TERCER SUPLEMENTO

REGISTRO OFICIAL®
ÓRGANO DE LA REPÚBLICA DEL ECUADOR

AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD

RESOLUCIÓN No. ARCONEL-004/2026

SE REFORMAN LAS DISPOSICIONES TRANSITORIAS DE LA REGULACIÓN No. ARCERNNR-001/24 "CÓDIGO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO"

Año II - Nº 341 - 109 páginas
Quito, miércoles 5 de agosto de 2026

Resolución Nro. ARCONEL-004/2026

EL DIRECTORIO DE LA AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD, ARCONEL.

Considerando:

Que, el artículo 76 numeral 7 en su literal l) de la Constitución de la República del Ecuador preceptúa: *"Las resoluciones de los poderes públicos deberán ser motivadas. No habrá motivación si en la resolución no se enuncian las normas o principios jurídicos en que se funda y no se explica la pertinencia de su aplicación a los antecedentes de hecho. Los actos administrativos, resoluciones o fallos que no se encuentren debidamente motivados se considerarán nulos…"*;

Que, el artículo 82 de la Constitución de la República del Ecuador, prescribe: *"el derecho a la seguridad jurídica se fundamenta en el respeto a la Constitución y en la existencia de normas jurídicas previas, claras, públicas y aplicadas por las autoridades competentes"*;

Que, el artículo 226 de la Constitución de la República del Ecuador preceptúa que: "*Las instituciones del Estado, sus organismos, dependencias, las servidoras o servidores públicos y las personas que actúen en virtud de una potestad estatal ejercerán solamente las competencias y facultades que les sean atribuidas en la Constitución y la ley. Tendrán el deber de coordinar acciones para el cumplimiento de sus fines y hacer efectivo el goce y ejercicio de los derechos reconocidos en la Constitución*.";

Que, el artículo 227 de la Constitución de la República del Ecuador preceptúa que: "*La administración pública constituye un servicio a la colectividad que se rige por los principios de eficacia, eficiencia, calidad, jerarquía, desconcentración, descentralización, coordinación, participación, planificación, transparencia y evaluación*";

Que, el artículo 261 de la Constitución de la República del Ecuador preceptúa: "*El Estado central tendrá competencias exclusivas sobre: …11. Los recursos energéticos; minerales, hidrocarburos, hídricos, biodiversidad y recursos forestales…*";

Que, el numeral 3 de artículo 284, de la Constitución de la República del Ecuador, prescribe que el Estado tiene como uno de los objetivos de su política económica asegurar la soberanía energética;

Que, el artículo 313 de la Constitución preceptúa: *"El Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos, de conformidad con los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia, (…) se consideran sectores estratégicos la energía en todas sus formas…"*;

Que, el artículo 314 de la Constitución de la República del Ecuador preceptúa: "*El Estado será responsable de la provisión de los servicios públicos de (...), energía eléctrica (...). El Estado garantizará que los servicios públicos y su provisión respondan a los principios de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad y calidad...*;

Que, en el Registro Oficial, Tercer Suplemento No. 418, de 16 de enero de 2015, se promulgó la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE), la cual establece el esquema de funcionamiento del sector eléctrico ecuatoriano, así como su estructura institucional y empresarial;

Que, el artículo 1 de la LOSPEE, relativo al objeto y alcance de esta ley, establece: *"La presente ley tiene por objeto garantizar que el servicio público de energía eléctrica cumpla los principios constitucionales de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, responsabilidad, universalidad,, accesibilidad, regularidad, continuidad, calidad, sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia, para lo cual, corresponde a través del presente instrumento, normar el ejercicio de la responsabilidad del Estado de planificar, ejecutar, regular, controlar y administrar el servicio público de energía eléctrica."*;

Que, el artículo 12 de la LOSPEE establece las principales atribuciones y deberes del Ministerio de Energía y Minas en materia eléctrica tales como: "*… 2. Dictar las políticas y dirigir los procesos para su aplicación (...) 4. Supervisar y evaluar la ejecución de las políticas, planes, programas y proyectos para el desarrollo y gestión dentro del ámbito de su competencia…"*;

Que, el artículo 14 de la LOSPEE determina la naturaleza jurídica de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, en los siguientes términos: *"... Es el organismo técnico administrativo encargado del ejercicio de la potestad estatal de regular y controlar las actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica y el servicio de alumbrado público general, precautelando los intereses del consumidor o usuario final…"*;

Que, el artículo 15 de la LOSPEE establece las atribuciones y deberes de la ARCONEL, entre las que se citan: *"…1.Regular aspectos técnico-económicos y operativos de las actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica y el servicio de alumbrado público general; 2. Dictar las regulaciones a las cuales deberán ajustarse las empresas eléctricas; el Operador Nacional de Electricidad (CENACE) y los consumidores o usuarios finales; sean estos públicos o privados, observando las políticas de eficiencia energética…"*

Que, el artículo 17, numerales 2 y 8 de la LOSPEE, señala que son atribuciones del Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, entre otras, las siguientes: "*2. Expedir las regulaciones para el funcionamiento y desarrollo del sector eléctrico;(…) 8. Conocer y resolver todos los temas que se ponga a su consideración respecto de las atribuciones y deberes de la Agencia del servicio público de energía eléctrica y del servicio de alumbrado público general*";

Que, el artículo 20 de la LOSPEE, señala que: *"El Operador Nacional de Electricidad, CENACE, constituye un órgano técnico estratégico adscrito al Ministerio rector de energía y electricidad. Actuará como operador técnico del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) y administrador comercial de las transacciones de bloques energéticos, responsable del abastecimiento continuo de energía eléctrica al mínimo costo posible, preservando la eficiencia global del sector.*

El Operador Nacional de Electricidad, CENACE, en el cumplimiento de sus funciones deberá resguardar las condiciones de seguridad y calidad de operación del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I), sujetándose a las regulaciones que expida la agencia de regulación y control competente…".

Que, el artículo 21 de la LOSPEE, sobre las atribuciones y deberes del Operador Nacional de Electricidad (CENACE) señala: "*1. Efectuar la planificación operativa de corto, mediano y largo plazos para el abastecimiento de energía eléctrica al mínimo costo posible, optimizando las transacciones de electricidad en los ámbitos nacional e internacional;*
2. y Ordenar el despacho de generación al mínimo costo posible;
3. Coordinar la operación en tiempo real del S.N.I., considerando condiciones de seguridad, calidad y economía;
4. Administrar y liquidar comercialmente las transacciones del sector eléctrico en el ámbito, mayorista;
5. Administrar técnica y comercialmente las transacciones internacionales de electricidad en representación de los partícipes del sector eléctrico;
6. Coordinar la planificación y ejecución del mantenimiento de generación y transmisión;
7. Cumplir, dentro del ámbito de sus competencias, con las regulaciones que expida la Agencia de Regulación y Control de Electricidad ARCONEL;
8. Supervisar y coordinar el abastecimiento y uso de combustibles para la generación del sector eléctrico; y,
9. Ejercer las demás atribuciones y deberes que establezca el órgano rector, esta ley, su reglamento general y demás normativa aplicable.";

Que, en el Registro Oficial, Suplemento No. 856, de 20 de agosto de 2019, se promulgó el "*Reglamento General a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (RGLOSPEE)*", el cual establece las disposiciones para la aplicación de la LOSPEE;

Que, el artículo 2 del RGLOSPEE, establece: "*Las normas del presente Reglamento prevalecerán sobre cualquier otra disposición de igual o menor jerarquía y son de obligatorio cumplimiento para el Ministerio del ramo, empresas eléctricas de generación, transmisión, distribución y comercialización, autogeneradores, consumidores o usuarios finales del servicio público de energía eléctrica y servicio alumbrado público general, grandes consumidores, las personas naturales o jurídicas relacionadas con el sector eléctrico; (…) Las disposiciones del presente Reglamento serán complementadas con la normativa emitida por el ministerio del ramo, las regulaciones emitidas por la Agencia de Regulación*

y Control competente del sector eléctrico y la normativa que emita el Comité Nacional de Eficiencia Energética.";

Que, mediante Decreto Ejecutivo Nro. 256 de 08 de mayo de 2024, el Presidente de la República del Ecuador dispuso la escisión de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables y la creación de las nuevas Agencias, entre ellas, la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL);

Que, el numeral 9 del artículo 3 del Decreto Ejecutivo Nro. 256 de 08 de mayo de 2024, señala como atribución del Directorio; "*(…) 9. Los demás previstos en la (…) Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, (…) y Ley Orgánica de Competitividad Energética, respectivamente en el ámbito de competencias respectivo a cada sector estratégico; así como, los Reglamentos de aplicación.*";

Que, el Decreto Ejecutivo Nro. 307, de 26 de junio de 2024, emitido por el Presidente de la República, en el artículo 1 dispuso: *"Declárese a la mejora regulatoria como Política Nacional, con el fin de asegurar una adecuada gestión regulatoria gubernamental, mejorar la calidad de vida de la población, fomentar la competitividad y el emprendimiento, propender a la eficiencia en la economía y garantizar la trasferencia y seguridad jurídica del país."*;

Que, el artículo 2 del Decreto Ejecutivo Nro. 307 antes citado, estableció que son fines de la mejora regulatoria los siguientes *"a) Garantizar una adecuada gestión regulatoria en todas las entidades de la Función Ejecutiva, b) Mejorar la calidad de las regulaciones para favorecer el clima de negocios e inversiones, promover la innovación e impulsar la economía popular y solidaria y el emprendimiento de pequeñas y medianas empresas, reduciendo la imposición de costos de cumplimiento, c) Fortalecer las capacidades institucionales para gestionar efectivamente los procesos de mejora regulatoria, d) Garantizar la seguridad jurídica, a través del mejoramiento del entorno regulatorio, fortaleciendo así la confianza de los ciudadanos frente a la gestión pública…"*;

Que, el Decreto Ejecutivo Nro. 355, el Presidente de la República dispuso al Ministerio de Energía y Minas, actualmente Ministerio de Ambiente y energía, en su calidad de ente rector del sector eléctrico *"… coordine y ejecute todas las acciones necesarias con el Operador Nacional de Electricidad – CENACE, para evitar los efectos que pueda producir el estiaje, en la prestación del servicio de energía eléctrica…";* así como *"… coordinar y realizar todas las acciones necesarias con las empresas de generación, transmisión y distribución de energía con el fin de cubrir la demanda y garantizar la prestación regular del servicio de energía eléctrica como producto del estiaje...".*

Que, mediante Acuerdo Ministerial Nro. MEM-MEM-2024-0027-AM de 15 de agosto de 2024, el Ministerio de Energía y Minas, actual Ministerio de Ambiente y Energía, acordó: *"… Declarar la emergencia del sector eléctrico nacional, con la finalidad de salvaguardar la continuidad en la prestación del servicio público de energía eléctrica. La emergencia estará*

orientada a ejecutar todas las acciones necesarias urgentes en el sector y sus entidades adscritas para atender la adquisición, arrendamiento y generación adicional de energía eléctrica que permita disminuir las repercusiones de la actual crisis energética, logrando así la continuidad del servicio público de energía eléctrica.

(…)

Artículo 9.- Disponer a la Agencia de Regulación y Control competente, ejecute las acciones necesarias para implementar, durante el período de déficit de generación declarado por el Operador Nacional de Electricidad – CENCE, un mecanismo que promueva el ahorro de energía eléctrica por parte de los usuarios del Servicio Público de Energía Eléctrica, mismo que se reflejará en la facturación del servicio referido."

Que, mediante Resolución Nro. ARCONEL-002/2024, de 04 de septiembre de 2024, el Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, en ejercicio de sus atribuciones, adoptó de manera temporal el Reglamento para el Funcionamiento del Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables - ARCERNNR expedido mediante Resolución Nro. ARCERNNR-006/2021;

Que, el artículo 8 en su inciso primero del precitado Reglamento señala: *"...El Secretario será responsable por todas sus acciones y omisiones, en particular de informar oportunamente al Presidente y a los miembros del Directorio, según corresponda, de los asuntos que éstos deban conocer y resolver; verificar que los informes cumplan los requisitos previstos para cada caso, antes de ser puestos a consideración del Directorio; dar seguimiento e informar respecto a la ejecución y efectos de las decisiones del Directorio...";*

Que, el artículo 15 en su inciso cuarto del Reglamento ibidem determina: *"…Todos los puntos del Orden del Día contendrán la documentación necesaria para su tratamiento, esto es, los informes técnicos, económicos y legales que correspondan…"*;

Que, el artículo 22 del Reglamento ibidem preceptúa: *"… El Director Ejecutivo será responsable de la gestión integral de la Agencia y por las autorizaciones que el Directorio emita en función de la información por él proporcionada.*

Corresponde al Director Ejecutivo de la Agencia asegurar y garantizar bajo su responsabilidad, que la información técnica, económica, jurídica u otra según sea el caso, proporcionada al Directorio, sea veraz, clara, precisa, completa, oportuna, pertinente, actualizada y congruente con las recomendaciones que obligatoriamente éste deberá formular para las decisiones del Directorio.

Así mismo, el Director Ejecutivo será responsable por la omisión en la entrega de información oportuna, relacionada con eventos acaecidos por falta de previsión, que por su importancia deban someterse a conocimiento del Directorio.

Los servidores de las unidades técnicas, administrativas, operativas y de asesoría de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, que hubieren emitido informes o estudios en los que se sustentaren las resoluciones, aprobaciones o autorizaciones del Directorio, serán corresponsables de tales decisiones.";

Que, mediante Resolución Nro. ARCERNNR-010/2024, de 31 de julio del 2024, el Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Recursos Naturales No Renovables expidió la Regulación Nro. ARCERNNR-001/24 denominada "*Código de Operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano*";

Que, el Comité de Coordinación para la Operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano, mediante Acta de Sesión Ordinaria No. COCSE 04-2024, de 02 de agosto de 2024, indicó que, el Operador Nacional de Electricidad CENACE, realizó un análisis de la situación energética actual y de la perspectiva para el estiaje 2024 – 2025 y se emitió la Resolución 20-04-2024 que establece: *"Declaración de Emergencia al Sector Eléctrico. Con base en la situación energética actual del Sistema Nacional Interconectado que registra un año hidrológico atípico con caudales mínimos históricos, incluso inferiores a los registrados en el año 2023, se recomienda que el Ministerio de Energía y Minas declare en emergencia el Sector Eléctrico con el objetivo de tomar las acciones complementarias, a las gestionadas actualmente, para enfrentar el estiaje 2024 – 2025.";*

Que, mediante oficio Nro. ARCONEL-ARCONEL-2024-0713-OF de 26 de agosto de 2024, la ARCONEL en cumplimiento de la disposición décima segunda, de las disposiciones transitorias de la Regulación Nro. ARCERNNR-001/24, convocó a una reunión al Operador Nacional de Electricidad para el día 4 de septiembre de 2024, con la finalidad de elaborar y aprobar el cronograma de elaboración de los procedimientos contenidos en el referido Código, en donde el CENACE indicó el problema a escala nacional que se efectuó, por lo que solicitó el cambio y prórroga de estos plazos.

Que, mediante oficio Nro. CENACE-CENACE-2024-1073-O de 16 de septiembre de 2024, el Operador Nacional de Electricidad informó que "… *El 4 de septiembre de 2024, en la ciudad de Quito, se ejecutó una reunión entre la Agencia de Regulación y Control de Electricidad - ARCONEL y el Operador Nacional de Electricidad - CENACE, en la cual se discutieron los lineamientos y plazos referentes a las Disposiciones Transitorias del Código de Operación aprobado por la ARCONEL."* En dicho oficio, CENACE señaló que, en atención a la actual situación energética que atraviesa el país, *"… sus recursos de personal son insuficientes para atender las actividades y procedimientos relacionados con el Código de Operación y las Disposiciones Transitorias, de acuerdo a los plazos establecidos en el documento…";* razón por la cual solicitó *"… la reestructuración de los plazos para la ejecución de las actividades y procedimientos necesarios que permitan cumplir con los requerimientos del Código de Operación aprobado…".*

Que, mediante reunión de trabajo celebrada el 1 de octubre de 2024, entre las delegaciones del Operador Nacional de Electricidad (CENACE) y la ARCONEL se suscribió el Acta de Reunión

Nro. 07, en la cual se dejó constancia de que "*CENACE deberá presentar el requerimiento de ampliación de plazos, considerando lo planteado en el numeral 3, del orden del día de esta acta. CENACE además deberá incluir en su comunicado todas sus observaciones y propuestas de ampliación de plazos tanto del Código de Conexión como del Código de Operación*";

Que, mediante oficio Nro. CENACE-CENACE-2024-1263-O de 24 de octubre de 2024, el CENACE efectuó el siguiente análisis: *"Si bien la actualización de los procedimientos de aplicación, para dar operatividad al Código de Conexión y al Código de Operación, son de vital importancia para la planificación y operación del Sistema Nacional Interconectado, debido a la emergencia eléctrico – energética que el país afronta al momento, y, en cumplimiento a lo establecido en el Decreto Ejecutivo No. 355, de 14 de agosto de 2024, el Presidente de la República que dispuso, '… al Ministerio de Energía y Minas, coordine y ejecute todas las acciones necesarias, junto con el Operador Nacional de Electricidad – CENACE, y las empresas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, para evitar los efectos que pueda producir el estiaje; y, cubrir la demanda y garantizar la prestación regular del servicio público de energía eléctrica;', CENACE considera que es prioritario encaminar todos los recursos humanos y técnicos para atender la emergencia, para disminuir el efecto negativo que provocan los racionamientos en la seguridad operativa del sistema.*

Por otro lado, tanto el Código de Conexión como el Código de Operación incluyen parámetros técnicos y lineamientos claros para la planificación y operación del Sistema Nacional Interconectado, por lo tanto, mientras se terminan de desarrollar los Procedimientos establecidos en las Transitorias de los Códigos, se debe acoger los parámetros técnicos y lineamientos dados en los mismos.";

Que, mediante el oficio ibidem, el CENACE informó que *"… el Operador Nacional de Electricidad, CENACE, se encuentra enfocado en afrontar la emergencia del sector eléctrico nacional, sus recursos de personal son insuficientes para atender las actividades y procedimientos relacionados con los Códigos de Operación y Conexión; y sus Disposiciones Transitorias, de acuerdo a los plazos establecidos en estos documentos…",* en tal virtud solicitó *"… la reestructuración de los plazos de las Disposiciones Transitorias, para la ejecución de las actividades y procedimientos necesarios que permitan cumplir con los requerimientos de los Códigos de Operación y Conexón aprobados, de acuerdo al detalle del documento adjunto…"*, reafirmando su compromiso y disposición para cumplir con calidad los requerimientos normativos que aseguren condiciones adecuadas para la operación del sistema eléctrico, para lo cual remitió una propuesta, que establece como fecha de inicio de las actividades el 02 de mayo de 2025, a partir de lo cual podrá destinar el recurso humano competente para atender los requerimientos derivados de los Códigos de Operación y Conexión;

Que, mediante oficio Nro. ARCONEL-ARCONEL-2025-0084-OF de 3 de febrero de 2025 la Dirección Ejecutiva de la ARCONEL informó que *"… una vez culminado el análisis del contenido del oficio nro. CENACE-CENACE-2024-1263-O, se requiere una reunión de trabajo con CENACE a fin de analizar la reforma de los plazos de las Regulaciones ARCERNNR-010/24 y ARCONEL-001/24..."*;

Que, mediante oficio Nro. ARCONEL-ARCONEL-2025-0469-OF de 12 de junio de 2025 la ARCONEL solicitó: "*… una reunión de trabajo con el CENACE para revisar la modificación de los plazos de las Regulaciones ARCERNNR-001/24 y ARCONEL-001/24, así como las estrategias que permitirán a CENACE atender los requerimientos operativos del sistema eléctrico ecuatoriano…*"; la reunión se llevó a cabo el 18 de junio de 2025, conforme consta en el Acta Nro. ACT.DTR.2025.0012, en la que se analizó de manera específica la correspondencia entre los plazos propuestos, la secuencia lógica de elaboración de los procedimientos de aplicación, la disponibilidad de recursos técnicos especializados y la necesidad de implementar medidas transitorias que aseguren la continuidad y seguridad de la operación del SIN;

Que, mediante oficio Nro. CENACE-CENACE-2025-0989-O de 1 de julio de 2025, el CENACE presentó la justificación técnica para solicitar la reestructuración de los plazos relacionados con la reforma a la Regulación Nro. ARCONEL-001/24 "Código de Conexión del Sistema Eléctrico Ecuatoriano" y Regulación Nro. ARCERNNR-001/24 "Código de Operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano";

Que, mediante oficio Nro. CENACE-CENACE-2025-1072-O de 18 de julio de 2025, el CENACE remitió la propuesta de modificación de las disposiciones transitorias de los códigos de conexión y operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano;

Que, mediante oficio Nro. ARCONEL-CNRE-2025-0053-O de 23 de octubre de 2025, la Coordinación Nacional de Regulación Eléctrica de la ARCONEL envió a la Dirección de Gestión Estratégica de la Calidad del Ministerio de Producción, Comercio Exterior e Inversiones, la calificación de la matriz para la no elaboración del AIR, junto con la justificación respectiva, aplicable al proyecto de reforma a la Regulación Nro. ARCERNNR-001/24 "Código de Operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano".

Que, mediante oficio Nro. MPCEI-DGEC-2025-0134-O de 27 de octubre de 2025, la Dirección de Gestión Estratégica de la Calidad del Ministerio de Producción, Comercio Exterior e Inversiones (MPCEI) remitió respuesta a la calificación de la matriz solicitada, en la cual señaló que *"… se identifica que el proyecto de reforma a la Regulación Nro. ARCERNNR - 001/24 "Código de Operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano", no generará nuevos costos de cumplimiento para los ciudadanos o sujetos regulados, ni la incorporación de trámites adicionales; por el contrario, la reforma regulatoria estará orientada a disponer de procedimientos que complementen los conceptos y requerimientos técnicos para garantizar la operación del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) considerando criterios de seguridad, calidad y confiabilidad del sistema, para procurar la continuidad del servicio*

público de energía eléctrica.. En este contexto, se evidencia que la justificación se encuentra debidamente sustentada…"; razón por la cual determinó que la justificación presentada se encuentra debidamente sustentada y que el referido proyecto de reforma a la Regulación Nro. ARCERNNR-001/24 no requiere la elaboración de un Análisis de Impacto Regulatorio (AIR).

Que, mediante memorando Nro. ARCONEL-DTR-2026-0046-M y Nro. ARCONEL-DTR-2026-0047-M, ambos de 22 de febrero de 2026, la Dirección Técnica de Regulación presentó el informe de sustento Nro. INF.DTR.2026.022, proyecto de reforma a la Regulación Nro. ARCONEL-001/24 y su codificada, y proyecto de resolución correspondiente a la Coordinación Nacional de Regulación Eléctrica (CNRE), con la finalidad de obtener la autorización para continuar con el proceso regulatorio;

Que, mediante memorando Nro. ARCONEL-CNRE-2026-0052-M, de 22 de febrero de 2026, la Coordinación Nacional de Regulación Eléctrica solicitó a la Coordinación de Asesoría Jurídica emitir el informe jurídico correspondiente al proyecto de reforma de la Regulación Nro. ARCERNNR-001/24 y su codificada*;*

Que, mediante memorando Nro. ARCONEL-CJ-2026-0027-ME, de 22 de febrero de 2026, la Coordinación de Asesoría Jurídica, emitió al Coordinador Nacional de Regulación Eléctrica, el informe legal favorable, a fin de que el Directorio de la Agencia, conozca y expida el proyecto de reforma a la Regulación Nro. ARCERNNR-001/24 y su codificada;

Que, mediante memorando Nro. ARCONEL-CNRE-2026-0054-M, de 23 de febrero de 2026, la Coordinación Nacional de Regulación Eléctrica, presentó a la Dirección Ejecutiva el proyecto de reforma de la Regulación Nro. ARCERNNR-001/24 y su codificada, junto con la documentación de soporte; con la finalidad de que el proyecto sea presentado ante el Directorio Institucional para su conocimiento y resolución de aprobación;

Que, con oficio Nro. ARCONEL-ARCONEL-2026-0175-OF, de 25 de febrero de 2026, el Director Ejecutivo Encargado, en calidad de Secretario del Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad realizó la convocatoria a "Reunión Previa de Trabajo" a Directorio Institucional con el objeto de abordar temas relacionados con la próxima Sesión de Directorio. En dicha convocatoria se estableció el siguiente orden del día:

PUNTO UNO: *Reformar la Regulación Nro. ARCERNNR-001/24 denominada "Código de Operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano" y expedir su codificación.*

PUNTO DOS: *Reformar la Regulación Nro. ARCONEL-001/24 denominada "Código de Conexión del Sistema Eléctrico Ecuatoriano" y expedir su codificación.";*

Que, el 03 de marzo de 2026 se realizó la Reunión de Trabajo Previa a Directorio Institucional para abordar los temas constantes en el oficio Nro. ARCONEL-ARCONEL-2026-0175-OF; en el Acta de Reunión Previa de Trabajo Nro. 02 se consignan las observaciones y comentarios

a los proyectos de resoluciones efectuados por los delegados, los cuales fueron analizados y considerados para la incorporación de ajustes y mejoras a dichos proyectos, así como a sus correspondientes proyectos de regulaciones codificadas.

Que, mediante oficio Nro. ARCONEL-ARCONEL-2026-0570-OF, de 21 de abril de 2026, la Dirección Ejecutiva, en calidad de Secretaría del Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, ARCONEL, puso en consideración del Viceministro de Electricidad y Energía Renovable en su calidad de delegado permanente como Presidente del Directorio, lo siguiente: "*que han concluido los presentes procesos regulatorios y se han consolidado los expedientes técnicos correspondientes a varios proyectos normativos, los cuales se encuentran listos para tratamiento del Directorio Institucional. En este contexto, los referidos proyectos normativos son los siguientes*: *"Proyecto de reforma a la Regulación Nro. ARCERNNR-001/24 "Código de Operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano". Proyecto de reforma a la Regulación Nro. ARCONEL-001/24 "Código de Conexión del Sistema Eléctrico Ecuatoriano". Proyecto de reforma a la Regulación Nro. ARCONEL-003/24 (Codificada) "Operación Técnica - Comercial de Grupos Electrógenos durante Esquemas de Emergencia en el Sistema Eléctrico de Potencia". Proyecto de resolución para establecer las condiciones técnicas, operativas y comerciales para la participación de la autogeneración a partir de gas asociado."*

Que, mediante oficio Nro. ARCONEL-ARCONEL-2026-0588-OF de 28 de abril de 2026, la Dirección Ejecutiva, en calidad de Secretaría del Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, ARCONEL, puso en consideración del Viceministro de Electricidad y Energía Renovable en su calidad de delegado permanente como Presidente del Directorio, el siguiente Orden del Día: "***PUNTO UNO***: *Reforma a la Regulación Nro. ARCERNNR-001-24 denominada Código de Operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano.* ***PUNTO DOS***: *Reforma a la Regulación Nro. ARCONEL-001-24 denominada Código de Conexión del Sistema Eléctrico Ecuatoriano*. ***PUNTO TRES***: *Reforma a la Regulación Nro. ARCONEL-003/24 (Codificada) denominada Operación Técnica - Comercial de Grupos Electrógenos durante Esquemas de Emergencia en el Sistema Eléctrico de Potencia.* ***PUNTO CUATRO***: *Proyecto de resolución para establecer las condiciones técnicas, operativas y comerciales para la participación de la autogeneración a partir de gas asociado."*

Que, con oficio Nro. MAE-VEER-2026-0125-OF de 28 de abril de 2026, el Viceministro de Electricidad y Energía Renovable en su calidad de delegado permanente como Presidente del Directorio indicó: "*se autoriza el tratamiento de los siguientes puntos dentro del orden del día propuesto: 1. PUNTO UNO: Reforma a la Regulación Nro. ARCERNNR-001-24 denominada Código de Operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano. 2. PUNTO DOS: Reforma a la Regulación Nro. ARCONEL-001-24 denominada Código de Conexión del Sistema Eléctrico Ecuatoriano. 3. PUNTO TRES: Reforma a la Regulación Nro. ARCONEL-003/24 Codificada denominada Operación Técnica - Comercial de Grupos Electrógenos durante Esquemas de Emergencia en el Sistema Eléctrico de Potencia. Respecto del PUNTO CUATRO, referente al proyecto de resolución para establecer las condiciones técnicas,*

operativas y comerciales para la participación de la autogeneración a partir de gas asociado, se dispone que su conocimiento y tratamiento sea diferido para una próxima sesión del Directorio Institucional, a fin de que sea analizado de manera independiente";

Que, mediante oficio Nro. ARCONEL-ARCONEL-2026-0589-OF de 28 de abril de 2026, la Dirección Ejecutiva, en calidad de Secretaría del Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, ARCONEL, convocó a los Señores Miembros del Directorio, a la Sesión de Directorio Extraordinaria, a desarrollarse el 29 de abril de 2026, desde las 14h00 hasta las 20h00, a fin de tratar el siguiente punto del orden del día: "*PUNTO UNO: Reformar la Regulación Nro. ARCERNNR-001-24 denominada Código de Operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano.*";

Que, mediante oficio Nro. ARCONEL-ARCONEL-2026-0590-OF de 28 de abril de 2026, la Dirección Ejecutiva, en calidad de Secretaría del Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, ARCONEL, remitió a los Señores Miembros del Directorio, un alcance a la convocatoria de la Sesión de Directorio Extraordinaria, a desarrollarse el 29 de abril de 2026, desde las 18h00 hasta las 23h59, a fin de tratar el siguiente orden del día: "PUNTO UNO: Reformar la Regulación Nro. ARCERNNR-001-24 denominada Código de Operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano.";

En ejercicio de sus atribuciones y facultades, por unanimidad,

RESUELVE:

Artículo 1.- Reformar las disposiciones transitorias de la Regulación Nro. ARCERNNR-001/24 "Código de Operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano", conforme el siguiente texto:

*"**PRIMERA.-** En un plazo de hasta doce (12) meses contados a partir de la entrada en vigencia de las reformas previstas en la Resolución Nro. ARCONEL-004/2026 de 29 de abril de 2026, el Operador del Sistema elaborará y adoptará un plan de continuidad de actividades en el que se detallen sus respuestas ante una pérdida de medios, herramientas y dispositivos críticos y que contenga disposiciones para su mantenimiento, sustitución y desarrollo.*

(…)

***QUINTA.-** La información sobre los criterios y filosofía de los sistemas de protección deberá ser remitida por los PMSE al Operador del Sistema, dentro del plazo de seis (6) meses, contados a partir de la entrada en vigencia de las reformas previstas en la Resolución Nro. ARCONEL-004/2026 de 29 de abril de 2026. Posterior a ello, el Operador del Sistema dispondrá de un plazo de hasta seis (6) meses para consolidar esta información y poner a disposición de todos los PMSE.*

SEXTA.- *Con relación a los requisitos de Inercia mínima que son relevantes para la Estabilidad de la Frecuencia a nivel del SNI, el Operador del Sistema, dentro del plazo de doce (12) meses contados a partir de la entrada en vigencia de las reformas previstas en la Resolución Nro. ARCONEL-004/2026 de 29 de abril de 2026, elaborará el estudio pertinente para determinar la Inercia mínima requerida, en los términos establecidos en el presente Código.*

(…)

OCTAVA.- *En un plazo de doce (12) meses contados a partir de la entrada en vigencia de las reformas previstas en la Resolución Nro. ARCONEL-004/2026 de 29 de abril de 2026, el Operador del sistema elaborará un plan de emergencia del sistema, en coordinación con los Operadores de Red de transmisión, los Operadores de Red de distribución y PMSE pertinentes, y lo pondrá en conocimiento de la Agencia de Regulación y Control competente.*

NOVENA.- *Dentro del plazo de doce (12) meses contados a partir de la entrada en vigencia de las reformas previstas en la Resolución Nro. ARCONEL-004/2026 de 29 de abril de 2026, el Operador del Sistema elaborará un Plan de Restauración del sistema, en coordinación con los Operadores de Red de transmisión, los Operadores de Red de distribución y PMSE pertinentes, y lo pondrá en conocimiento de la Agencia de Regulación y Control competente y de todos los PMSE.*

DÉCIMA.- *Dentro del plazo de doce (12) meses contados a partir de la entrada en vigencia de las reformas previstas en la Resolución Nro. ARCONEL-004/2026 de 29 de abril de 2026, el Operador del Sistema elaborará el procedimiento de Energización al que se refiere el numeral 97, y lo pondrá en conocimiento de la Agencia de Regulación y Control competente y de todos los PMSE.*

DÉCIMA PRIMERA.- *En un plazo máximo de quince (15) días, contados a partir de la entrada en vigencia de las reformas previstas en la Resolución Nro. ARCONEL-004/2026 de 29 de abril de 2026, el Operador del Sistema deberá convocar a una reunión con la ARCONEL, en la cual presentará el cronograma para la elaboración o actualización de los Procedimientos de Aplicación del Código de Operación. En dicha reunión se acordarán, entre otros aspectos: el alcance, la estructura, los formatos de los procedimientos y el contenido mínimo del informe técnico que justifique cada propuesta.*

La ARCONEL deberá revisar y aprobar el cronograma presentado, o emitir observaciones en un plazo máximo de quince (15) días contados desde su presentación. En caso de existir observaciones, el Operador del Sistema deberá realizar los ajustes correspondientes y remitir el cronograma actualizado para su aprobación en un plazo máximo de 5 días.

La ejecución del cronograma no podrá exceder el plazo de un (1) año desde la fecha de su aprobación, periodo dentro del cual deberán elaborarse los siguientes procedimientos de aplicación debidamente justificados:

- *Procedimiento de aplicación para la gestión de reservas de frecuencia*
- *Procedimiento de aplicación para establecer rangos de voltaje de operación en Estado Operativo Normal y Estado Operativo de Emergencia, para las Barras del SNI, sobre la base de lo establecido en el Numeral 46 de este Código.*
- *Procedimiento de aplicación con los criterios para categorizar las contingencias.*
- *Procedimiento de aplicación para la realización de pruebas operativas, conforme lo establecido en el Numeral 54 del presente Código.*

El Operador del Sistema deberá contemplar, dentro del proceso de elaboración o actualización de dichos procedimientos, un mecanismo formal de participación que incluya un espacio para la recepción y análisis de observaciones por parte de los PMSE, orientadas a mejorar su contenido técnico y operativo, en los casos que corresponda.

Hasta que se cuenten con los procedimientos aprobados, el Operador del Sistema continuará aplicando los procesos y procedimientos vigentes a la expedición del presente Código.

DÉCIMA SEGUNDA.- Una vez que la ARCONEL reciba los procedimientos emitidos por el CENACE dentro de los plazos establecidos en el cronograma aprobado, dispondrá de un plazo máximo de treinta (30) días para su revisión y para emitir observaciones, de ser el caso.

En caso de que existan observaciones, el CENACE contará con un plazo máximo de treinta (30) días para subsanarlas y remitir nuevamente la documentación a la ARCONEL. Recibida la documentación ajustada, la ARCONEL dispondrá de un plazo máximo de treinta (30) días para aprobarla o emitir nuevas observaciones.

Si en esta segunda revisión se formularen observaciones adicionales, el CENACE contará nuevamente con un plazo máximo de quince (15) días para su subsanación y reenvío. Recibida la versión final, debidamente justificada, la ARCONEL procederá a su aprobación dentro del plazo máximo de quince (15) días."

Artículo 2.- Derogar las disposiciones transitorias Segunda, Tercera, Cuarta y Séptima de la Regulación Nro. ARCERNNR-001/24 "Código de Operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano".

Artículo 3.- Codificar la Regulación Nro. ARCERNNR-001/24 y asignarle el nuevo código Nro. ARCONEL-001/26, denominada "Código de Operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano".

Artículo 4.- Expedir la Regulación Nro. ARCONEL-001/26, denominada "Código de Operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano", documento que se adjunta como anexo al Acta y a la presente Resolución, sobre la base de la recomendación efectuada por el Director Ejecutivo Encargado de

la Agencia de Regulación y Control de Electricidad mediante oficios Nro. ARCONEL-ARCONEL-2026-0589-OF y su alcance ARCONEL-ARCONEL-2026-0590-OF ambos de 28 de abril de 2026.

Se deja constancia que, de conformidad con los artículos 8 y 22 del Reglamento para el Funcionamiento del Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, acogido de manera temporal mediante Resolución de Directorio Nro. ARCONEL-002/2024 de 04 de septiembre de 2024, el Director Ejecutivo Encargado, es responsable de la veracidad, confiabilidad y legalidad de la información presentada en el seno del Directorio.

Disposición Final.- Disponer a la Dirección Ejecutiva de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad:

a) Notificar la presente Resolución, así como el o los anexos correspondientes, al Ministerio de Ambiente y Energía; y, a los sujetos inmersos en el ámbito de aplicación de la regulación.

b) Establecer las directrices y efectuar la ejecución, seguimiento, evaluación y control de la correcta aplicación de la presente Resolución y de la Regulación Nro. ARCONEL-001/26 denominada “Código de Operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano”.

c) Reportar a los miembros del Directorio institucional de forma trimestral y en el informe de gestión institucional del año 2026, las acciones ejecutadas para dar cumplimiento a lo dispuesto en la presente Resolución.

La presente Resolución es de ejecución inmediata.

Dado en la ciudad de Quito, Distrito Metropolitano, a los 29 días del mes de abril del año dos mil veintiséis.

Validar únicamente en FirmaEC.
Firmado electrónicamente por:
HERIBERTO JAVIER MEDINA ABARCA

Mgtr. Heriberto Javier Medina Abarca
VICEMINISTRO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE
DELEGADO DE LA MINISTRA DE AMBIENTE Y ENERGÍA
PRESIDENTE DEL DIRECTORIO DE LA AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD

Firmado electrónicamente por:
AUGUSTO FABRICIO PORRAS ORTIZ
Validar únicamente con FirmaEC

Dr. Augusto Fabricio Porras Ortiz
DIRECTOR EJECUTIVO ENCARGADO
SECRETARIO DEL DIRECTORIO DE LA AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD

RAZÓN DE CERTIFICACIÓN

RAZÓN: Certifico que el presente documento es fiel copia de la Resolución Original Nro. *"ARCONEL-004/2026"* suscrita el 29 de abril de 2026; reposa en los archivos de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad y está compuesta por catorce (14) fojas.

Validar únicamente en FirmaEC.
Firmado electrónicamente por:
DEBORA TATIANA ARAGON AUZ

Abg. Débora Tatiana Aragón Auz
Directora de Gestión Documental y Archivo
AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD

ANEXO

RESOLUCIÓN Nro. ARCONEL-004/2026

REGULACIÓN Nro. ARCONEL-001/26

EL DIRECTORIO DE LA AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD – ARCONEL

Considerando:

Que, el artículo 313 de la Constitución de la República del Ecuador preceptúa que el Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos, de conformidad con los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia;

Que, el artículo 314 de la Constitución de la República del Ecuador prescribe que el Estado será el responsable de la provisión de los servicios públicos, entre ellos, el de energía eléctrica;

Que, el artículo 15 de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE) dispone las atribuciones y deberes de la Agencia de Regulación y Control Eléctrico (ARCONEL), entre las que se citan: regular aspectos técnico-económicos y operativos de las actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica y el servicio de alumbrado público general; y dictar las regulaciones a las cuales deben ajustarse las empresas eléctricas; el Operador Nacional de Electricidad (Centro Nacional de Control de Energía - CENACE) y los consumidores o usuarios finales;

Que, el artículo 20 de la LOSPEE establece la naturaleza jurídica del Operador Nacional de Electricidad, y señala que el CENACE en cumplimiento de sus funciones deberá resguardar las condiciones de seguridad y calidad de operación del Sistema Nacional Interconectado (SNI), sujetándose a las regulaciones que expida la ARCONEL;

Que, el artículo 21 de la LOSPEE dispone entre las atribuciones y deberes del CENACE: efectuar la planificación operativa de corto, mediano y largo plazo; ordenar el despacho de generación al mínimo costo posible; coordinar la operación en tiempo real del SNI considerando condiciones de seguridad, calidad y economía; coordinar la planificación y ejecución del mantenimiento de generación y transmisión; y, supervisar y coordinar el abastecimiento y uso de combustibles para la generación del sector eléctrico;

Que, el artículo 26 de la LOSPEE dispone que la electricidad producida con energías renovables no convencionales contará con condiciones preferentes establecidas mediante regulación expedida por la ARCONEL;

Que, en el Reglamento General a la LOSPEE, publicado en el Suplemento 1 del Registro Oficial Nro. 21 de 20 de agosto de 2019, en su artículo 2, segundo acápite, se establece que las disposiciones del Reglamento serán complementadas con las regulaciones y normativa emitida por la ARCONEL y el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables;

Que, en el Reglamento General a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (RGLOSPEE), en el Título II, Capítulo V, correspondiente a Despacho y Operación del Sistema Nacional Interconectado, artículos del 94 al 114, se establecen disposiciones con relación a la planificación operativa, el despacho y la operación del SNI, así como las

obligaciones y responsabilidades del CENACE, de los generadores, de los autogeneradores, del transmisor, de las distribuidoras y de los grandes consumidores; requiriéndose para su plena aplicación la expedición de la normativa correspondiente;

Que, con Decreto Ejecutivo Nro. 1036 de 6 de mayo de 2020, el señor Presidente de la República dispuso en los artículos 1 y 2, lo siguiente:

«*Articulo 1.- Fusiónese la Agencia de Regulación y Control Minero, la Agencia de Regulación y Control de Electricidad y la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos en una sola entidad denominada "Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables".*

Articulo 2.- Una vez concluido el proceso de fusión, todas las atribuciones, funciones, programas, proyectos, representaciones y delegaciones constantes en leyes, decretos, reglamentos y demás normativa vigente que le correspondían a la Agencia de Regulación y Control Minero, a la Agencia de Regulación y Control de Electricidad y a la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos, serán asumidas por la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables.»;

Que, el 01 de agosto de 2018 se firmó un contrato entre la misión de la Agencia Francesa de Desarrollo (AFD) Ecuador y RTE International (RTE-I), con el objetivo de que RTE-I desarrolle la fase I del análisis de un código de red para operación y conexión que sea aplicable al Sistema Eléctrico Ecuatoriano. Posteriormente, el 26 de febrero de 2019, el CENACE suscribió un convenio con la AFD, la cual financió el desarrollo de la fase II del Código de Red para el Sistema Eléctrico Ecuatoriano;

Que, en las etapas de desarrollo y revisión del Código de Conexión y del Código de Operación se contó con la participación de delegados de CENACE, Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP) y Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR). En función de las revisiones y aportes de todas las entidades, el 09 de octubre de 2020 fueron entregadas al CENACE las versiones finales de los códigos de Conexión y de Operación por parte de RTE International;

Que, con oficio Nro. CENACE-CENACE-2020-0663-O, de 23 de diciembre de 2020, el Operador Nacional de Electricidad remitió a la ARCERNNR el Código de Conexión y el Código de Operación como insumos para el análisis y la conciliación. Esto con el objetivo de que, a través de un proceso sectorial más amplio liderado y conducido por la Agencia, se consolide la adopción de estos instrumentos en el corto plazo;

Que, mediante oficio Nro. ARCERNNR-CTRCE-2021-0081-OF de 19 de enero de 2021, dirigido al Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, actual Ministerio de Energía y Minas, al CENACE y a la CELEC EP, la ARCERNNR solicitó remitir el nombre de los delegados de cada entidad a los grupos de trabajo y punto focal. La primera reunión de trabajo se efectuó el 18 de febrero de 2021;

Que, luego de varias semanas de trabajo, en las que se realizaron algunas reuniones con los delegados de las entidades señaladas en el considerando inmediato anterior, se culminó con la revisión y ajustes pertinentes al Código de Operación, a partir de lo cual la Agencia

continúa con el proceso regulatorio para la presentación y aprobación del proyecto de Regulación por parte del Directorio Institucional;

Que, con Memorando Nro. ARCERNNR-DRTSE-2023-0161-M de 18 de septiembre de 2023 y Oficio Nro. ARCERNNR-CTRCE-2023-1267-OF de 19 de septiembre de 2023, en cumplimiento de la Regulación Nro. ARCERNNR-004/21 denominada *«Procedimiento para la elaboración y difusión de proyectos de regulación del sector eléctrico»*, y su instructivo de aplicación GRS-EMS-P001, la Agencia procedió a realizar el proceso de Difusión Interna y Externa, respectivamente, para recibir comentarios y observaciones que permitan mejorar el proyecto de regulación denominado *Código de Operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano*;

Que, mediante memorando Nro. ARCERNNR-CTRCE-2024-0220-ME, de 12 de junio de 2024, la Coordinación Técnica de Regulación y Control Eléctrico (CTRCE) solicitó el correspondiente informe legal a la Coordinación Jurídica, al proyecto de regulación denominado *Código de Operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano*.

Que, la Coordinación General Jurídica, con memorando Nro. ARCERNNR-CGJ-2024-0225-ME de 20 de junio de 2024, emite el informe legal favorable en los siguientes términos:

«*Con estos antecedentes, y por cuanto el proyecto de regulación "Código de Operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano" no contraviene el ordenamiento jurídico que rige al sector eléctrico, esta Coordinación General Jurídica, considerando que se ha cumplido con el "Procedimiento para la elaboración y difusión de proyectos de regulación del sector eléctrico", estima pertinente que el mismo sea puesto en consideración del Directorio Institucional para que al amparo de lo dispuesto en los artículos 15 numeral 2 y 17 numeral 2 de la LOSPEE, lo conozca, analice y apruebe de ser el caso, para lo cual emito informe jurídico favorable*»;

Que, la DRTSE, con memorando Nro. ARCERNNR-DRTSE-2024-0072-M de 05 de julio de 2024, puso a consideración de la Coordinación Técnica de Regulación y Control Eléctrico (CTRCE) el proyecto de Regulación denominado *Código de Operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano*, y toda la información de sustento, en el que se solicita poner en conocimiento de la Dirección Ejecutiva, a fin de que se disponga el trámite pertinente ante el Directorio Institucional;

Que, la CTRCE, con memorando Nro. ARCERNNR-CTRCE-2024-0268-ME de 08 de julio de 2024, puso a consideración de la Dirección Ejecutiva de la Agencia el proyecto de Regulación denominado *Código de Operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano*, y toda la información de sustento, en el que se recomienda disponer el trámite pertinente ante el Directorio Institucional, a efectos de que ese cuerpo colegiado conozca este proyecto de Regulación y resuelva sobre su aprobación;

Que, en el marco del Comité Técnico realizado el 23 de julio de 2024, la CTRCE puso en consideración de dicho Comité el proyecto de regulación denominado *Código de Operación del Sector Eléctrico Ecuatoriano*, con base de lo cual, en el acta de reunión Nro. 07 se emitió el siguiente pronunciamiento:

"Se solicita que en el texto de los Objetivos Específicos se aclare "recursos técnicos necesarios"";

Que, la Dirección Ejecutiva de la Agencia, mediante oficio Nro. ARCERNNR- ARCERNNR-2024-0652-OF de 31 de julio de 2024, convocó a Sesión de Directorio para tratar el proyecto de regulación denominado *Código de Operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano*, proyecto del cual indicó su conformidad; y,

En ejercicio de las atribuciones y deberes de la Agencia y de su Directorio, de acuerdo al artículo 15 numerales 1 y 2; y artículo 17 numeral 2 de la LOSPEE, respectivamente; el Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, por unanimidad,

Expide:

La Regulación denominada «***Código de Operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano***».

TÍTULO I. ASPECTOS GENERALES

CAPÍTULO I. GENERALIDADES

1. OBJETIVO GENERAL

Normar parámetros y establecer disposiciones para preservar la Seguridad de la Operación, la calidad de la Frecuencia, del voltaje y el uso eficiente de los recursos del sistema y de las Interconexiones Internacionales, a ser cumplidas por el Operador Nacional de Electricidad y los Participantes Mayoristas del Sector Eléctrico.

2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

a) Establecer requisitos y principios que salvaguarden la Seguridad de la Operación del Sistema Nacional de Interconectado en condiciones normales y Contingencias Sencillas, con el propósito de mantener el suministro de electricidad dentro de criterios de calidad definidos en este Código, siempre y cuando se disponga de los recursos técnicos necesarios.

b) Definir reglas y responsabilidades para la coordinación y el intercambio de información entre el Operador del Sistema y los Participantes Mayoristas del Sector Eléctrico tanto en la programación de la operación como en la Operación en Tiempo Real del SNI.

c) Establecer requisitos relacionados con la coordinación de Mantenimientos e indisponibilidades, garantizando la continuidad y eficiencia en la operación del sistema eléctrico.

d) Prescribir requerimientos específicos para el Control de Frecuencia y la gestión de reservas.

e) Establecer requerimientos para el Control del Voltaje, asegurando la estabilidad y calidad del suministro eléctrico.

f) Definir criterios de calidad en el SNI en términos de Frecuencia, voltaje, onda de voltaje y corriente, y calidad de servicio.

g) Establecer requisitos para la gestión y coordinación eficiente de la operación durante Estados Operativos de Alerta, Emergencia, Emergencia Extrema o Colapso, y Estado de Restauración.

3. ÁMBITO

a) Las reglas y requisitos previstos en el presente Código se aplicarán a:

a.1) Centrales de Generación de Electricidad o Unidades de Generación de electricidad existentes y nuevas que están o estarían clasificadas como de tipo B, C y D, de acuerdo con el Numeral 6 del presente Código;

a.2) Las instalaciones del SNT;

a.3) Las instalaciones de las Distribuidoras hasta subtransmisión; y,

a.4) Las instalaciones de Consumidores Regulados y Consumidores No Regulados conectados al SNT.

b) El presente Código se aplicará al Operador del Sistema y a los Participantes Mayoristas del Sector Eléctrico.

c) Para el caso de los PMSE conectados a una red de distribución, las acciones operativas deberán ser coordinadas entre el Operador del Sistema y el Operador de Red de distribución.

4. SIGLAS Y ACRÓNIMOS

ACE	Error de Control de Área (ACE; por las siglas en inglés de 'Area Control Error').
AGC	Control Automático de Generación (AGC; por las siglas en inglés de 'Automatic Generation Control').
ARCERNNR	Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, Agencia de Regulación y Control Competente, Organismo Regulador, o Agencia de Regulación y Control Competente.
BESS	Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS; por las siglas en inglés de 'Battery Energy Storage System').
CENACE	Operador Nacional de Electricidad u Operador del Sistema.
EMS	Sistema de Manejo de Energía (EMS; por las siglas en inglés de 'Energy Management System').
ERNC	Energía Renovable No Convencional.
GPS	Sistema de Posicionamiento Global (GPS; por las siglas en inglés de 'Global Position System').
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional (IEC; por las siglas en inglés de 'International Electrotechnical Commission').
IEEE	Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica (IEEE; por las siglas en inglés de 'Institute of Electrical and Electronics Engineers').
LOSPEE	Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica.
MRPF	Modo de Regulación Potencia-Frecuencia.
MRPFL-O	Modo de Regulación Potencia-Frecuencia Limitado-Sobrefrecuencia (O; en inglés se refiere a overfrequency).
MRPFL-U	Modo de Regulación Potencia-Frecuencia Limitado-Subfrecuencia (U; en inglés se refiere a underfrequency).
PBM	Programa Bianual de Mantenimiento.

PDC	Concentrador de Datos de Fasores (PDC; por las siglas en inglés de 'Phasor Data Concentrator').
PMSE	Participante Mayorista del Sector Eléctrico.
PMU	Unidad de Medición Fasorial (PMU; por las siglas en inglés de 'Phasor Measurement Unit').
RGLOSPEE	Reglamento General de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica.
RMS	Valor eficaz (RMS; por las siglas en inglés de 'Root Mean Square').
RPF	Regulación Primaria de Frecuencia.
RSF	Regulación Secundaria de Frecuencia.
RTF	Regulación Terciaria de Frecuencia.
SCADA	Sistema para el Control, Supervisión y Adquisición de Datos (SCADA; por las siglas en inglés de 'Supervisory Control And Data Acquisition').
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia.
SNI	Sistema Nacional Interconectado.
SNT	Sistema Nacional de Transmisión.
UTC	Tiempo Universal Coordinado (UTC; por las siglas en inglés de 'Universal Time Coordinated').
WAMS	Sistema de Monitoreo de Área Extendida (WAMS; por las siglas en inglés de 'Wide Area Monitoring System').

5. DEFINICIONES

Para efectos de la interpretación y aplicación del presente Código se tendrán en cuenta las siguientes definiciones[1]:

1) **Armónicos**: Ondas sinusoidales de voltaje y/o corriente cuya Frecuencia es igual a un múltiplo entero de la Frecuencia fundamental de 60 [Hz], originadas principalmente por las características no lineales de los equipos o cargas de un sistema eléctrico.

2) **Banda Muerta de Respuesta a la Frecuencia**: Intervalo de Frecuencia alrededor de la Frecuencia nominal, dentro del cual el Control de Frecuencia no ejerce ninguna acción.

3) **Barra**: Estructura eléctrica que forma parte de una subestación, conectando las estructuras (líneas, enlaces, transformadores, acoplamientos de barras, compensadores) que operan a un mismo voltaje. Una subestación eléctrica puede estar equipada con una, dos o incluso tres Barras para un voltaje determinado.

4) **Capacidad de Arranque Autónomo**: La capacidad de una central para poner en marcha una Unidad de Generación de electricidad desde su desconexión total mediante una fuente de energía auxiliar específica, sin suministro eléctrico externo a la central de generación.

[1] Los términos que se inician con mayúscula, tanto en singular como en plural, tienen los significados asignados en este Código o corresponden a términos comúnmente usados con mayúsculas. Los términos en singular incluyen los mismos términos en plural y viceversa. El uso de la disyunción 'o' en una enumeración indica que se excluye a algún elemento de la lista. Por otro lado, el uso de la conjunción 'y' en una enumeración implica la inclusión de todos los elementos de la lista.

5) **Carga Especial**: Carga que, por las características propias de sus procesos, pudieran tener un impacto en la calidad del servicio del resto de usuarios conectados al sistema eléctrico ya sea por variabilidad de la demanda por conexión o desconexión, y/o magnitud de la potencia requerida.

6) **Cargas Críticas**: Son consumidores de electricidad con condiciones preferentes para desconexión y Energización, asociados con servicios esenciales y sectores críticos para garantizar la salud y seguridad de los seres humanos. Estas cargas no pueden permitirse interrupciones en el suministro eléctrico. Algunos ejemplos de Cargas Críticas incluyen hospitales, centros de salud y servicios médicos, estaciones de policía, estaciones de bomberos, refugios de emergencia, bases militares, centros de control de tráfico, redes de telecomunicaciones, sistemas de suministro de agua potable y sistemas de emergencia.

7) **Central de Generación**: Conjunto de instalaciones y equipos destinados a la generación de potencia y energía eléctrica, de propiedad de un Generador o Autogenerador.

8) **Colapso Parcial**: Suspensión del servicio eléctrico en una zona o región del SNI o áreas vinculadas al SNI debido a una o más Contingencias.

9) **Colapso Total**: Suspensión total del servicio eléctrico en todo el SNI debido a una o varias Contingencias; o en porciones del SNI que no podrían alcanzar una condición de operación estable, y que podría ocasionar la formación de Islas Eléctricas.

10) **Concentrador de Datos de Fasores**: Equipo para la adquisición y concentración de la información proveniente de los PMU.

11) **Confiabilidad del SEP**: Es la capacidad del SEP de suministrar energía eléctrica en un periodo de tiempo determinado, dentro de los límites establecidos en la normativa, siendo expresada como una probabilidad.

12) **Contingencia Crítica**: Es la salida de uno o más elementos del Sistema Eléctrico de Potencia que provoca oscilaciones electromecánicas no amortiguadas que conducen al Sistema Eléctrico de Potencia a una condición de inestabilidad electromecánica.

13) **Contingencia Sencilla**: Es una Falla inesperada de un componente del sistema, tal como un Generador, una línea de transmisión, un interruptor, u otro elemento eléctrico del sistema, que puede ser controlada mediante la ejecución de las acciones operativas necesarias para mantener el Estado Operativo Normal.

14) **Contingencia**: Salida intempestiva de uno o más elementos del SNI (Unidad de Generación, compensador, línea de transmisión, transformador, disyuntores, seccionadores, entre otros).

15) **Control Automático de Generación**: Sistema que ajusta automáticamente los niveles de salida de potencia de Generadores eléctricos para la regulación secundaria de Frecuencia del SNI y del intercambio de energía eléctrica entre áreas de control e Interconexiones Internacionales.

16) **Control de Frecuencia**: Acción automática o manual que tiene por objeto mantener la Frecuencia del Sistema Eléctrico de Potencia dentro de los niveles aceptables establecidos en la normativa respectiva.

17) Control del Intercambio: Secuencia de Valores de Consigna de potencia enviados a los Generadores para ajustar el intercambio neto de potencia entre áreas de control e Interconexiones Internacionales.

18) Control del Voltaje: Acción automática o manual que tiene por objeto mantener el voltaje en las Barras del Sistema Eléctrico de Potencia dentro de los niveles aceptables establecidos en la normativa respectiva.

19) Corriente de Carga de Demanda Máxima: Es el valor de corriente establecido en el Punto de Conexión, calculado como la suma de las corrientes eficaces (RMS) correspondientes a la demanda máxima registrada en intervalos de 15 minutos o 30 minutos durante cada uno de los doce meses anteriores, dividida por 12. En el caso de que no se disponga de datos de los doce meses debido a la reciente puesta en servicio, se sumarán las corrientes eficaces de 15 minutos o 30 minutos de los meses disponibles junto con la proyección de las corrientes eficaces de los meses restantes para completar los doce, y luego se dividirán por 12. Para instalaciones nuevas, la Corriente de Carga de Demanda Máxima se calculará en base a la demanda proyectada de Potencia Aparente máxima en intervalos de 15 minutos o 30 minutos durante el primer año de operación de las cargas.

20) Criterio n-1: Criterio para la planificación, programación y Operación en Tiempo Real del SNI, según el cual los elementos que continúan funcionando después de producirse una Contingencia Sencilla, son capaces de llevar al SNI a una nueva situación operativa sin vulnerar los Límites de Seguridad operativa establecidos en la normativa.

21) Datos Estructurales: Corresponde a información actualizada sobre las instalaciones de redes de distribución, generación y cargas conectadas a la red de transmisión, incluyendo subestaciones, líneas, transformadores, PMU y capacidades de generación, así como detalles sobre la capacidad total de generación y su comportamiento en términos de Frecuencia.

22) Desbalance de Corriente: En un sistema polifásico, se refiere a una condición en la que las magnitudes de las corrientes de fase o los ángulos de fase entre fases consecutivas no son todos iguales (componente fundamental).

23) Desbalance de Voltaje: En un sistema polifásico, se refiere a una condición en la que las magnitudes de los voltajes de fase o los ángulos de fase entre los voltajes de fases consecutivas no son todos iguales (componente fundamental).

24) Demanda Agregada: Se refiere a la suma total de energía eléctrica demandada en un punto específico de una red de transmisión, subtransmisión o distribución, en un momento dado. Se mide en kWh o MWh.

25) Demanda Neta: Valor neto de Potencia Activa en un punto concreto del sistema, calculado como la diferencia entre carga y generación, expresado generalmente en kilovatios [kW] o megavatios [MW], en un instante concreto o como promedio en un intervalo de tiempo determinado.

26) Despacho Económico: Selección de las Unidades de Generación y la asignación específica de su potencia, para el abastecimiento de la demanda horaria del sistema; considerando criterios:

27) Desvío de Frecuencia: Diferencia, positiva o negativa, entre la Frecuencia real y la Frecuencia nominal de la Zona Síncrona.

28) Desvío Instantáneo Máximo de Frecuencia: Es el máximo incremento o decremento permitido en la Frecuencia del sistema en un instante dado, con respecto a su Frecuencia nominal, sin comprometer la estabilidad del sistema.

29) Desvío Máximo de Frecuencia en Régimen Permanente: Desvío máximo de Frecuencia tras producirse un desequilibrio igual o inferior a la Perturbación, Disturbio o Evento de referencia en el que se ha previsto que se estabilice la Frecuencia del sistema.

30) Distorsión Armónica Individual: Es la medida de la alteración de la forma onda sinusoidal de una componente distinta a la de Frecuencia Fundamental del voltaje o la corriente, con respecto a su correspondiente componente de Frecuencia Fundamental.

31) Distorsión Armónica Total: Es la medida integral de la deformación de la onda sinusoidal de voltaje o corriente, con respecto a su correspondiente componente de Frecuencia fundamental. Esta deformación es causada por la presencia de Armónicos en la onda de voltaje o corriente.

32) Distorsión Total de la Demanda: Es un indicador utilizado para evaluar la distorsión causada por corrientes armónicas en un sistema eléctrico con relación a la Corriente de Carga de Demanda Máxima. Matemáticamente, es la relación entre el valor RMS de las componentes armónicas de corriente y la Corriente de Carga de Demanda Máxima.

33) Disturbio: Cualquier Perturbación del sistema eléctrico.

34) Empresa Eléctrica de Generación o Generador: Persona jurídica cuyo Título Habilitante le faculta realizar la actividad de generación y la venta de energía eléctrica.

35) Energización: Aplicación de voltaje a un equipo o sistema, en sincronía con la red.

36) Interconexión Internacional o Enlace Internacional: Comprende el conjunto de equipamiento de transporte: líneas, subestaciones, transformadores, y otros, según corresponda, dedicado a conectar los sistemas eléctricos de dos países.

37) Error de Control de Área: Diferencia instantánea, no intencional, entre el valor real y el de referencia programada, del intercambio de potencia de un área de control, teniendo en cuenta el efecto de la desviación de Frecuencia para esa área de control y la desviación de Frecuencia general.

38) Estabilidad de Ángulo del Rotor: La capacidad de las máquinas síncronas para mantenerse en sincronismo en condiciones normales de operación y después de haber sufrido una Perturbación. Este tipo de estabilidad depende de la habilidad de encontrar un nuevo punto de equilibrio entre el torque electromagnético (compuesto por el torque sincronizante y el torque de amortiguamiento) y el torque mecánico de cada Unidad de Generación del SNI.

39) Estabilidad de la Frecuencia: La capacidad de un Sistema Eléctrico de Potencia de mantener la Frecuencia estable después de haber sufrido una Perturbación que cause un desbalance entre generación y carga.

40) **Estabilidad de Voltaje**: Se refiere a la capacidad de un SEP para mantener voltajes estables en todas las Barras del sistema después de haber sido sometido a una Perturbación a partir de una condición operativa inicial dada.

41) **Estabilidad del SEP**: Es la capacidad del SEP, en una condición operativa inicial dada, para encontrar un nuevo estado de equilibrio operativo después de haber sido sometido a una Perturbación física, con la mayoría de las variables del sistema dentro de límites aceptables, en conformidad con lo establecido en la normativa.

42) **Estado Operativo del Sistema**: El estado de funcionamiento del SNI con relación a los Límites de Seguridad de la operación, que puede ser Estado Operativo Normal, Estado Operativo de Alerta, Estado Operativo de Emergencia, Estado Operativo de Colapso (total o parcial), Estado Operativo de Restauración.

43) **Estatismo**: Característica técnica de una Unidad de Generación que determina la relación entre la variación de la Frecuencia en régimen permanente con respecto a la variación de la salida de Potencia Activa en régimen permanente, expresada en porcentaje. La variación de la Frecuencia se expresa como la relación entre esta, calculada desde el límite de actuación de la banda muerta, y la Frecuencia nominal, y la variación de la Potencia Activa se expresa como la relación entre esta y la Potencia Nominal de la Unidad de Generación.

$$R = \frac{\Delta f \cdot P_n}{f_n \cdot \Delta P} \cdot 100 \qquad \textit{Ec. 1}$$

44) **Estrategia de Energización Autónoma**: Acciones mediante las cuales puede energizarse de manera autónoma parte o la totalidad del SNI.

45) **Estrategia de Energización Externa**: Acciones planificadas que posibilitan la Energización de una zona sin voltaje desde el SNI o desde los sistemas eléctricos de los países vecinos.

46) **Evento**: Es el suceso imprevisto que causa en el sistema la salida de servicio o la disponibilidad con capacidad reducida de instalaciones del sistema eléctrico.

47) **Factor de Desequilibrio de Corriente**: En un sistema trifásico, es la relación entre el módulo de la componente de secuencia negativa y el módulo de la componente de secuencia positiva de la corriente, en un Punto de Conexión, a Frecuencia Fundamental. Se expresa en porcentaje.

48) **Factor de Desequilibrio de Voltaje**: En un sistema trifásico, es la relación entre el módulo de la componente de secuencia negativa y el módulo de la componente de secuencia positiva del voltaje del sistema a Frecuencia Fundamental. Se expresa en porcentaje.

49) **Factor de Potencia**: La relación entre la Potencia Activa y la Potencia Aparente.

50) **Falla**: Es cualquier Evento que interfiere con el flujo normal de corriente en un SEP, pudiendo ser interno o externo a una instalación.

51) **Fluctuaciones de Voltaje**: Se consideran generalmente como variaciones cíclicas del voltaje, que pueden ocurrir en un sistema eléctrico, donde los cambios en la amplitud no exceden el 10 % con respecto a su valor nominal. Estas fluctuaciones pueden causar molestias

visuales o funcionales en equipos eléctricos o dispositivos sensibles a la calidad del suministro de electricidad.

52) Frecuencia Fundamental: Se refiere a la Frecuencia de la forma de onda sinusoidal básica de voltaje o corriente alterna. Para efectos de la interpretación y aplicación del presente Código, se considera que la frecuencia fundamental es de 60 Hz.

53) Frecuencia: Número de ciclos completos por segundo de una onda sinusoidal de voltaje o corriente, la cual se mide en hercios [Hz]. El valor nominal para el SIN es 60 [Hz].

54) Hora Patrón: Es la base de tiempo establecida por un reloj patrón u otra referencia especificada por el Operador del Sistema. Esta hora sirve como referencia para el registro de tiempo en sistemas de Tiempo Real, registros de Eventos, medidores, entre otros. En este contexto, la hora patrón se mide desde un reloj que utiliza la señal de satélites del GPS, y se utiliza como referencia de Sincronización para garantizar la consistencia temporal en diversas aplicaciones dentro del SEP.

55) Hora Sincrónica: Es la referencia horaria que se basa en la hora UTC-5 durante todo el año, sin realizar ajustes por el horario de invierno o de verano. Esta hora sincrónica debe ser obtenida a partir de un dispositivo de Sincronización o mediante el uso de la señal de satélites del GPS.

56) Horizonte Diario: Periodo de veinticuatro (24) horas. La hora del día para inicio del conteo del Horizonte Diario se establece en los Procedimientos de Aplicación.

57) Horizonte Semanal: Período de siete (7) días.

58) Indicador de la Severidad del Parpadeo de Corta Duración: Indica el grado de la intensidad o gravedad del Parpadeo (Flicker) que puede ocurrir en un sistema eléctrico, medido durante un breve período de tiempo. Esta medida integra la cantidad y duración de las Fluctuaciones de Voltaje en un período que, a menos que se especifique lo contrario, es de 10 minutos.

59) Indicador de la Severidad del Parpadeo de Larga Duración: Indica el grado de la intensidad o gravedad del Parpadeo (Flicker) que puede ocurrir en un sistema eléctrico, calculado a partir de 12 valores consecutivos del Indicador de Parpadeo de Corta Duración durante un período de tiempo. Esta medida integra la cantidad y duración de las Fluctuaciones de Voltaje en un período que, a menos que se especifique lo contrario, es de 120 minutos.

60) Inercia: La propiedad de un cuerpo rígido giratorio de un Generador, por la que mantiene su estado de movimiento giratorio uniforme y momento angular a menos que se aplique un par de fuerza externo.

61) Isla Eléctrica: La parte del SEP que consta de una o más Centrales de Generación y cargas, cuenta con capacidad de Control de Frecuencia y voltaje, y puede operar separada del resto del sistema durante un tiempo.

62) Líder de Frecuencia: Se refiere a la Unidad o Central de Generación de Electricidad designada durante los procesos de restauración y Energización del SNI, como la encargada de gestionar la Frecuencia del sistema o de la Isla Eléctrica. Su función principal es servir como referencia para iniciar y supervisar la recuperación del sistema eléctrico tras una

emergencia. Su papel es crucial para coordinar la Sincronización y restauración de otras Unidades de Generación y áreas de carga, lo que garantiza la estabilidad y seguridad del suministro eléctrico.

63) Límites de Seguridad: Los límites admisibles para el funcionamiento del SNI en términos de seguridad estática (sobrecargas, altos/bajos voltajes, etc.) y dinámica (Estabilidad de Ángulo del Rotor, Estabilidad de Voltaje, Estabilidad de la Frecuencia).

64) Lista de Contingencias: Lista de salidas intempestivas de servicio de un conjunto de elementos, que deben considerarse en los análisis de la Seguridad de la Operación del SNI con el fin de garantizar el cumplimiento de los Límites de Seguridad de la operación.

65) Mantenimiento Preventivo: Mantenimiento que se realiza a intervalos predeterminados o según criterios establecidos, que se basan en recomendaciones del fabricante, estándares internacionales, así como buenas prácticas de Mantenimiento, y que tiene como objetivo principal reducir la probabilidad de fallo o la degradación del funcionamiento de un equipo o instalación.

66) Mantenimiento Programado: Mantenimiento Preventivo que se realiza a un equipo o instalación de acuerdo con un tiempo específico o a un número definido de unidades de uso. Estos intervalos están determinados, entre otras, por las recomendaciones del fabricante, estándares o manuales internacionales, y buenas prácticas de Mantenimiento.

67) Mantenimiento: Acciones técnicas, administrativas y de gestión durante el ciclo de vida de un equipo o instalación, que tienen como fin preservarlo o restaurarlo a un estado en el cual pueda desempeñar su función requerida.

68) Modo de Regulación Potencia-Frecuencia: Modo de funcionamiento de una Unidad de Generación en el que la salida de Potencia Activa responde a una variación en la Frecuencia del sistema, de forma que ayude a la recuperación de la Frecuencia de consigna.

69) Modo de Regulación Potencia-Frecuencia Limitado-Sobrefrecuencia: Modo de funcionamiento de una Unidad de Generación que produce una reducción en la salida de Potencia Activa en respuesta a una variación en la Frecuencia del sistema por encima de un valor determinado.

70) Modo de Regulación Potencia-Frecuencia Limitado-Subfrecuencia: Modo de funcionamiento de una Unidad de Generación que produce un aumento en la salida de Potencia Activa en respuesta a una variación en la Frecuencia del sistema por debajo de un valor determinado.

71) Operación en Tiempo Real: Se considera a todas las acciones operativas ejecutadas por los operadores de CENACE y las coordinadas con los PMSE, desde un centro de mando para el control y supervisión de la producción, transmisión y abastecimiento de energía eléctrica en Tiempo Real.

72) Operador de Red: Empresa que dispone de un Título Habilitante para realizar las actividades de transmisión o de distribución de energía eléctrica; y, por lo tanto, está habilitada para prestar el servicio de transporte de electricidad entre la generación y la carga a través de sus redes.

73) Operador del Sistema: Es la entidad responsable de planificar y supervisar en tiempo real la operación del SNI, elaborar y ejecutar el despacho económico; y, gestionar técnicamente las transacciones internacionales de electricidad.

74) Parpadeo: Impresión de inestabilidad de la sensación visual, también llamada «flicker», inducida por un estímulo luminoso cuya luminancia o distribución espectral fluctúa con el tiempo.

75) Participante Mayorista del Sector Eléctrico: Persona jurídica, titular de una concesión o autorización, dedicada a la actividad de: generación, autogeneración, importación y exportación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica. También se considerarán como Participantes Mayoristas a los grandes consumidores.

76) Perturbación: Variación de una o más variables del SEP que afecta a su estado operativo, la cual puede ser causada por un gran disturbio como la pérdida de una Unidad o Central de Generación, una Falla, la pérdida de un vínculo; o, una combinación de ellos; o, por un pequeño disturbio, como la variación de carga, en condiciones normales de operación.

77) Plan de Restauración: Todas las medidas técnicas y organizativas necesarias para la restauración del sistema al Estado Operativo Normal luego de un colapso total o parcial.

78) Plan para Emergencias en el Sistema: Las medidas técnicas y organizativas que han de adoptarse para impedir la propagación o el deterioro de una Perturbación en la red de transmisión, a fin de evitar un Estado Operativo de Emergencia Extrema o Colapso.

79) Potencia Activa: La componente real de la Potencia Aparente a la Frecuencia fundamental, expresada en vatios o múltiplos de estos, como kilovatios [kW] o megavatios [MW].

80) Potencia Aparente: En sistemas trifásicos, ya sea en conexión estrella o triángulo, se define como el producto de la raíz cuadrada de tres, multiplicada por el voltaje RMS entre los terminales de un elemento o circuito, y la corriente RMS que circula a través del elemento o circuito. Usualmente se expresa en kilovoltamperios [kVA] o megavoltamperios [MVA].

81) Potencia Nominal: Es la potencia instalada establecida en los datos de placa de una Unidad de Generación. Para el caso de Unidades de Generación que requieran un sistema de inversores para conectarse en sincronismo con la red eléctrica, esta potencia estará determinada por la menor entre la potencia de placa de la Unidad de Generación y la potencia de placa del inversor.

82) Potencia Reactiva: La componente imaginaria de la Potencia Aparente a la Frecuencia fundamental, normalmente expresada en kilovoltamperios reactivos [kVAr] o megavoltamperios reactivos [MVAr].

83) Procedimientos de Aplicación: Procedimientos relacionados con la planificación operativa, despacho y operación del SEP, elaborados por el Operador del Sistema y aprobados por la administración de la Agencia de Regulación y Control Competente.

84) Programa Bianual de Mantenimiento: Conjunto consolidado y estructurado de actividades de mantenimiento resultante del Plan Bianual de Operación (PBO), de todos los Participantes Mayoristas del Sector Eléctrico.

85) **Proveedores de Reservas**: Son las Unidades o Centrales de Generación de Electricidad o Unidades de Demanda, que cumplen los requisitos para proveer reserva para regulación de Frecuencia.

86) **Pruebas Operativas**: Son pruebas solicitadas por el Operador del Sistema y llevadas a cabo con fines de Mantenimiento, desarrollo de prácticas de gestión de la red y capacitación en gestión de la red, así como de adquisición de información sobre el comportamiento de la red de transmisión en condiciones anormales. También se incluyen las pruebas realizadas con propósitos similares por los PMSE en sus instalaciones.

87) **Punto de Conexión**: Es la frontera de conexión entre las instalaciones de propiedad de dos Participantes Mayoristas del Sector Eléctrico.

88) **Punto de Sincronización**: Se refiere a un punto específico en la red eléctrica donde dos Islas Eléctricas o elementos del sistema eléctrico están conectados y sincronizados entre sí. Este punto, que suele ser un disyuntor, permite la transferencia segura y eficiente de electricidad entre ellos.

89) **Rango de Frecuencia Estándar**: Un intervalo simétrico definido en torno a la Frecuencia nominal, dentro del cual se supone que debe mantenerse la Frecuencia del SNI en Estado Operativo Normal.

90) **Red Armada**: Comprende todo el equipamiento disponible desde el equipo de maniobra definido hasta los usuarios finales que no pudieron ser desconectados previamente a una maniobra de Energización, junto con las características de la red eléctrica de distribución y todos sus componentes.

91) **Régimen Permanente**: Se refiere al funcionamiento de un Sistema Eléctrico de Potencia en el cual los transitorios de sus variables eléctricas son insignificantes o tienden a cero a medida que transcurre el tiempo.

92) **Reserva de Potencia Activa**: Cantidad de Potencia Activa requerida para la operación del SEP para cumplir con los requerimientos de calidad y seguridad.

93) **Reserva de Potencia Reactiva**: La Potencia Reactiva disponible para mantener el voltaje y que reside especialmente en equipamiento de respuesta rápida.

94) **Reserva Fría**: La capacidad total disponible de las Unidades de Generación no sincronizadas al SEP, que pueden ser puestas en marcha en un tiempo específico para ser despachadas.

95) **Reserva para RPF**: La Reserva de Potencia Activa disponible para corregir automáticamente la Frecuencia del sistema después de producirse un desequilibrio entre la generación y la demanda.

96) **Reserva para RSF**: Es la cantidad de Potencia Activa disponible para corregir, ya sea de manera automática o manual, la Frecuencia del SEP y ajustar la potencia de las Unidades de Generación después de que se ha activado la RPF. Su objetivo es devolver la Frecuencia del sistema a su valor nominal después de una Perturbación, como un cambio repentino en la demanda o la generación, y garantizar que la potencia de las Unidades de Generación y los intercambios internacionales se ajusten a los valores programados.

97) Reserva Rodante: Es la capacidad total disponible de todas las Unidades de Generación sincronizadas con el SEP, menos la demanda del sistema (incluyendo las pérdidas en el sistema de transmisión). Esta reserva representa la capacidad adicional disponible para cubrir picos de demanda o compensar posibles Fallas en el sistema, asegurando la estabilidad y confiabilidad del suministro eléctrico.

98) Reserva Terciaria: Las reservas empleadas para restablecer o respaldar el nivel de Reserva para RSF requerido al objeto de prepararse para desequilibrios adicionales del sistema.

99) Seguridad de la Operación: Capacidad de un sistema eléctrico para operar de tal manera que, Perturbaciones no den lugar a: pérdida de carga, esfuerzos de los componentes del sistema más allá de sus valores nominales, voltajes de Barra o Frecuencia del sistema fuera de los límites, inestabilidad, Colapso Parcial o Colapso Total.

100) Seguridad Dinámica: Habilidad del SNI de soportar una Contingencia y superar la transición (estado dinámico) a una nueva condición de estado cuasi estacionario.

101) Sincronización: Es el conjunto de acciones que deben realizarse para conectar una Unidad de Generación al SNI o para conectar dos Islas Eléctricas.

102) Sistema de Monitoreo de Área Extendida: Es un sistema de Tiempo Real que permite la gestión del Sistema Eléctrico de Potencia al combinar tecnologías de medición fasorial, sistemas de comunicaciones y aplicaciones. Proporciona una observación dinámica del sistema de potencia con alta precisión en las mediciones, las cuales se realizan de manera continua y frecuente.

103) Sistema Eléctrico de Potencia: Es el conjunto de instalaciones eléctricas conformado por las Centrales de Generación, el sistema de transmisión, los sistemas de distribución y las Interconexiones Internacionales.

104) Sistema Nacional de Transmisión: Es el conjunto de instalaciones eléctricas que comprende las líneas de transmisión, las subestaciones principales de elevación y de reducción, las instalaciones y bienes en general, directamente relacionados con la transmisión de energía eléctrica; incluyendo los equipamientos de: compensación, transformación, protección, maniobra, conexión, medición, control y comunicaciones.

105) Sistema Nacional Interconectado: Es el sistema integrado por los elementos del sistema eléctrico conectados entre sí, el cual permite la producción y transferencia de energía eléctrica entre centros de generación, centros de consumo y nodos de Interconexión Internacional, dirigido a la prestación del servicio público de energía eléctrica, no incluye la distribución de electricidad.

106) Situación n-1: Situación del SNI luego de sufrir una Contingencia Sencilla.

107) Situación n: Situación en la que no hay ningún elemento del SNI indisponible debido a una Contingencia.

108) Sobrecargas Temporales Admisibles: Las sobrecargas temporales de elementos del SEP que se admiten durante un período limitado y que no provocan daños físicos a esos elementos, siempre que se respeten la duración y los umbrales definidos.

109) Tiempo de Recuperación de la Frecuencia: El tiempo máximo previsto después de producirse un desequilibrio instantáneo de potencia en una Zona de Control de la Zona Síncrona en el que se compensa el desequilibrio.

110) Tiempo Real: Horizonte de tiempo en segundos o menores, considerado en el flujo de información y actividades realizadas para la operación del sistema.

111) Título Habilitante: Acto administrativo por el cual el Estado, delega o autoriza a una persona jurídica, pública o privada, consorcios o asociaciones, a efectuar actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica.

112) Topología de Red: Disposición física de conectividad de los distintos elementos de una red eléctrica.

113) Unidad de Demanda: conjunto indivisible de instalaciones que contienen equipos y sistemas que pueden ser controlados activamente, para administrar la demanda del sistema.

114) Unidad de Generación: Conjunto de equipos y sistemas que permite transformar la energía proveniente de una fuente primaria, en energía eléctrica. Puede ser una Unidad de Generación síncrona o una Unidad de Parque Eléctrico.

115) Unidad de Medición Fasorial: es un dispositivo que permite estimar los sincrofasores a partir de las ondas sinusoidales de voltaje y corriente basándose en un muestreo digital de formas de onda de corriente alterna y una señal horaria precisa proporcionada por un reloj GPS.

116) Unidad de Parque Eléctrico: Una Unidad de Generación que está conectada de forma no síncrona a la red o que está conectada mediante electrónica de potencia, y que además dispone de un solo Punto de Conexión a una red de transporte de electricidad.

117) Valor de Consigna: El valor objetivo de cualquier parámetro eléctrico, utilizado normalmente en esquemas de operación y control.

118) Voltaje Nominal: Es el voltaje específico para el cual se diseña un equipo o componente del sistema y con el que se relacionan determinadas características operativas del sistema, permitiendo el funcionamiento satisfactorio.

119) Zona de Control: Es una subdivisión de la Zona Síncrona, delimitada físicamente por puntos de medición en los interconectores con otras Zonas de Control, y gestionada por un Operador de Sistema. El SNI y las Isla Eléctricas de subtransmisión de las empresas distribuidoras, que tienen un impacto directo en la calidad y seguridad del Sistema Nacional Interconectado, forman parte de la Zona de Control ecuatoriana gestionada por el Operador del Sistema.

120) Zona Síncrona: Una zona cubierta por operadores de sistemas interconectados de forma síncrona, tales como la zona síncrona en cada país.

CAPÍTULO II. CATEGORIZACIÓN DE GENERADORES

6. CATEGORÍAS DE CENTRALES DE GENERACIÓN

6.1. Categorías

Las Centrales de Generación de Electricidad deberán cumplir los requisitos basados en el nivel de voltaje en su Punto de Conexión y en su capacidad máxima, de conformidad con las categorías establecidas a continuación en la Tabla 1:

Categoría	Potencia Nominal [MW]	Voltaje referencial de conexión [kV]
A	$0.1 \leq P_n < 1$	$V_n < 69$
B	$1 \leq P_n < 15$	$V_n \leq 69$
C	$15 \leq P_n < 50$	$V_n \leq 138$
D	$P_n \geq 50$	$V_n \geq 138$

Tabla 1. Categorización de Generadores.

6.2. Obligación de cumplimiento de requisitos para centrales Tipo A y B

Sobre la base de criterios transparentes y en relación con el interés del SEP, las Centrales de Generación de Electricidad de las categorías A y B tendrán que cumplir con todos o algunos de los requisitos correspondientes a la categoría C, en los siguientes casos:

a) Cuando se conecten a un sistema aislado. En este caso, los requisitos adicionales serán definidos por el Operador de Red de dicho sistema.

b) Cuando se conecten al SNI, pero puedan operar temporalmente en Isla Eléctrica.

TÍTULO II. REQUISITOS DE SEGURIDAD

CAPÍTULO I. RESPONSABILIDADES DE LOS OPERADORES CON RESPECTO A LA GESTIÓN DE LA RED

7. OPERADOR DEL SISTEMA

Sin perjuicio de las atribuciones y deberes establecidos en la LOSPEE y su RGLOSPEE, el Operador del Sistema será responsable de la planificación y operación del SNI cumpliendo los criterios de seguridad, de acuerdo con las definiciones de este Código de Operación y, en particular le corresponde:

a) Evaluar los niveles de seguridad resultantes de la operación.

b) Identificar herramientas de gestión de redes y aplicar las funcionalidades en la programación de la operación y la Operación en Tiempo Real.

c) Identificar herramientas y soluciones para el monitoreo, prevención y mitigación de Perturbaciones y aplicar las funcionalidades en la programación de la operación y la Operación en Tiempo Real.

d) Utilizar los servicios prestados por los PMSE, a fin de gestionar congestiones, reservas y otros servicios complementarios; como parte de las obligaciones del presente Código.

e) Analizar, al menos con frecuencia anual, la idoneidad de las herramientas de gestión de redes establecidas, de conformidad con los literales b) y c) del presente Numeral, que sean necesarias para mantener la Seguridad de la Operación.

f) Disponer las maniobras en el SNI, considerando los criterios de seguridad predefinidos.

g) Supervisar y coordinar en Tiempo Real el SNI, para lo cual se utilizará la información proporcionada por el sistema SCADA/EMS y sistema WAMS, principalmente, además de otros sistemas de respaldo.

8. OPERADOR DE RED

8.1. Operador de Red de Transmisión

Sin perjuicio de las atribuciones y deberes establecidos en la LOSPEE y su RGLOSPEE, a los Operadores de las Redes de Trasmisión, les corresponde:

a) Garantizar los niveles de disponibilidad de los elementos del SNT, conforme a la regulación que norma la calidad del transporte de electricidad y del servicio de transmisión y conexión en el SNI;

b) Informar, dentro del tiempo máximo establecido en los Procedimientos de Aplicación, al Operador del Sistema sobre cualquier cambio en la capacidad de sus elementos, equipos asociados o instalaciones conectadas al SNI.

c) Proporcionar al Operador del Sistema las características de operación, capacidades y restricciones operativas de los elementos, equipos asociados e instalaciones que operan dentro del SNI.

d) Desarrollar las actividades asociadas a la operación y Mantenimiento de su red de transmisión;

e) Identificar anomalías en sus instalaciones que podrían generar riesgo al abastecimiento de electricidad y reportarlas al Operador del Sistema con la oportunidad establecida en los Procedimientos de Aplicación;

f) Implementar las herramientas y soluciones, definidas por el Operador del Sistema, para la prevención y mitigación de Perturbaciones; y,

g) Entregar con la oportunidad y la calidad, establecidas en los Procedimientos de Aplicación, la información requerida por el Operador del Sistema necesaria para la programación, Operación en Tiempo Real y análisis post operativo del sistema.

8.2. Operador de Red de Distribución

En concordancia con las atribuciones y deberes establecidos en la LOSPEE y su Reglamento General, el Operador de Red de Distribución tiene la responsabilidad de operar y mantener sus instalaciones y equipos destinados a la prestación del servicio público de energía eléctrica, alumbrado público general y del servicio de carga de vehículos eléctricos. Deberá hacerlo de manera coherente con el funcionamiento confiable de las redes de distribución y estará obligado a asistir al Operador del Sistema de forma inmediata en el desempeño de sus responsabilidades

relacionadas con la Confiabilidad y Disponibilidad. Esta obligación incluye, pero no se limita a lo siguiente:

a) Asegurar que los esquemas y procedimientos de desconexión de carga ante emergencias se lleven a cabo según lo especificado por el Operador del Sistema en el procedimiento operativo correspondiente.

a) Informar, dentro del tiempo máximo establecido en los Procedimientos de Aplicación, al Operador del Sistema sobre cualquier cambio en la capacidad de sus elementos, equipos asociados o instalaciones conectadas al SNI.

b) Informar, dentro del tiempo máximo establecido en los Procedimientos de Aplicación, al Operador del Sistema sobre cualquier Evento o circunstancia en las redes de distribución dentro de su Área de Servicio que pueda tener un efecto sobre la Confiabilidad del SNI.

c) Proporcionar al Operador del Sistema las características de operación, capacidades y restricciones operativas de los elementos, equipos asociados e instalaciones que operan dentro del SNI.

d) Cumplir puntualmente con las instrucciones del Operador del Sistema, incluyendo instrucciones de desconexión controlada de carga de las redes de distribución con fines de Confiabilidad.

e) Elaborar, para el Operador del Sistema y el Ministerio del ramo, un informe anual de generación distribuida por circuito y nivel de tensión, que incluya al menos el número de solicitud, ubicación geográfica, tipo de tecnología de generación distribuida y fecha de entrada en operación.

f) Asegurar la disponibilidad de la infraestructura asociada a las subestaciones.

g) Llevar a cabo las obligaciones de conformidad con este Código de Operación.

CAPÍTULO II. ESTADOS OPERATIVOS, MEDIDAS CORRECTIVAS Y LÍMITES DE SEGURIDAD DEL SISTEMA

9. CLASIFICACIÓN DE LOS ESTADOS OPERATIVOS DEL SISTEMA

9.1. Estado Operativo Normal

El SNI estará en el Estado Operativo Normal, cuando se cumplan todas las condiciones siguientes:

a) Que los flujos de potencia y voltaje se sitúen dentro de los Límites de Seguridad de la operación definidos conforme al Numeral 16;

b) Que la Frecuencia cumpla los siguientes criterios:

b.1) El Desvío de Frecuencia del sistema en régimen permanente se sitúa dentro del Rango de Frecuencias Estándar de acuerdo con el Numeral 45; o,

b.2) El valor absoluto del Desvío de Frecuencia del sistema en régimen permanente no excede al valor absoluto del Desvío Máximo de Frecuencia en Régimen Permanente, según lo establecido en el Numeral 45;

c) Que las Reservas de Potencia Activa y Reactiva sean suficientes para soportar las Contingencias que figuran en la Lista de Contingencias definida de conformidad con el Numeral 37 sin infringir los Límites de Seguridad de la operación;

d) Que el sistema sea capaz de encontrar un nuevo punto de operación estable luego de ocurrida una Contingencia de la Lista de Contingencias definida de conformidad con el Numeral 37; y,

e) Que no exista afectación al abastecimiento de la demanda de manera no programada.

9.2. Estado Operativo de Alerta

El SNI se encontrará en Estado Operativo de Alerta cuando se cumplan, al menos, una de las condiciones siguientes:

a) Que el sistema se encuentre operando dentro de los Límites de Seguridad de la operación, pero no se cumpla con el $C_{riterio}\ n-1$;

b) Que la capacidad para reserva primaria o secundaria del SNI se haya reducido en más del 20 % durante al menos 30 minutos, y no haya forma de compensar de manera inmediata esa reducción en Tiempo Real;

c) Que el valor absoluto del Desvío de Frecuencia del Sistema en Régimen Permanente haya excedido el valor absoluto del Rango de Frecuencias Estándar durante un espacio de tiempo más largo que el Tiempo de Recuperación de la Frecuencia;

d) Que al menos una Contingencia incluida en la Lista de Contingencias definida de conformidad con el Numeral 37, prevea una vulneración de los Límites de Seguridad de la operación del Operador del Sistema, incluso después de la activación de medidas correctivas, luego de ejecutado un análisis de Contingencias; o,

e) Que la funcionalidad del AGC, para ajustar automáticamente la generación de electricidad en respuesta a cambios en la demanda o la generación, se vea afectada parcialmente; o,

f) Ocurrencia de Eventos naturales o antrópicos que pudieran tener impacto en la operación del SNI.

9.3. Estado Operativo de Emergencia

El SNI se encontrará en Estado Operativo de Emergencia cuando experimente una de las condiciones siguientes:

a) Que se haya producido, como mínimo, una vulneración de los Límites de Seguridad definidos conforme al Numeral 16;

b) Que la Frecuencia cumpla con el criterio relativo al Estado Operativo de Alerta definido conforme a lo establecido en Numeral 9.2;

c) Que exista afectación al abastecimiento de la demanda de manera no programada debido a Contingencias en el SNT o en la red de subtransmisión que impacte a la operación de SNI;

d) Que la funcionalidad del AGC, para ajustar automáticamente la generación de electricidad en respuesta a cambios en la demanda o la generación, se haya perdido completamente;

e) Que los sistemas SCADA/EMS del Operador del Sistema o de los Operadores de Red de Transmisión no se encuentren disponibles; o,

f) Que se haya activado, como mínimo, una medida del Plan para Emergencias en el Sistema determinados por el Operador del Sistema.

9.4. Estado Operativo de Emergencia Extrema o Colapso

El SNI se encontrará en Estado Operativo de Emergencia Extrema o Colapso cuando experimenta una de las condiciones siguientes:

a) Pérdida de más del 50 % de la demanda del SNI; o,

b) Que el sistema se encuentre en Colapso Total o Colapso Parcial.

9.5. Estado Operativo de Restauración

El SNI se encontrará en Estado Operativo de Restauración cuando el Operador del Sistema haya comenzado a activar medidas de su Plan de Restauración, tras haberse encontrado en Estado Operativo de Emergencia extrema o Colapso, y continuará en este estado hasta que se recupere el Estado Operativo Normal o el Estado Operativo de Alerta del sistema.

10. SUPERVISIÓN Y DETERMINACIÓN DE LOS ESTADOS OPERATIVOS DEL SNI

El Operador del Sistema determinará, en la Operación en Tiempo Real, el Estado Operativo del SNI.

10.1. Supervisión

El Operador del Sistema supervisará los siguientes parámetros del SNI en Tiempo Real, basándose en las señales digitales de los estados de interruptores y seccionadores, así como en alarmas, mediciones telemedidas en Tiempo Real o valores calculados, y en el estado operativo de los equipos y dispositivos del Sistema Eléctrico de Potencia, teniendo en cuenta los Datos Estructurales y en Tiempo Real:

a) Flujos de Potencia Activa y Reactiva;

b) Voltajes de las Barras;

c) Frecuencia nominal, error de Control de Frecuencia y de recuperación de la Frecuencia en el SNI;

d) Reservas de Potencia Activa y Reactiva;

e) Generación y carga;

f) El estado de los sistemas utilizados tanto por el Operador del Sistema como por los Operadores de Red de Transmisión para la supervisión y Operación en Tiempo Real, de acuerdo con sus respectivas responsabilidades; y,

g) Adicionalmente utilizará como información para determinar los estados del sistema, la información que puedan emitir los PMSE y Operadores internacionales.

10.2. Análisis de Contingencias

Para especificar el Estado del SNI, el Operador del Sistema realizará un análisis de Contingencias cuando existan cambios relevantes a la operación del sistema respecto a la planificación o cuando lo considere pertinente. Esto se llevará a cabo supervisando los parámetros de la red de transmisión definidos conforme al Numeral 10.1, en relación con los Límites de Seguridad de la operación definidos conforme al Numeral 16, y aplicando los criterios correspondientes a los Estados Operativos del SNI, definidos conforme al Numeral 9. El Operador del Sistema supervisará también el nivel de las Reservas primaria y secundaria disponibles para la regulación de Frecuencia, en relación con la capacidad de reserva necesaria. Al realizar el análisis de Contingencias, el Operador del Sistema tendrá en cuenta el efecto de las medidas correctivas, las medidas del Plan para Emergencias en el Sistema y los esquemas de protección local y sistémicos implementados en el SNT.

11. MEDIDAS CORRECTIVAS EN LA GESTIÓN DE LA RED

El Operador del Sistema hará todo lo posible por garantizar que el SNI permanezca en Estado Operativo Normal y será responsable de gestionar las vulneraciones de la Seguridad de la Operación, de acuerdo a las políticas de seguridad definidas en la planificación y programación. Para lograr ese objetivo, el Operador del Sistema diseñará, preparará y activará medidas correctivas, en coordinación con los PMSE que corresponda y Cargas Especiales, teniendo en cuenta su disponibilidad, el tiempo y los recursos necesarios para su activación y las condiciones externas al SNI que sean relevantes para cada medida correctiva que deberá cumplirse en salvaguarda de la operación del sistema eléctrico.

12. PRINCIPIOS Y CRITERIOS APLICABLES A LAS MEDIDAS CORRECTIVAS

12.1. Principios

El Operador del Sistema aplicará los siguientes principios al activar y coordinar medidas correctivas de conformidad con el Numeral 14:

a) En el caso de las vulneraciones de la Seguridad de la Operación que no requieran ser gestionadas de forma coordinada, el Operador del Sistema diseñará, preparará y activará medidas correctivas, sobre la base de las categorías definidas en el Numeral 13, para recuperar el Estado Operativo Normal del SNI y para evitar la propagación del Estado Operativo de Emergencia a otras partes del SNI o fuera del mismo;

b) En el caso de las vulneraciones de la Seguridad de la Operación que requieran ser gestionadas de forma coordinada, el Operador del Sistema diseñará, preparará y activará medidas correctivas en coordinación con los PMSE y Cargas Especiales incluidas en el SNI, u otros Operadores de Sistemas afectados.

12.2. Selección

Al seleccionar las medidas correctivas adecuadas, el Operador del Sistema aplicará los siguientes criterios:

a) Activación de las medidas correctivas más efectivas, priorizando al mismo tiempo su eficiencia económica siempre que sea factible;

b) Activación de las medidas correctivas lo más próximas posible al Tiempo Real, teniendo en cuenta el tiempo de activación previsto y la urgencia de la situación de funcionamiento de la red que se intente resolver;

c) Consideración de los riesgos de Fallas en la aplicación de las medidas correctivas disponibles y el impacto de estas sobre la Seguridad de la Operación, tales como:

c.1) Riesgos de Fallas o cortocircuitos causados por modificaciones de la topología,

c.2) Riesgos de indisponibilidades de elementos del SNI causadas por variaciones de la Potencia Activa o Reactiva en Unidades de Generación de electricidad o instalaciones de demanda;

c.3) Riesgos de funcionamiento incorrecto de elementos del SNI causados por el comportamiento de los equipos;

c.4) Riesgo de funcionamiento incorrecto de elementos del SNI por inconvenientes en las comunicaciones; y,

c.5) Riesgos de sobrecargas de equipos de la red de transmisión por cambios topológicos.

Las medidas correctivas que se tomen en Tiempo Real para salvaguardar la integridad operativa del SNI, no podrán ser objetadas debido a los tiempos que se disponen para tomarlas y el riesgo de producir efectos adversos a la operación síncrona de la red eléctrica en caso de no aplicarlas o dilatar su aplicación.

Luego de análisis exhaustivos de los Eventos sucedidos, el Operador del Sistema acogerá como observaciones los resultados para retroalimentación de los procedimientos.

13. CATEGORÍAS DE MEDIDAS CORRECTIVAS

13.1. Medidas correctivas

El Operador del Sistema utilizará las siguientes categorías de medidas correctivas:

a) En caso de ser posible gestionará la modificación de la duración de una indisponibilidad planificada o restauración del servicio de elementos del SNI para conseguir la disponibilidad operativa de dichos elementos;

b) Influencia en los flujos de Potencia Activa por medio de:

b.1) Cambios de tomas de los transformadores de potencia;

b.2) Cambios de tomas de los posibles transformadores desfasadores;

b.3) Cambios topológicos; y/o,

b.4) Ajuste en la generación del despacho y, según el estado de resolución del Evento, se realizará un redespacho de Unidades de Generación en la zona.

c) Control del Voltaje y gestión de la Potencia Reactiva por medio de:

c.1) Cambios de tomas de los transformadores de potencia;

c.2) Conexión/desconexión de los condensadores y reactancias;

c.3) Conexión/desconexión de los dispositivos electrónicos utilizados para la gestión del voltaje y la Potencia Reactiva;

c.4) Instrucción a los Operadores de Red de distribución y, PMSE y Cargas Especiales conectadas a la red de transmisión de que bloqueen el control automático del voltaje si tal sistema existe y la Potencia Reactiva de los transformadores; o, de que activen en sus instalaciones las medidas correctivas contempladas en los incisos c.1) a c.3) si el deterioro del voltaje pone en peligro la Seguridad de la Operación o amenaza con provocar un colapso de voltaje en el SNI;

c.5) Solicitud de variación de la salida de Potencia Reactiva o del Valor de Consigna del voltaje de las Unidades de Generación síncrona conectadas a la red de transmisión;

c.6) Solicitud de cambio de la salida de Potencia Reactiva de las Unidades de Parque Eléctrico conectadas a la red de transmisión;

c.7) Ingreso de generación con arranque rápido por Control del Voltaje;

c.8) Conexión/desconexión de líneas de transmisión; y/o,

c.9) Desconexión de carga en caso de emergencia.

d) Redistribución de cargas dentro del SNI, en coordinación con el Operador de Red de distribución, a nivel de subestación para influir en el voltaje o los flujos;

e) Redespacho de los PMSE y Cargas Especiales conectadas a la red de transmisión o a la red de distribución;

f) Si existe un procedimiento para gestionar los Desvíos de Frecuencia, se activarán estos procedimientos; y/o,

g) Si procede, inclusión de la desconexión de carga de control manual en Estado Operativo Normal.

13.2. Medidas correctivas adicionales

Cuando proceda, y si el mantenimiento de la Seguridad de la Operación lo justifica, el Operador del Sistema podrá preparar y activar medidas correctivas adicionales. El Operador del Sistema comunicará y justificará estos casos a la Agencia de Regulación y Control Competente por lo menos una vez al año, después de la activación de las medidas correctivas adicionales. También se publicarán los informes y las justificaciones relevantes.

14. PREPARACIÓN, ACTIVACIÓN DE MEDIDAS CORRECTIVAS

14.1. Elementos considerados en la preparación y activación

El Operador del Sistema preparará y activará medidas correctivas de conformidad con los criterios establecidos en el Numeral 12.2, con el objeto de prevenir el deterioro del Estado del SNI, sobre la base de los siguientes elementos:

a) Supervisión y determinación de Estados Operativos del SNI, de conformidad con el Numeral 10;

b) Análisis de Contingencias en la Operación en Tiempo Real, de conformidad con el Numeral 38, y

c) Análisis de la Seguridad de la Operación en la programación de la operación, de conformidad con el Numeral 71.

14.2. SNI en Estado Operativo Normal

Cuando se requiera preparar y activar medidas correctivas que tengan un impacto sobre los PMSE y Cargas Especiales conectadas al SNT, y si el SNI se encuentra en Estado Operativo Normal, el Operador del Sistema llevará a cabo una evaluación del impacto de estas medidas en coordinación con los Operadores de Red de transmisión y distribución, así como con las Cargas Especiales y otros PMSE afectados. Se seleccionarán aquellas medidas que contribuyan a mantener el Estado Operativo Normal y garantizar el funcionamiento seguro de todas las partes involucradas. Los Operadores de Red de transmisión y distribución, Cargas Especiales y demás PMSE afectados, proporcionarán al Operador del Sistema toda la información necesaria para esa coordinación.

14.3. SNI no se encuentra en Estado Operativo Normal

Cuando sea necesario preparar y activar medidas correctivas debido a que el SNI no se encuentra en Estado Operativo Normal, el Operador del Sistema coordinará estas acciones, en la medida de lo posible, con los Operadores de Red de transmisión y distribución, así como con las Cargas Especiales y los PMSE afectados conectados al SNI. El objetivo es mantener la Seguridad de la Operación y la integridad de la red de transmisión. En caso de activarse una medida correctiva, los Operadores de Red de transmisión y distribución, las Cargas Especiales y cada PMSE conectado al SNI involucrado, ejecutarán las instrucciones del Operador del Sistema.

15. DISPONIBILIDAD DE MEDIOS, HERRAMIENTAS Y DISPOSITIVOS DEL OPERADOR DEL SISTEMA

15.1. Disponibilidad, confiabilidad y redundancia

El Operador del Sistema garantizará la disponibilidad, confiabilidad y redundancia de los siguientes elementos. Además, gestionará cualquier inconveniente con los PMSE responsables del servicio correspondiente.

a) Dispositivos para supervisar el estado del SNI en régimen estacionario y dinámico, incluidas las aplicaciones de SCADA, de estimación de estado, los dispositivos de Control de Frecuencia y el sistema WAMS;

b) Medios para controlar la conmutación de disyuntores, disyuntores acopladores, cambiadores de tomas de transformadores y otros equipos que sirven para controlar los elementos del SNI;

c) Medios para establecer comunicación con el Centro de Operación de Transmisión, y los Centros de Operación de Distribución y centros de operación de los países vecinos;

d) Herramientas para realizar análisis de la Seguridad de la Operación de conformidad con lo establecido en el Capítulo II del Título V; y,

e) Herramientas y medios de comunicación necesarios para que el Operador del Sistema se comunique con los Operadores de los Sistemas de los países vecinos y facilite así el intercambio de electricidad.

15.2. Afectación a otros PMSE

En el caso de que los medios, herramientas o dispositivos del Operador del Sistema afecten a los Operadores de Red de transmisión o distribución, a otros PMSE o a Cargas Especiales conectadas a la red de transmisión, y estén involucrados en la provisión de servicios de balance o servicios auxiliares, en la protección o restauración de la red, o en la transmisión de datos operativos en Tiempo Real según lo establecido en los Numerales del 61 al 64 del presente Código, el Operador del Sistema, junto con dichos PMSE y Cargas Especiales, coordinarán esfuerzos para especificar y garantizar la disponibilidad, fiabilidad y redundancia de dichos medios, herramientas y dispositivos.

15.3. Plan de continuidad

El Operador del Sistema desarrollará un plan de continuidad de actividades que detalle las respuestas ante una pérdida de medios, herramientas y dispositivos críticos, incluyendo disposiciones para su Mantenimiento, sustitución y desarrollo. Este plan será revisado, por el Operador del Sistema, al menos una vez al año y se actualizará según sea necesario, especialmente después de cualquier modificación significativa en los medios, herramientas y dispositivos críticos, o en las condiciones relevantes de gestión del SNI. El Operador del Sistema compartirá con los PMSE y Cargas Especiales afectados las partes del plan de continuidad de actividades que les conciernan.

16. LÍMITES DE SEGURIDAD DE LA OPERACIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL SNT

16.1. Características generales

El Operador del Sistema, en coordinación con los Operadores de Red de transmisión, establecerá periódicamente los Límites de Seguridad de la operación para cada elemento del SNT, teniendo en cuenta, como mínimo, las siguientes características físicas:

a) Los límites de voltaje exigidos, de conformidad con el Numeral 46 y eventualmente ajustados con los acuerdos previstos en el Numeral 31;

b) Los límites de corriente de cortocircuito, de conformidad con el Numeral 34;

c) Los límites de corriente en términos de la cargabilidad declarada, incluidas las Sobrecargas Temporales Admisibles; y,

d) Los Límites de Seguridad Dinámica.

16.2. Condiciones adicionales

Al definir los Límites de Seguridad de la operación, el Operador del Sistema tendrán en cuenta las capacidades de los PMSE y Cargas Especiales para prevenir que los rangos de voltaje y los límites de Frecuencia en el Estado Operativo Normal y Estado Operativo de Alerta provoquen su desconexión.

En caso de que se produzcan modificaciones en uno de los elementos del SNT, el Operador del Sistema validará los Límites de Seguridad de la operación y, cuando resulte necesario, los actualizará.

Respecto a cada interconexión, el Operador del Sistema acordará con los otros Operadores de sistema de su Zona Síncrona los límites comunes de Seguridad de la Operación, de conformidad con el 16.1 y en cumplimiento a lo establecido en la normativa supranacional.

CAPÍTULO III. REGULACIÓN DE FRECUENCIA

17. REQUISITOS GENERALES RELATIVOS A LA REGULACIÓN DE FRECUENCIA

Para mantener la Seguridad de la Operación y la integridad del SNI, el Operador del Sistema se asegurará continuamente de que la Frecuencia del SNI se mantenga dentro de los límites aplicables de conformidad con lo establecido en el Numeral 45.

En el caso de sistemas temporalmente aislados, el Operador del Sistema gestionará la Regulación Primaria de Frecuencia de conformidad con el Numeral 20.

Para lograr este control, el Operador del Sistema deberá operar el SNI con una reserva adecuada. La reserva de potencia es el margen disponible en las Centrales de Generación de Electricidad para incrementar o reducir la Potencia Activa entregada por los Proveedores de Reserva, lo cual debe ser ejecutable en Tiempo Real para mantener y corregir las desviaciones de Frecuencia.

El Operador del Sistema deberá elaborar, o actualizar en caso de existir, el Procedimiento de Aplicación para la gestión de reservas de Frecuencia, adicional a los requisitos y parámetros establecidos en este capítulo. Este procedimiento deberá contemplar como mínimo las condiciones para la determinación de las reservas del sistema y el mecanismo para la capacidad de reserva requerida de los Proveedores de Reserva. Además, dicho procedimiento deberá ser aprobado por la Agencia de Regulación y Control Competente.

18. COMPOSICIÓN DE LA RESERVA

La reserva para la Regulación de la Frecuencia está formada por la Reserva Rodante y Fría.

18.1. Reserva Rodante

La Reserva Rodante se utiliza para formar:

a) La Reserva para RPF;

b) La Reserva para RSF, automática o manual; y/o,

c) Todo o parte de la reserva terciaria.

18.2. Reserva fría

La Reserva Fría se utiliza para formar:

a) Todo o parte de la Reserva para RSF manual, si las Unidades de Generación de los Proveedores de Reserva están configuradas para no generar Potencia Activa hasta que sean activadas por el Operador del Sistema; y/o,

b) Todo o parte de la reserva terciaria.

19. PROVEEDORES DE RESERVA

a) Se consideran como Proveedores de Reserva Primaria, a los siguientes:

a.1) Las nuevas Centrales de Generación de Electricidad clasificadas como de tipo C y D, de acuerdo con el Numeral 6 del presente Código; y, las nuevas Centrales de Generación de Electricidad clasificadas como de tipo B de Potencia Nominal igual o mayor a 5 MW;

a.2) Las Unidades de Generación de electricidad existentes identificadas como aptas para funcionar en modo sensible a la Frecuencia (modo MRPF) durante el relevamiento especificado en el Código de Conexión;

a.3) Las instalaciones de demanda conectadas al SNI cuya capacidad para funcionar en modo sensible a la Frecuencia (modo MRPF), fue comprobada con las pruebas de conformidad definidas en el Numeral 53; y,

a.4) Equipamiento operando en el sistema de potencia, con la capacidad de proporcionar servicios complementarios, tales como la provisión de reserva, que no constituye Unidades de Generación. Este equipamiento debe garantizar una disponibilidad continua de reserva durante periodos de suministro determinados por el Operador del Sistema.

b) Se consideran como Proveedores de Reserva para RSF incluidos en la Reserva Rodante los siguientes:

b.1) Las nuevas Centrales de Generación de Electricidad síncronas clasificadas como de tipo C y D, de acuerdo con el Numeral 6 del presente Código;

b.2) Las Unidades o Centrales de Generación de Electricidad síncronas existentes que cumplan con las especificaciones previstas en el Código de Conexión para llevar a cabo el AGC, según el relevamiento especificado en la parte concerniente a la adecuación de Centrales de Generación de Electricidad públicas en operación del mismo cuerpo regulatorio;

b.3) Las Unidades o Centrales de Generación de Electricidad existentes despachadas, que son capaces de responder con una velocidad de toma de carga mayor a 20 [MW/min], y de ajustar una consigna de Potencia Activa desde el límite máximo de regulación al límite mínimo de regulación y viceversa en un tiempo máximo de quince (15) minutos, conforme a las consignas solicitadas al Proveedor de Reserva por el Operador del Sistema; y,

b.4) Equipamiento operando en el sistema de potencia, con la capacidad de proporcionar servicios complementarios, tales como la provisión de reserva, que no constituye Unidades de Generación. Este equipamiento debe garantizar una disponibilidad continua de reserva durante periodos de suministro determinados por el Operador del Sistema.

c) Se consideran Proveedores de Reserva secundaria, incluidos en la Reserva Fría, a las Unidades o Centrales de Generación de Electricidad que están apagadas y disponibles, y que tienen la

capacidad de cumplir con lo previsto en el Código de Conexión con respecto a los tiempos de arranque autónomos y con las especificaciones para llevar a cabo el AGC. Es decir, una vez arrancadas son capaces de responder con una velocidad de toma de carga mayor a 20 [MW/min] cuando reciban las consignas enviadas automáticamente al Proveedor de Reserva por el AGC del Operador del Sistema;

d) Se consideran Proveedores de Reserva Secundaria para RSF manual, incluidos en la Reserva Fría, a las Unidades o Centrales de Generación de Electricidad que están apagadas y disponibles, que son capaces de arrancar en un tiempo menor a diez (10) minutos y responder con una velocidad de toma de carga mayor a 20 [MW/min], y cuya generación de Potencia Activa pueda ser controlada manualmente por el Operador del Sistema.

e) Se consideran como Proveedores de Reserva terciara incluidos en la Reserva Rodante, a las Unidades de Generación de electricidad existentes que se encuentran generando y que son capaces de ajustar en un plazo mayor de quince (15) minutos y máximo de treinta (30) minutos, una consigna de Potencia Activa conforme a las instrucciones proporcionadas al Proveedor de Reserva por el Operador del Sistema, dentro de un intervalo de Potencia Activa acordado entre el Proveedor de Reserva y el Operador del Sistema;

f) Se consideran como Proveedores de Reserva terciara los Proveedores de Reserva que se encuentran apagados y disponibles y que son capaces de ajustar en un plazo de treinta (30) minutos una consigna de Potencia Activa, conforme a las instrucciones proporcionadas al Proveedor de Reserva por el Operador del Sistema; y,

g) Se consideran Proveedores de Reserva para la Regulación Terciaria de Frecuencia a las instalaciones de demanda conectadas al Sistema Nacional Interconectado, las cuales están integradas a un sistema de desconexión de cargas manual. Este sistema de desconexión ha sido definido por el Operador del Sistema como apto para ser utilizado como Reserva Terciaria.

20. REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA

El objetivo de este proceso es restablecer el Desvío de Frecuencia dentro del rango del Desvío Máximo de Frecuencia en Régimen Permanente definido en el Numeral 45, en un tiempo menor que el tiempo de activación completa de la reserva primaria definido en el Numeral 22.2.

21. DIMENSIONAMIENTO DE RESERVA PRIMARIA

21.1. Determinación

El Operador del Sistema se encargará de determinar la cantidad de reserva primaria necesaria para llevar a cabo la RPF en el SNI, tanto operando de forma sincronizada con los sistemas eléctricos de los países vecinos como también aislado de los mismos, observando lo establecido en el presente Código y en el Procedimiento de Aplicación para la gestión de reservas de Frecuencia.

La capacidad de reserva primaria requerida de los Proveedores de Reserva se definirá de acuerdo con el Procedimiento de Aplicación para la gestión de reservas de Frecuencia aprobado por la Agencia de Regulación y Control Competente a propuesta del Operador del Sistema. Esta

capacidad de reserva primaria corresponde a la variación de Potencia Activa que se necesita de los Proveedores de Reserva.

21.2. Diferencias detectadas

El Operador del Sistema efectuará la evaluación del cumplimiento de la Reserva para RPF, sobre la base de los análisis que serán parte del Procedimiento de Aplicación para la gestión de reservas de Frecuencia.

Si las reservas identificadas por el Operador del Sistema difieren de los valores obtenidos en aplicación a lo establecido en 21.1, el Operador del Sistema proporcionará a la Agencia de Regulación y Control Competente, los elementos técnicos y económicos que justifiquen su decisión.

21.3. Gestión de reservas de Frecuencia

Para cada período lluvioso (abril-septiembre) y seco (octubre-marzo), el Operador del Sistema comunicará a los Proveedores de Reserva la cantidad requerida de Reserva para RPF, en las fechas y de acuerdo con los formatos establecidos en el Procedimiento de Aplicación para la gestión de reservas de Frecuencia.

Para las zonas temporalmente aisladas, el Operador del Sistema determinará previamente la capacidad de reserva necesaria para regulación.

22. RESPONSABILIDADES DEL OPERADOR DEL SISTEMA CON RESPECTO A LA RPF

22.1. Instrucciones en Tiempo Real

El Operador del Sistema puede enviar instrucciones en Tiempo Real a los Proveedores de Reservas para modificar la capacidad de Reserva para RPF requerida de un Proveedor de Reserva, según las necesidades del SNI en la medida en que el Proveedor de Reserva tenga capacidad disponible.

22.2. Características de la RPF

El Operador del Sistema verificará que la RPF se ajuste a las características indicadas en la Tabla 2 siguiente.

Características	Valor
Insensibilidad de respuesta a la Frecuencia	10 [mHz]
Banda Muerta de Respuesta a la Frecuencia	Entre 0 y ±20 [mHz]
Tiempo de activación completa de la Reserva Primaria	30 [s]
Desvío de Frecuencia a efectos de activación completa de la Reserva Primaria	± 200 [mHz]
Estatismo	Entre 3 y 8 [%]

Tabla 2. Propiedades de la Regulación Primaria de Frecuencia.

Para los valores de Banda Muerta de Respuesta a la Frecuencia y Estatismo indicados en la Tabla 2, el Operador del Sistema definirá los valores de ajuste para los Proveedores de Reserva dentro de los rangos establecidos, con base a los criterios incluidos en el Procedimiento de Aplicación para la gestión de reservas de Frecuencia.

22.3. Verificación

El Operador del Sistema verificará que la reacción combinada de reserva primaria del SNI cumpla los siguientes requisitos destinados a garantizar la efectividad y la rapidez de la respuesta de la reserva primaria de Frecuencia ante en situaciones de variabilidad en la Frecuencia del sistema:

a) La activación de la reserva primaria debe iniciarse, luego de un Desvío de Frecuencia, dentro del tiempo máximo establecido en el Código de Conexión y en el menor tiempo posible;

b) En casos de Desvío de Frecuencia igual o superior a 200 [mHz], se deberá suministrar, en un plazo máximo de quince (15) segundos, al menos el 50 % de la capacidad total de reserva primaria;

c) Para Desvíos de Frecuencia igual o superiores a 200 [mHz], el suministro del 100 % de la capacidad total de reserva primaria deberá realizarse en un plazo máximo de treinta (30) segundos;

d) En situaciones de Desvío de Frecuencia igual o superior a 200 [mHz], la activación de la capacidad total de reserva primaria deberá aumentar, como mínimo, de manera lineal entre los quince (15) y los treinta (30) segundos; y,

e) Para Desvíos de Frecuencia inferiores a 200 [mHz], la capacidad correspondiente de reserva primaria de Frecuencia activada será, como mínimo, proporcional, siguiendo un comportamiento en el tiempo similar al previsto en los literales a) hasta d) del presente Numeral.

23. OBLIGACIONES DE LOS PROVEEDORES DE RESERVA CON RESPECTO A LA RPF

Los Proveedores de Reserva primaria definidos en el literal a) del Numeral 19 deberán observar lo siguiente:

a) Los Proveedores de Reserva primaria que poseen Unidades de Generación garantizarán la disponibilidad continua de reserva primaria en sus Unidades de Generación despachadas, con una capacidad al menos igual al porcentaje de P_{max} requerido por el Operador del Sistema en la fase de programación diaria, semanal o de 24 meses y. Este porcentaje de reserva primaria será determinando en función de la Potencia Nominal de la Unidad de Generación

b) Los Proveedores de Reserva primaria que proveen reserva que no son Unidades de Generación, garantizarán la disponibilidad continua de reserva primaria por la capacidad de reserva primaria comprometida y en los periodos de suministro determinados por el Operador del Sistema. Esta definición se hará a más tardar en la fase de programación semanal y diaria.

c) Los Proveedores de Reserva deberán cumplir los requisitos definidos en los Numerales 51 y 53.

d) Cada Proveedor de Reserva primaria informará lo antes posible al Operador del Sistema de las variaciones en la disponibilidad real, total o parcial, de su instalación proveedora de reserva primaria, que sea relevante para los requisitos.

e) Cada Proveedor de Reserva primaria pondrá a disposición del Operador del Sistema, como mínimo, la siguiente información:

e.1) El estado operativo, con estampa de tiempo, que indique si la reserva primaria está disponible o no;

e.2) Los datos de Potencia Activa, con estampa de tiempo, necesarios para verificar la activación de reserva primaria, incluida la Potencia Activa instantánea, con estampa de tiempo;

e.3) Los datos de Frecuencia en el Punto de Conexión, con estampa de tiempo, necesarios para verificar la activación de reserva primaria;

e.4) El Estatismo del regulador de velocidad, la Banda Muerta de Respuesta a la Frecuencia y el modo de operación en Unidades de Generación de Centrales de Generación de Electricidad proveedoras de Reserva de RPF de tipo B, C y D, teniendo en cuenta las exigencias especificadas en el Código de Conexión.

24. REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA

El objetivo de la RSF es restablecer el equilibrio de Potencia Activa entre la generación y la demanda dentro del SNI, mediante la activación de la Reserva Secundaria. Esto permite restablecer la Frecuencia del SNI a su valor nominal, así como el flujo total de Potencia Activa de las interconexiones síncronas con cada país a su valor programado a través del Control del Intercambio.

En Tiempo Real, el desbalance de Potencia Activa entre la generación y la demanda dentro del SNI está medido por el ACE.

En caso de un desbalance brusco de Potencia Activa, como la pérdida de generación o carga, el objetivo de la RSF es restablecer el ACE en una banda de tolerancia alrededor de cero en un tiempo menor al Tiempo de Recuperación de la Frecuencia definido en el Numeral 45 (15 minutos).

El Operador del Sistema utilizará el AGC para la RSF del SNI, así como para el Control de Frecuencia del Sistema Interconectado Nacional y para el control de los intercambios internacionales.

La Agencia de Regulación y Control Competente, a través de la normativa que regula las transacciones comerciales en el sector eléctrico, podrá establecer un mecanismo de remuneración de los Proveedores de Reserva secundaria, en el que se podrá contemplar las dos componentes del servicio prestado: Reserva de Potencia Activa para la RSF, energía generada para corregir la Frecuencia.

25. DIMENSIONAMIENTO DE RESERVA SECUNDARIA

25.1. Determinación y gestión de reservas

El Operador del Sistema determinará para cada período lluvioso (abril-septiembre) y seco (octubre-marzo), la reserva de potencia necesaria para realizar la RSF, en las fechas y formatos establecidos en el Procedimiento de Aplicación para la gestión de reservas de Frecuencia.

La asignación de la Reserva para RSF a los Proveedores de Reserva se definirá de acuerdo con el Procedimiento de Aplicación para la gestión de reservas de Frecuencia aprobado por la Agencia de Regulación y Control Competente a propuesta del Operador del Sistema. La capacidad de

reserva secundaria (incremento/decremento de Potencia Activa) definida para el SNI debe ser igual, como mínimo, al mayor desequilibrio de Potencia Activa que pueda resultar del desbalance entre generación y demanda producido por una Contingencia que ocurra durante el Estado Operativo Normal y que involucra la pérdida de un componente del SNI que lleve al sistema a un Estado Operativo de Alerta.

25.2. Diferencias detectadas

El Operador del Sistema efectuará la evaluación del cumplimiento de la Reserva para RSF, sobre la base de los análisis que serán parte del Procedimiento de Aplicación para la gestión de reservas de Frecuencia.

Si las reservas identificadas por el Operador del Sistema difieren de los valores obtenidos en aplicación a lo establecido en 25.1, el Operador del Sistema proporcionará a la Agencia de Regulación y Control Competente los elementos técnicos y económicos que justifiquen su decisión.

26. RESPONSABILIDADES DEL OPERADOR DEL SISTEMA CON RESPECTO A LA RSF

Con relación a la regulación secundaria de Frecuencia, le corresponde al Operador del Sistema:

a) El Operador del Sistema, en la fase de programación diaria deberá asignar la reserva secundaria entre los Proveedores de Reserva secundaria rodante y fría, de acuerdo con el Procedimiento de Aplicación para la gestión de reservas de Frecuencia.

b) El Operador del Sistema definirá, como mínimo, los siguientes requisitos para los proveedores de Reserva Rodante integrados al AGC: tiempo de activación completa de la reserva secundaria automática que no excederá el valor de quince (15) minutos; disponibilidad de reserva secundaria, velocidad de toma de carga descarga mayor a 20 [MW/min], y más requisitos técnicos que deben cumplir los Proveedores de Reserva. Estos requisitos podrán ser complementados y/o actualizados, cuando corresponda, por parte del Operador del Sistema.

c) El Operador del Sistema puede enviar instrucciones en Tiempo Real a los Proveedores de Reserva secundaria rodante integrados al AGC, para modificar el intervalo de repuesta del sistema.

d) El Operador del Sistema puede enviar instrucciones en Tiempo Real a los Proveedores de Reserva secundaria rodante y fría no integrados al AGC, para que dicho Proveedor de Reserva proporcione la consigna de Potencia Activa.

27. OBLIGACIONES DE LOS PROVEEDORES DE RESERVA CON RESPECTO A LA RSF

27.1. Requisitos técnicos

Los Proveedores de Reserva secundaria deben cumplir, como mínimo, con los siguientes requisitos técnicos:

a) Mantener la Reserva para RSF de conformidad con el Valor de Consigna recibido del Operador del Sistema;

b) El retardo de activación de la reserva secundaria automática de los Proveedores de Reserva secundaria automáticas no debe exceder de treinta (30) segundos;

c) Los Proveedores de Reserva secundaria automática serán capaces de activar su capacidad de reserva completa en reserva secundaria automática dentro del tiempo de activación completa de la reserva secundaria automática (15 minutos);

d) En caso de que el Operador del Sistema lo requiera, los Proveedores de Reserva secundaria manual podrán activar su capacidad de reserva completa en reserva secundaria manual dentro de un tiempo de activación menor al Tiempo de Recuperación de la Frecuencia definido en el Numeral 45 (15 minutos);

e) Los Proveedores de Reserva secundaria cumplirán la disponibilidad de reserva secundaria definida por el Operador del Sistema;

f) Los Proveedores de Reserva secundaria cumplirán los requisitos establecidos para participar en el AGC indicados en el Código de Conexión y en las pruebas de AGC realizadas por el Operador del Sistema; y,

g) Los Proveedores de Reserva secundaria cumplirán con los requisitos para la supervisión y control en Tiempo Real, por parte del Operador del Sistema, conforme la normativa específica sobre la materia.

27.2. Obligaciones

a) Cada Proveedor de Reserva secundaria:

a.1) Velará por que sus instalaciones Proveedoras de reserva secundaria cumplan los requisitos técnicos mínimos de la reserva secundaria, los requisitos de disponibilidad de reserva secundaria y los requisitos establecidos para participar en el AGC indicados en el Código de Conexión; e,

a.2) Informará lo antes posible al Operador del Sistema sobre la activación de reservas y toda reducción de la disponibilidad real de su instalación o de una parte de esta última.

b) Los Proveedores de Reserva secundaria deberán cumplir los requisitos definidos en el Numeral 51.

c) Los Proveedores de Reserva secundaria velarán por que se pueda supervisar la activación de la reserva secundaria de las unidades proveedoras de reserva secundaria. A tal fin, estarán en condiciones de facilitar señales en Tiempo Real al Operador del Sistema, de acuerdo a lo solicitado en el Código de Conexión, en el Punto de Conexión o en otro punto de interacción acordado con el Operador del Sistema, sobre al menos las siguientes señales:

c.1) Mediciones de Potencia Activa y Reactiva;

c.2) Indicaciones de interruptores de Generadores;

c.3) Señales de control de Potencia Activa; y,

c.4) Lógicas de control para envío de señales de control de Potencia Activa.

28. REGULACIÓN TERCIARIA DE FRECUENCIA

El objetivo de la Regulación Terciaria de Frecuencia (RTF) es recuperar en Tiempo Real la capacidad de reserva secundaria para realizar la RSF.

La reserva terciaria debe ser dimensionada como mínimo para recuperar la reserva secundaria rodante.

29. RESPONSABILIDADES DEL OPERADOR DEL SISTEMA CON RESPECTO A LA RTF

Con relación a la regulación terciaria de Frecuencia, le corresponde al Operador del Sistema:

a) El Operador del Sistema dimensionará la reserva terciaria para cada período lluvioso (abril-septiembre) y seco (octubre-marzo), en las fechas y formatos establecidos en el Procedimiento de Aplicación para la gestión de reservas de Frecuencia, asegurándose de cumplir con los requisitos siguientes:

   a.1) La capacidad de reserva positiva en reserva terciaria será suficiente para recuperar la capacidad necesaria de reserva secundaria positiva; y,

   a.2) La capacidad de reserva negativa en reserva terciaria será suficiente para recuperar la capacidad necesaria de reserva secundaria negativa.

b) El Operador del Sistema, deberá definir en la fase de programación semanal, la asignación de reserva terciaria entre los Proveedores de Reserva terciaria rodante y fría de acuerdo con el Procedimiento de Aplicación para la gestión de reserva de Frecuencia aprobado por la Agencia de Regulación y Control Competente a propuesta del Operador del Sistema;

c) El Operador del Sistema puede enviar instrucciones en Tiempo Real a los Proveedores de Reserva terciaria rodante y fría para proporcionar una consigna de Potencia Activa; y,

d) El Operador del Sistema efectuará la evaluación del cumplimiento de la reserva para RTF, sobre la base de los análisis que serán parte del Procedimiento de Aplicación para la gestión de reservas de Frecuencia. Si las reservas identificadas por el Operador del Sistema difieren de los valores obtenidos en aplicación a lo establecido en este Numeral, el Operador del Sistema proporcionará a la Agencia de Regulación y Control Competente, los elementos técnicos y económicos que justifiquen su decisión.

30. OBLIGACIONES DE LOS PROVEEDORES DE RESERVA CON RESPECTO A LA RTF

30.1. Requisitos técnicos

Los Proveedores de Reserva terciaria cumplirán los siguientes requisitos técnicos mínimos:

a) Los Proveedores de Reserva terciaria activarán la reserva terciaria de conformidad con el Valor de Consigna recibido del Operador del Sistema;

b) Los Proveedores de Reserva terciaria activarán la capacidad de reserva completa en reserva terciaria sin exceder treinta (30) minutos;

c) Los Proveedores de Reserva terciaria desactivarán la reserva terciaria de conformidad con el Valor de Consigna recibido del Operador del Sistema; y,

d) Los Proveedores de Reserva terciaria cumplirán los requisitos de disponibilidad de reserva terciaria.

30.2. Obligaciones

a) Cada Proveedor de Reserva terciaria informará lo antes posible al Operador del Sistema sobre toda reducción de la disponibilidad real de su instalación o de una parte de esta última;

b) Los Proveedores de Reserva terciaria deberán cumplir los requisitos definidos en el Numeral 51; y,

c) Los Proveedores de Reserva terciaria velarán por que se pueda supervisar la activación de la reserva terciaria de las unidades proveedoras de reserva terciaria. A tal fin, estarán en condiciones de facilitar mediciones en Tiempo Real al Operador del Sistema, en el Punto de Conexión o en otro punto de interacción acordado con el Operador del Sistema, sobre:

c.1) La generación de Potencia Activa programada, con estampa de tiempo; y,

c.2) La Potencia Activa instantánea, con estampa de tiempo.

CAPÍTULO IV. REGULACIÓN DEL VOLTAJE

31. OBLIGACIONES DEL OPERADOR DEL SISTEMA PARA LA REGULACIÓN DEL VOLTAJE

Con relación a la regulación de voltaje, le corresponde al Operador del Sistema:

a) El Operador del Sistema hará todo lo posible para que el voltaje se mantenga, en régimen permanente, dentro de las bandas de operación normal en los Puntos de Conexión del SNI y en los elementos del SNT, considerando los rangos especificados en el Numeral 46;

b) El Operador del Sistema, en coordinación con los Operadores de Red de transmisión y con los Operadores de Red de distribución conectados al SNI, deberá elaborar estudios puntuales para establecer rangos de voltaje más amplios más allá de los umbrales definidos de conformidad con los Numerales 46.1 y 46.2;

c) Los estudios puntuales referidos en el apartado inmediato anterior deberán ser presentados por el Operador del Sistema a la Agencia de Regulación y Control Competente, para su aprobación. En el informe que se presente para aprobación de la Agencia, corresponderá al Operador del Sistema incluir las acciones para superar los desvíos de voltaje, así como los plazos y los responsables; y,

d) El Operador del Sistema efectuará el seguimiento a efectos de que los PMSE y Cargas Especiales cumplan, en los Puntos de Conexión con el SNT, con los valores de Factor de Potencia especificados en el Numeral 46.

32. REGULACIÓN DEL VOLTAJE Y GESTIÓN DE LA POTENCIA REACTIVA

Le corresponde al Operador del Sistema, lo siguiente:

a) Si el voltaje en un Punto de Conexión del SNI o un elemento del SNT se sitúa fuera de los rangos establecidos por el Operador del Sistema de conformidad con el Numeral 16 y con las obligaciones del Numeral 31 del presente Código, el Operador del Sistema aplicará medidas

correctivas para controlar el voltaje y gestionar la Potencia Reactiva de conformidad con el literal c) del Numeral 13.1, a fin de restablecer el voltaje dentro de los rangos establecidos por el Operador del Sistema y como mínimo de reponer el voltaje del Punto de Conexión o del elemento del SNT en el rango y en el tiempo previstos en el Numeral 46 o en los estudios previstos en el literal b) del Numeral;

b) En su análisis de la Seguridad de la Operación, el Operador del Sistema tendrá en cuenta los valores de voltaje en los que pueden desconectarse los PMSE o Cargas Especiales conectadas a la red de transmisión de conformidad con el Código de Conexión para los nuevos PMSE y de acuerdo con el relevamiento especificado en la parte concerniente a la adecuación de Centrales de Generación de Electricidad públicas en operación del mismo cuerpo regulatorio;

c) El Operador del Sistema definirá y mantendrá, en la medida de lo posible y del equipamiento disponible, una Reserva de Potencia Reactiva, que le permita cumplir de manera permanente con los requisitos previsto en el literal a) del presente Numeral;

d) El Operador del Sistema establecerá juntamente con los Operadores de sistemas de los países con que se interconecta el SNI, y sobre la base de la normativa supranacional que regula las transacciones internacionales de electricidad, los umbrales de voltaje para garantizar el cumplimiento de los límites comunes de Seguridad de la Operación;

e) El Operador del Sistema tendrá derecho a usar todos los recursos disponibles de Potencia Reactiva de los Operadores de Red de transmisión y distribución, así como de otros PMSE en el SNI, para gestionar eficazmente la Potencia Reactiva y mantener los rangos de voltaje establecidos en el Numeral 16. Esto incluye, como mínimo, los rangos y tiempos previstos en el Numeral 46 o en los estudios mencionados en el literal b) del Numeral 31. En el caso de PMSE conectados a una red de distribución, las acciones operativas deberán coordinarse con el Operador de Red de esta última;

f) El Operador del Sistema coordinará la operación con los Operadores de Red de transmisión o distribución, así como con cualquier otro PMSE pertinente, para gestionar los recursos de Potencia Reactiva dentro del SNI. Esto incluye acciones como el bloqueo del control automático del voltaje, la reducción del voltaje y la desconexión de la demanda por bajo voltaje. El objetivo es mantener los Límites de Seguridad de la operación y prevenir un colapso de voltaje del SNI;

g) El Operador del Sistema determinará las medidas de Control del Voltaje en coordinación con los Operadores de Red de transmisión y distribución, así como con los otros PMSE; y,

h) Cuando sea pertinente para el Control del Voltaje y la gestión de la Potencia Reactiva del SNI, el Operador del Sistema podrá solicitar a un PMSE o Carga Especial conectados a una red de distribución, en coordinación con el Operador de Red de esta última, que acaten las instrucciones de Control del Voltaje.

33. OBLIGACIONES DE LOS PMSE CON RELACIÓN A LA REGULACIÓN DEL VOLTAJE Y GESTIÓN DE LA POTENCIA REACTIVA

Le corresponde a cada PMSE, lo siguiente:

a) Cada PMSE y Carga Especial que sea una instalación de demanda conectada al SNI, deberá cumplir, en el Punto de Conexión, con un Factor de Potencia de conformidad con lo establecido en el Numeral 46;

b) Cada Operador de Red de distribución conectado al SNI deberá cumplir, en el Punto de Conexión, tanto en situaciones de inyección como de retiro, con un Factor de Potencia de conformidad con establecido en el Numeral 46;

c) Para garantizar el cumplimiento de las bandas de voltaje y del Factor de Potencia establecidos, cada PMSE o Carga Especial conectado al SNI debe utilizar los elementos de compensación reactiva necesarios para cumplir con los estándares de calidad de servicio requeridos;

d) Los PMSE existentes que sean Unidades de Generación conectadas al SNT, capaces de participar en la regulación de voltaje, están obligados a participar en el Control del Voltaje de acuerdo con las instrucciones del Operador del Sistema; y,

e) La Agencia de Regulación y Control Competente establecerá un mecanismo para el tratamiento de los incumplimientos de los PMSE y Cargas Especiales, a las disposiciones del presente Numeral.

CAPÍTULO V. GESTIÓN DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO

34. CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO

34.1. Condiciones de cálculo

El Operador del Sistema calculará anualmente las corrientes de cortocircuito para condiciones de máxima y mínima generación, con la finalidad de que los PMSE verifiquen:

a) La corriente de cortocircuito máxima, a fin de que se asegure que la capacidad nominal de los disyuntores y otros equipos de los Operadores de Red de transmisión y distribución, y de los PMSE, no sea superada; y

b) La corriente de cortocircuito mínima para el correcto funcionamiento de los equipos de protección.

El Operador del Sistema determinará la corriente de cortocircuito de conformidad con el estándar IEC 60909, o la que la sustituya.

34.2. Análisis de seguridad

Si en el análisis de seguridad se establece un riesgo de exceder la corriente de cortocircuito máxima de los equipos, que afecte a la seguridad de las personas o los bienes, el Operador del Sistema aplicará, en coordinación con el PMSE de ser el caso, medidas preventivas de conformidad con el Numeral 13 para reducir la corriente de cortocircuito a valores aceptables.

35. CÁLCULO DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO Y MEDIDAS CONEXAS

35.1. Ejecución de los cálculos

El Operador del Sistema realizará cálculos de la corriente de cortocircuito para evaluar el impacto del SNT y de las redes de distribución conectadas al SNT en los niveles de la corriente de cortocircuito del SNI. Si una red de distribución conectada al SNT tiene un impacto en los niveles de la corriente de cortocircuito, esta se incluirá en los cálculos de la corriente de cortocircuito del SNI.

35.2. Consideraciones para el cálculo

Para realizar los cálculos de la corriente de cortocircuito, el Operador del Sistema deberá:

a) Usar los datos más precisos y de mayor calidad disponibles;

b) Tener en cuenta las normas internacionales, incluida la aplicación del estándar IEC 60909, o su sucesora; y,

c) Tomar como base de los cálculos de la corriente de cortocircuito máxima las condiciones operativas que proporcionen el mayor nivel posible de corriente de cortocircuito, incluyendo la corriente de cortocircuito de otras redes de transmisión y redes de distribución, así como de los países interconectados.

35.3. Desvío respecto a límites

El Operador del Sistema aplicará medidas operativas y de otra índole para evitar el desvío respecto a los límites máximos y mínimos de corriente de cortocircuito a los que se refiere el Numeral 34, en todos los horizontes temporales y respecto a todos los equipos de protección. De producirse dicho desvío, el Operador del Sistema activará medidas correctivas o aplicará otras medidas destinadas a garantizar el restablecimiento de los límites a que se refiere el Numeral 34. Solo se permitirán desviaciones de dichos límites durante maniobras.

CAPÍTULO VI. GESTIÓN DE LOS FLUJOS DE POTENCIA

36. LÍMITES DE LOS FLUJOS DE POTENCIA

El Operador del Sistema supervisará y controlará, con los medios disponibles, que los flujos de potencia se mantengan dentro de los Límites de Seguridad de la operación definidos para el Estado Operativo Normal de acuerdo a las políticas de seguridad definidas en la planificación y programación, conforme a lo indicado en el Numeral 9.

En la $S_{ituación}\ n-1$, el Operador del Sistema supervisará y controlará que los flujos de potencia se mantengan dentro de los límites establecidos por el propietario del equipo y podrán alcanzar Sobrecargas Temporales Admisibles a que se refiere el literal c) del Numeral 16.1, preparando medidas correctivas de conformidad con el Numeral 13 con miras a su aplicación y ejecución dentro del plazo permitido para las Sobrecargas Temporales Admisibles.

CAPÍTULO VII. ANÁLISIS Y GESTIÓN DE CONTINGENCIAS

37. LISTAS DE CONTINGENCIAS

37.1. Elaboración de la Lista de Contingencias

El Operador del Sistema establecerá una Lista de Contingencias para el SNI, evaluando si alguna de estas Contingencias pone en peligro la Seguridad de la Operación del SNI, considerando la probabilidad de ocurrencia y severidad. La Lista de Contingencias incluirá las Contingencias Sencillas y las Contingencias Críticas. Los criterios para categorizar las Contingencias serán establecidos en un Procedimiento de Aplicación, a propuesta del Operador del Sistema y para aprobación de la Agencia de Regulación y Control Competente.

Para elaborar la Lista de Contingencias, el Operador del Sistema clasificará cada Contingencia como sencilla o crítica. Los Operadores de Red de transmisión, cada Operador de Red de distribución y cada PMSE o Carga Especial conectado al SNI, proporcionarán al Operador del Sistema toda la información relevante para el análisis de Contingencias, incluida la información en Tiempo Real.

37.2. Entrega de información

El Operador del Sistema verificará que los PMSE cumplan con la entrega de la información en Tiempo Real conforme lo establecido en la Regulación sobre la supervisión y control en tiempo real del SNI, que permita la convergencia de los cálculos de los flujos de potencia realizados en el análisis de Contingencias.

37.3. Publicación

La Lista de Contingencias será elaborada y publicada por el Operador del Sistema, hasta el último día laborable de marzo y septiembre de cada año, y será aplicable para cada período lluvioso y seco, respectivamente.

38. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

Para el efecto, el Operador del Sistema deberá considerar lo siguiente:

a) El Operador del sistema realizará el análisis de Contingencias en el SNI para determinar las Contingencias que pongan o puedan poner en peligro la Seguridad de la Operación del SNI y definirá las medidas correctivas que puedan ser necesarias para resolverlas, en la medida de lo posible y con los recursos disponibles. Este análisis de Contingencias será realizado en el Despacho Económico, en la Operación en Tiempo Real y cuando el Operador del Sistema lo considere necesario.

b) El Operador del Sistema identificará las posibles desviaciones con respecto a los Límites de Seguridad de la operación en el SNI y las consecuencias admitidas en caso de una Contingencia sencilla definida en la Lista de Contingencias. Además, velará, en la medida de lo posible y con los recursos disponibles, por evitar que estas desviaciones comprometan la Seguridad de la Operación del SNI.

c) El Operador del Sistema realizará análisis de Contingencias sobre la base de las previsiones de los datos operativos y de los datos operativos en Tiempo Real del SNI. El punto de partida

del análisis de Contingencias en la $S_{ituación}\ n$ será la topología relevante del SNI, que incluirá las indisponibilidades planificadas en las fases de programación de la operación.

39. GESTIÓN DE CONTINGENCIAS

39.1. Riesgos asociados

El Operador del Sistema evaluará los riesgos asociados a las Contingencias de la lista a la que se refiere el Numeral 37 y si el SNI puede mantenerse dentro de los Límites de Seguridad de la operación.

Cuando el Operador del Sistema determine que los riesgos asociados a una Contingencia Sencilla son tan significativos, o que existe un riesgo de propagación de una Perturbación al SNI, preparará y activará medidas correctivas lo antes posible.

39.2. Medidas correctivas

En caso de que se produzca una $S_{ituación}\ n-1$ debida a una Contingencia Sencilla, el Operador del Sistema activará, en medida de lo posible y con los recursos disponibles, medidas correctivas a fin de que el SNI recupere el Estado Operativo Normal lo antes posible y que esta $S_{ituación}\ n-1$ se convierta en la nueva $S_{ituación}\ n$.

39.3. Excepción al cumplimiento del Criterio n-1

No se exigirá al Operador del Sistema que cumplan el $C_{riterio}\ n-1$ en las siguientes situaciones:

a) Durante secuencias de maniobras;
b) Durante el período necesario para preparar y activar las medidas correctivas;
c) Cuando no se disponga de recursos suficientes para evitar la afectación;
d) Durante la realización de trabajos de Mantenimientos.

CAPÍTULO VIII. PROTECCIONES ELÉCTRICAS

40. REQUISITOS GENERALES

40.1. Gestión del SNI con sistemas de protección

El Operador del Sistema, en coordinación con los PMSE, gestionará el SNI con sistemas de protección principales y, cuando sea posible, redundantes, que permitan evitar de manera automática la propagación de Perturbaciones, que puedan poner en peligro la Seguridad de la Operación del SNI.

40.2. Criterios y filosofía de los sistemas de protección

Los Operadores de Red de transmisión y distribución, y demás PMSE remitirán al Operador del Sistema la información sobre los criterios y filosofía de los sistemas de protección aplicado a sus instalaciones, al menos una vez cada cinco (5) años. Esta información será consolidada por el Operador del Sistema y puesta a disposición de todos los PMSE.

Como mínimo una vez cada cinco (5) años, o cuando el Operador del Sistema, Operadores de Red de transmisión o distribución, o los otros PMSE lo consideren necesario, de forma coordinada se revisarán los criterios y filosofía de los sistemas de protección y los actualizarán,

con el fin de garantizar el correcto funcionamiento de los equipos de protección y mantener la Seguridad de la Operación del SIN.

Cuando sea pertinente, y se identifique la necesidad de modificar los parámetros del sistema de protecciones relacionados con tiempos críticos, a nivel sistémico, el Operador del Sistema especificará los Valores de Consigna para los sistemas de protección principales y, cuando sea posible, redundantes del SNI, que garanticen un despeje de Fallas fiable, rápido y selectivo, especialmente para minimizar la presencia de Eventos en cascadas en el SNI.

40.3. Ajustes a los sistemas de protección

Los PMSE implementarán los ajustes y los Valores de Consigna especificados por el Operador del Sistema en los equipos de protección de su propiedad, de acuerdo a lo establecido en el punto inmediato anterior, dentro de los plazos definidos en conjunto con el Operador del Sistema.

Antes de la entrada en servicio de los sistemas de protección principales y, cuando sea posible, redundantes, así como en caso de modificación o reemplazo de dichos sistemas, el Operador del Sistema, en coordinación con los otros Operadores de sistemas de la Zona Síncrona, determinará los Valores de Consigna de protección. En respuesta a esto, y dependiendo de la propiedad de los sistemas de protección, los Operadores de Red de los sistemas de la Zona Síncrona fijarán o ajustarán los parámetros correspondientes de los sistemas de protección y estarán obligados a informar al Operador del Sistema sobre los cambios implementados en campo por ellos.

El Operador del Sistema analizará los casos de mal funcionamiento del sistema de protección en coordinación con los PMSE pertinentes. Los Operadores de Red de transmisión y distribución, así como los demás PMSE, facilitarán al Operador del Sistema toda la información que este último defina y que sea útil para analizar dichos casos.

Los ajustes realizados a los parámetros de los sistemas de protección se documentarán en actas suscritas por el Operador del Sistema y todos los PMSE involucrados. Estas actas serán registradas por el Operador del Sistema para su posterior verificación.

41. SISTEMAS ESPECIALES DE PROTECCIÓN

41.1. Diseño de sistemas especiales de protección

El Operador del Sistema determinará la necesidad y diseñará sistemas especiales de protección, teniendo en cuenta que:

a) Se asegurará de que dicho sistema especial de protección funciona de forma selectiva, fiable y eficaz;

b) Su diseño se enfocará en evitar Eventos en cascada y para Contingencias Críticas $n-1$ y $n-2$;

c) Al diseñarlo, evaluará las consecuencias en estado estacionario y dinámico del funcionamiento incorrecto para el SNI, teniendo en cuenta el impacto sobre el SNT, las redes de distribución y los PMSE afectados;

d) Verificará que el sistema tenga una fiabilidad comparable y complementaria con los sistemas de protección utilizados para la protección principal de los elementos del SNI;

e) Gestionará el SNI con el sistema especial de protección dentro de los Límites de Seguridad de la operación determinados en el presente Código;

f) Coordinará la implementación de las funciones del sistema especial de protección, los principios de activación y los Valores de Consigna con los Operadores de Red de transmisión y distribución, así como con otros PMSE involucrados;

g) Informará a los PMSE afectados sobre la necesidad de implementar el sistema especial de protección, quienes, basándose en su equipamiento disponible, podrán sugerir mejoras o presentar restricciones a la implementación solicitada; y,

h) Para el diseño e implementación de nuevos sistemas especiales de protección se tendrán en cuenta las inversiones y plazos requeridos, conforme la evaluación realizada.

41.2. Implementación de funciones

Los PMSE, implementarán las funciones del sistema especial de protección definidos con el Operador del Sistema en los equipos de protección de su propiedad o en el sistema especial de protección, conforme las características de estas.

CAPÍTULO IX. SEGURIDAD DINÁMICA

42. SUPERVISIÓN Y EVALUACIÓN DE LA SEGURIDAD DINÁMICA

Le corresponde al Operador del Sistema lo siguiente:

a) El Operador del Sistema supervisará la Seguridad Dinámica del SNI en Tiempo Real, y se apoyará en los estudios realizados fuera de Tiempo Real de conformidad con lo establecido a continuación en el presente Numeral.

b) El Operador del Sistema realizará estudios en el mediano plazo de la Seguridad Dinámica, mediante evaluaciones en estado estacionario y dinámico, como mínimo una vez al año, para definir los Límites de Seguridad y los posibles problemas de Seguridad Dinámica del SNI.

c) El Operador del Sistema realizará estudios en el corto plazo (semanal y diarios) de la Seguridad Dinámica, por periodos de demanda (punta, media y base). El objetivo será suplir la demanda con los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad establecidos. Los criterios de confiabilidad son aquellos considerados en el Plan Maestro de Electricidad, como parte de la planificación de largo plazo.

d) Si el Operador del Sistema detecta un impacto potencial sobre la Estabilidad de Voltaje, Estabilidad de Ángulo del Rotor o Estabilidad de la Frecuencia en el SNI, socializará la metodología y resultados de la evaluación de la Seguridad Dinámica con los Operadores de Red de transmisión y distribución, así como con otros PMSE. Estos últimos proporcionarán los datos necesarios y planificarán medidas correctivas conjuntas destinadas a mejorar la Seguridad Dinámica.

e) Sobre los métodos utilizados en la evaluación de la Seguridad Dinámica, el Operador del Sistema aplicará lo siguiente:

e.1) Si, en lo que respecta a la Lista de Contingencias, los Límites de Seguridad estática se alcanzan antes que los Límites de Seguridad dinámica, el Operador del Sistema basará la evaluación de la Seguridad Dinámica solo en los estudios de Seguridad Dinámica fuera de Tiempo Real, realizados en la fase de programación de la operación a largo plazo;

e.2) Si, en lo que respecta a la Lista de Contingencias y en condiciones de indisponibilidad planificada, los Límites de Seguridad estática y los Límites de Seguridad dinámica se aproximan entre sí o si los Límites de Seguridad dinámica se alcanzan antes que los Límites de Seguridad estática, el Operador del Sistema realizará una evaluación de la Seguridad Dinámica en la fase de programación de la operación del horizonte temporal diario mientras se mantengan estas condiciones; el Operador del Sistema planificará medidas correctivas para su aplicación en el funcionamiento en la Operación en Tiempo Real, si procede; y,

e.3) Si, en lo que respecta a la Lista de Contingencias, el SNI se encuentra en la $S_{ituación}\ n$ y los Límites de Seguridad dinámica se alcanzan antes que los Límites de Seguridad estática, el Operador del Sistema realizará una evaluación de la Seguridad Dinámica en todas las fases de la programación de la operación y revaluará los límites de estabilidad lo antes posible tras detectarse una modificación significativa en la $S_{ituación}\ n$.

43. GESTIÓN DE LA SEGURIDAD DINÁMICA

Si la evaluación de la Seguridad Dinámica indica que se ha producido una vulneración de los Límites de Seguridad dinámica, el Operador del Sistema diseñará, preparará y activará medidas correctivas para mantener la Estabilidad del SNI. Dichas medidas correctivas podrán involucrar a los Operadores de Red de transmisión, a los Operadores de Red de distribución y a los PMSE.

Con relación a los requisitos de Inercia mínima que son relevantes para la Estabilidad de la Frecuencia a nivel del SNI, el Operador del Sistema llevará a cabo un estudio común para determinar si es necesario establecer la Inercia mínima requerida, teniendo en cuenta los costos y los beneficios, así como las posibles alternativas.

El Operador del Sistema evaluará en el funcionamiento en Tiempo Real, la Inercia mínima del SNI, de acuerdo con la metodología definida y los resultados obtenidos de acuerdo con el párrafo inmediato anterior. Además, se encargará de evaluar el cumplimiento de contribución de las Centrales de Generación de Electricidad a la regulación de voltaje y de Frecuencia del sistema.

TÍTULO III. DESEMPEÑO DEL SNI

CAPÍTULO I. REQUISITOS DE DESEMPEÑO DEL SNI APLICABLES

44. CALIDAD DEL SNI

44.1. Equipamiento

Las instalaciones de transmisión deben contar con el equipamiento necesario en todos los puntos del SNT que permitan obtener la información que se requiere, para atender los requerimientos operativos del SNI, así como también aquellos equipos que son necesarios para mantener la seguridad de sus sistemas ante Perturbaciones.

44.2. Calidad de la Frecuencia

La calidad de la Frecuencia en el SNI se evaluará considerando los parámetros siguientes:

a) La Frecuencia nominal;

b) El Rango de Frecuencias Estándar;

c) El Desvío Instantáneo Máximo de Frecuencia;

d) El Desvío Máximo de Frecuencia en Régimen Permanente;

e) El Tiempo de Recuperación de la Frecuencia;

f) El número máximo de minutos por año fuera del Rango de Frecuencias Estándar.

44.3. Calidad del voltaje

La calidad del voltaje en el SNI se evaluará considerando los parámetros siguientes:

a) Nivel de voltaje de conformidad con el Numeral 46;

b) La Severidad del Parpadeo de conformidad con el Numeral 47

c) Contenido Armónico de voltaje de conformidad con el Numeral 47;

d) Balance de voltaje de conformidad con el Numeral 47;

e) Contenido Armónico de corriente de conformidad con el Numeral 47;

44.4. Calidad de servicio

La calidad del servicio de transmisión se evaluará considerando los parámetros siguientes:

a) Continuidad; e,

b) Indisponibilidad.

45. CALIDAD DE LA FRECUENCIA

a) La Frecuencia nominal del SNI es 60 [Hz].

b) Los valores por defecto de los parámetros que definen la calidad de la Frecuencia señalados en el Numeral 44, se presentan en la Tabla 3:

Parámetros	Valor
Rango de Frecuencias Estándar	± 150 [mHz]
Desvío Instantáneo Máximo de Frecuencia	± 500 [mHz]
Desvío Máximo de Frecuencia en Régimen Permanente	± 200 [mHz]
Tiempo de Recuperación de la Frecuencia	15 [minutos]
El número máximo por año de minutos fuera del Rango de Frecuencias Estándar	15000

Tabla 3. Parámetros de definición de la calidad de la Frecuencia.

c) En el caso de una Interconexión Internacional radial, el rango de Frecuencia permitido será el que se encuentre establecido en el país exportador y definido en el acuerdo operativo entre los dos países.

d) En un Estado Operativo de Emergencia, la regulación de Frecuencia en el sistema se ejercerá dentro de los límites de 57.5 – 62 [Hz].

e) Cuando la Frecuencia supere estos límites, el Operador del Sistema deberá documentar las causas. Con este fin, los Operadores de Red de transmisión y distribución, y los demás PMSE, deberán estar en condiciones de informar al Operador del Sistema cualquier inconveniente en su área que influya en las variaciones de Frecuencia fuera de esta banda.

46. CALIDAD DEL VOLTAJE

46.1. Estado Operativo Normal y Estado Operativo de Alerta

En el Estado Operativo Normal y Estado Operativo de Alerta, los rangos máximos de voltaje en las Barras del SNI, se establecen en la Tabla 4:

Voltaje Nominal [kV]	Rango de voltaje [kV]	Rango de voltaje [% de Vn]
500	475.00 – 525.00	0.95 – 1.05
230	218.50 – 241.50	0.95 – 1.05
138	131.10 – 144.90	0.95 – 1.05
69	66.90 – 71.76	0.97 – 1.04

Tabla 4. Rangos máximos de voltaje admisible en Estado Operativo Normal y Estado Operativo de Alerta.

46.2. Estado operativo de Emergencia

En el Estado Operativo de Emergencia, los rangos máximos de voltaje en las Barras del SNI, se establecen en la Tabla 5:

Voltaje Nominal [kV]	Rango de voltaje [kV]	Rango de voltaje [% de Vn]
500	450.00 – 550.00	0.90 – 1.10
230	207.00 – 253.00	0.90 – 1.10
138	124.20 – 151.80	0.90 – 1.10
69	64.86 – 75.90	0.94 – 1.06

Tabla 5. Rangos máximos de voltaje admisible en Estado Operativo de Emergencia.

46.3. Rangos de voltaje de operación

Dentro de los voltajes máximos establecidos en las Tabla 4 y Tabla 5, el Operador del Sistema podrá definir rangos de voltaje de operación en Estado Operativo Normal y de emergencia, para las Barras del SNI, cada dos años, garantizando condiciones de seguridad y calidad en la operación del sistema eléctrico, conforme los Procedimientos de Aplicación.

Los rangos máximos establecidos en las Tabla 4 y Tabla 5 no se aplicarán en el caso de un análisis sobre rangos ampliados, según lo dispuesto en el Numeral 31.

El voltaje máximo permitido en el extremo abierto de las líneas (Efecto Ferranti) será del 1.15 [pu].

El voltaje máximo transitorio permitido en el sistema durante un rechazo de carga será de 1.3 [pu].

46.4. Estadísticas de la variación del voltaje

El Operador del Sistema proporcionará a la Agencia de Regulación y Control Competente, estadísticas de la variación del voltaje en el Punto de Conexión de los PMSE conectados al SNI, en particular el tiempo transcurrido fuera de los rangos de operación normales de acuerdo con este Numeral. El alcance y periodicidad de los informes antes referidos serán definidos en la regulación que norma la calidad del servicio en la transmisión.

46.5. Factor de Potencia

El Factor de Potencia que deben cumplir los PMSE y Cargas en los Puntos de Conexión al SNT debe ser de 0.96 inductivo o superior.

47. CALIDAD DE LA ONDA DEL VOLTAJE Y CORRIENTE

47.1. Preceptos generales

El cumplimiento de la calidad de la onda voltaje y corriente es una corresponsabilidad entre el Operador de Red y los Usuarios de Red. El Operador de Red debe monitorear y controlar la calidad del voltaje en la red para garantizar que se cumpla con los niveles establecidos en el presente Código y demás normativa relacionada. Además, debe tomar medidas para corregir y mitigar problemas que afecten la calidad de la onda de voltaje.

Los Usuarios de Red tienen la responsabilidad de utilizar la red de transporte de electricidad de acuerdo con las disposiciones regulatorias. Los Usuarios de Red deberán implementar las medidas necesarias para evitar que la operación de sus equipos afecte a la calidad de la onda de voltaje y corriente en su punto de conexión.

Los Usuarios de Red también deben garantizar que sus sistemas y equipos estén diseñados y operados de manera compatible con los niveles de calidad establecidos en el presente Código y demás normativa relacionada, en su Punto de Conexión.

La calidad de la onda de voltaje y corriente en el SNI se evaluará en función de los indicadores que se describen a continuación:

a) Parpadeo

   a.1) Indicador de la Severidad del Parpadeo de Corta Duración; y,

   a.2) Indicador de la Severidad del Parpadeo de Larga Duración.

b) Distorsión de voltaje

   b.1) Distorsión Armónica Individual de Voltaje; y,

   b.2) Distorsión Armónica Total de Voltaje.

c) Desbalance de Voltaje

   c.1) Factor de Desequilibrio de Voltaje.

d) Distorsión de corriente

   d.1) Distorsión Armónica Individual de la Demanda; y,

   d.2) Distorsión Total de la Demanda.

e) Desbalance de Corriente

e.1) Factor de Desequilibrio de Corriente.

47.2. Aspectos complementarios

La medición, evaluación, límites de los indicadores, gestión administrativa y de datos, así como los criterios y acciones de control y sanciones relacionados con la Calidad de la Onda del Voltaje y Corriente, están regulados por la normativa que rige la Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión en el Sistema Nacional Interconectado.

Para la actividad de distribución, la medición y evaluación de la Calidad de la Onda del Voltaje y Corriente se llevarán a cabo según la regulación que norma la *Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica*.

48. CALIDAD DEL SERVICIO DE SISTEMA

48.1. Preceptos generales

Las interrupciones a nivel de sistemas de transmisión se evaluarán conforme a los indicadores que se describen a continuación.

a) Continuidad

a.1) Frecuencia Media de Interrupciones de Suministro

a.2) Tiempo Total de Interrupciones de Suministro

b) Indisponibilidad

b.1) Indisponibilidad programada

b.2) Indisponibilidad forzada

c) Frecuencia de salidas forzadas.

48.2. Aspectos complementarios

La medición, evaluación, límites de los indicadores, gestión administrativa y de datos, así como los criterios y acciones de control y sanciones relacionados con la Calidad del Servicio del Sistema, están regulados por la normativa que rige la Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión en el Sistema Nacional Interconectado.

Para la actividad de distribución, la medición y evaluación de la Calidad de Servicio técnico se llevarán a cabo según la regulación que norma la Calidad del Servicio de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica.

49. CALIDAD DEL TIEMPO

Con relación a la calidad del tiempo, se deberá considerar lo siguiente:

a) La Hora Patrón coincidirá en todo momento con la hora oficial de la República del Ecuador (UTC-5).

b) Las computadoras, registradores y otros equipos, necesarios para la operación y/o el análisis, en cualquier lugar del SNI, deberán contar con un sistema de Sincronización de tiempo según sea su función específica.

c) El error máximo entre las Hora Sincrónica y Hora Patrón definidas de conformidad con a) del presente Numeral, es 2 segundos.

d) Cuando por una la situación crítica del sistema, la Frecuencia alcance desviaciones de más de ± 200 [mHz] (banda de variación) en forma repetitiva, no se deberá efectuar corrección de la Hora Sincrónica, y se mantendrá la Frecuencia de referencia en 60 [Hz]. Se corregirá la desviación cuando desaparezcan, las causas que motivan la situación crítica, tratando, mientras tanto, de no superar los diez (10) segundos.

50. ANÁLISIS DE LOS EVENTOS

Con relación a los análisis de los Eventos, se deberá considerar lo siguiente:

a) Las disposiciones relativas al análisis de los Eventos que se producen en el SNI deberán ser coordinadas por el Operador del Sistema.

b) El Operador del Sistema, a través del Procedimiento de Aplicación referido a la Regulación que norma la planificación operativa, el despacho y la operación, establecerá los criterios técnicos para realizar una convocatoria a reunión de Comité de Análisis de Falla.

c) El Operador del Sistema convocará a reunión del Comité de Análisis de Fallas cuando ocurra un Evento, conforme lo establecido en la normativa que regula la Planificación operativa, despacho y operación.

d) Los Operadores de Red de transmisión y distribución, así como los demás PMSE facilitarán al Operador del Sistema, toda la información para analizar estos casos, en los tiempos establecidos en los procedimientos relacionados al tema.

e) El Operador del Sistema establecerá el informe de análisis y las acciones correctivas y los plazos que deben seguir los actores involucrados, conforme lo establecido en la normativa que regula la Planificación operativa, despacho y operación.

TÍTULO IV. PRUEBAS TÉCNICAS

51. RESPONSABILIDAD DE LOS PMSE

Corresponde a los PMSE, cumplir con lo siguiente:

a) La empresa de generación se asegurará de que cada Unidad de Generación cumpla los requisitos establecidos en el Código de Conexión durante su operación comercial y hasta la culminación del plazo de vigencia de su Título Habilitante.

b) Cada PMSE notificará al Operador del Sistema y en el caso de Generadores tipo A al Operador de Red de Distribución, toda modificación planificada de sus capacidades técnicas que pueda afectar al cumplimiento por su parte de los requisitos del presente Código, antes de su ejecución.

c) Cada PMSE notificará al Operador del Sistema y en el caso de Generadores tipo A al Operador de Red de Distribución, todo incidente operacional o avería en su instalación que pueda afectar al cumplimiento por su parte de los requisitos establecidos en el Código de Conexión y en el presente Código, lo antes posible tras producirse. Las acciones operativas subsecuentes serán coordinadas por el Operador del Sistema.

Cada PMSE notificará al Operador del Sistema y en el caso de Generadores tipo A al Operador de Red de distribución, conforme a los tiempos establecidos en procedimientos del Operador del Sistema y normativa vigente, los calendarios y procedimientos de pruebas planificadas aplicables para verificar la conformidad de su instalación con los requisitos establecidos en el Código de Conexión. El Operador del Sistema, en coordinación con el Operador de Red, aprobará previa y oportunamente los calendarios y procedimientos de pruebas planificadas, y la aprobación no se denegará injustificadamente.

d) El Operador del Sistema podrá solicitar análisis y pruebas al PMSE en caso de que, a través de análisis previos, se concluya que existen incumplimientos con los requisitos establecidos en el Código de Conexión y el cumplimiento de la instalación con las características definidas en sus Títulos Habilitantes y los respectivos contratos de conexión. En particular, después de una Falla, una modificación o una sustitución de los equipos que pueda afectar la conformidad de la instalación con los requisitos establecidos en el Código de Conexión, y el cumplimiento de la instalación con las características definidas en sus Títulos Habilitantes y los respectivos contratos de conexión, el Operador del Sistema podrá solicitar la ejecución de pruebas durante los 90 días subsiguientes. El Operador del Sistema, en coordinación con el Operador de Red, aprobará previa y oportunamente los calendarios y procedimientos de pruebas, asegurando que la aprobación no se deniegue injustificadamente.

e) El PMSE permitirá que el Operador del Sistema o el Operador de Red de distribución, según corresponda, participe en dichas pruebas cuando esta lo requiera.

52. RESPONSABILIDAD DEL OPERADOR DE RED DE TRANSMISIÓN

A los Operadores de Red de transmisión les corresponde cumplir con lo siguiente:

a) Los Operadores de Red de transmisión se asegurarán de que sus instalaciones cumplan con los requisitos establecidos en el presente Código, a lo largo de la vida de sus instalaciones.

b) Los Operadores de Red de transmisión notificarán al Operador del Sistema toda modificación de sus capacidades técnicas que pueda afectar al cumplimiento por su parte de los requisitos del presente Código, conforme el procedimiento que se establezca en la normativa correspondiente.

c) Los Operadores de Red de transmisión notificarán de forma inmediata al Operador del Sistema toda Perturbación operativa en su instalación que pueda afectar al cumplimiento por su parte de los requisitos del presente Código.

d) Los Operadores de Red de transmisión notificarán al Operador del Sistema conforme a los tiempos establecidos en la normativa correspondiente, los cronogramas y procedimientos de pruebas planificadas aplicables para verificar la conformidad de su instalación con los requisitos del presente Código. El Operador del Sistema, en coordinación con el Operador de

Red, aprobará conforme a los plazos establecidos los cronogramas y procedimientos de pruebas planificadas, y la aprobación no se denegará injustificadamente.

e) Los Operadores de Red de transmisión llevarán a cabo los análisis y pruebas, a solicitud y en coordinación con el Operador del Sistema, en particular, después de una Falla, una modificación o una sustitución de los equipos que pueda afectar a la conformidad de la instalación con los requisitos del presente Código, y el cumplimiento de la instalación con las características definidas en sus Títulos Habilitantes y los respectivos contratos de conexión. El Operador del Sistema, en coordinación con el Operador de Red, aprobará conforme a los plazos establecidos los calendarios y procedimientos de pruebas, y la aprobación no se denegará injustificadamente. El Operador del Sistema podrá participar en dichas pruebas.

53. PRUEBAS DE LAS INSTALACIONES DE DEMANDA CON EL FIN DE PROPORCIONAR RESERVA PARA REGULACIÓN DE FRECUENCIA

Los Proveedores de Reserva de las instalaciones de demanda deberán llevar a cabo pruebas para asegurarse que sus instalaciones cumplen los siguientes requisitos, con relación a la respuesta en MRPF:

a) Se deberá demostrar que la instalación de demanda es técnicamente capaz de modular de forma continua la Potencia Activa en todo el rango de funcionamiento establecido por el Operador del Sistema, a fin de contribuir al Control de Frecuencia. Se deberán verificar los parámetros de régimen permanente de los controles, tales como el Estatismo y la Banda Muerta de Respuesta a la Frecuencia, y los parámetros dinámicos establecidos por el Operador del Sistema, incluida la robustez durante la respuesta a las variaciones bruscas de Frecuencia y las variaciones de Frecuencia grandes y rápidas;

b) La prueba deberá llevarse a cabo mediante la simulación de escalones y rampas de Frecuencia lo suficientemente grandes para activar todo el rango de respuesta de la Potencia Activa con la variación de Frecuencia, teniendo en cuenta los ajustes del Estatismo y la Banda Muerta de Respuesta a la Frecuencia, así como la capacidad de aumentar o disminuir la salida de Potencia Activa desde el punto de funcionamiento correspondiente;

c) La prueba se considerará correcta si se cumplen las condiciones siguientes:

c.1) El tiempo de activación de todo el rango de respuesta de la Potencia Activa con la variación de Frecuencia como consecuencia de una variación de Frecuencia no es superior a treinta (30) segundos;

c.2) No se producen oscilaciones no amortiguadas después de la respuesta a una variación de Frecuencia;

c.3) El tiempo de retraso inicial es menor de dos (2) segundos;

c.4) Los ajustes del Estatismo están disponibles dentro del rango de 4 a 8 [%], y la Banda Muerta de Respuesta a la Frecuencia (umbral) no es superior a 10 [mHz]; y,

c.5) La insensibilidad de respuesta a la Frecuencia en cualquier punto de funcionamiento aplicable no supera 10 [mHz].

54. PRUEBAS OPERATIVAS A INICIATIVA DEL OPERADOR DEL SISTEMA

54.1. Solicitud del Operador

El Operador del Sistema podrá solicitar pruebas, en cualquier momento durante la vida operativa de la instalación, a las instalaciones de los PMSE, conforme a los requisitos establecidos en el presente Código, así como también pruebas de los PMSE con sus previsiones de consumo y generación, y la prestación de servicios auxiliares por parte de los PMSE. El Operador del Sistema, junto con el PMSE, elaborará el Procedimiento de Aplicación para la ejecución de estas Pruebas Operativas. Dicho procedimiento será sometido a la aprobación de la Agencia de Regulación y Control Competente.

El Operador del Sistema solicitará la lista de información y los documentos que deban presentarse, así como los requisitos que deban cumplir los PMSE, a efectos de las Pruebas Operativas de conformidad. Dicha lista incluirá, como mínimo, la siguiente información:

a) Todos los documentos y certificados de equipos que deba proporcionar el PMSE;

b) Los pormenores de los datos técnicos de la instalación del PMSE con relevancia para el funcionamiento del SNI;

c) Los requisitos aplicables a los modelos de evaluación de la Seguridad Dinámica, y

d) Los estudios de los PMSE que acrediten los resultados previstos de la evaluación de la Seguridad Dinámica, si procede.

54.2. Resultados de las pruebas

El Operador del Sistema publicará las responsabilidades atribuidas a los PMSE, en las Pruebas Operativas de conformidad.

Si se confirma una diferencia durante esta prueba, el costo de esta será asumido por el Operador de Red de transmisión, o por el Operador de Red de distribución o por el PMSE; caso contrario, el Operador del Sistema asumirá los costos de la prueba.

55. EVALUACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL ESQUEMA DE DESCONEXIÓN DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA

El Operador de Red de distribución o los PMSE que son instalaciones de demanda y el Operador del Sistema, efectuará pruebas con los relés de desconexión de carga por baja Frecuencia, implantados en sus instalaciones, dentro de los plazos y con la periodicidad definida por el Operador del Sistema la que no será mayor a dos (2) años; o cuando se presenten incumplimientos por parte de los PMSE correspondientes.

La coordinación de la ejecución de estas pruebas será efectuada por el Operador del Sistema, cuyos costos serán asumidos por los PMSE correspondientes.

TÍTULO V. INTERCAMBIO DE DATOS

CAPÍTULO I. REQUISITOS GENERALES EN MATERIA DE INTERCAMBIO DE DATOS

56. ORGANIZACIÓN, FUNCIONES, RESPONSABILIDADES Y CALIDAD DEL INTERCAMBIO DE DATOS

56.1. Características del intercambio de datos

El intercambio y la transmisión de datos e información entre los PMSE y el Operador del Sistema, de conformidad con el presente Título, reflejarán la situación real y, en la medida de lo posible, la prevista del SNI, cumpliendo además con lo establecido en la Regulación sobre la supervisión y control en tiempo real del SNI, en lo que corresponda.

56.2. Organización y responsabilidades

Con respecto al intercambio de datos, el Operador del Sistema proporcionará el formato, plazos y aspectos técnicos de entrega de la información, conforme a lo indicado en la Regulación sobre la supervisión y control en tiempo real del SNI.

Los PMSE conectados a la red de transmisión, tendrán acceso a los datos relativos a sus instalaciones de red en servicio en el Punto de Conexión. Además, en coordinación con los Operadores de Red de transmisión y distribución, así como con los demás PMSE, el Operador del Sistema definirá la información adicional que deban intercambiar con relación a las instalaciones de red en servicio.

Los Operadores de Red de distribución con un Punto de Conexión al SNT tendrán derecho a recibir la información estructural, programada y en Tiempo Real del Operador del Sistema en el Punto de Conexión o Puntos de Conexión correspondientes. A su vez, el Operador del Sistema estará facultado para recabar la información estructural, programada y en Tiempo Real de los Operadores de Red de distribución. El alcance de la información que pueda intercambiarse será determinado de forma coordinada entre el Operador del Sistema y el Operador de Red de distribución.

El Operador del Sistema intercambiará datos con los Operadores de Sistemas de los países interconectados conforme lo establecido en la normativa supranacional, así como con los Operadores de Red de transmisión la información de los Sistemas de los países interconectados.

56.3. Disponibilidad

Los sistemas de adquisición de datos y comunicaciones utilizados por los Operadores de Red de transmisión, los PMSE y Operadores de Red de distribución, para intercambiar información de Tiempo Real con el Operador del Sistema, deben cumplir con una disponibilidad mensual mayor o igual al 99.5 % (3.6 horas de indisponibilidad máxima en el mes) para la información entregada, en los equipos terminales de recepción de información del Operador del Sistema.

A fin de asegurar los valores de disponibilidad requeridos, el Operador del Sistema aplicará lo establecido en la Regulación sobre la supervisión y control en tiempo real del SNI, en cuanto a los sistemas de adquisición de datos redundante.

56.4. Categorías

En coordinación con los Operadores de Red de transmisión y distribución, así como con los demás PMSE, el Operador del Sistema determinará la aplicabilidad y el alcance del intercambio de datos sobre la base de las siguientes categorías:

a) Datos Estructurales, de conformidad con el Numeral 60;

b) Datos de programación y previsiones, de conformidad con el Numeral 60;

c) Datos en Tiempo Real, de conformidad con los Numerales 61 y 64;

d) Disposiciones de conformidad con el Numeral 65.

56.5. Calidad

Con el objetivo de mantener la calidad de la información que se intercambia en Tiempo Real a través de los sistemas operacionales entre el Operador del Sistema y los Operadores de Red de transmisión, el Operador de Red de distribución o los PMSE, es necesario que los Operador de Red de transmisión, el Operador de Red de distribución o los PMSE incluyan, dentro de su proceso de Mantenimiento periódico, la calibración del equipamiento de campo del cual se extrae la información, así como de los canales de comunicación, a fin de cumplir con la precisión y tiempos de respuesta indicados en la Regulación sobre la supervisión y control en tiempo real del SNI.

CAPÍTULO II. INTERCAMBIO DE DATOS ENTRE OPERADOR DEL SISTEMA Y EL OPERADOR DE RED DE TRANSMISIÓN

57. INTERCAMBIO DE DATOS

Los Operadores de Red de transmisión deben entregar la información del sistema EMS de todas sus instalaciones, de acuerdo a lo establecido en la Regulación sobre la supervisión y control en tiempo real del SNI, cumpliendo los requerimientos de disponibilidad, redundancia, precisión y tiempos de respuesta.

Los Operadores de Red de transmisión deben entregar al Operador del Sistema, la información del sistema WAMS de la red de transmisión y de las subestaciones de transmisión, que en función del análisis técnico efectuado por el Operador del Sistema disponen de PMU.

58. INTERCAMBIO DE DATOS ESTRUCTURALES Y PREVISIONES

a) Los Operadores de Red de transmisión, con base a los criterios técnicos establecidos en la regulación relacionada con la supervisión y control en tiempo real, entregarán información del sistema WAMS al Operador del Sistema. Adicionalmente, para cada PMU que se conecte al sistema WAMS del Operador del Sistema, es necesario cumplir con la interoperabilidad definida por el Operador del Sistema antes de su habilitación en el sistema WAMS. Esto implica adherirse a normativas como el reporte técnico IEC/TR 61850-90-5 y el estándar IEEE Std C37.118.2™, que rigen el intercambio de datos entre PMU y sistemas de gestión de información de red, entre otros.

b) Si los Operadores de Red de transmisión disponen de equipos como registradores de Falla u otros, con funciones de PMU habilitadas, deben informar al Operador del Sistema para que este último analice técnicamente si requiere el envío de esa información.

c) Los Operadores de Red de transmisión proporcionarán al Operador del Sistema información estructural actualizada con la anticipación establecida en el Procedimiento de Aplicación, cuando se presenten modificaciones en el SNT o, como mínimo, cada doce (12) meses.

59. INTERCAMBIO DE DATOS EN TIEMPO REAL

Los Operadores de Red de transmisión proporcionarán al Operador del Sistema, en Tiempo Real, la información relativa a sus instalaciones conforme lo establecido en la regulación relacionada con la supervisión y control en tiempo real, y Procedimientos de Aplicación. Esto se llevará a cabo considerando niveles de redundancia total para asegurar la disponibilidad de la información, incluyendo:

a) Topología eléctrica real de la subestación, incluyendo interruptores y seccionadores;

b) Alarmas asociadas al equipamiento primario de la instalación supervisada;

c) Potencia Activa y Reactiva en la posición de línea;

d) Potencia Activa y Reactiva en la posición de transformador;

e) Posiciones de los cambiadores de taps, ya sean fijos y bajo carga, de los transformadores conectados al SNT;

f) Voltajes de las Barras;

g) Potencia Reactiva en las bahías de compensación reactiva (reactores y capacitores) o procedente de un compensador estático de Potencia Reactiva; y,

h) En el caso de disponer de un sistema WAMS, la información desde su PDC al PDC del sistema WAMS del Operador del Sistema, deberá considerar las siguientes características:

h.1) Frecuencia de medición elegible entre diez (10) a sesenta (60) muestras por segundo;

h.2) Mediciones sincrofasoriales de voltaje y corriente de las tres fases;

h.3) Mediciones de Frecuencia y medición de tasa de cambio de la Frecuencia; y,

h.4) Mediciones de desviación de tiempo y desviación de Frecuencia.

El Operador del Sistema intercambiará con los Operadores de Red de transmisión información en Tiempo Real de la generación que le permita mantener la disponibilidad de las aplicaciones de red del sistema SCADA/EMS y la información de parámetros eléctricos de los Generadores que permita su modelamiento.

CAPÍTULO III. INTERCAMBIO DE DATOS ENTRE OPERADOR DEL SISTEMA Y EL OPERADOR DE RED DE DISTRIBUCIÓN

60. INTERCAMBIO DE DATOS ESTRUCTURALES Y PREVISIONES

a) El Operador del Sistema determinará las instalaciones de las redes de distribución conectadas a la red de transmisión, así como generación y Cargas Especiales de un sistema de distribución que sean necesarias para que el Operador del Sistema determine con precisión y eficiencia el estado de la red. La información será enviada con niveles de redundancia total para asegurar la disponibilidad de la información.

b) La información estructural relativa a las instalaciones mencionadas en a) de este Numeral, facilitada por cada Operador de Red de distribución al Operador del Sistema, incluirá como mínimo:

b.1) Las subestaciones, por nivel de voltaje;

b.2) El estado de interruptores de las subestaciones a que se refiere en el literal a) del presente Numeral;

b.3) Las líneas que conectan las subestaciones a que se refiere en el literal a) del presente Numeral;

b.4) Los transformadores de las subestaciones a que se refiere en el literal a) del presente Numeral;

b.5) Los PMSE; y,

b.6) Las reactancias y condensadores conectados a las subestaciones a que se refiere en el literal a) del presente Numeral.

c) Cada Operador de Red de distribución conectado a la red de transmisión que, con base a lo establecido en la regulación relacionada con la supervisión y control en tiempo real instalen PMU, entregará información del sistema WAMS al Operador del Sistema. Adicionalmente, para cada PMU que se conecte al sistema WAMS del Operador del Sistema, es necesario cumplir con la interoperabilidad definida por el Operador del Sistema antes de su habilitación en el sistema WAMS. Esto implica adherirse a normativas como el reporte técnico IEC/TR 61850-90-5 y el estándar IEEE Std C37.118.2™, que rigen el intercambio de datos entre PMU y sistemas de gestión de información de red, entre otros.

d) Si un Operador de Red de distribución conectado a la red de transmisión dispone de equipos como registradores de Falla u otros, con funciones de PMU habilitadas, deberá informar al Operador del Sistema, para que este último analice técnicamente si requiere el envío de esa información.

e) Cada Operador de Red de distribución conectado a la red de transmisión proporcionará al Operador del Sistema información estructural actualizada con la anticipación establecida en el Procedimiento de Aplicación, de conformidad con el literal b) de este Numeral o, como mínimo, cada doce (12) meses.

f) Como mínimo una vez al año, cada Operador de Red de distribución conectado a la red de transmisión proporcionará al Operador del Sistema la capacidad de generación total

agregada de las Centrales de Generación de Electricidad de tipo A, por fuentes de energía primaria, sujetos a los requisitos del Código de Conexión, y la mejor estimación posible de la capacidad de generación de las Centrales de Generación de Electricidad de tipo A no sujetas al Código de Conexión, o acogidos a una excepción con arreglo a este Código, conectados a su red de distribución, y la información conexa relativa a su comportamiento en términos de Frecuencia.

61. INTERCAMBIO DE DATOS EN TIEMPO REAL

Salvo disposición en contrario por parte del Operador del Sistema, cada Operador de Red de distribución proporcionará al Operador del Sistema, en Tiempo Real, la información relativa a las instalaciones contempladas en el literal a) del Numeral 60, en cumplimiento a lo establecido en la regulación relacionada con la supervisión y control en tiempo real, en particular la siguiente:

a) Topología eléctrica real de la subestación;

b) Potencia Activa y Reactiva en la posición de línea;

c) Potencia Activa y Reactiva en la posición de transformador;

d) Posiciones de las tomas de los transformadores conectados a la red de transmisión;

e) Voltajes de las Barras;

f) Potencia Reactiva en las posiciones de reactancia y condensador;

g) Generación inmersa en la red de distribución, por fuente de energía primaria;

h) Demanda Agregada del Operador de Red de distribución, por punto de entrega; y,

i) En el caso de disponer de un sistema WAMS, la información desde su PDC al PDC del sistema WAMS del Operador del Sistema, deberá considerar las siguientes características:

   i.1) Frecuencia de medición elegible entre diez (10) a sesenta (60) muestras por segundo;

   i.2) Mediciones sincrofasoriales de voltaje y corriente de las tres fases;

   i.3) Mediciones de Frecuencia y medición de tasa de cambio de la Frecuencia; y,

   i.4) Mediciones de desviación de tiempo y desviación de Frecuencia.

CAPÍTULO IV. INTERCAMBIO DE DATOS ENTRE OPERADOR DEL SISTEMA Y UNIDADES O CENTRALES DE GENERACIÓN

62. INTERCAMBIO DE DATOS ESTRUCTURALES

a) Cada PMSE que sea una instalación de generación de electricidad propietaria de una Unidad o Central de Generación de Electricidad, proporcionará al Operador del Sistema, la información de los parámetros de generación de cada unidad establecida en la documentación técnica necesaria para la inclusión en los sistemas funcionales y modelos de simulación requeridos por el Operador del Sistema.

b) Cada PMSE que sea una instalación de generación de electricidad propietaria de una Unidad o Central de Generación de Electricidad que, con base a lo establecido en la regulación

relacionada con la supervisión y control en tiempo real instalen PMU, entregará información del sistema WAMS con el Operador del sistema. Adicionalmente, para cada PMU que se conecte al sistema WAMS del Operador del Sistema, es necesario cumplir con la interoperabilidad definida por el Operador del Sistema antes de su habilitación en el sistema WAMS. Esto implica adherirse a normativas como el reporte técnico IEC/TR 61850-90-5 y el estándar IEEE Std C37.118.2™, que rigen el intercambio de datos entre PMU y sistemas de gestión de información de red, entre otros.

c) Si un PMSE que sea una instalación de generación de electricidad conectado a la red de transmisión dispone de equipos como registradores de Falla u otros, con funciones de PMU habilitadas, deberá informar al Operador del Sistema, para que este último analice técnicamente si requiere el envío de esa información.

d) El Operador del Sistema podrá, de manera debidamente sustentada, solicitar a los PMSE conectados a la red de transmisión que proporcionen información adicional cuando sea necesario para llevar a cabo el análisis de la Seguridad de la Operación, de acuerdo con lo establecido en el presente Código.

63. INTERCAMBIO DE DATOS PROGRAMADOS

Cada PMSE que sea propietario de una Central de Generación de Electricidad de tipo B, C o D, a más de los requerimientos establecidos en la Ley, su Reglamento General y regulaciones complementarias, proporcionará al Operador del Sistema, como mínimo, los siguientes datos:

a) Los elementos necesarios para determinar los precios referenciales de generación estacionales;

b) La capacidad disponible de Potencia Activa, tiempos de carga estable, tiempos mínimos de operación y parada, rampas de subida/bajada, potencia mínima de operación, estadística de recurso primario, curvas de cota volumen cuando aplique y demás parámetros necesarios para la integración y modelación en los sistemas del Operador del Sistema;

c) Programación de Mantenimientos en los horizontes diario, semanal, mensual y de 24 meses;

d) Los índices históricos por salidas forzadas;

e) Sin demora alguna, cualquier indisponibilidad o restricción de la Potencia Activa programadas; y,

f) Cualquier restricción prevista de la capacidad de control de la Potencia Activa en el marco del Control de Frecuencia y la capacidad de control de la Potencia Reactiva.

Cada PMSE que sea una Central de Generación de Electricidad hidroeléctrica, suministrará al Operador del Sistema, dentro de los cinco (5) primeros días de cada mes, la información necesaria para actualizar las series históricas de caudales en Horizonte Diario, riego, agua potable, bombeos y evaporación.

64. INTERCAMBIO DE DATOS EN TIEMPO REAL

Salvo disposición contraria por parte del Operador del Sistema, cada PMSE que sea propietario de una Central de Generación de Electricidad de tipo B, C o D proporcionará al Operador del

Sistema en Tiempo Real, de conformidad a lo establecido en la regulación relacionada con la supervisión y control en tiempo real, cumpliendo los requerimientos de disponibilidad, redundancia, precisión y tiempos de respuesta, como mínimo, los siguientes datos:

a) Posición de los disyuntores en el Punto de Conexión o en otro punto de interacción acordado con el Operador del Sistema;

b) Potencia Activa y Reactiva en el Punto de Conexión o en otro punto de interacción acordado con el Operador del Sistema;

c) La Potencia Activa y Reactiva netas. Esto aplica a las instalaciones de generación de electricidad cuyas Unidades de Generación y demanda estén físicamente unidas, sincronizadas con la red y cuenten con un solo Punto de Conexión y medición con la red de distribución o transmisión; y/o,

d) En el caso de las instalaciones de generación de electricidad que disponen de un sistema WAMS, la información desde su PDC al PDC del sistema WAMS del Operador del Sistema, deberá considerar las siguientes características:

d.1) Frecuencia de medición elegible entre diez (10) a sesenta (60) muestras por segundo;

d.2) Mediciones sincrofasoriales de voltaje y corriente de las tres fases;

d.3) Mediciones de Frecuencia y medición de tasa de cambio de la Frecuencia; y,

d.4) Mediciones de desviación de tiempo y desviación de Frecuencia.

Salvo disposición contraria por parte el Operador del Sistema, cada PMSE que sea una central de generación síncrona tipo C y D proporcionará al Operador del Sistema en Tiempo Real, el voltaje en el Punto de Conexión o el voltaje en borne estator de la Unidad de Generación de electricidad.

CAPÍTULO V. INTERCAMBIO DE DATOS ENTRE OPERADOR DEL SISTEMA E INSTALACIONES DE DEMANDA

65. INTERCAMBIO DE DATOS ENTRE OPERADOR DEL SISTEMA E INSTALACIONES DE DEMANDA CONECTADAS AL SNT

65.1. Datos Estructurales

Cada propietario de una instalación de demanda conectada al SNT proporcionará al Operador del Sistema, como mínimo los siguientes Datos Estructurales:

a) Datos eléctricos de los transformadores conectados al SNT;

b) Características de la carga activa y reactiva de la instalación de demanda; y,

c) Parámetros de los equipos de compensación.

65.2. Información del sistema WAMS

Cada propietario de una instalación de demanda conectada al SNT que, con base a lo establecido en la regulación relacionada con la supervisión y control en tiempo real disponga PMU, entregará información del sistema WAMS al Operador del sistema. Adicionalmente, para cada PMU a ser conectada al sistema WAMS del Operador del sistema, se requiere se cumpla con la

interoperabilidad definida por el Operador del Sistema, previo a su correspondiente habilitación en el sistema WAMS.

65.3. Consumo programado

A menos que el Operador del Sistema disponga lo contrario, cada propietario de una instalación de demanda conectada a la red de transmisión deberá proporcionar al Operador del Sistema y al Operador de la Red de Transmisión su consumo programado de Potencia Activa y su consumo previsto de Potencia Reactiva en horizontes semanales y de 24 meses, incluyendo cualquier modificación de estos programas y previsiones.

65.4. Datos en Tiempo Real

Salvo disposición contraria por parte del Operador del Sistema, cada propietario de una instalación de demanda proporcionará al Operador del Sistema, además de lo establecido en la Regulación sobre la supervisión y control en tiempo real, los siguientes datos en Tiempo Real:

a) Potencia Activa y Reactiva en el Punto de Conexión;

b) En el caso de que disponga de un sistema WAMS, la información desde su PDC al PDC del sistema WAMS del Operador del Sistema, debe considerar las siguientes características:

b.1) Frecuencia de medición elegible entre diez (10) a sesenta (60) muestras por segundo;

b.2) Mediciones sincrofasoriales de voltaje y corriente de las tres fases;

b.3) Mediciones de Frecuencia y medición de tasa de cambio de la Frecuencia;

b.4) Mediciones de desviación de tiempo y desviación de Frecuencia;

b.5) Mediciones del Factor de Potencia; y,

b.6) Mediciones de Armónicos.

TÍTULO VI. PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN

CAPÍTULO I. DATOS PARA EL ANÁLISIS DE LA SEGURIDAD DE LA OPERACIÓN EN LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN

66. PRECEPTOS GENERALES RELATIVOS A LOS MODELOS DE RED

A más de las disposiciones constantes en la Regulación sobre la planificación operativa, despacho y operación, el Operador del Sistema y los PMSE deberán observar lo establecido en el presente Código, de manera particular lo definido en este Título.

Los análisis se basan en la representación del SEP mediante modelos de redes individuales (horizontes diario, semanal y de 24 meses) que contienen, entre otros, la información y los Datos Estructurales mencionados en los Numerales 57, 60 y 62.

A efectos del análisis de la Seguridad de la Operación, de conformidad con lo establecido en presente Título, el Operador del Sistema llevará a cabo los estudios de la red para cada uno de los siguientes horizontes temporales:

a) Horizonte de 24 meses, de conformidad con el Numeral 67;

b) Horizonte Semanal, de conformidad con el Numeral 68; y,

c) Horizonte Diario de conformidad con el Numeral 69.

67. MODELOS DE RED DEL HORIZONTE BIANUAL (24 MESES)

67.1. Elementos para creación del modelo

El Operador del Sistema creará un modelo de red del horizonte de 24 meses a efectos de realizar la planificación operativa para ese horizonte, con actualizaciones trimestrales, teniendo en cuenta los siguientes elementos:

a) La descripción de los elementos del SNT actualizada;

b) Las proyecciones de demanda de energía eléctrica;

c) Los escenarios hidrológicos preparados con base en la información hidrológica y climatológica disponible y la entregada por los Generadores;

d) La disponibilidad prevista de las Centrales de Generación de Electricidad, Unidades de Generación de electricidad e Interconexiones Internacionales;

e) La disponibilidad prevista de sistemas de almacenamiento de energía;

f) La disponibilidad y restricciones operativas de las redes de transmisión y distribución;

g) Las restricciones operativas impuestas por las características físicas del SNI;

h) La entrada en operación de nuevas Unidades o Centrales de Generación de Electricidad y elementos del SNT;

i) La salida de operación de Unidades o Centrales de Generación de Electricidad existentes y elementos del SNT;

j) Los costos variables de producción, los costos de arranque y parada; y, la eficiencia térmica de las plantas termoeléctricas;

k) El costo de la energía no suministrada; y,

l) El despacho de las Unidades de Generación que utilizan energías renovables no convencionales, en los términos establecidos en el Reglamento General a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica y regulaciones relacionadas con el tema.

67.2. Consideraciones para el modelo

El Operador del Sistema utilizará un modelo de generación de horizonte de 24 meses que calcule las políticas óptimas de operación de los embalses y las generaciones de las plantas hidroeléctricas, de unidades termoeléctricas y centrales de ERNC del SNI que cumplan con la función objetivo de minimizar el valor esperado, llevado a valor presente, de los costos de generación, incluyendo el costo de la energía no suministrada; para lo cual se debe tomar en cuenta lo siguiente:

a) Las características operativas de las Centrales y Unidades de Generación hidroeléctricas (límites de turbinamiento; para los embalses, se deberá considerar los límites de

almacenamiento, los volúmenes de seguridad, los vertimientos, la evaporación, la filtración y las restricciones aguas abajo);

b) Las características operativas de las Unidades y Centrales de Generación de Electricidad térmicas (capacidad máxima y mínima, restricciones de generación por Unidad de Generación, costos variables de producción, Mantenimientos, consumo de combustible, combustible utilizado, consumo de auxiliares, etc.);

c) Las características operativas de ERNC (velocidad del viento, temperatura, densidad, irradiación solar, entre otros);

d) Aspectos de incertidumbre hidrológica: el modelo permitirá utilizar un modelo estocástico o determinístico de caudales que represente las características hidrológicas del sistema (estacionalidad, dependencia temporal y espacial de los caudales), secuencias históricas de caudales, o secuencias hidrológicas específicas para condiciones particulares;

e) Aspectos de incertidumbre de recurso primario de las ERNC (eólico, solar, entre otras)

f) Representación del SNT, que tenga en cuenta la Topología de Red, límites de flujo de potencia en las líneas, pérdidas, restricciones de seguridad, límites de exportación e importación por área eléctrica, etc.;

g) Representación de la demanda del sistema en etapas semanales o diarias, conforme a los requerimientos de la planificación operativa energética; y,

h) Modelación de demanda de Cargas Especiales.

67.3. Generación conectada a redes de distribución

El Operador del Sistema incluirá en su modelo de red de horizonte de 24 meses la producción agregada de potencia de las instalaciones de generación de electricidad conectadas a redes de distribución. Esta producción agregada de potencia:

a) Será coherente con los Datos Estructurales proporcionados en cumplimiento de los requisitos de los Numerales 60, 62 y 65;

b) Será coherente con los escenarios elaborados de conformidad con el Numeral 67.1; y,

c) Distinguirá el tipo de fuente de energía primaria.

68. MODELOS DE RED DEL HORIZONTE SEMANAL

68.1. Elementos para creación del modelo

El Operador del Sistema creará un modelo de red del Horizonte Semanal a efectos de planificación operativa, actualizando la última versión de su modelo del horizonte de 24 meses de conformidad con el Numeral 67.

68.2. Consideraciones para el modelo

Al crear el modelo de red a que se refiere el 68.1 del presente Numeral, el Operador del Sistema debe considerar:

a) Las previsiones actualizadas de demanda y generación;

b) Los requerimientos de reserva de potencia y energía;

c) Los resultados disponibles de las tareas de programación descritas en el presente Título;

d) Respecto a las instalaciones de generación de electricidad conectadas a redes de distribución, la generación inmersa, diferenciada en función del tipo de fuente de energía primaria, en consonancia con los datos proporcionados de conformidad con los Numerales 56, 60, 61, 62, 63 y 64;

e) La Topología de Red actualizada de la red de transmisión;

f) Los límites de transferencia de Potencia Activa para las Interconexiones Internacionales.

68.3. Resultados de la programación semanal

Los resultados de la programación semanal incluirán los siguientes aspectos:

a) Trayectoria y asignación de cuotas diarias de energía para los embalses;

b) Horarios y producción de Centrales y Unidades de Generación térmicas;

c) Proyección de precios horarios de generación;

d) Estimación del consumo de combustible;

e) Requerimientos de generación forzada;

f) Aprobación de los planes de Mantenimiento de los PMSE, redes de transmisión y distribución, de conformidad con la regulación sobre la Gestión del Mantenimiento de los bienes afectos al servicio público de energía eléctrica;

g) Reporte a los PMSE de todas las restricciones del sistema;

h) Curva de carga horaria del sistema para la semana siguiente;

i) Previsiones de restricciones en el suministro de energía para la siguiente semana;

j) Plan de corte por Falla de generación o restricciones del sistema;

k) Restricciones operativas y límites de transferencia en los elementos del SNI;

l) Asignación de Proveedores de Reservas primarias, secundarias y terciarias para la regulación de Frecuencia; y,

m) Estimación de la disponibilidad de generación y reservas de potencia.

69. MODELOS DE RED DEL HORIZONTE DIARIO

69.1. Elementos para creación del modelo

El Operador del Sistema creará un modelo de red del Horizonte Diario, a efectos de planificación operativa, actualizando su modelo del Horizonte Semanal de conformidad con el Numeral 68.

69.2. Consideraciones para el modelo

Al crear el modelo de red a que se refiere el Numeral 69.1, el Operador del Sistema debe considerar:

a) Las previsiones actualizadas de demanda y generación con resolución horaria;

b) Las previsiones de fuentes renovables no convencionales de energía;

c) El programa de intercambios, para Interconexiones Internacionales;

d) Los resultados disponibles de las tareas de programación descritas en el presente Título;

e) Respecto a las instalaciones de generación de electricidad conectadas a redes de distribución, la generación inmersa diferenciada en función del tipo de fuente de energía primaria, en consonancia con los datos proporcionados de conformidad con los Numerales 56, 60, 62, 63 y 64;

f) La Topología de Red actualizada de la red de transmisión; y,

g) Todas las medidas correctivas ya decididas por los Operadores del Sistema para el SNI.

69.3. Resultados de la programación diaria

Los resultados de la programación diaria deberán permitir:

a) Calcular los flujos de potencia y pérdidas de la red;

b) Determinar los costos horarios de energía;

c) Determinar las Reservas Rodante y Fría, para las condiciones de confiabilidad y seguridad del sistema establecidos;

d) Determinar el programa de generación horario de las Unidades o Centrales de Generación de Electricidad;

e) Asignación de Proveedores de Reservas primarias, secundarias y terciarias para la regulación de Frecuencia;

f) Límites de transferencia de potencia por seguridad; y,

g) Calcular el déficit de abastecimiento de la demanda.

70. PREVISIÓN DE DEMANDA

El Operador del Sistema hace previsiones de demanda como mínimo diaria, semanal y de 24 meses teniendo en cuenta los siguientes factores:

a) Datos históricos de demanda;

b) Condiciones de comportamiento esperadas de Cargas Especiales;

c) Condiciones meteorológicas actuales y pasadas;

d) El impacto de los acontecimientos o actividades nacionales y locales de los que el Operador del Sistema tenga conocimiento de antemano;

e) Incorporación de futuras Cargas Especiales;

f) Pérdidas en la red de transmisión; y,

g) Otra información proporcionada por los PMSE.

CAPÍTULO II. ANÁLISIS DE LA SEGURIDAD DE LA OPERACIÓN

71. ANÁLISIS DE LA SEGURIDAD DE LA OPERACIÓN EN LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN

El Operador del Sistema realizará el análisis de la Seguridad de la Operación, como mínimo, para los siguientes horizontes temporales:

a) Horizonte de 24 meses;

b) Horizonte Semanal; y,

c) Horizonte Diario.

En caso de necesidad para la seguridad del SNI, el Operador del Sistema podrá realizar análisis complementarios de la Seguridad de la Operación, en Tiempo Real, dentro del horizonte temporal diario.

Para realizar el análisis de la Seguridad de la Operación, el Operador del Sistema simulará, en la $S_{ituación}\ n$, cada Contingencia de su Lista de Contingencias establecida de conformidad con el Numeral 37, y verificará que para las Contingencias Sencillas no se superan los límites de la Seguridad de la Operación en los elementos del SNT, definidos de conformidad con el Numeral 16.

El Operador del Sistema realizará los análisis de la Seguridad de la Operación, utilizando como mínimo los modelos de red establecidos de conformidad con los Numerales 67, 68 y 69, y al realizarlos tendrá en cuenta las indisponibilidades planificadas.

72. ANÁLISIS DE LA SEGURIDAD DE LA OPERACIÓN DEL HORIZONTE BIANUAL

El Operador del Sistema realizará el análisis de la Seguridad de la Operación del horizonte de 24 meses, con resolución estacional. El objetivo de la planificación de 24 meses será suplir la demanda con los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad. Los criterios de confiabilidad son aquellos considerados en el Plan Maestro de Electricidad, como parte de la planificación de largo plazo.

Mediante evaluaciones de estado estacionario y dinámico ante Fallas y estudios de Estabilidad de Ángulo del Rotor, Estabilidad de Voltaje y Estabilidad de la Frecuencia, el Operador del Sistema hará un informe, con periodicidad mínima de un (1) año, donde se deberán establecer los siguientes resultados:

a) Identificar áreas eléctricas que se caractericen por tener un comportamiento homogéneo o coherente, en particular para el Control del Voltaje;

b) Diseño de esquemas de alivio de carga por baja Frecuencia y bajo voltaje;

c) Determinación de reserva para regulación de Frecuencia;

d) Determinación de los Límites de Seguridad de los elementos del SNT prevista en el Numeral 16;

e) Voltajes de referencia u objetivo en las principales Barras del sistema;

f) Límites de transferencia por líneas del SNT, los cuales se determinarán teniendo en cuenta la capacidad declarada por los PMSE, los esquemas y ajustes de las protecciones de los enlaces para evitar los Eventos en cascada y otras inestabilidades del SNI. Si el aumento de los límites es factible desde el punto de vista de las capacidades del sistema, las protecciones deberán ser ajustadas en consecuencia antes de aumentar los límites.

g) Fijar políticas de operación de tomas de transformadores;

h) Generaciones mínimas de seguridad por área;

i) Necesidades de compensación reactiva;

j) Recomendaciones para la entrada en operación de nuevas instalaciones de transmisión y generación;

k) Medidas suplementarias: los Operadores de Red de distribución que deseen cubrirse contra Contingencias Críticas en el Punto de Conexión del SNT, deberán realizar estudios orientados a buscar soluciones para preservar la mayor porción posible del sistema ante la ocurrencia de estos Eventos, y presentar para la aprobación del Operador del Sistema. Será responsabilidad de los Operadores de distribución la implementación de las medidas suplementarias.

73. ANÁLISIS DE LA SEGURIDAD DE LA OPERACIÓN DEL HORIZONTE SEMANAL

El Operador del Sistema realizará análisis de la Seguridad de la Operación del Horizonte Semanal, al objeto de observar mediante evaluaciones de estado estacionario y dinámico, como mínimo los siguientes resultados:

a) Voltajes de referencia u objetivo en las principales Barras del sistema;

b) Límites de transferencia por líneas o entre áreas eléctricas, siguiendo los mismos criterios del horizonte de largo plazo, considerando las indisponibilidades en elementos del SNI;

c) Consignas de operación;

d) Análisis de Mantenimientos de equipos de generación y transmisión del SNI;

e) Estrategias para regulación de voltaje;

f) Requerimientos de generación forzada para mantener las condiciones de calidad y seguridad.

Si el Operador del Sistema detecta una posible restricción, diseñará medidas correctivas de conformidad con los Numerales 11, 12, 13 y 14. Si no se dispone de medidas correctivas sin costo y la restricción está ligada a un Mantenimiento Programado (indisponibilidad planificada) de algunos activos relevantes, la restricción constituirá una incompatibilidad en la planificación de los Mantenimientos, y el Operador del Sistema iniciará la coordinación, dependiendo del momento del año en que se inicie esa acción.

74. ANÁLISIS DE LA SEGURIDAD DE LA OPERACIÓN DEL HORIZONTE DIARIO

El Operador del Sistema llevará a cabo análisis de la Seguridad de la Operación del Horizonte Diario, mediante evaluaciones de estado estacionario y dinámico, con el fin de observar los siguientes resultados:

a) Estrategias para Control del Voltaje;

b) Recomendar ajustes por razones eléctricas al Despacho Económico horario;

c) Análisis de Mantenimientos o indisponibilidades forzadas de equipos de generación y transmisión del SNI.

El Operador del Sistema definirá las situaciones en las cuales es necesario realizar un análisis de la Seguridad de la Operación, en Tiempo Real, dentro del horizonte temporal diario.

El Operador del Sistema preparará y activará medidas correctivas con los Operadores de Red de transmisión, Operadores de Red de distribución o los PMSE afectados y si procede, con Operadores de sistemas aislados.

El Operador del Sistema supervisará las previsiones de carga y generación. Si dichas previsiones indican la existencia de un desvío significativo en la carga o la generación, el Operador del Sistema actualizará su análisis de la Seguridad de la Operación. El Operador del Sistema detallará, como parte de la programación de la operación, la metodología para determinar los valores de los desvíos significativos.

Al realizar un análisis de la seguridad de la Operación en Tiempo Real, dentro del horizonte temporal diario, el Operador del Sistema utilizará el análisis de Contingencias del EMS.

CAPÍTULO III. EJECUCIÓN DE MANTENIMIENTOS

75. PRECEPTOS GENERALES

75.1. Normas complementarias

A más de las disposiciones establecidas en la presente Regulación, se deberán observar las establecidas en la regulación sobre la Gestión del mantenimiento de los bienes afectos al servicio público de energía eléctrica.

75.2. Entrega de información

Los Operadores de redes de transmisión, los Operadores de redes de distribución y los PMSE deberán entregar, al Operador del Sistema, dentro de los plazos establecidos, toda la información referente a mantenimientos, observando lo establecido en la regulación sobre la Gestión del Mantenimiento de los bienes afectos al servicio público de energía eléctrica.

75.3. Ejecución de mantenimientos

La ejecución de los mantenimientos que impliquen indisponibilidad, riesgo de falla o disparo, y/o afectación a la confiabilidad del SNI, así como modificaciones, ampliaciones o actividades en mejora del funcionamiento de los elementos del SNI, deben coordinarse a través de solicitudes de consignación al Operador del Sistema, con el fin de adecuar de forma óptima la disponibilidad de generación y transmisión, para mantener dichos elementos en todo momento, dentro de los límites operativos establecidos en la presente Regulación.

75.4. Eventualidades

Los Operadores de redes de transmisión, los Operadores de redes de distribución y los PMSE deberán informar de forma inmediata al Operador del Sistema, sobre cualquier eventualidad que se presente, durante la ejecución de los mantenimientos, que pueda afectar al cumplimiento de la planificación aprobada.

Si un Operador de red de transmisión, uno de los Operadores de red de distribución, un PMSE o el Operador del Sistema solicita que se posponga una intervención, se podrán en contacto con las partes involucradas para fijar una nueva fecha de intervención. El Operador del Sistema determinará las modalidades de actualización.

76. RESPONSABILIDADES DE LOS OPERADORES DE RED Y DE LOS PMSE

a) Los Operadores de red de transmisión, los Operadores de red de distribución y los PMSE están obligados a entregar al Operador del Sistema, sus planes de mantenimiento dentro de los plazos establecidos, para que, de acuerdo con las condiciones del sistema, se programe de manera conjunta la ejecución de los mantenimientos.

b) Las actividades de mantenimiento incluidas en el Programa Bianual de Mantenimiento (PBM), coordinado y publicado por el Operador del Sistema, deberán ser cumplidas por los Operadores de red de transmisión, los Operadores de red de distribución y los PMSE si se dan las condiciones técnicas y sistémicas para su desarrollo, en el tiempo de ejecución de las mismas.

c) Los Operadores de red de transmisión, los Operadores de red de distribución y los PMSE deben enviar al Operador del Sistema, las solicitudes de consignación de conformidad con el programa de mantenimientos, en los plazos definidos en la regulación sobre la Gestión del Mantenimiento de los bienes afectos al servicio público de energía eléctrica.

77. RESPONSABILIDADES DEL OPERADOR DEL SISTEMA

a) El Operador del Sistema es responsable de coordinar, aprobar y autorizar la ejecución de todos los mantenimientos que tengan afectación sobre la operación del SNI.

b) A fin de optimizar el tiempo que el equipo va a estar bajo consignación, el Operador del Sistema debe coordinar con los diferentes PMSE para lograr que las consignaciones se ejecuten en el menor tiempo posible dentro del periodo autorizado. Asimismo, para los casos de consignaciones sobre elementos comunes entre PMSE, el Operador del Sistema debe realizar la coordinación necesaria en los mismos periodos.

c) El Operador del Sistema debe cumplir con los principios de calidad, seguridad y confiabilidad en la operación del SNI y abastecimiento de la demanda nacional, minimización de los costos de operación, reducción de riesgo de vertimiento de los embalses y garantizar los niveles de reservas del SNI. Los criterios de confiabilidad son aquellos considerados en el Plan Maestro de Electricidad, como parte de la planificación de largo plazo.

d) El Operador del Sistema debe realizar la coordinación y aprobación del PBM, sobre la base de los planes presentados por los Operadores de la red de transmisión, los Operadores de red

de distribución y los PMSE, con base a los estudios técnico-económicos de la programación de la operación del SNI.

e) El Operador del Sistema deberá revisar y coordinar las solicitudes de actualización de los planes individuales que inciden en el PBM, analizando las implicaciones en el SNI.

f) El Operador del Sistema deberá aprobar las solicitudes de consignaciones de los mantenimientos incluidos en el PBM coordinado y ajustado, salvo si la ejecución del mantenimiento pudiera causar una disminución de la seguridad del SNI por debajo de los niveles establecidos en este Código. En este caso el Operador del Sistema justificará su rechazo con base al análisis de seguridad de la operación previsto en este Código.

g) Cuando no existe riesgo de desabastecimiento de la demanda o disminución de la seguridad del SNI por debajo de los niveles establecidos en este Código, y previa justificación sustentada y validada, el Operador del Sistema deberá conceder prórrogas o postergaciones para la ejecución de los mantenimientos solicitados por los Operadores de red de transmisión, los Operadores de red de distribución o los PMSE.

78. COORDINACIÓN OPERATIVA DE LOS MANTENIMIENTOS POR PARTE DEL OPERADOR DEL SISTEMA

Una vez recibidos los planes de mantenimientos de los PMSE, Operadores de red de transmisión y Operadores de red de distribución, el Operador del Sistema deberá revisar, analizar y coordinar los mismos, en los plazos establecidos en la regulación sobre la Gestión del Mantenimiento de los bienes afectos al servicio público de energía eléctrica.

Para el efecto, el Operador del Sistema considerará las indisponibilidades de las instalaciones indicadas por los PMSE, el Operador de la red de transmisión o el Operador de la red de distribución, en los planes de mantenimientos propuestos, y realizará la coordinación de los planes con base a los resultados de los análisis de seguridad de la operación previstos en este Código, y de un análisis técnico-económico de las restricciones operativas ocasionadas por la indisponibilidad de las instalaciones por mantenimiento. Para el análisis técnico económico el CENACE deberá considerar los recursos de generación y transmisión disponibles, con el objetivo de abastecer la demanda de potencia y energía del sistema, cumpliendo con los criterios de calidad, seguridad, confiabilidad y economía establecido en la presente Regulación y en la regulación sobre la planificación operativa, despacho y operación.

En el caso de que por restricciones operativas no sea posible la ejecución del mantenimiento propuesto por un PMSE, el Operador del Sistema coordinará con los PMSE que correspondan, los ajustes necesarios para que las actividades de mantenimiento se ejecuten en un periodo adecuado.

En caso de que las actividades de mantenimiento propuestas impliquen afectación sobre las instalaciones de otro PMSE, previa aprobación del PBM, el Operador del Sistema publicará los planes de mantenimiento informados por los Operadores de red de transmisión, los Operadores de distribución y PMSE, con el fin de que éstos sean evaluados y se emitan observaciones, en los plazos que se establezcan en la regulación sobre la Gestión del Mantenimiento de los bienes afectos al servicio público de energía eléctrica.

Una vez que, a través de los estudios y coordinaciones respectivas, se hayan ajustado los programas de mantenimiento, verificando que se cumplan todos los criterios de seguridad para el abastecimiento de la demanda, se deberá contar con la aprobación de todos los PMSE involucrados, bajo los mecanismos y plazos definidos en la regulación sobre la Gestión del Mantenimiento de los bienes afectos al servicio público de energía eléctrica.

79. REPROGRAMACIÓN DE MANTENIMIENTOS

79.1. Solicitud de reprogramación

Los PMSE, los Operadores de red de transmisión o los Operadores de red de distribución podrán solicitar al Operador del Sistema, la reprogramación a un mantenimiento aprobado a través del PBM, bajo los mecanismos y plazos definidos en la regulación sobre la Gestión del Mantenimiento de los bienes afectos al servicio público de energía eléctrica.

Una vez recibida la solicitud de reprogramación, el Operador del Sistema, con base a los análisis operativos respectivos, notificará de forma oficial al PMSE involucrado, la aprobación o no de la reprogramación solicitada, bajo los mecanismos y plazos definidos en la regulación sobre la Gestión del Mantenimiento de los bienes afectos al servicio público de energía eléctrica.

79.2. Análisis de la solicitud

El Operador del Sistema no podrá autorizar una reprogramación si tal modificación conlleva a la afectación de los criterios de seguridad en el abastecimiento, salvo motivos excepcionales debidamente justificados por el interesado con un informe técnico y validados por el Operador del Sistema, e informados a la autoridad reguladora del sector eléctrico.

El Operador del Sistema deberá coordinar con los Operadores de red de transmisión, los Operadores de red de distribución y los PMSE, la reprogramación del PBM de presentarse cambios en las condiciones de operación del SNI.

79.3. Condición de emergencia

Sobre la base del análisis de la situación operativa del SNI o en condiciones de déficit de generación declaradas por el CENACE, éste podrá, de manera excepcional, solicitar a los Participantes Mayoristas del Sector Eléctrico la suspensión o reprogramación de mantenimientos. La suspensión o reprogramación de mantenimientos estará sujeta a la aceptación de los Participantes Mayoristas del Sector Eléctrico involucrados. De ser el caso, el CENACE realizará los ajustes correspondientes al PBO.

80. CONSIGNACIÓN

80.1. Solicitud de consignación

Todo equipo en operación podrá estar en servicio, en disponibilidad o en indisponibilidad bajo consignación.

Aunque un equipo esté desconectado debido a requisitos operativos, no se permitirá trabajar en él sin haber tramitado previamente una solicitud de consignación autorizada por el Operador del Sistema. Esto se debe a que se considera que dicho equipo está disponible y listo para entrar en servicio en cualquier momento.

Si un equipo no puede ser puesto en servicio por presentar algún daño, esta situación debe ser informada y el equipo consignado, ambos de forma inmediata.

80.2. Consignaciones programadas

Las consignaciones programadas deben solicitarse al Operador del Sistema, bajo los mecanismos y plazos definidos en la regulación sobre la Gestión del Mantenimiento de los bienes afectos al servicio público de energía eléctrica. El Operador del Sistema considerará los periodos específicos para las consignaciones programadas que ocasionan interrupción de demanda y/o afectación a la seguridad del sistema y calidad del servicio, conforme las políticas establecidas por el Ministerio rector.

80.3. Indisponibilidades prolongadas

En caso de indisponibilidades prolongadas, debidamente justificadas por el PMSE ante el Operador del Sistema, la consignación deberá estar en correspondencia con ese período de indisponibilidad. En caso de que la indisponibilidad supere los tres (3) meses, la consignación deberá ser actualizada por el PMSE ante el Operador del Sistema cada tres (3) meses.

81. MANTENIMIENTOS CORRECTIVOS NO PREVISTOS EN EL PBM

En caso de presentarse reparaciones que no estuvieron previstas en el PBM, el PMSE deberá solicitar al Operador del Sistema la aprobación de las actividades de mantenimiento, como una solicitud de consignación, bajo los mecanismos y plazos definidos en la regulación sobre la Gestión del Mantenimiento de los bienes afectos al servicio público de energía eléctrica.

El Operador del Sistema estará a cargo de aprobar y autorizar las solicitudes de consignaciones de mantenimientos no incluidos en el PBM. El Operador del Sistema aprobará la solicitud de consignación si existe riesgo de afectación a la integridad de equipos; y, si de los estudios técnico-económicos y del análisis de seguridad de la operación previsto en este Código, no se identifica una disminución de la seguridad del SNI por debajo de los niveles establecidos; para el efecto, el CENACE deberá considerar los recursos de generación y transmisión disponibles, con el objetivo de abastecer la demanda de potencia y energía del sistema, cumpliendo con los criterios de calidad, seguridad, confiabilidad y economía establecido en la presente Regulación y en la regulación sobre la planificación operativa, despacho y operación.

Una vez recibida la solicitud de consignación, el Operador del Sistema comunicará al PMSE involucrado su respuesta, bajo los mecanismos y plazos definidos en la regulación sobre la Gestión del Mantenimiento de los bienes afectos al servicio público de energía eléctrica.

82. MANTENIMIENTO EMERGENTE

En el caso de un incidente que requiera una intervención urgente en una instalación, se desenergizará inmediatamente dicha instalación, si la situación lo requiere, o dentro de un plazo máximo establecido por el Operador del Sistema en coordinación con el PMSE involucrado.

En caso de necesidad de mantenimiento emergente, los Operadores de red de transmisión, los Operadores de red de distribución y los PMSE solicitarán las autorizaciones de manera telefónica y en tiempo real al Operador del Sistema informando las causas de la urgencia de la intervención.

Si la emergencia lo permite, la solicitud se hará a través de la plataforma web dedicada o esto se hará posteriormente, cuando sea posible.

Si el incidente requiere una intervención inmediata, el Operador del Sistema tomará las medidas necesarias con carácter de urgencia y notificará a los PMSE, a los Operadores de red de transmisión o a los Operadores de red de distribución que corresponda, lo antes posible sobre la intervención y su probable duración.

Una vez que se energice la instalación, el Operador del Sistema notificará a los PMSE, a los Operadores de red de transmisión y a los Operadores de red de distribución potencialmente afectados, las causas de la urgencia de la intervención.

TÍTULO VII. EMERGENCIA Y RESTAURACIÓN DEL SERVICIO

CAPÍTULO I. PLAN PARA EMERGENCIAS EN EL SISTEMA

83. PRECEPTOS GENERALES

El Operador del Sistema desarrollará y mantendrá un plan para emergencias para gestionar las emergencias relevantes del sistema, a efectos de mantener el mejor funcionamiento posible del SNI.

84. ELABORACIÓN DEL PLAN PARA EMERGENCIAS EN EL SISTEMA

84.1. Elaboración del Plan

Corresponde al Operador del Sistema elaborar un Plan para Emergencias en el Sistema, en coordinación con los Operadores de Red de transmisión, los Operadores de Red de distribución y PMSE pertinentes; y lo pondrá en conocimiento de la autoridad de regulación de sector eléctrico. El plan deberá ser revisado al menos cada dos (2) años o cuando existan modificaciones importantes al sistema, con fines de actualización o ajuste.

84.2. Elementos a considerar

Al elaborar el Plan para Emergencias en el Sistema, el Operador del Sistema, de forma permanente, tendrá en cuenta al menos los siguientes elementos:

a) Los Límites de Seguridad de la operación establecidos de conformidad con el Numeral 16;

b) El comportamiento y las capacidades de la carga y la generación del SNI y de los otros sistemas interconectados;

c) Las necesidades específicas de las Cargas Especiales enumeradas de conformidad con el literal d) del Numeral 84.4;

d) Las características del SNT y de las redes subyacentes de los Operadores de Red de distribución;

e) Las características de las instalaciones de ERNC y BESS disponibles; y,

f) La disponibilidad de los sistemas tecnológicos de supervisión, control y protección.

84.3. Preceptos mínimos

El Plan para Emergencias en el Sistema contendrá como mínimo las siguientes disposiciones:

a) Las instrucciones del Plan para Emergencias en el Sistema establecidas por el Operador del Sistema;

b) las medidas sujetas a consulta o coordinación en Tiempo Real con los PMSE involucrados; y,

c) el proceso de coordinación operativa en Tiempo Real con las partes identificadas.

84.4. Consideraciones particulares

En particular, el Plan para Emergencias en el Sistema incluirá los siguientes elementos:

a) Una lista de las medidas que el Operador del Sistema deberá implementar en sus equipos de monitoreo, de supervisión y de control;

b) Una lista de las medidas que deberán ser implementadas por los Operadores de Red de transmisión y los Operadores de Red de distribución responsables de implementar esas medidas en sus instalaciones;

c) Una lista de los PMSE responsables de implementar en sus instalaciones las medidas resultantes de los requisitos obligatorios establecidos en el Código de Conexión, o establecidos en el relevamiento especificado en la parte concerniente a la adecuación de Centrales de Generación de Electricidad públicas en operación del mismo cuerpo regulatorio; y una lista de las medidas que deberán implementar esos PMSE;

d) Una lista de las Cargas Críticas y de las condiciones para su desconexión; y,

e) Los plazos de implementación de cada medida enumerada en el Plan para Emergencias en el Sistema.

f) En condiciones de emergencia, el Operador del Sistema podrá utilizar toda la reserva rodante, durante un tiempo que se determine en el Procedimiento de Aplicación para la gestión de reservas de Frecuencia, con el fin de evitar o disminuir sobrecargas en transformadores, generadores, líneas de transmisión y desconexión de carga.

84.5. Medidas técnicas y organizativas

a) El Plan para Emergencias en el Sistema incluirá como mínimo las siguientes medidas técnicas y organizativas:

a.1) Esquemas de protección que incluyan como mínimo:

a.1.1) Esquema automático de control por Frecuencia de conformidad con los Numerales 86 y 87; y,

a.1.2) Esquema automático de control por voltajes de conformidad con el Numeral 88.

a.2) Procedimientos del Plan para Emergencias en el Sistema, que incluyan como mínimo:

a.2.1) Procedimiento de gestión de desviaciones de Frecuencia de conformidad con el Numeral 89;

a.2.2) Procedimiento de gestión de desviaciones de voltaje de conformidad con el Numeral 90;

a.2.3) Procedimiento de gestión del flujo de potencia de conformidad con el Numeral 91; y,

a.2.4) Procedimiento de desconexión manual de la demanda de conformidad con el Numeral 92.

b) Las medidas contenidas en el Plan para Emergencias en el Sistema cumplirán los siguientes principios:

b.1) Su impacto en los usuarios del sistema será mínimo;

b.2) Serán económicamente eficientes;

b.3) Solamente se activarán aquellas medidas que se consideren necesarias; y

b.4) Evitarán provocar los Estados Operativos de Emergencia, o de Emergencia Extrema o Colapso en el SNI, o en los otros sistemas de la Zona Síncrona.

85. IMPLEMENTACIÓN DEL PLAN PARA EMERGENCIAS EN EL SISTEMA

85.1. Responsabilidad sobre la implementación

El Operador del Sistema es responsable de la implementación de las medidas del Plan para Emergencias en el Sistema. El Operador del Sistema analizará la necesidad de mantener o de realizar ajustes o cambios a las medidas establecidas.

85.2. Notificaciones

El Operador del Sistema comunicará las medidas a los Operadores de Red de transmisión, los Operadores de Red de distribución y PMSE conectados al SNI, incluidos los plazos para su implementación.

Cuando el Operador del Sistema remita una notificación a un Operador de Red de distribución de conformidad con lo indicado en el párrafo inmediato anterior, el Operador de Red de distribución comunicará a su vez, de forma automática, a los PMSE y a los Operadores de Red de distribución conectados a su red, las medidas del Plan para Emergencias en el Sistema que deban implementar en sus instalaciones respectivas, así como los plazos correspondientes.

85.3. Obligación del PMSE notificado

Cada Operador de Red de distribución y PMSE notificado, obligatoriamente deberá:

a) Implementar las medidas notificadas de conformidad con el presente Numeral en los plazos definidos por el Operador del Sistema, y como máximo en doce (12) meses desde la fecha de notificación;

b) Confirmar la implementación de las medidas al Operador del Sistema; y,

c) Mantener las medidas implementadas en sus instalaciones.

CAPÍTULO II. MEDIDAS DEL PLAN PARA EMERGENCIAS EN EL SISTEMA

86. ESQUEMA AUTOMÁTICO DE CONTROL DE SUBFRECUENCIA

86.1. Elaboración del esquema

El esquema automático de control de subfrecuencia o baja Frecuencia del Plan para Emergencias en el Sistema, incluirá un esquema de desconexión automático de cargas por baja Frecuencia y los ajustes del Modo de Regulación Potencia-Frecuencia Limitado- Subfrecuencia (MRPFL-U) de las Unidades de Generación de electricidad equipadas de este dispositivo.

En la elaboración del plan de emergencia del sistema, el Operador del Sistema preverá la activación del modo MRPFL-U antes de la activación del esquema de desconexión automático de cargas por baja Frecuencia, cuando la derivada de Frecuencia lo permita.

86.2. Activación del esquema

Antes de la activación del esquema de desconexión automático de cargas por baja Frecuencia, el Operador del Sistema y el Operador de Red de distribución determinado de conformidad con el Numeral 84, preverá que las unidades de almacenamiento de energía (BESS) que funcionen como carga conectada a su sistema:

a) Cambien automáticamente al modo generación dentro del plazo y a un Valor de Consigna de Potencia Activa, establecidos por el Operador del Sistema en el Plan para Emergencias en el Sistema, o;

b) Desconecte automáticamente la unidad de almacenamiento de energía (BESS) que funcione como carga, cuando la unidad de almacenamiento de energía no sea capaz de cambiar de modo dentro del plazo establecido por el Operador del Sistema en el Plan para Emergencias en el Sistema.

El Operador del Sistema establecerá en su Plan para Emergencias en el Sistema, los umbrales de Frecuencia en que se producirá el cambio automático o la desconexión de las unidades de almacenamiento de energía. Estos umbrales de Frecuencia deberán ser inferiores o iguales al límite de Frecuencia del sistema determinado como Desvío Instantáneo Máximo de Frecuencia definido en el Numeral 45, y superiores al nivel mínimo obligatorio del límite de Frecuencia para la desconexión de cargas.

86.3. Desconexión automática de carga

El Operador del Sistema elaborará el esquema de desconexión automático de cargas por baja Frecuencia. El esquema incluirá la desconexión de demanda a diferentes Frecuencias desde un «nivel inicial obligatorio» hasta un «nivel final obligatorio», dentro de un rango de implementación que respete un número mínimo y magnitud máxima de los escalones. El rango de implementación definirá la desviación máxima admisible de la Demanda Neta que deba desconectarse respecto de la Demanda Neta objetivo que deba desconectarse a una Frecuencia determinada. El rango de implementación no permitirá la desconexión de menos Demanda Neta que la cantidad de Demanda Neta que deba desconectarse al nivel inicial obligatorio. Un escalón no podrá considerarse tal si no se desconecta Demanda Neta cuando se alcance dicho escalón.

Los Operadores de la red de distribución definirán la lista de subestaciones en las que se instalará el sistema de desconexión automática de la Demanda Neta por baja Frecuencia, en función de los valores establecidos por el Operador del Sistema en el esquema de desconexión automático de cargas por baja Frecuencia.

El Operador de Red de distribución, y cuando corresponda el Operador de Red de transmisión, instalarán los relés necesarios para la desconexión de demanda por baja Frecuencia, teniendo en cuenta al menos el comportamiento de la carga y la generación dispersa.

El esquema de desconexión automático de cargas por baja Frecuencia del Plan para Emergencias en el Sistema podrá incluir la desconexión de carga neta sobre la base de la derivada de Frecuencia, siempre y cuando:

a) Se active solamente:

a.1) Cuando el Desvío de Frecuencia sea mayor que el Desvío Instantáneo Máximo de Frecuencia definido en el Numeral 45 y la rampa de Frecuencia sea mayor que la producida por la Perturbación, Disturbio o Evento de referencia; o,

a.2) Hasta que la Frecuencia alcance la Frecuencia del nivel inicial obligatorio de desconexión de cargas.

b) Sea necesario y se justifique para mantener de forma eficiente la Seguridad de la Operación.

En el caso de que el esquema de desconexión automático de cargas por baja Frecuencia del Plan para Emergencias en el Sistema, incluya una desconexión de carga neta basado en la derivada de Frecuencia, tal como se describe en el párrafo inmediato anterior, el Operador del Sistema elaborará, en un plazo de un (1) mes desde su implementación, un informe que contenga una explicación detallada de la justificación, la implementación y las repercusiones de esta actuación, y lo presentará a la Agencia de Regulación y Control Competente.

87. ESQUEMA AUTOMÁTICO DE CONTROL DE SOBREFRECUENCIA

El esquema automático de control de sobre Frecuencia del sistema, provocará una disminución automática de la Potencia Activa total inyectada en el SNI, debido a la acción del Modo de Regulación Potencia-Frecuencia Limitado-Sobrefrecuencia (MRPFL-O) de las Unidades de Generación de electricidad equipadas de este dispositivo.

El Operador del Sistema definirá, en el Plan para Emergencias en el Sistema, la desconexión automática de Unidades de Generación por sobrefrecuencia, que incluirá el umbral de Frecuencia de operación y el tiempo de retardo, y la asignación de Unidades de Generación.

El Operador del Sistema establecerá los valores de Frecuencia para los cuales las Unidades de Generación seleccionadas deben disminuir su generación o deben salir de operación, de ser el caso.

88. ESQUEMA AUTOMÁTICO CONTRA COLAPSOS DE VOLTAJES

88.1. Sistemas a considerar

El esquema automático de desconexión de carga por bajo voltaje del Plan para Emergencias en el Sistema, para evitar colapsos de voltajes, podrá incluir uno o varios de los sistemas siguientes,

dependiendo de los resultados de la evaluación de la seguridad del sistema efectuada por el Operador del Sistema:

a) Un esquema de desconexión de cargas por mínimo voltaje;

b) Un esquema de bloqueo del cambiador de tomas con carga que se deberá implementar en los transformadores de la red de distribución; y,

c) Esquemas de desconexión de carga y/o generación como parte de sistemas de protección del sistema para el Control de Voltajes.

88.2. Cambiador de tomas en carga

Salvo si la evaluación efectuada de conformidad con 89.1 demuestra que no es necesaria la implementación de un esquema de bloqueo del cambiador de tomas en carga para impedir un colapso de voltajes en el SNI, el Operador del Sistema establecerá las condiciones en que se implementará el esquema de bloqueo del cambiador de tomas con carga, que incluirán como mínimo:

a) El método de bloqueo (local o remoto desde la sala de control del Operador de Red de distribución);

b) El umbral de voltaje en el Punto de Conexión;

c) El sentido de flujo de la Potencia Reactiva, y

d) El tiempo máximo entre la detección del umbral y el bloqueo.

El Operador del Sistema definirá la lista de subestaciones o Puntos de Conexión del SNT en las que se instalará el sistema de desconexión automática de carga de la red por bajo voltaje.

89. PROCEDIMIENTO DE GESTIÓN DE DESVÍOS DE FRECUENCIA

a) El Operador del Sistema tendrá derecho a establecer el Valor de Consigna de la Potencia Activa que cada PMSE, determinado conforme al Numeral 84, y deberá mantenerse siempre y cuando el Valor de Consigna cumpla las restricciones técnicas del PMSE.

b) Los PMSE ejecutarán, de forma inmediata, las instrucciones dictadas por el Operador del Sistema. El incumplimiento será notificado por el Operador del Sistema a la Agencia de Regulación y Control Competente.

c) El Operador del Sistema tendrá la potestad de desconectar a un PMSE o Carga Especial, a través de los Operadores de Red de distribución o de los Operadores de Red de transmisión. Los PMSE y Cargas Especiales quedarán desconectados hasta que se dicten nuevas instrucciones, de acuerdo a las condiciones del sistema.

d) Para condiciones de emergencia extrema y en casos excepcionales, el Operador del Sistema podrá desconectar a un PMSE o Cargas Especiales de forma directa, e informará, de forma inmediata, a los Operadores de Red involucrados.

e) El Operador del Sistema debe proporcionar a la Agencia de Regulación y Control Competente, los elementos considerados para la solicitud de la instrucción para desconexión de carga como parte del plan de emergencia.

90. PROCEDIMIENTO DE GESTIÓN DE DESVÍOS DE VOLTAJE

El Operador del Sistema tendrá la potestad para establecer un rango de Potencia Reactiva o de voltajes, y ordenará a los Operadores de Red de transmisión, los Operadores de Red de distribución y a los PMSE su cumplimiento, conforme lo indicado en el Numeral 84, y mantenerlo de conformidad con los Numerales 31 y 33, siempre y cuando el Valor de Consigna cumpla las restricciones técnicas.

91. PROCEDIMIENTO DE GESTIÓN DE LOS FLUJOS DE POTENCIA

a) El procedimiento para la gestión de los flujos de potencia del Plan para Emergencias en el Sistema incluirá una serie de medidas para gestionar los flujos de potencia que estén fuera de los Límites de Seguridad para la operación establecidos en el Numeral 16.

b) El Operador del Sistema tendrá la potestad de establecer el Valor de Consigna de la Potencia Activa que cada PMSE u Operadores de Red de distribución deberán mantener, siempre y cuando el Valor de Consigna cumpla las restricciones técnicas del PMSE o del Operador de Red de distribución.

c) Los Operadores de Red de distribución y los PMSE ejecutarán, de forma inmediata, las instrucciones dictadas por el Operador del Sistema y permanecerán en ese Estado hasta que reciban nuevas instrucciones de parte de este.

d) El Operador del Sistema tendrá la potestad de desconectar a un PMSE o redes de distribución, a través de los Operadores de Red de transmisión. Los PMSE o las redes de distribución quedarán desconectados hasta que se dicten nuevas instrucciones.

e) Para condiciones de emergencia extrema y en casos excepcionales, el Operador del Sistema podrá desconectar a un PMSE o Cargas Especiales de forma directa, e informará, de forma inmediata, a los Operadores de Red involucrados.

f) El Operador del Sistema pondrá a disposición de la Agencia de Regulación y Control Competente, los elementos considerados para la solicitud de la instrucción de cambio de potencia o de desconexión como parte del Plan para Emergencias en el Sistema.

92. PROCEDIMIENTO DE DESCONEXIÓN MANUAL DE LA DEMANDA

a) Además de las medidas establecidas desde los Numerales 89 al 91, el Operador del Sistema podrá establecer una cantidad de demanda que será desconectada manualmente, indirectamente a través de los Operadores de Red de distribución, de los Operadores de Red de transmisión, o directamente por el propio Operador del Sistema, cuando sea necesario para impedir la propagación o el empeoramiento de un Estado Operativo de Emergencia.

b) Para condiciones de emergencia extrema y en casos excepcionales, el Operador del Sistema podrá desconectar directamente una demanda determinada, e informará, de forma inmediata, a los Operadores de Red involucrados.

c) El Operador del Sistema activará la desconexión manual de la demanda mencionada en la letra a) del presente numeral, a fin de:

c.1) resolver las situaciones de sobrecarga o de bajo voltaje, o

c.2) resolver situaciones que provoquen el riesgo o deterioro de las Frecuencias en el SNI.

d) Cuando se requiera desconexiones de carga de forma controlada, el Operador del Sistema comunicará a los Operadores de Red de distribución la cantidad de demanda establecida de conformidad con a) que deberá desconectarse en sus redes de distribución. Cada Operador de Red de distribución desconectará la cantidad notificada de demanda, de forma inmediata.

e) En un plazo de un (1) mes desde el incidente, el Operador del Sistema elaborará un informe que contenga los criterios y elementos considerados, implementación y repercusión de esta actuación y, la presentará a la Agencia de Regulación y Control Competente.

CAPÍTULO III. PLAN DE RESTAURACIÓN

93. ELABORACIÓN DEL PLAN DE RESTAURACIÓN

Le corresponde al Operador del Sistema elaborar un Plan de Restauración del sistema, en coordinación con los Operadores de Red de transmisión, los Operadores de Red de distribución y PMSE pertinentes, el cual deberá ser puesto en conocimiento de la Agencia de Regulación y Control Competente y de todos los PMSE. El plan deberá ser actualizado cada dos (2) años o cuando el Operador del Sistema identifique que es necesario.

93.1. Elementos a considerar

Al elaborar el Plan de Restauración, el Operador del Sistema tendrá en cuenta al menos los siguientes elementos:

a) Las características técnicas y restricciones de los elementos del SNT declarados por los Operadores de Red de transmisión;

b) Las características técnicas y restricciones de las Unidades de Generación, declaradas por los PMSE;

c) Las características técnicas y restricciones de los elementos de la red de subtransmisión pertinentes, declarados por las empresas de distribución;

d) La declaración de las empresas de distribución para realizar maniobras con Red Armada en los Puntos de Conexión con el SNT;

e) El comportamiento de la carga informada por las empresas de distribución;

f) las necesidades específicas de las Cargas Especiales enumeradas de conformidad con el 94.3;

g) Las características técnicas y restricciones de las redes subyacentes de los Operadores de Red de distribución;

h) Las características de las instalaciones de ERNC y BESS disponibles;

i) La disponibilidad de los sistemas tecnológicos de supervisión, control y protección; y,

j) La disponibilidad de los sistemas de comunicación.

93.2. Contenido mínimo

El Plan de Restauración contendrá, como mínimo, lo siguiente:

a) Las condiciones en las que se activará el Plan de Restauración, de conformidad con el Numeral 95; y

b) Las disposiciones generales del Plan de Restauración que deberá dictar el Operador del Sistema.

93.3. Elementos particulares

En particular, el Plan de Restauración incluirá los siguientes elementos:

a) Una lista de las medidas que el Operador del Sistema deberá considerar en sus instalaciones;

b) Una lista de las medidas que deberán ser implementadas por los Operadores de Red de transmisión, los Operadores de Red de distribución, así como de los Operadores de Red de distribución responsables de implementar esas medidas en sus instalaciones;

c) Una lista de los PMSE responsables de implementar en sus instalaciones las medidas resultantes de los requisitos del Plan de Restauración;

d) Una lista de las Cargas Especiales y de las condiciones para su desconexión y Energización;

e) Una lista de las subestaciones que sean esenciales para los procedimientos del Plan de Restauración;

f) Una lista de las instalaciones de generación en el SNI necesarias para energizar el sistema, que permita la Energización autónoma, para lo cual se debe observar que se disponga de Capacidad de Arranque Autónomo, capacidad de Sincronización rápida (mediante la operación sobre el sistema de servicios auxiliares) y capacidad de funcionamiento en isla;

g) Los plazos de implementación de cada medida enumerada;

h) Una lista de recursos de ERNC y/o BESS disponibles;

i) Una lista de los sistemas tecnológicos de supervisión y control disponibles; y,

j) Una lista de sistemas o medios de comunicación disponibles.

93.4. Medidas técnicas y organizativas

El Plan de Restauración incluirá como mínimo las siguientes medidas técnicas y organizativas:

a) Procedimiento de Energización;

b) Procedimiento de gestión de la Frecuencia;

c) Procedimiento de Sincronización; y,

d) Aspectos relacionados con las Interconexiones Internacionales.

93.5. Principios que deben cumplir las medidas

Las medidas incluidas en el Plan de Restauración deben cumplir los siguientes principios:

a) Minimizar el impacto en los usuarios del sistema;

b) Ser económicamente eficientes, considerando las condiciones de calidad y seguridad;

c) Solamente se activarán las medidas necesarias; y,

d) Deberán procurar evitar la transición a un nuevo Estado Operativo de Emergencia, Estado Operativo de Emergencia Extrema o Colapso.

94. IMPLEMENTACIÓN DEL PLAN DE RESTAURACIÓN

94.1. Responsabilidad sobre la implementación

Tras la elaboración del Plan de Restauración de conformidad con el Numeral 93, el Operador del Sistema es responsable de aplicar las medidas de dicho plan y posteriormente se mantendrán las medidas implementadas.

94.2. Notificaciones

El Operador del Sistema comunicará las medidas a los Operadores de Red de transmisión, los Operadores de Red de distribución y PMSE, incluidos los plazos para que las medidas deban implementarse en sus instalaciones.

Cuando el Operador del Sistema remita una notificación a un Operador de Red de distribución de conformidad con lo establecido en el párrafo inmediato anterior, el Operador de Red de distribución notificará a su vez, dentro de las siguientes veinticuatro (24) horas de haber recibido la notificación, a los PMSE y a los Operadores de Red de distribución conectados a su red eléctrica, las medidas del Plan de Restauración que deban implementar en sus instalaciones, así como los plazos correspondientes.

94.3. Obligaciones del PMSE notificado

Los Operadores de Red de transmisión, cada Operador de Red de distribución y cada PMSE notificado, deberán:

a) Implementar las medidas notificadas de conformidad con el presente Numeral en un plazo máximo de doce (12) meses desde la fecha de notificación;

b) Confirmar la implementación de las medidas al Operador del Sistema; y,

c) Mantener las medidas implementadas en sus instalaciones y comunicar al Operador del Sistema en caso de cambios imprevistos.

95. ACTIVACIÓN DEL PLAN DE RESTAURACIÓN

a) El Operador del Sistema activará los procedimientos de su Plan de Restauración en coordinación con los Operadores de Red de transmisión, los Operadores de Red de distribución y PMSE identificados, de conformidad con el Numeral 93.4, en los siguientes casos:

   a.1) Cuando el sistema esté en Estado Operativo de Emergencia de conformidad con los criterios establecidos en el Numeral 9.3; o,

   a.2) Cuando el sistema esté en el Estado Operativo de Emergencia Extrema o Colapso de conformidad con los criterios establecidos en el Numeral 9.4.

Una vez que el sistema se haya estabilizado, las medidas del plan de emergencia del sistema dejarán de ser utilizadas.

b) Durante la restauración del sistema, el Operador del Sistema identificará y supervisará:

b.1) La extensión y los límites de la Isla Eléctrica o de las Islas Eléctricas a los que pertenezca su Zona de Control;

b.2) Los Operadores de Sistemas con los que comparta una Isla Eléctrica o Islas Eléctricas; y

b.3) Las reservas disponibles de Potencia Activa en su Zona de Control.

c) Cada Operador de Red de distribución y PMSE, y conforme lo determinado en el Numeral 93, ejecutará sin demora indebida las instrucciones del Plan de Restauración dictadas por el Operador del Sistema, de conformidad con el literal b) del Numeral 93.3, y con los procedimientos del Plan de Restauración.

96. UNIDADES DE GENERACIÓN CAPACES DE ARRANCAR DE FORMA AUTÓNOMA

a) En caso de un Estado Operativo de Emergencia o de Colapso total o parcial, de acuerdo con los Numerales 9.3 y 9.4 de este Código, el Operador del Sistema puede solicitar a las Unidades o Centrales de Generación de Electricidad, capaces de un arranque autónomo, que restauren toda o parte de la red de acuerdo con su Plan de Restauración.

b) Según lo dispuesto en el Código de Conexión, las nuevas unidades de generación de tipo C y D deben contar con capacidad de arranque autónomo. Se evaluará de manera individual el requisito de arranque en negro para las centrales en cascada.

c) El Operador del Sistema debe disponer la lista de todas las Unidades y Centrales de Generación de Electricidad capaces de arrancar de forma autónoma.

CAPÍTULO IV. ENERGIZACIÓN DEL SNI

97. PROCEDIMIENTO DE ENERGIZACIÓN

97.1. Medidas

El procedimiento de Energización contendrá una serie de medidas que permitan al Operador del Sistema, aplicar:

a) Una Estrategia de Energización Externa; y,

b) Una Estrategia de Energización Autónoma.

97.2. Estrategia de Energización Autónoma

En lo que se refiere a la Estrategia de Energización Autónoma, el procedimiento de Energización contendrá, como mínimo medidas para:

a) Gestionar los desvíos de voltaje y Desvíos de Frecuencia debidos a la Energización;

b) Supervisar y gestionar el funcionamiento en isla; y,

c) Sincronizar las zonas de funcionamiento en isla.

98. ACTIVACIÓN DEL PROCEDIMIENTO DE ENERGIZACIÓN

a) Al activar el procedimiento de Energización, el Operador del Sistema establecerá la estrategia que deberá aplicarse, teniendo en cuenta:

a.1) La disponibilidad de fuentes de energía, con arranque autónomo, capaces de energizar las redes en las zonas del SNI que quedaron sin servicio;

a.2) La duración prevista y los riesgos de las posibles Estrategias de Energización;

a.3) Las condiciones de los sistemas eléctricos;

a.4) Las condiciones de los sistemas directamente conectados, incluido como mínimo el estado de las Interconexiones Internacionales;

a.5) Las necesidades específicas de los PMSE y Cargas Especiales enumerados de conformidad con el Numeral 93.4; y,

a.6) la posibilidad de combinar Estrategias de Energización Externa y Autónoma.

b) Al aplicar una Estrategia de Energización Externa, el Operador del Sistema gestionará la conexión de la demanda y la generación, a fin de regular la Frecuencia hacia su valor nominal con una tolerancia máxima de la desviación máxima de Frecuencia en régimen permanente.

c) Al aplicar una Estrategia de Energización Autónoma, el Operador del Sistema gestionará la conexión de la demanda y la generación, a fin de regular la Frecuencia hacia su valor objetivo establecido de conformidad con el literal c.3) del Numeral 99.

d) Durante la Energización, el Operador del Sistema, previa consulta a los Operadores de Red de distribución establecerá y notificará la cantidad de demanda que deberá reconectarse. Cada Operador de Red de distribución reconectará la cantidad de demanda solicitada, respetando el escalón de reconexión y teniendo en cuenta la reconexión automática de la carga y la generación en su red.

e) El Operador del Sistema solicitará información y coordinará con los Operadores de los sistemas de los países vecinos, sobre su capacidad de apoyo a una Estrategia de Energización Externa.

f) Para la activación de una Estrategia de Energización Externa, el Operador del Sistema podrá solicitar a los Operadores de los sistemas de los países vecinos, apoyo para la Energización.

CAPÍTULO V. GESTIÓN DE LA FRECUENCIA

99. PROCEDIMIENTO DE GESTIÓN DE LA FRECUENCIA

a) El procedimiento de gestión de la Frecuencia del Plan de Restauración contendrá una serie de medidas destinadas a reestablecer la Frecuencia del sistema a su valor nominal.

b) El Operador del Sistema activará su procedimiento de gestión de la Frecuencia:

b.1) En caso el SNI se dividida en varias regiones sincrónicas o cuando el SNI se desconecta de los sistemas de los países vecinos;

b.2) En caso de Desvío de Frecuencia en el SNI; o,

b.3) En caso de Energización.

c) El procedimiento de gestión de la Frecuencia incluirá como mínimo:

c.1) Una lista de criterios y consideraciones relativas al establecimiento del Control de Frecuencia;

c.2) Criterios para el nombramiento de los Líderes de Frecuencias y su designación;

c.3) El establecimiento de la Frecuencia objetivo en caso de una Estrategia de Energización Autónoma;

c.4) La gestión de la Frecuencia tras Desvío de Frecuencia;

c.5) La gestión de la Frecuencia tras la división del SNI; y,

c.6) Metodología para determinar la cantidad de demanda y generación que debe reconectarse, considerando las reservas disponibles de Potencia Activa dentro de la Isla Eléctrica, con el objetivo de prevenir grandes Desvíos de Frecuencia. Esta metodología resultará de las simulaciones correspondientes.

100. NOMBRAMIENTO DE UN LÍDER DE FRECUENCIA

a) Durante la restauración del sistema, cuando el SNI esté dividido en varias Islas Eléctricas, el Operador del Sistema nombrará un Líder de Frecuencia por cada Isla Eléctrica, de conformidad con el literal b) del presente Numeral. Durante el proceso de restauración del sistema, el Operador del Sistema podrá coordinar la gestión de la regulación de frecuencia con el Operador de la Red de transmisión.

b) En una isla eléctrica, se designará como líder de frecuencia a aquella unidad o central de generación que tenga la capacidad de gestionar frecuencia en isla eléctrica y pueda servir como referencia para iniciar y supervisar la recuperación del sistema eléctrico después de una emergencia. Esta unidad será la de mayor potencia y, a su vez, con mayor margen de absorción o suministro de potencia. En caso de que el Operador del Sistema decida nombrar como líder de frecuencia a otra unidad de generación, considerará los siguientes criterios:

b.1) La capacidad disponible de Reserva de Potencia Activa y, especialmente, de reservas para reposición de la Frecuencia;

b.2) Las capacidades disponibles en las Interconexiones Internacionales; y,

b.3) La disponibilidad de medición de Frecuencia de las Islas Eléctricas o del SNI.

c) El Operador del Sistema puede designar varias Unidades de Generación para control de la Frecuencia, siguiendo una estampa de tiempo.

d) El líder de la Frecuencia designada actuará como tal:

d.1) hasta que se designe otro líder de la Frecuencia para la Isla Eléctrica;

d.2) hasta que se designe un nuevo líder de la Frecuencia, como resultado de la Sincronización del SNI con una Isla Eléctrica; o,

d.3) hasta que la Isla Eléctrica haya sido completamente sincronizado, la Frecuencia del sistema esté dentro de la Rango de Frecuencias Estándar y la regulación de la Frecuencia

definida por el Operador del Sistema haya sido restaurado a su modo de funcionamiento normal, de acuerdo con el Numeral 9.1.

101. GESTIÓN DE LA FRECUENCIA TRAS UN DESVÍO DE FRECUENCIA

a) Durante la restauración del sistema, cuando un Líder de Frecuencia haya sido nombrado de conformidad con el Numeral 100, las unidades de las Islas Eléctricas distintas del Líder de Frecuencia suspenderán, como primera medida, la activación manual de las reservas secundarias y las reservas terciarias.

b) El Operador del Sistema, en coordinación con el Líder de Frecuencia, establecerá el modo de funcionamiento que deberá aplicarse para el Control de Frecuencia operado.

c) El Líder de Frecuencia gestionará la activación manual de las reservas, a fin de regular la Frecuencia hacia su valor nominal y teniendo en cuenta los Límites de Seguridad de la operación, definidos de conformidad con el Numeral 16.

d) Si la Unidad de Generación Líder de la Frecuencia ya no tiene suficientes reservas disponibles, el Líder de la Frecuencia debe informar al Operador del Sistema sobre su necesidad para que puedan desarrollar la estrategia apropiada para recuperar la reserva requerida.

102. GESTIÓN DE LA FRECUENCIA TRAS LA DIVISIÓN DEL SNI EN ISLAS ELÉCTRICAS

a) Durante la restauración del sistema, cuando un Líder de Frecuencia haya sido nombrado de conformidad con el Numeral 100, las unidades de las Islas Eléctricas distintas del Líder de Frecuencia suspenderán, como primera medida, la activación manual de las reservas secundarias y las reservas terciarias.

b) El Operador del Sistema, en coordinación con el Líder de Frecuencia, establecerá el modo de funcionamiento que deberá aplicarse para el Control de Frecuencia esperado.

c) El Líder de Frecuencia gestionará la activación manual de las reservas dentro de la Isla Eléctrica, a fin de regular la Frecuencia de la Isla Eléctrica hacia su valor objetivo establecido por el Operador del Sistema, si lo hubiere, de conformidad con el Numeral 104, a), y teniendo en cuenta los Límites de Seguridad de la operación establecidos de conformidad con el Numeral 16. Cuando no se haya nombrado un coordinador de Sincronización, el Líder de Frecuencia procurará regular la Frecuencia hacia su valor nominal (60 Hz).

d) Si la Unidad de Generación Líder de la Frecuencia ya no tiene suficientes reservas disponibles, el líder de la Frecuencia debe informar al Operador del Sistema sobre su necesidad, para que puedan desarrollar la estrategia apropiada y recuperar la reserva definida.

CAPÍTULO VI. SINCRONIZACIÓN

103. PROCEDIMIENTO DE SINCRONIZACIÓN

El procedimiento de Sincronización del Plan de Restauración incluirá, como mínimo:

a) Lineamientos para la Sincronización de áreas;

b) Las medidas que permitan al Operador del Sistema aplicar la estrategia de Sincronización; y,

c) Los límites máximos de la diferencia angular y el desvío de voltaje y Frecuencia en las líneas de conexión.

104. ESTRATEGIA DE SINCRONIZACIÓN

Previamente a la Sincronización, el Operador del Sistema:

a) Establecerá, con referencia a los límites máximos referidos en el Numeral 103:

a.1) El valor objetivo de la Frecuencia de Sincronización;

a.2) La diferencia máxima de Frecuencia entre dos Islas Eléctricas;

a.3) El intercambio máximo de Potencia Activa y Reactiva; y

a.4) El modo de funcionamiento que deberá aplicarse al Control de Frecuencia.

b) Seleccionará el Punto de Sincronización, teniendo en cuenta los Límites de Seguridad de la operación en las Islas Eléctricas;

c) Establecerá y preparará todas las actuaciones necesarias para la Sincronización de los dos Islas Eléctricas o una Isla Eléctrica y la red de transmisión, en el Punto de Sincronización;

d) Establecerá y preparará una serie posterior de actuaciones para crear conexiones adicionales entre las Islas Eléctricas; y,

e) Evaluará el grado de preparación de las Islas Eléctricas para efectuar la Sincronización, teniendo en cuenta las condiciones enumeradas en el literal a) del presente Numeral.

Cuando todas las condiciones establecidas de conformidad con la letra a), se cumplan, el Operador del Sistema ejecutará la Sincronización activando las actuaciones establecidas de conformidad con los literales a.3) y a.4) del presente Numeral.

Cuando las condiciones de funcionamiento no permitan la Sincronización, el Operador del Sistema evaluará la conveniencia de la desenergización de la Isla Eléctrica en la óptica para retroalimentarla a través de la red general.

CAPÍTULO VII. INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN EN EMERGENCIA Y RESTAURACIÓN

105. INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN

105.1. Información a solicitar

El Operador del Sistema en Estado Operativo de Emergencia, Estado Operativo de Emergencia Extrema o Colapso o Estado Operativo de Restauración, tendrá derecho a solicitar la siguiente información:

a) De los Operadores de Red de distribución identificados de conformidad con el Numeral 93.3 la información necesaria sobre, como mínimo:

a.1) La parte de su red que funcione en Isla Eléctrica,

a.2) La capacidad de sincronizar partes de su red que funcionen en Isla Eléctrica; y,

a.3) La capacidad de iniciar el funcionamiento en Isla Eléctrica.

b) De los PMSE y Cargas Especiales identificados de conformidad con el Numeral 93.3 información sobre como mínimo las siguientes condiciones:

b.1) El estado actual de la instalación y su disponibilidad;

b.2) Los límites operativos;

b.3) Protecciones actuadas cuando disponga de la información;

b.4) El tiempo total de activación y el tiempo para aumentar la generación; y,

b.5) Los tiempos críticos de procesos.

c) De los Operadores de Red de transmisión:

c.1) El estado actual del SNT y su disponibilidad;

c.2) Su capacidad de participar a las acciones de restauración; y,

c.3) Protecciones actuadas cuando disponga de la información.

105.2. Información suministrada por el Operador del Sistema

Durante los Estados Operativos de Emergencia Extrema o Colapso, o de Restauración, el Operador del Sistema facilitará oportunamente y a los efectos de los procedimientos del plan de emergencia del sistema y del Plan de Restauración la siguiente información, cuando disponga de ella:

a) Al Líder de Frecuencia de su Isla Eléctrica, información sobre, como mínimo:

a.1) Las restricciones al mantenimiento del funcionamiento en Isla Eléctrica;

a.2) La carga y generación adicional disponible; y,

a.3) La disponibilidad de reservas operativas.

b) A los Operadores de Red de distribución conectados a la red de transmisión identificados de conformidad con los Numerales 84.4 y 93.3, información sobre, como mínimo:

b.1) El estado operativo de su red y disponibilidad para la restauración;

b.2) Los límites de Potencia Activa y Reactiva, el escalón de reconexión, las posiciones de las tomas de los transformadores y de los disyuntores en los Puntos de Conexión;

b.3) La información sobre el estado actual y planificado de las Unidades y Centrales de Generación de Electricidad conectadas al Operador de Red de distribución, si no está disponible para el Operador de Red de distribución directamente; y,

b.4) La información necesaria para una mayor coordinación con las partes conectadas a la distribución.

c) A los Operadores de Red de distribución y PMSE identificados de conformidad con el Numeral 93.3, información sobre, como mínimo:

c.1) El estado operativo de su red;

c.2) La capacidad y los planes para energizar en los acoplamientos; y,

c.3) Las medidas programadas que exigen su participación.

Disposición general

Las disposiciones normativas establecidas en el presente Código tienen supremacía sobre cualquier regulación técnica emitida por la Agencia de Regulación y Control competente que trate una o varias temáticas similares. Esto implica que, en caso de existir discrepancias entre las normas establecidas aquí y las regulaciones técnicas específicas de la Agencia, prevalecerán las disposiciones de este Código. Esta jerarquía busca garantizar coherencia y claridad en materias de seguridad operativa, calidad de frecuencia y voltaje, y uso eficiente de recursos del SIN.

Disposiciones transitorias

PRIMERA.- *En un plazo de hasta doce (12) meses contados a partir de la entrada en vigencia las reformas previstas en la Resolución Nro. ARCONEL-004/2026 de 29 de abril de 2026, el Operador del Sistema elaborará y adoptará un plan de continuidad de actividades en el que se detallen sus respuestas ante una pérdida de medios, herramientas y dispositivos críticos y que contenga disposiciones para su Mantenimiento, sustitución y desarrollo.*[2]

SEGUNDA.-. [3]

TERCERA.-.[4]

CUARTA.-.[5]

QUINTA.- *La información sobre los criterios y filosofía de los sistemas de protección deberá ser remitida por los PMSE al Operador del Sistema, dentro del plazo de seis (6) meses, contados a partir de la entrada en vigencia de las reformas previstas en la Resolución Nro. ARCONEL-004/2026 de 29 de abril de 2026. Posterior a ello, el Operador del Sistema dispondrá de un plazo de hasta seis (6) meses para consolidar esta información y poner a disposición de todos los PMSE.*[6]

SEXTA.- *Con relación a los requisitos de Inercia mínima que son relevantes para la Estabilidad de la Frecuencia a nivel del SNI, el Operador del Sistema, dentro del plazo de doce (12) meses contados a partir de la entrada en vigencia de las reformas previstas en la Resolución Nro. ARCONEL-004/2026 de 29 de abril de 2026, elaborará el estudio pertinente para determinar la Inercia mínima requerida, en los términos establecidos en el presente Código.*[7]

SÉPTIMA.-.[8]

---

[2] Disposición reformada mediante Resolución Nro. ARCONEL-004/2026 de 29 de abril de 2026.
[3] Disposición derogada mediante Resolución Nro. ARCONEL-004/2026 de 29 de abril de 2026.
[4] *Ibid.*
[5] *Ibid.*
[6] Disposición reformada mediante Resolución Nro. ARCONEL-004/2026 de 29 de abril de 2026.
[7] *Ibid.*
[8] Disposición derogada mediante Resolución Nro. ARCONEL-004/2026 de 29 de abril de 2026.

OCTAVA.- En un plazo de doce (12) meses contados a partir de la entrada en vigencia de las reformas previstas en la Resolución Nro. ARCONEL-004/2026 de 29 de abril de 2026, el Operador del sistema elaborará un plan de emergencia del sistema, en coordinación con los Operadores de Red de transmisión, los Operadores de Red de distribución y PMSE pertinentes, y lo pondrá en conocimiento de la Agencia de Regulación y Control Competente.[9]

NOVENA.- Dentro del plazo de doce (12) meses contados a partir de la entrada en vigencia de las reformas previstas en la Resolución Nro. ARCONEL-004/2026 de 29 de abril de 2026, el Operador del Sistema elaborará un Plan de Restauración del sistema, en coordinación con los Operadores de Red de transmisión, los Operadores de Red de distribución y PMSE pertinentes, y lo pondrá en conocimiento de la Agencia de Regulación y Control Competente y de todos los PMSE.[10]

DÉCIMA.- Dentro del plazo de doce (12) meses contados a partir de la entrada en vigencia de las reformas previstas en la Resolución Nro. ARCONEL-004/2026 de 29 de abril de 2026, el Operador del Sistema elaborará el procedimiento de Energización al que se refiere el Numeral 97, y lo pondrá en conocimiento de la Agencia de Regulación y Control Competente y de todos los PMSE.[11]

DÉCIMA PRIMERA.- *En un plazo máximo de quince (15) días, contados a partir de la entrada en vigencia de las reformas previstas en la Resolución Nro. ARCONEL-004/2026 de 29 de abril de 2026, el Operador del Sistema deberá convocar a una reunión con la ARCONEL, en la cual presentará el cronograma para la elaboración o actualización de los Procedimientos de Aplicación del Código de Operación. En dicha reunión se acordarán, entre otros aspectos: el alcance, la estructura, los formatos de los procedimientos y el contenido mínimo del informe técnico que justifique cada propuesta.*

La ARCONEL deberá revisar y aprobar el cronograma presentado, o emitir observaciones en un plazo máximo de quince (15) días contados desde su presentación. En caso de existir observaciones, el Operador del Sistema deberá realizar los ajustes correspondientes y remitir el cronograma actualizado para su aprobación en un plazo máximo de 5 días.

La Ejecución del Cronograma no podrá exceder el plazo de un (1) año desde la fecha de su aprobación, periodo dentro del cual deberán elaborarse los siguientes Procedimientos de Aplicación debidamente justificados:

- *Procedimiento de Aplicación para la gestión de reservas de Frecuencia*
- *Procedimiento de Aplicación para establecer rangos de voltaje de operación en Estado Operativo Normal y Estado Operativo de Emergencia, para las Barras del SNI, sobre la base de lo establecido en el Numeral 46 de este Código.*
- *Procedimiento de Aplicación con los criterios para categorizar las Contingencias.*

[9] Disposición reformada mediante Resolución Nro. ARCONEL-004/2026 de 29 de abril de 2026.
[10] *Ibid.*
[11] *Ibid.*

- *Procedimiento de Aplicación para la realización de Pruebas Operativas, conforme lo establecido en el Numeral 54 del presente Código.*

El Operador del Sistema deberá contemplar, dentro del proceso de elaboración o actualización de dichos Procedimientos, un mecanismo formal de participación que incluya un espacio para la recepción y análisis de observaciones por parte de los PMSE, orientadas a mejorar su contenido técnico y operativo, en los casos que corresponda.

Hasta que se cuenten con los procedimientos aprobados, el Operador del Sistema continuará aplicando los procesos y procedimientos vigentes a la expedición del presente Código.[12]

DÉCIMA SEGUNDA.- Una vez que la ARCONEL reciba los procedimientos emitidos por el CENACE dentro de los plazos establecidos en el cronograma aprobado, dispondrá de un plazo máximo de treinta (30) días para su revisión y para emitir observaciones, de ser el caso.

En caso de que existan observaciones, el CENACE contará con un plazo máximo de treinta (30) días para subsanarlas y remitir nuevamente la documentación a la ARCONEL. Recibida la documentación ajustada, la ARCONEL dispondrá de un plazo máximo de treinta (30) días para aprobarla o emitir nuevas observaciones.

Si en esta segunda revisión se formularen observaciones adicionales, el CENACE contará nuevamente con un plazo máximo de quince (15) días para su subsanación y reenvío. Recibida la versión final, debidamente justificada, la ARCONEL procederá a su aprobación dentro del plazo máximo de quince (15) días.[13]

DÉCIMA TERCERA.- Las unidades de generación que no hayan iniciado la construcción a la fecha de aprobación de este Código, deben cumplir con los requisitos sobre arranque autónomo establecidos en la presente Regulación.

Disposición derogatoria

A partir de la aprobación de la presente Regulación, se deroga:

- Regulación Nro. CONELEC-006/00, Procedimientos de Despacho.

[12] Disposición reformada mediante Resolución Nro. ARCONEL-004/2026 de 29 de abril de 2026.
[13] *Ibid.*

Disposición final

VIGENCIA: Este Código entrará en vigencia partir de la fecha de su expedición, sin perjuicio de su publicación en el Registro Oficial.

Dado en la ciudad de San Francisco de Quito, Distrito Metropolitano, a los treinta y un días del mes de marzo del año dos mil veinte y seis.

Dr. Augusto Fabricio Porras Ortiz
Director Ejecutivo (Encargado)
SECRETARIO DEL DIRECTORIO AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD

RAZÓN DE CERTIFICACIÓN

RAZÓN: Certifico que el presente documento es fiel copia de la Regulación Original *"Nro. ARCONEL-001/26"*, suscrita el 29 de abril de 2026; reposa en los archivos de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad y está compuesto por noventa y un (91) fojas.

Validar únicamente en FirmaEC.
Firmado electrónicamente por:
DEBORA TATIANA ARAGON AUZ

Abg. Débora Tatiana Aragón Auz
Directora de Gestión Documental y Archivo
AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD



Mgs. Jaqueline Vargas Camacho
DIRECTORA (E)

Quito:
Calle Mañosca 201 y Av. 10 de Agosto
Atención ciudadana
Telf.: 3941-800
Ext.: 3134

www.registroficial.gob.ec

JL/PC

El Pleno de la Corte Constitucional mediante Resolución Administrativa No. 010-AD-CC-2019, resolvió la gratuidad de la publicación virtual del Registro Oficial y sus productos, así como la eliminación de su publicación en sustrato papel, como un derecho de acceso gratuito de la información a la ciudadanía ecuatoriana.

"Al servicio del país desde el 1º de julio de 1895"

El Registro Oficial no se responsabiliza por los errores ortográficos, gramaticales, de fondo y/o de forma que contengan los documentos publicados, dichos documentos remitidos por las diferentes instituciones para su publicación, son transcritos fielmente a sus originales, los mismos que se encuentran archivados y son nuestro respaldo.