad a usuarios regulados, la Superintendencia de Electricidad queda facultada de forma expresa, para hacer las correcciones necesarias y subsanar los puntos que provoquen la inaplicabilidad de la metodología descrita en los artículos 374, 375, 376, 377, 378, 379, 380, 381, 382, 399, 400, 401, 402, 403, 404, 405, 406, 407 y 408, del Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad.

ARTÍCULO 57.- DISPOSICIONES TRANSITORIAS. Se otorga un plazo a la Superintendencia de Electricidad, de hasta seis (6) meses contados a partir de la fecha del presente decreto, para que sean dictados todos los reglamentos y normativa técnica complementaria contempladas precedentemente, y atribuidas al indicado órgano regulador.