

REGISTRO OFICIAL[®]

ÓRGANO DE LA REPÚBLICA DEL ECUADOR

SUMARIO:

Págs.

FUNCIÓN EJECUTIVA

RESOLUCIONES:

AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD:

ARCONEL-001/25 Se expide la Regulación No. ARCONEL-001/25 “Planificación operativa, despacho y operación del Sistema Eléctrico de Potencia” y sus anexos	2
ARCONEL-002/25 Se expide la Regulación No. ARCONEL-002/25 “Desarrollo de las Transacciones Internacionales de Electricidad previo a la aplicación de la Decisión 816 de la Comunidad Andina” y su anexo	51

Resolución Nro. ARCONEL-001/25**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 dispone 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, incluida la energía en todas sus formas”;*
- Que,** el artículo 314 de la Constitución establece que el Estado es el responsable de la provisión de servicios de servicios públicos, entre otros, el de energía, de acuerdo con los principios de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad y calidad;
- Que,** el artículo 3 de la Decisión CAN 757 expedida el 22 de agosto de 2011 señala: *“Los Países Miembros no concederán ningún tipo de subsidio a las exportaciones ni a las importaciones de electricidad; tampoco impondrán aranceles ni restricciones específicas a las importaciones, exportaciones o al tránsito intracomunitario de electricidad”;*
- Que,** en el literal g) del artículo 4 de la Decisión CAN 816 expedida el 24 de abril de 2017, se indica: *“Para efectos de las TIE, los precios de la Curva de Oferta y la Curva de Demanda, no deberán considerar ningún tipo de subsidio”;*
- Que,** el artículo 5, del Capítulo III Despacho Económico Coordinado de la Decisión CAN 816 señala *“El Despacho Económico Coordinado del Mercado del Día Anterior, será ejecutado por el Coordinador Regional utilizando la Curva de Oferta y la Curva de Demanda valoradas en los Nodos Frontera de cada Enlace Internacional (...)”;*
- Que,** en el Registro Oficial Suplemento No. 418, de 28 de octubre de 2016, se reformó 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 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 numeral 2 del artículo 15 de la LOSPEE establece que es atribución de la ARCONEL *“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, para lo cual están obligados a proporcionar la información que le sea requerida”;

Que, el artículo 17 de la LOSPEE, faculta al Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, entre otros: “(...) 2. *Expedir las regulaciones para el funcionamiento y desarrollo del sector eléctrico*”;

Que, el artículo 21 de la LOSPEE dispone entre las atribuciones y deberes del CENACE: “(...) 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; 5. Administrar técnica y comercialmente las transacciones internacionales de electricidad en representación de los partícipes del sector eléctrico (...)*”;

Que, el artículo 45 de la LOSPEE señala que: “(...) *Las interconexiones internacionales de electricidad serán permitidas de acuerdo con las disponibilidades y necesidades del sector eléctrico y estarán sujetas a la Constitución de la República del Ecuador, los tratados e instrumentos internacionales y a las regulaciones que se dicten para el efecto. (...)*”;

Que, el artículo 46 de la LOSPEE señala que: “(...) *Las transacciones internacionales de electricidad, serán liquidadas por el Operador Nacional de Electricidad, CENACE, en función de los acuerdos comerciales con los otros países (...)*”;

Que, el artículo 47 de la LOSPEE indica sobre la programación de la operación: “(...) *CENACE realizará la programación de la operación de largo, mediano y corto plazo, para lograr el mínimo costo operativo para el país considerando las restricciones técnicas (...)*”;

Que, el artículo 48 de la LOSPEE se señala el despacho económico detalla: “(...) *CENACE efectuará el despacho económico de las unidades y centrales de generación, sobre la base de la programación de la operación señalada en el artículo inmediato anterior, con la finalidad de obtener el mínimo costo horario posible de la electricidad, considerando los costos variables de producción, que deben ser declarados por cada generador y auditados por dicho operador, de acuerdo con la normativa respectiva.*”;

Que, el artículo 49 de la LOSPEE indica: “*Las compras y ventas de energía eléctrica que se realicen entre los participantes del sector eléctrico a través de contratos, así como las transacciones de corto plazo, serán liquidadas por el Operador Nacional de Electricidad, CENACE, dentro del ámbito de sus competencias, sobre la base de la regulación expedida para el efecto por el ARCONEL.*

El Operador Nacional de Electricidad, CENACE determinará los valores que deberán abonar y percibir cada, participante. De igual manera, liquidará los valores que

corresponda por el servicio de transmisión de electricidad y las transacciones internacionales de electricidad.”;

Que, el artículo 51 de la LOSPEE señala: *“De las transacciones de corto plazo.- Se considerará como transacciones de corto plazo las que se pueden originar por la diferencia entre los montos de energía contratados y los realmente consumidos o producidos, por los servicios asociados a la generación o transporte de energía eléctrica y por las transacciones no contempladas en contratos.*

La energía en el mercado de corto plazo se valorará con el costo económico obtenido del despacho real de generación al final de cada hora, denominado costo horario de la energía, definido conforme la normativa específica.

El Reglamento de esta Ley definirá el tratamiento que se deberá aplicar a los demás servicios de generación y transmisión.”;

Que, el artículo 2 del Reglamento General a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, establece: *“Las normas del presente Reglamento prevalecerán sobre cualquier otra disposición de 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 personas naturales o jurídicas proveedoras del servicio de carga de vehículos eléctricos; y las demás entidades e instituciones del Estado, en el marco de sus competencias. 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, el artículo 51 del Reglamento General a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica indica: *“El Operador Nacional de Electricidad (CENACE), liquidará las transacciones de corto plazo utilizando el costo horario de la energía que será determinado en función del costo de cubrir un incremento de demanda del sistema a partir del despacho económico de generación. Para el efecto se considerarán los valores registrados en la operación real del sistema al final de cada hora. El costo determinado no considerará las pérdidas incrementales de transmisión y será único para todas las barras del sistema”;*

Que, el artículo 84 del Reglamento General a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica dispone al CENACE realizar la administración técnica y comercial de las transacciones de importación y exportación de electricidad, conforme lo dispuesto en la normativa nacional emitida para el efecto, la cual estará alineada a los instrumentos normativos internacionales y su reglamentación;

Que, el artículo 86 del Reglamento General a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica indica: *“Corresponde al CENACE efectuar el despacho económico coordinado de los recursos de generación con los operadores de los sistemas de los países involucrados. El procedimiento que aplicará el CENACE para la realización del despacho económico coordinado de los recursos de generación, constará en la regulación correspondiente”;*

Que, el artículo 88 del Reglamento General a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica señala: *“La liquidación de las transacciones internacionales de electricidad se efectuará sobre base de la normativa interna, los instrumentos normativos internacionales y contratos bilaterales. El CENACE establecerá el procedimiento de liquidación de los intercambios internacionales en función de la regulación que emita para el efecto la ARCONEL.”;*

Que, el artículo 94 del Reglamento General a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica establece que: *“El CENACE operará el sistema eléctrico optimizando los recursos de generación y coordinando la ejecución de mantenimientos, de manera de minimizar el riesgo de falla en el abastecimiento y observando criterios de calidad, seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico; y, al mínimo costo posible. (...) Le corresponde, dentro de las actividades de despacho y operación, lo siguiente:*

a) Programar la operación del SNI y de las interconexiones internacionales;

b) Coordinar la planificación y supervisar la ejecución del mantenimiento de las centrales de generación y sistema de transmisión;

c) Elaborar e informar el despacho económico horario,

d) Ejecutar y controlar el despacho económico; y

e) Realizar la supervisión en tiempo real del funcionamiento del SNI.

(...) En su ámbito de competencia, el Operador Nacional de Electricidad podrá realizar propuestas de ajustes regulatorios y normas técnicas, así como implementar procedimientos, acuerdos con las nuevas necesidades, características, tecnologías y complejidades operativas del sistema eléctrico. Para este efecto, podrá homologar los sistemas de medición, control y protección de generación y transmisión, en cumplimiento de la normativa respectiva, sin perjuicio de que pueda realizar las auditorías técnicas necesarias para garantizar su correcta operatividad”;

Que, el artículo 95 del Reglamento General a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica establece: *“El CENACE planificará la operación óptima del sistema eléctrico a través del Plan Bianual de Operación y la Programación Operativa Semanal, conforme los plazos establecidos en la regulación pertinente. El CENACE y las empresas generadoras deben contar con equipos, programas, y mecanismos, que permitan*

determinar los parámetros operativos necesarios para realizar el plan bianual y la programación semanal”;

Que, el artículo 96 del Reglamento General a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica señala: *“El Plan Bianual de la Operación tendrá como objetivo la planeación operativa eléctrica y energética del sistema, con criterios de calidad, seguridad, confiabilidad y al mínimo costo posible, para un horizonte de dos años. Utilizará una modelación estocástica de caudales, con resolución mensual, aplicando la metodología y los modelos aprobados por la ARCONEL, considerando como mínimo lo siguiente: (...) 5. Disponibilidad y precios de combustibles; (...)”;*

Que, el numeral 6 del artículo 97 del Reglamento General a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica indica que dentro de los Resultados del Plan Bianual de la Operación consta: *“Costos incrementales de abastecimiento de la demanda”;*

Que, el artículo 98 del Reglamento General a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica señala: *“De la planificación de la operación de corto plazo.- Corresponde al CENACE realizar la Programación Operativa Semanal -POS- aplicando criterios de calidad, seguridad y confiabilidad, al mínimo costo posible; y, las regulaciones y modelos aprobados por la ARCONEL (...)”;*

Que, el artículo 100 del Reglamento General a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica señala: *“El CENACE calculará el despacho económico diario, con desagregación horaria, de los recursos de generación sujetos a despacho central y las transferencias de energía por interconexiones internacionales, de tal forma que se atienda la demanda y se minimicen los costos de operación, de conformidad con la metodología aprobada por la ARCONEL, considerando, entre otros aspectos, los siguientes:*

(...)

5. Disponibilidad de las interconexiones internacionales;

6. Costos variables de producción;

7. Costos de arranque - parada;

8. Estrategia de manejo de embalses y restricciones por usos consuntivos;

9. Pronóstico de disponibilidad de generación de centrales hidroeléctricas de pasada y de centrales que aprovechen energías renovables no convencionales;

10. Restricciones técnicas del sistema, por criterios de calidad, seguridad e inflexibilidades en la operación;

11. Restricciones de abastecimiento de combustibles;

12. Disponibilidad de generación y pronóstico de autoconsumos de autogeneradores;

13. Ofertas en cantidades y precios para importación y exportación de electricidad; y,

14. Margen de reserva de generación de acuerdo a criterios de seguridad y calidad.

Cuando se presenten restricciones técnicas del sistema, por criterios de calidad, seguridad e inflexibilidades en la operación, el CENACE deberá asegurar que la solución técnica adoptada para levantar la restricción sea la más económica, minimizando el costo total de operación del sistema.

El CENACE comunicará diariamente el despacho económico a los generadores y autogeneradores sujetos al despacho central, y supervisará y controlará su cumplimiento. La información estará disponible para todos los participantes mayoristas del sector eléctrico, incluyendo las instituciones que lo conforman.”;

Que, el artículo 101 del Reglamento General a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica indica que dentro de los resultados del despacho económico constan: “a. Potencia horaria a despacharse por central o unidad de generación; b. Costo horario de generación; c. Generación obligada por criterios de calidad, seguridad y/o inflexibilidades de operación; d. Intercambios de electricidad a través de los enlaces internacionales.”;

Que, el artículo 106 del Reglamento General a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica señala: “El CENACE, con base en los resultados de los procesos de planificación operativa, establecerá e informará a las entidades correspondientes, las necesidades de combustible para la operación del sistema eléctrico. Corresponde al CENACE coordinar, con las entidades que corresponda, la entrega de combustible en los terminales de despacho, en cuanto a volumen, forma y plazo. La empresa dedicada a la actividad de generación, será la responsable de la compra, transporte y demás acciones a fin de que el combustible sea entregado a la central generadora”;

Que, el 26 de junio de 2024 el presidente de la República, Daniel Noboa Azín, expide el Decreto Ejecutivo Nro. 308 en el cual se emite el Reglamento Codificado de Regulación de Precios de Derivados de Hidrocarburos, determinando, entre varias cosas, que: “Art. 4.- Segmento Industrial.- 4.2.1. EP Petroecuador proveerá los derivados de hidrocarburos en sus refinerías, terminales y depósitos de acuerdo de su disponibilidad a las centrales de generación termoeléctricas y autogeneradores, cuyos excedentes se entreguen al Sistema Nacional Interconectado (SNI), siempre que participen en dicho mercado, según los programas de despacho del Operador Nacional de Electricidad –CENACE, para el Sector Eléctrico (...)”;

Que, mediante Resolución Nro. ARCERNNR-001/2023, de 06 de enero de 2023, se reformó y codificó la Regulación Nro. ARCERNNR-004/20, denominada “Planificación operativa, despacho y operación del sistema eléctrico de potencia”;

Que, en sesión Extraordinaria de Directorio de 31 de julio de 2024, mediante Resolución Nro. ARCERNNR-001/2024, el Directorio de la ARCERNNR aprobó y expidió el *“Código de Operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano”*;

Que, mediante oficio nro. CENACE-CENACE-2025-0058-O de 14 de enero de 2025, el CENACE señaló que *“En el marco de la armonización normativa, se insta a revisar las disposiciones normativas aplicables a las exportaciones de electricidad, considerando tanto la situación actual como las oportunidades futuras de exportación basadas en generación térmica y excedentes disponibles, con el fin de optimizar la cooperación energética entre los países de la región.”*;

Que, con oficio nro. ARCONEL-ARCONEL-2025-0114-OF de 22 de febrero de 2025 la ARCONEL solicitó a CENACE lo siguiente:

“(...) realizar los análisis pertinentes sobre los componentes que deben ser considerados en la formación de la curva de oferta para exportación, esta Agencia solicita emitir lo más pronto posible un informe técnico-económico sobre el impacto de considerar los precios internacionales y locales de los combustibles en:

- 1. La planificación de mediano plazo (Plan Bianual de Operación).*
- 2. La programación operativa semanal.*
- 3. El despacho económico diario.*

Para el efecto, se solicita considerar la red de transmisión y el efecto de las pérdidas dentro los literales arriba indicados, tomando en cuenta los casos de: i) operación autónoma; y, ii) operación con intercambios de energía entre países.

Dentro de los resultados obtenidos, al menos se sugiere remitir:

- *Precios del sistema y en los nodos frontera.*
- *Variaciones de las rentas de congestión.*
- *Niveles de pérdidas de la red de transporte.*
- *Valor económico del agua.*
- *Curva de orden de mérito (curva agregada de oferta de generación)”*;

Que, con oficio nro. CENACE-CENACE-2025-0220-O de 22 de febrero de 2025, CENACE remitió a la ARCONEL un *“Informe de Justificación para el Cambio Normativo Fundamentado en la Evaluación Económica Comparativa de los Costos Operativos de la Simulación Estocástica de 100 escenarios equiprobables considerando precios locales e internacionales de Combustibles”* que señala los fundamentos técnicos para realizar el ajuste normativo a la Regulación Nro. ARCERNNR-004/20 (Codificada) y a la Resolución Nro. ARCONEL-017/18;

- Que,** la ARCONEL con oficio nro. ARCONEL-ARCONEL-2025-0120-OF de 24 de febrero de 2025, solicitó al Ministerio de Energía y Minas que sobre la base del análisis efectuado por el CENACE y en consideración del artículo 12, numeral 7, de la LOSPEE; así como del artículo 82 del RGLOSPEE, se sirva emitir los lineamientos y políticas sobre el requerimiento por parte del CENACE al ajuste normativo de la Regulación Nro. ARCERNNR-004/20 (Codificada);
- Que,** el Ministerio de Energía y Minas en atención al oficio nro. ARCONEL-ARCONEL-2025-0120-OF de ARCONEL con oficio nro. MEM-VEER-2025-0081-OF de 25 de febrero de 2025 indica lo siguiente: "... conforme a lo indicado por la Agencia de Regulación y Control del Sector Eléctrico ARCONEL y las comunicaciones e informes elaborados por el Operador Nacional de Electricidad CENACE, anexos al Oficio Nro. ARCONEL-ARCONEL-2025-0120-OF, a fin de dar cumplimiento a lo normativa supranacional y de forma **inmediata**, debe procederse con las modificaciones a la normativa identificadas por CENACE, Regulación Nro. ARCERNNR-004/20 (Codificada)...". (Énfasis añadido);
- Que,** mediante oficio nro. ARCONEL-ARCONEL-2025-0123-OF de 25 de febrero de 2025 la Dirección Ejecutiva de la ARCONEL envió al Ministerio de Producción, Comercio Exterior, Inversiones y Pesca (MPCEIP), la calificación de la matriz para la no elaboración del AIR, junto con la justificación respectiva, aplicable al proyecto de reforma de la Regulación Nro. ARCERNNR-004/20 (Codificada), denominada "*Planificación operativa, despacho y operación del sistema eléctrico de potencia*";
- Que,** mediante oficio nro. MPCEIP-DGEC-2025-0028-O de 26 febrero de 2025, el Ministerio de Producción, Comercio Exterior, Inversiones y Pesca, remitió respuesta a la calificación de la matriz solicitada. En la parte fundamental de la respuesta se indica que: "*De la revisión realizada a los documentos de justificación del resultado obtenido, se identifica que el "proyecto de reforma a la Regulación Nro. ARCERNNR-004/20 (Codificada)" se encuentra dispuesta de forma expresa en una norma supranacional; además, se garantizará la seguridad y evitará el desabastecimiento para la continuidad de la prestación de servicios públicos. En este contexto, se evidencia que la justificación se encuentra debidamente sustentada.*";
- Que,** mediante mesa técnica efectuada el 28 de febrero de 2025, los equipos técnicos y de asesoría de las instituciones a las que representan los miembros del Directorio, una vez que analizaron la documentación emitieron comentarios y sugerencias respecto a la elaboración de un proyecto de Regulación sustitutiva a la Regulación Nro. ARCERNNR 004/20 (Codificada) y no reformatoria;
- Que,** a través del oficio nro. ARCONEL-ARCONEL-2025-0137-OF de 04 de marzo de 2025, la Dirección Ejecutiva de la ARCONEL presentó a la Dirección de Gestión Estratégica de la Calidad del MPCEIP un alcance en el envío de la calificación de la matriz, con la información que justifica la no elaboración del AIR del proyecto de Regulación Sustitutiva a la Regulación Nro. ARCERNNR-004/20 (Codificada) "*Planificación operativa, despacho y operación del sistema eléctrico de potencia*";

Que, mediante oficio nro. MPCEIP-DGEC-2025-0034-O de 05 de marzo de 2025, el Ministerio de Producción, Comercio Exterior, Inversiones y Pesca, remitió respuesta a la calificación de la matriz solicitada, señalando lo siguiente:

“De la revisión realizada a los documentos de justificación del resultado obtenido, se identifica que el ‘proyecto de Regulación Sustitutiva a la Regulación Nro. ARCONEL-004/20 (Codificada) Planificación operativa, despacho y operación del sistema eléctrico de potencia’ se encuentra dispuesta de forma expresa en una norma supranacional; además, se garantizará la seguridad y evitará el desabastecimiento para la continuidad de la prestación de servicios públicos. En este contexto, se evidencia que la justificación se encuentra debidamente sustentada.”;

Que, la Dirección Técnica de Regulación, con memorando nro. ARCONEL-DTR-2025-0027-M de 06 de marzo de 2025, remitió a la Coordinación Nacional de Regulación Eléctrica los informes de factibilidad e informe de sustento nro. INF.DTR.2025.012 de 06 de marzo de 2025 y los proyectos de Resolución y Regulación sustitutiva;

Que, la Coordinación Nacional de Regulación Eléctrica mediante memorando Nro. ARCONEL-ARCONEL-CNRE-2025-0069-M, de 06 de marzo de 2025 solicitó a la Coordinación de Asesoría Jurídica emitir el informe jurídico correspondiente en torno al proceso regulatorio para que el Directorio de la ARCONEL pueda expedir el proyecto de Resolución y Regulación para sustituir la Regulación Nro. 004/20 (Codificada);

Que, mediante memorando nro. ARCONEL-CJ-2025-0067-ME, de 06 de marzo de 2025, la Coordinación de Asesoría Jurídica, remitió a la Coordinación Nacional de Regulación Eléctrica, el informe jurídico favorable a fin de que el Directorio de la ARCONEL, conozca y expida el proyecto de Resolución y Regulación para sustituir la Regulación Nro. 004/20 (Codificada);

Que, con memorando nro. ARCONEL-CNRE-2025-0071-ME de 06 de marzo de 2025, la Coordinación Nacional de Regulación Eléctrica puso a consideración de la Dirección Ejecutiva los informes de factibilidad, sustento, el proyecto de Resolución y Regulación para sustituir la Regulación Nro. 004/20 (Codificada), así como la documentación de soporte; todo esto con la finalidad el proyecto sea presentado ante el Directorio Institucional y se resuelva su aprobación;

Que, con oficio nro. ARCONEL-ARCONEL-2025-0144-OF, de 06 de marzo de 2025, la Dirección Ejecutiva, en calidad de Secretaria del Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, ARCONEL, convocó a los Señores Miembros del Directorio, a la mesa técnica previa a la Sesión de Directorio, a efectuarse el 10 de marzo de 2025;

Que, mediante mesa técnica efectuada el 10 de marzo de 2025, los equipos técnicos y de asesoría de las instituciones a las que representan los miembros del Directorio, una vez que analizaron la documentación señalaron continuar con el proceso correspondiente;

Que, con oficio nro. ARCONEL-ARCONEL-2025-0161-OF, de 12 de marzo de 2025, la Dirección Ejecutiva, en calidad de Secretaria del Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, ARCONEL, convocó a los Señores Miembros del Directorio, a la Sesión Extraordinaria de Directorio a nro. 001-25, bajo la modalidad electrónica a desarrollarse el 14 de marzo de 2025, desde las 10:00 hasta las 12:00, a fin de tratar el siguiente orden del día:

PUNTO UNO.- Expedir la Regulación Nro. ARCONEL-001/25 denominada *"Planificación operativa, despacho y operación del sistema eléctrico de potencia"*.

PUNTO DOS.- Expedir la Regulación Nro. ARCONEL-002/25 denominada *"Desarrollo de las Transacciones Internacionales de Electricidad previo a la aplicación de la Decisión 816 de la Comunidad Andina."*.

En ejercicio de las atribuciones y deberes de la ARCONEL y de su Directorio, de acuerdo con el artículo 15 numerales 1 y 2 de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, el numeral 2 del artículo 17 de la norma ibídem; el numeral 2 del artículo 3 del Decreto Ejecutivo Nro. 256; y, el literal a del artículo 4 del Reglamento para el Funcionamiento del Directorio de la ARCONEL, adoptado de manera temporal por el Directorio de la ARCONEL, por unanimidad:

Resuelve:

Artículo 1.- Expedir la Regulación Nro. ARCONEL -001/25 denominada *"Planificación operativa, despacho y operación del sistema eléctrico de potencia"* y sus anexos, que se adjuntan a la presente Resolución, con base en la documentación presentada por el Director Ejecutivo, mediante Oficio nro. ARCONEL-ARCONEL-2025-0161-OF, de 12 de marzo de 2025.

Se deja constancia que, de conformidad con los artículos 8 y 22 del Reglamento temporal para el funcionamiento del Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, el Director Ejecutivo en su calidad de Secretario del referido Cuerpo Colegiado, es responsable de la veracidad, confiabilidad y legalidad de la información presentada en el seno del Directorio.

Artículo 2.- Disponer a la Dirección Ejecutiva de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad:

- 2.1.** Notificar la presente Resolución, así como el o los anexos correspondientes, al Ministerio de Energía y Minas; y, a los sujetos inmersos en el ámbito de aplicación de la regulación.
- 2.2.** Realizar el seguimiento, evaluación y control de la correcta aplicación de esta Regulación Nro. ARCONEL-001/25 denominada *"Planificación operativa, despacho y operación del sistema eléctrico de potencia"*.

La presente Resolución entrará en vigencia a partir de su aprobación, sin perjuicio de su publicación en el Registro Oficial.

Dado en la ciudad de San Francisco de Quito, Distrito Metropolitano, a los 14 días del mes de marzo del año dos mil veinte y cinco.



Dr. Fabián Mauricio Calero Freire
DELEGADO DEL PRESIDENTE DEL DIRECTORIO
MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS



Dr. Rommel Patricio Aguilar Chiriboga
DIRECTOR EJECUTIVO
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-001/25" suscrita el 14 de marzo de 2025; reposa en los archivos de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad y está compuesto por once (11) fojas útiles.



Firmado electrónicamente por:
**DANIELA SOLEDAD
MENA ESTRELLA**

Abg. Daniela Soledad Mena Estrella
Directora de Gestión Documental y Archivo
AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD

Resolución Nro. ARCONEL-001/25**Regulación Nro. ARCONEL-001/25****El Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, ARCONEL****Expide:**

La Regulación Nro. ARCONEL 001/2025 «Planificación operativa, despacho y operación del sistema eléctrico de potencia.».

CONTENIDO

CAPÍTULO I. ASPECTOS GENERALES	
ARTÍCULO 1. OBJETIVO	
ARTÍCULO 2. ÁMBITO	
ARTÍCULO 3. SIGLAS Y ACRÓNIMOS	
ARTÍCULO 4. DEFINICIONES.....	
CAPÍTULO II. RESPONSABILIDADES.....	
ARTÍCULO 5. OPERADOR NACIONAL DE ELECTRICIDAD	
ARTÍCULO 6. GENERACIÓN Y AUTOGENERACIÓN	
6.1 DESPACHO CENTRALIZADO	
6.2 PARTICULARIDAD DE DESPACHO EN CENTRALES HIDROELÉCTRICAS	
6.3 PARTICULARIDAD DE DESPACHO EN CENTRALES TERMOELÉCTRICAS	
6.4 GENERACIÓN FORZADA.....	
ARTÍCULO 7. OPERACIÓN DE LA TRANSMISIÓN, DISTRIBUCIÓN, GRANDES CONSUMIDORES Y CARGAS ESPECIALES	
ARTÍCULO 8. MANTENIMIENTO DE INSTALACIONES DE LOS PARTICIPANTES MAYORISTAS Y CARGAS ESPECIALES.	
ARTÍCULO 9. DE LA INFORMACIÓN DE LOS PARTICIPANTES MAYORISTAS Y CARGAS ESPECIALES.	
ARTÍCULO 10. PUBLICACIÓN DE INFORMACIÓN POR PARTE DEL CENACE	
ARTÍCULO 11. CARGAS ESPECIALES.....	
CAPÍTULO III. PLANIFICACIÓN OPERATIVA Y DESPACHO	
ARTÍCULO 12. PLANIFICACIÓN DE LA OPERACIÓN	
ARTÍCULO 13. CRITERIOS DE CALIDAD, SEGURIDAD, CONFIABILIDAD Y ECONOMÍA.....	
13.1 Criterios de Calidad	
13.2 Criterios de Seguridad y Confiabilidad	
13.3 Criterios de Economía	

ARTÍCULO 14. ABASTECIMIENTO DE COMBUSTIBLES	
ARTÍCULO 15. COORDINACIÓN DE MANTENIMIENTOS	
ARTÍCULO 16. ESTUDIOS ESPECÍFICOS DE LARGO PLAZO	
ARTÍCULO 17. PLANIFICACIÓN DE MEDIANO PLAZO. PLAN BIANUAL DE OPERACIÓN	
ARTÍCULO 18. PLANIFICACIÓN DE CORTO PLAZO	
18.1 PROGRAMACIÓN OPERATIVA SEMANAL.....	
18.2 DESPACHO ECONÓMICO DIARIO.....	
CAPÍTULO IV. OPERACIÓN	
ARTÍCULO 19. SUPERVISIÓN Y CONTROL DE LA OPERACIÓN	
ARTÍCULO 20. MANIOBRAS	
ARTÍCULO 21. REDESPACHO.....	
ARTÍCULO 22. EJECUCIÓN DE MANTENIMIENTOS	
ARTÍCULO 23. ANÁLISIS Y SEGUIMIENTO DE LA OPERACIÓN	
ARTÍCULO 24. ANÁLISIS DE EVENTOS.....	
ARTÍCULO 25. COMITÉ DE ANÁLISIS DE FALLAS	
ARTÍCULO 26. ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE LA OPERACIÓN.....	
CAPÍTULO V. DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS	
ARTÍCULO 27. AUDITORÍAS REALIZADAS POR EL OPERADOR	
ARTÍCULO 28. SEÑALES PARA SUPERVISIÓN Y CONTROL EN TIEMPO REAL.....	
ARTÍCULO 29. INCORPORACIÓN DE NUEVAS INSTALACIONES	
ARTÍCULO 30. SANCIONES.....	
30.1 De los participantes mayoristas del sector eléctrico:.....	
30.2 Del CENACE:.....	
ARTÍCULO 31. INFORMACIÓN DE PLANTAS DE GENERACIÓN NO SUJETAS AL DESPACHO CENTRALIZADO.....	
ARTÍCULO 32. CONSUMOS PROPIOS DE AUTOGENERADORES.....	
ARTÍCULO 33. OPERACIÓN DE LOS GRUPOS MÓVILES DE EMERGENCIA	
ARTÍCULO 34. SISTEMAS AISLADOS E INSULARES	
ARTÍCULO 35. COSTO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA.....	
DISPOSICIONES GENERALES	
DISPOSICIONES TRANSITORIAS	
DISPOSICIÓN DEROGATORIA.....	
DISPOSICIÓN FINAL	
ANEXO A.....	
ANEXO B	

CAPÍTULO I. ASPECTOS GENERALES**ARTÍCULO 1. OBJETIVO**

Establecer las disposiciones generales que deben cumplirse con relación a la planificación operativa y el despacho del sistema eléctrico de potencia.

ARTÍCULO 2. ÁMBITO

La presente regulación es de cumplimiento obligatorio para: el CENACE y Centrales de Generación de Electricidad o Unidades de Generación existentes y nuevas que están o estarían clasificadas como de tipo B, C y D, de acuerdo con el Numeral 6 de la Regulación Nro. ARCERNR-001/24 o la que le sustituya. Además, es de cumplimiento obligatorio de las empresas de transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica; los autogeneradores, los grandes consumidores y cargas especiales.

Las disposiciones de esta regulación prevalecerán sobre cualquier otra disposición de igual o menor jerarquía vigentes a la fecha de su aprobación; y, serán complementadas con otras regulaciones y con procedimientos de aplicación que elabore el CENACE y apruebe la ARCONEL.

ARTÍCULO 3. SIGLAS Y ACRÓNIMOS

ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de Electricidad.
CENACE	Operador Nacional de Electricidad.
LOSPEE	Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica.
LTC	Cambiadores de tap bajo carga en transformadores
MEM	Ministerio de Energía y Minas.
PBM	Programa Bianual de Mantenimiento.
PBO	Plan Bianual de Operación.
PMSE	Participante Mayorista del Sector Eléctrico.
POS	Plan Operativo Semanal
RGLOSPEE	Reglamento General a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica.
RPF	Regulación Primaria de Frecuencia.
RSF	Regulación Secundaria de Frecuencia
SAM	Sistema de Administración de Mantenimientos.
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia.
SNI	Sistema Nacional Interconectado.
SNT	Sistema Nacional de Transmisión.
SPS	Sistema de Protección Sistémica.
SVC	Compensadores Variables Estáticos (SVC por sus siglas en inglés).

ARTÍCULO 4. DEFINICIONES

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

Autogenerador tipo A: Autogenerador cuyas instalaciones de generación y del consumo propio

están en espacios contiguos, se encuentran sincronizados con la red y disponen de un solo punto de conexión y medición con el sistema de distribución o con el sistema de transmisión.

Autogenerador tipo B: Autogenerador cuyas instalaciones de generación y de los consumos propios están en espacios separados, y para su autoabastecimiento requieren el uso de redes de transmisión y/o distribución. Disponen de puntos de conexión y de medición individuales tanto para su generación como para cada una de las instalaciones que conforman sus consumos propios.

Bloque operativo de generación: Conjunto de generadores compuesto por unidades de la misma tecnología y de características técnicas similares; utilizan el mismo tipo de combustible o recurso primario; tienen curvas de rendimiento o de eficiencia similares; y, se encuentran ubicadas en espacios contiguos.

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.

Capacidad Operativa: Es la máxima capacidad que puede ser transmitida por un elemento del SNI para la operación tanto en estado normal como en estado de alerta.

Central de Generación con fuente renovable de energía no convencional: Central que utiliza para su generación recursos energéticos capaces de renovarse ilimitadamente provenientes de: sol (fotovoltaica, solar termoeléctrica), viento (eólicas), agua, (pequeñas centrales hidroeléctricas), interior de la tierra (geotérmicas), biomasa, biogás, olas, mareas, rocas calientes y secas.

Consignación: Autorización que concede el CENACE para la ejecución de mantenimiento de los equipos del SNI o de instalaciones de subtransmisión, cuya indisponibilidad o riesgo de disparo de los elementos podría afectar la calidad, seguridad y confiabilidad del SNI o al abastecimiento de la demanda.

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

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.

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.

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.

Corto plazo: Horizonte de tiempo semanal, diario u horario, considerado en el planeamiento de la operación coordinada de los recursos disponibles.

Costo incremental de abastecimiento de la demanda: Variación del costo operativo con respecto a un incremento infinitesimal en la demanda del sistema evaluado para la planificación bianual y la programación semanal.

Costo horario de energía: Variación del costo operativo con respecto a un incremento infinitesimal en la demanda del sistema, evaluado en el corto plazo al final de cada hora.

Colapso parcial: Suspensión del servicio eléctrico en una zona o región del SNI o áreas vinculadas al SNI debido a una o más contingencias.

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, ocasionando la formación de islas por pérdida de carga y generación en varias zonas a la vez.

Curva de capacidad (diagrama P-Q): En el caso de una unidad de generación sincrónica, es el diagrama en el que se representa en un plano P - Q la zona de operación admisible de la unidad para el rango permitido de voltaje en bornes, y considerando las restricciones de potencia motriz.

Despacho centralizado: Es el despacho económico que realiza el CENACE a todos los generadores que tengan una unidad con capacidad nominal igual o mayor de 1 MW y que estén sincronizados al SNI.

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: técnicos, operativos, de seguridad, de confiabilidad y, restricciones técnicas, a fin de minimizar los costos de operación.

Embalse: Es la acumulación de agua ocasionada por la obstrucción en el lecho de un río o de un arroyo, la cual cierra total o parcialmente su cauce, y cuya finalidad es la producción de energía eléctrica.

Embalse de regulación: Embalse con capacidad de almacenamiento de agua para generar electricidad en un determinado periodo de tiempo.

Estabilidad de 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.

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 Emergencia Extrema o Colapso, Estado Operativo de Restauración.

Esquema de Alivio de Carga: Proceso que implica desconectar o interrumpir deliberadamente el suministro eléctrico a una carga, en respuesta a una condición anormal, para mantener operativo el sistema eléctrico.

Evento relevante: Evento ocurrido que requiere análisis de causas que originaron situaciones no deseadas en la operación del SNI o del SEP.

Generación forzada: Es la generación o importación que debido a restricciones técnicas de los elementos del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), deben ser consideradas en el despacho económico para atender la demanda con niveles de calidad, confiabilidad y seguridad. Las restricciones técnicas pueden incluir limitaciones operativas en las instalaciones o equipos de los generadores, transmisión (referida a la topología existente), u otras declaradas por otros participantes mayoristas.

Generación no solicitada: Corresponde a la generación ingresada al SEP, por causa de la empresa con actividades de generación, sin autorización del CENACE, o cuya salida sea posterior a lo dispuesto por el CENACE, considerando los tiempos de arranque y parada declarados por la empresa y aceptados por el CENACE.

Grupos móviles de emergencia: Generadores térmicos cuyos propietarios cuentan con un Título Habilitante y demás autorizaciones, que les permiten ser trasladados y conectados temporalmente en distintos puntos del SEP, con el objeto de garantizar la calidad, la seguridad y la provisión del servicio eléctrico en una zona específica del SEP.

Largo plazo: Horizonte de tiempo mayor a 2 años, considerado para el planeamiento de la operación coordinada de los recursos disponibles de generación, transmisión e interconexiones internacionales.

Mediano plazo: Horizonte de tiempo de hasta 2 años, considerado para la programación de la operación coordinada de los recursos disponibles de generación, transmisión e interconexiones internacionales.

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.

Plan Bianual de Operación: Corresponde a la planificación operativa energética y eléctrica del SEP, elaborada por el CENACE con criterios de calidad, seguridad, confiabilidad, al mínimo costo y para un horizonte de dos años.

Potencia disponible: Es la potencia horaria puesta a disposición del SEP que depende de los recursos primarios disponibles y condiciones ambientales como presión atmosférica y temperatura, no es mayor a la potencia efectiva de una unidad o central de generación.

Potencia efectiva: Potencia Activa que puede entregar una Unidad o Central de Generación, de manera permanente, bajo condiciones de operación definidas por el sitio de la instalación, que considera entre otras, condiciones ambientales como presión atmosférica y temperatura. Se

determina mediante pruebas de las Unidades de Generación y no debe ser superior a la Potencia Nominal de la Central de Generación o Unidad de Generación.

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.

Probabilidad de Excedencia: Probabilidad de que una magnitud dada de un evento exceda de un valor preestablecido.

Percentil: Valor que divide un conjunto ordenado de datos estadísticos de forma que un porcentaje de tales datos sea inferior a dicho valor.

Procedimientos de aplicación: Procedimientos relacionados con la planificación operativa, despacho y operación del SEP, elaborados por el CENACE y aprobados por la administración de ARCONEL.

Puntos de conexión: Es la frontera de conexión entre las instalaciones de propiedad de dos participantes mayoristas del sector eléctrico.

Restricciones técnicas: Limitaciones impuestas por la capacidad de los equipos e infraestructura de generación, de transmisión, de distribución o de las interconexiones internacionales.

Restricciones operativas: Limitaciones impuestas por la aplicación de criterios de calidad, seguridad y confiabilidad en el suministro de electricidad.

Seguridad de la operación: La capacidad del SNI para, frente a una o varias contingencias, mantener o para recuperar lo antes posible un Estado operativo normal, y que se caracteriza por límites de seguridad de la operación; incluye en particular la seguridad estática (sobrecargas, altos/bajos voltajes, etc.) como la dinámica (estabilidad angular, voltaje, frecuencia).

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.

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.

Sistema de Protección Sistémica: Sistema de protección automático integrado por un conjunto de elementos de protección, control y redes de comunicaciones que, con base a variables o parámetros fundamentales del sistema, mitiga el riesgo de ocurrencia de colapsos parciales o totales, ante contingencias críticas en el SEP.

Sistema de Supervisión y Control en Tiempo Real: Conjunto de equipos, dispositivos, infraestructura de comunicación y demás instalaciones que conforman un sistema para la gestión de información para la coordinación, supervisión y control en tiempo real del sistema eléctrico de potencia.

Para aquellos términos que no se encuentran definidos en la presente regulación, se considerarán las definiciones establecidas en la LOSPEE y el RGLOSPEE.

CAPÍTULO II. RESPONSABILIDADES

ARTÍCULO 5. OPERADOR NACIONAL DE ELECTRICIDAD

Sin perjuicio de las atribuciones y deberes establecidos en la LOSPEE y su RGLOSPEE, el Operador Nacional de Electricidad (CENACE) será responsable de la planificación y operación del SNI cumpliendo los criterios de calidad, seguridad, confiabilidad y al mínimo costo; de acuerdo con lo especificado en la Regulación Nro. ARCERNR-001/24 (o la que le sustituya) y lo correspondiente a:

- a. Planificar la operación de largo, mediano y corto plazo a fin de preservar el suministro de energía eléctrica con criterios de calidad, seguridad, confiabilidad y al mínimo costo posible;
- b. Elaborar el Plan Bianual de Operación;
- c. Coordinar, aprobar y emitir el Programa Bianual de Mantenimiento (PBM) de las centrales de generación, sistema de transmisión y sistemas de subtransmisión;
- d. Realizar la Programación Operativa Semanal;
- e. Determinar e informar la programación del despacho económico horario programado del SEP;
- f. Coordinar la ejecución de mantenimientos del SEP;
- g. Ejecutar el despacho económico horario programado;
- h. Reprogramar el despacho económico horario cuando se presenten causales que no permitan su ejecución;
- i. Supervisar y coordinar la operación en tiempo real del SEP;
- j. Realizar los análisis eléctricos y energéticos necesarios para asegurar la operación en conformidad con lo que establezca la normativa aplicable;
- k. Emitir informes y reportes que requieran el MEM y la ARCONEL, relacionados con la planificación operativa, el despacho y operación del SEP;
- l. Preparar un informe para ARCONEL con la evaluación de las repercusiones técnicas y económicas producto del incumplimiento en la participación de la RPF y generadores habilitados para RSF, a efectos de que la ARCONEL inicie las acciones que correspondan;
- m. Proveer servicios de información y reportes de estadística operativa al MEM, a la ARCONEL y a los participantes mayoristas del sector eléctrico; y
- n. Capacitar a los participantes mayoristas del sector eléctrico y a las personas naturales y jurídicas responsables de las cargas especiales, en temas relacionados a la coordinación de la operación en tiempo real del SEP.

ARTÍCULO 6. GENERACIÓN Y AUTOGENERACIÓN

6.1 DESPACHO CENTRALIZADO

Todos los generadores y autogeneradores que dispongan de una unidad o central de categoría B, C o D, conforme y la Regulación Nro. ARCERNNR-001/24 (o la que la sustituya o modifique) y que se encuentren habilitados para participar en actividades del sector eléctrico, estarán sujetos al despacho centralizado del CENACE. No se sujetarán a esta condición los autogeneradores cuya central se encuentre junto a la demanda y sus excedentes sean menores a un (1) MW.

El despacho centralizado se planificará por central para generación hidroeléctrica y generación que proceda de fuentes renovables de energía no convencional y por unidad generadora o por bloques operativos de generación para centrales termoeléctricas.

Los generadores y autogeneradores tienen la obligación de operar sus unidades, conforme el programa de generación horario establecido y ejecutado por el CENACE, conforme a las condiciones reales del sistema.

El despacho de generadores y autogeneradores se sujetará a lo siguiente:

- a. El despacho centralizado de las unidades o centrales de generación y autogeneración se realizará con base al costo variable de producción y la potencia disponible. Para centrales térmicas el costo variable de producción considerará precios internacionales de combustible y para centrales hidroeléctricas corresponderá el declarado en el anexo A de la presente regulación. Para efectos de liquidación las centrales térmicas declararán el costo variable de producción conforme el anexo A considerando los precios de combustibles del sector eléctrico.
- b. Para generadores y autogeneradores que usen fuentes renovables de energía no convencional, en el despacho se las considerará con costo variable de producción con valor cero.
- c. El CENACE aplicará lo anterior solamente en estado operativo normal del SNI; para condiciones de estados operativos de alerta, emergencia, emergencia extrema y restauración del SNI o ante requerimientos operativos particulares del sistema, a ser definidos en los procedimientos de aplicación, estos generadores deberán acatar las disposiciones operativas que el CENACE determine.
- d. Para autogeneradores tipo A, el CENACE considerará para el despacho centralizado el valor resultante de la diferencia de la potencia generada descontando la demanda de los consumos propios.
- e. Para autogeneradores tipo B, el CENACE considerará para el despacho centralizado la potencia disponible del autogenerador para el SNI.
- f. El despacho centralizado incluirá a la generación distribuida igual o mayor a 1MW y de hasta 10 MW. Si la generación distribuida tiene como recurso primario energía renovable no convencional, se considerará un costo variable de producción con valor cero; en cambio, si la generación distribuida es termoeléctrica se considerará con el costo variable declarado de conformidad con el anexo A. Para generadores iguales o mayores a 1 MW, en redes de distribución, el CENACE debe coordinar la programación del despacho con la distribuidora; en tanto que la ejecución del despacho en tiempo real deberá ser coordinado con la central.
- g. Los generadores y autogeneradores deben contribuir a la seguridad del sistema poniendo a disposición del CENACE sus unidades de generación con su respectiva curva de capacidad, sus equipos de control y los compensadores síncronos que dispongan.

En las transacciones internacionales de electricidad, el despacho de las importaciones y de la generación requerida para cubrir las exportaciones de electricidad, cumplirá en lo que fuere aplicable con las disposiciones establecidas en la presente regulación, con los procedimientos de aplicación, la normativa supranacional y las que se emitan para el efecto.

6.2 PARTICULARIDAD DE DESPACHO EN CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

El CENACE, a través de la planificación de operativa de corto plazo, determinará las condiciones para el despacho centralizado de las centrales hidroeléctricas, sin embargo, cuando las condiciones operativas del sistema evaluadas por el Operador requieran que el despacho sea efectuado por unidad de generación hidroeléctrica, éste podrá realizarlo de conformidad con las necesidades de calidad, seguridad y confiabilidad del SEP.

6.3 PARTICULARIDAD DE DESPACHO EN CENTRALES TERMOELÉCTRICAS

En condiciones generales la planificación del despacho centralizado en las centrales termoeléctricas se realizará por unidad generadora, sin embargo, el CENACE podrá efectuar por bloque operativo de generación de conformidad a lo que se establezca en los procedimientos de aplicación y cuando se cumplan las siguientes condiciones:

- a. Que la eficiencia global de la planta fuese afectada, si se realizare el despacho por unidad generadora;
- b. Que las características de las instalaciones impongan limitaciones de naturaleza técnica que dificulten los procesos internos de la central o los del CENACE;
- c. Que la central se encuentre compuesta por unidades de la misma tecnología y de características técnicas similares, de tal forma que su CVP sea el mismo, y que se encuentren en espacios contiguos.

Las condiciones señaladas serán revisadas y avaladas por el CENACE, el cual informará a la ARCONEL los resultados de dicha verificación y establecerá los procedimientos para la participación de este tipo de centrales termoeléctricas, preservando los principios fundamentales del despacho de generación al mínimo costo y eficiencia global del sector, así como el cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad.

6.4 GENERACIÓN FORZADA

El CENACE procederá a la identificación y determinación de la generación forzada que resulte necesaria para atender la demanda con niveles de calidad, confiabilidad y seguridad, para lo cual considerará los parámetros técnicos operativos declarados por los propietarios de las centrales o unidades de generación, por los operadores de sistemas eléctricos de los países interconectados o las empresas participantes, y las restricciones de la red de transmisión.

Los criterios para el ingreso de generación forzada, así como el margen permitido de variación a los límites operativos de la velocidad de toma o descenso de carga, para el arranque o parada de las unidades de generación serán incluidos en los procedimientos de aplicación que elaborará el CENACE.

ARTÍCULO 7. OPERACIÓN DE LA TRANSMISIÓN, DISTRIBUCIÓN, GRANDES CONSUMIDORES Y CARGAS ESPECIALES

Sin perjuicio a lo descrito en la Regulación ARCERNNR-001/24 o la que le sustituya, el Operador Nacional de Electricidad dentro de la programación de la operación considerará lo siguiente:

- Con el propósito de cumplir los criterios de calidad, seguridad, confiabilidad y economía, la empresa de transmisión declarará y operará sus instalaciones dentro de los límites de voltajes permitidos y realizará las acciones de control en coordinación con el CENACE, cumpliendo estrictamente con las disposiciones que este le imparta, preservando la integridad de las personas y de las instalaciones, y, conforme lo establecido en la regulación específica y los procedimientos de aplicación.
- La empresa de transmisión pondrá a disposición del CENACE sus equipos de compensación que incluyen compensadores estáticos de potencia reactiva (SVC), capacitores, reactores y transformadores con cambiadores de tap bajo carga (LTC), necesarios para mantener los voltajes dentro del rango definido para la operación del SEP; asimismo proporcionará los recursos de comunicaciones para la coordinación, supervisión y las acciones de control para una operación bajo los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad del SEP.
- La empresa de distribución debe mantener en el o los puntos de interconexión con el transmisor, el factor de potencia dentro de los límites establecidos y la implementación del esquema de alivio de carga de conformidad con los procedimientos de aplicación y estudios correspondientes. El CENACE reportará a la ARCCONEL el informe correspondiente sobre el cumplimiento de lo señalado.
- La empresa de distribución será el responsable de la operación en tiempo real de su red y deberá efectuar una coordinación operativa con el CENACE, para las maniobras del sistema de subtransmisión que impliquen desconexiones, reconexiones y transferencias de carga, que pudieran afectar a las condiciones de calidad o seguridad del SNI o a los participantes mayoristas del sector eléctrico, según se establezca en los procedimientos de aplicación.
- Los grandes consumidores, autogeneradores (consumos propios) y cargas especiales conectados directamente al sistema de transmisión, deben mantener el factor de potencia dentro de los límites establecidos en los estudios correspondientes efectuados por el CENACE, la coordinación operativa la deben realizar con el CENACE y deben implementar el esquema de alivio de carga, para lo cual cumplirán con los requisitos definidos en los procedimientos de aplicación, la regulación específica del SNT y los estudios correspondientes que elabore el CENACE.
- Los grandes consumidores, autogeneradores (consumos propios) y cargas especiales conectados al sistema de distribución, se sujetarán a las disposiciones que, con relación al factor de potencia, esquema de alivio de carga y coordinación operativa se establezcan en las regulaciones de Distribución y comercialización de energía eléctrica y de Grandes Consumidores.

ARTÍCULO 8. MANTENIMIENTO DE INSTALACIONES DE LOS PARTICIPANTES MAYORISTAS Y CARGAS ESPECIALES.

Sin perjuicio a lo descrito en la Regulación ARCERNNR-001/24 o la que le sustituya, el Operador

Nacional de Electricidad dentro de la programación de la operación considerará lo siguiente:

Los generadores, autogeneradores y transmisor, sujetos al despacho centralizado del CENACE, ejecutarán los mantenimientos contemplados en el PBM, programación operativa semanal y despacho económico diario, con sujeción a la autorización otorgada por el CENACE a través de consignación. Los aspectos relacionados a la coordinación y aprobación del PBM se sujetarán a lo que establezca la regulación específica; y, la coordinación y aprobación del plan semanal de mantenimientos.

En la operación en tiempo real el CENACE tiene la potestad de suspender o interrumpir mantenimientos con base a consideraciones de seguridad, lo cual será debidamente sustentado y justificado ante el participante mayorista y la ARCONEL.

Las empresas generadoras, autogeneradoras, de transmisión y de distribución, que por causas técnicas tengan la necesidad de retirar temporalmente de servicio una unidad, un equipamiento por indisponibilidad no programada, deberán obtener la autorización previa del CENACE con la antelación necesaria para que éste lo considere en la planificación operativa. En caso de fallas imprevistas de una unidad, o de algún equipamiento, no será necesario la autorización previa, pero producido el hecho se notificará inmediatamente al CENACE para su consideración en los procesos de planificación operativa y se tramitará la consignación post evento.

Los mantenimientos en la red de transmisión que incidan en forma total o parcial en el suministro a un distribuidor, gran consumidor, carga especial o que restrinja la producción de energía de un generador o autogenerador, serán coordinados por el transmisor con los afectados, tanto para los procesos de planificación operativa, como para la obtención de la autorización, y comunicados al CENACE en los términos que se establezca en los procedimientos de aplicación.

La consignación de equipos en tiempo real, para la ejecución de mantenimientos, será en coordinación con CENACE, cumpliendo estrictamente con las disposiciones que éste le imparta.

Las empresas de distribución ejecutarán los mantenimientos contemplados en el PBM de la red de subtransmisión para los que se requieran maniobras de transferencia de carga a otros puntos de entrega, que impliquen desconexiones de carga o cuando afecten a otros PMSE, para esto último, deberán gestionar la autorización de las empresas afectadas y en sujeción a la autorización otorgada por el CENACE a través de consignación.

Los mantenimientos de las líneas de interconexión de los grandes consumidores, generadores, autogeneradores y cargas especiales conectadas al SNT, serán coordinados con el CENACE, a través de la empresa de transmisión, quien tramitará la obtención de la correspondiente autorización y notificará del particular a la empresa de distribución respectiva en caso de que el mantenimiento incida en la provisión del servicio eléctrico de otros usuarios.

Los mantenimientos de las líneas de interconexión de los grandes consumidores, generadores, autogeneradores y cargas especiales conectadas a un sistema de subtransmisión, cuya ejecución pueda incidir en la operación del SNI, serán coordinados con el CENACE, a través de la empresa de distribución, quien tramitará la obtención de la correspondiente autorización.

Los aspectos relacionados a la coordinación y aprobación del PBM se sujetarán a lo que establezca

la regulación específica y los procedimientos de aplicación; la información correspondiente a planes de mantenimientos y consignaciones respectivas serán gestionadas a través del SAM.

ARTÍCULO 9. DE LA INFORMACIÓN DE LOS PARTICIPANTES MAYORISTAS Y CARGAS ESPECIALES.

Los generadores, autogeneradores, empresas de distribución, grandes consumidores y cargas especiales, tienen la obligación de proporcionar al CENACE la información que requiera para efectuar la planificación operativa, el despacho centralizado y la operación del SEP.

De presentarse cambios en los parámetros técnicos de generación o autogeneración declarados al CENACE, estos deberán ser informados dentro de las veinticuatro (24) horas siguientes de detectado el cambio, con el informe técnico justificativo, el cual será validado por el CENACE.

La empresa de transmisión tiene la obligación de proporcionar al CENACE la información que éste requiera, para efectuar la planificación operativa, el despacho centralizado y la operación del SNI, supervisión de la red de transmisión y equipos asociados. Esta información incluirá, entre otros, los parámetros técnicos de los elementos del SNT, ajustes de la coordinación de protecciones y ajustes de los esquemas de protección locales.

La responsabilidad de todos los participantes mayoristas y cargas especiales, es entregar la información con calidad y oportunidad, a través de los medios y dentro de los plazos que se establezcan en los procedimientos de aplicación.

ARTÍCULO 10. PUBLICACIÓN DE INFORMACIÓN POR PARTE DEL CENACE

Sin perjuicio de los artículos en el TÍTULO V. INTERCAMBIO DE DATOS de la Regulación ARCERNNR-001/24 o la que le sustituya, los PMSE y cargas especiales deberán entregar al CENACE toda la información que esta entidad requiera, para el análisis y desarrollo de los procesos relacionados a la planificación operativa, operación en tiempo real, evaluación de la operación, y toda información adicional requerida para el cumplimiento de estos procesos, la que debe ser entregada considerando los plazos, los formatos y los medios señalados en los procedimientos de aplicación.

Cuando exista incumplimiento de envío de información por parte de los PMSE, el CENACE utilizará la mejor información disponible para sus procesos, sin perjuicio de la aplicación del proceso de sanciones que correspondan por parte de la ARCONEL, conforme la regulación establecida para el efecto.

El CENACE pondrá a libre disposición de instituciones y participantes mayoristas del sector eléctrico, a través de su portal institucional, la información, los estudios aprobados, las bases de datos para la planificación operativa y el despacho, las publicaciones de los resultados obtenidos de: PBM, PBO, reservas energéticas, despacho, redespacho, operación en tiempo real, informes de falla y reportes post operativos.

ARTÍCULO 11. CARGAS ESPECIALES

Conforme lo establecido en la Disposición General Sexta del RGLOSPEE, las condiciones que se debe observar para la operación de cargas especiales, son las establecidas en la presente

Regulación, en los temas pertinentes.

Así mismo, al corresponder a programas o proyectos impulsados por el Gobierno Central, le compete al Ministerio Rector, como autoridad concedente, otorgar la autorización respectiva.

CAPÍTULO III. PLANIFICACIÓN OPERATIVA Y DESPACHO

ARTÍCULO 12. PLANIFICACIÓN DE LA OPERACIÓN

El CENACE planificará la operación del sistema a largo mediano y corto plazo, aplicando los modelos computacionales presentados por el CENACE y aprobados por la ARCONEL, considerando las disposiciones emitidas en el RGLOSPEE y esta regulación. La función objetivo en cada horizonte de planificación es minimizar el costo operativo total, considerando restricciones de abastecimiento de la demanda y de preservación de los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad.

ARTÍCULO 13. CRITERIOS DE CALIDAD, SEGURIDAD, CONFIABILIDAD Y ECONOMÍA

El CENACE realizará la planificación de la operación del SNI con 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, para los estados de operación del sistema: normal, alerta, emergencia, emergencia extrema y restauración, según corresponda y lo que especifique la Regulación ARCERNNR-001/24 o la que le sustituya.

Para el cumplimiento de lo señalado, el CENACE realizará los estudios de conformidad con lo que se establezca en las regulaciones y en los procedimientos de aplicación utilizando los modelos y las herramientas disponibles.

Si en la planificación de la operación el CENACE determina que con los recursos disponibles no se cumplen los criterios de calidad, seguridad, confiabilidad y economía, dicho aspecto deberá ser notificado al MEM y la ARCONEL, mediante un informe plenamente sustentado y su tratamiento se realizará conforme a la regulación que norme la operación del SNI en condiciones de déficit de generación.

13.1 Criterios de Calidad

Los criterios de calidad son requisitos técnicos de frecuencia y voltaje, que se deben cumplir en la programación y operación del SNI en estado operativo normal, y lo especificado en la Regulación ARCERNNR-001/24 o la que le sustituya.

13.1.1 Criterios para el control de frecuencia

- a. La frecuencia nominal de operación del SNI es 60 Hz. La máxima desviación permisible del valor nominal de frecuencia se definirá en los estudios que corresponda efectuar al CENACE conforme se establezcan en los procedimientos de aplicación o en Regulaciones complementarias.
- b. Todas las unidades de generación que se encuentren en operación, deben responder de forma continua ante variaciones de la frecuencia que se presenten como

- resultado de eventos que causen desbalances entre la generación y la carga.
- c. Mediante estudios especializados, el CENACE determinará porcentajes óptimos de reserva que deben considerar los generadores, para participar en la regulación primaria y regulación secundaria de frecuencia, conforme se establezca en los procedimientos de aplicación o en Regulaciones complementarias.
 - d. La participación en la RPF y RSF por parte de los generadores, así como su evaluación por parte de CENACE, deberán cumplir con lo establecido en la Regulación ARCENNR-001/24 o la que le sustituya.

13.1.2 Criterios para el control de voltaje

- a. Los rangos de voltaje en las barras del sistema en condiciones operativas del sistema normal, alerta, emergencia, emergencia extrema y restauración, serán establecidos en los estudios que elabore el CENACE, conforme se establezca en los procedimientos de aplicación o en Regulaciones complementarias.
- b. El CENACE determinará los límites del factor de potencia que debe presentar la carga en los puntos de conexión, en conformidad a lo que se establezca en los procedimientos de aplicación y serán de obligatorio cumplimiento por los PMSE y cargas especiales.
- c. Todos los generadores deben entregar la potencia reactiva que solicite el CENACE, según las características de las curvas P-Q (curva de capacidad) que será declarada por los participantes mayoristas del sector eléctrico, conforme se establezca en los procedimientos de aplicación. Para generadores existentes se observará lo establecido en su Título Habilitante.
- d. El transmisor debe declarar al CENACE la información de los equipos para control de voltaje y suministro de potencia reactiva que pone a disposición del SEP.
- e. Para mantener los voltajes dentro de los límites establecidos, CENACE dispondrá la operación de los compensadores sincrónicos a fin de que entreguen potencia reactiva inductiva o capacitiva, según sea el caso, y el despacho de la generación forzada, que sea necesaria.

13.2 Criterios de Seguridad y Confiabilidad

Los criterios de seguridad y confiabilidad se refieren a los requisitos técnicos con los que se debe operar el SEP, para mantener una operación estable y limitar las consecuencias ante la ocurrencia de contingencias, los cuales se describen a continuación:

- a. Ante un riesgo de pérdida de estabilidad de frecuencia ocasionado por perturbaciones en el SEP, los mecanismos de control de la frecuencia tales como:
reservas para regulación primaria y secundaria de frecuencia; esquema de desconexión de generación o carga, por alta o baja frecuencia, respectivamente; u otros; se establecerán en los procedimientos de aplicación y los valores correspondientes serán resultado de los estudios que elabore el CENACE.
- b. Ante la ocurrencia de una falla, los mecanismos de control de voltaje, que incluye esquemas de desconexión de carga, procurarán que el voltaje en las barras del sistema de transmisión opere dentro de los límites de estabilidad, dichos mecanismos serán definidos por el CENACE conforme se establezcan en los procedimientos de

aplicación.

- c. El CENACE con base a sus estudios y análisis de la planificación operativa determinará las acciones que deberá efectuar el PMSE, en coordinación con el Operador, para la implementación, calibración, mantenimiento, actualización y operación de los mecanismos automáticos de control de voltaje y frecuencia, incluyendo sistemas de control complementarios que sean necesarios.
- d. La transferencia de potencia en todos los elementos del SNI en condición operativa normal, será menor o igual a su capacidad operativa; el CENACE determinará la necesidad de generación forzada dentro de la planificación operativa a fin de lograr este objetivo. Ante la ocurrencia de contingencias, las medidas de mitigación aplicables serán establecidas por CENACE dentro de los procedimientos de aplicación.
- e. En la planificación operativa del sistema eléctrico, la decisión de la operación de generación forzada o inflexible ante la probabilidad de falla o de ocurrencia de contingencias, se tomará basado en el menor costo entre: la suma de los costos asociados a restricciones de red, restricciones de generación e inflexibilidades; y, el costo de energía no suministrada de la demanda afectada.
- f. Ante la ocurrencia de contingencias sencillas, el SEP debe cumplir el criterio n-1, es decir, debe llegar a un nuevo punto de equilibrio que preserve la estabilidad del sistema, y el cumplimiento de los límites de voltaje, frecuencia, cargabilidad, etc., definidos para el estado operativo normal.
- g. Ante contingencias críticas, el CENACE definirá esquemas de protección sistémicos nacionales o locales, que deberán ser implementados por las empresas de generación, transmisión y/o distribución, según corresponda, y a su costo, preservando la operación del SEP ante un colapso total o parcial.
- h. El CENACE determinará la reserva fría de generación y la tecnología que corresponda, que pueda entrar en servicio y alcanzar su potencia disponible en un tiempo definido en los procedimientos de aplicación, para cubrir el déficit de generación, ocasionado por abastecimiento de la demanda frente a desvíos prolongados, y por contingencias que provoquen sobrecarga de elementos del SNI o afecten los parámetros de calidad de la operación.

13.3 Criterios de Economía

Corresponde a la operación del SEP, por parte del CENACE, con un despacho que optimice los recursos de generación, garantizando el mínimo costo de abastecimiento a la demanda y maximizando el beneficio económico derivado de las transacciones internacionales de electricidad.

ARTÍCULO 14. ABASTECIMIENTO DE COMBUSTIBLES

El CENACE, dentro de la planificación operativa, determinará el requerimiento de las centrales térmicas que utilizan combustibles de origen fósil y las estimaciones de los volúmenes requeridos de combustible para la operación de mediano y corto plazo.

El CENACE comunicará a cada uno de los generadores térmicos los requerimientos de combustible, para que efectúen todas las acciones necesarias a fin de alcanzar los niveles de reserva de combustible requeridos y a las empresas suministradoras de combustible al sector eléctrico para que realicen en coordinación con el CENACE, los despachos de volúmenes

correspondientes junto con las entregas en terminales de venta.

Para la gestión del abastecimiento de combustible al sector eléctrico, las empresas generadoras implementarán los medios tecnológicos pertinentes en coordinación con el CENACE y conforme lo definido en la normativa correspondiente.

ARTÍCULO 15. COORDINACIÓN DE MANTENIMIENTOS

Sin perjuicio de los artículos especificados en el TÍTULO III. EJECUCIÓN DE MANTENIMIENTOS de la Regulación ARCERNNR-001/24 y/o Regulación complementaria, el CENACE previa coordinación con los PMSE y los representantes de las cargas especiales, emitirá y aprobará el Programa BIANUAL de Mantenimientos (PBM), con base a los resultados de los análisis eléctricos y energéticos, considerando la disponibilidad de las unidades de generación sujetas al despacho centralizado y de las instalaciones de la red de transmisión.

Adicionalmente, el PBM considerará los mantenimientos de instalaciones del sistema de subtransmisión de las empresas distribuidoras, que pudieran afectar a la operación, calidad, seguridad del SNI y continuidad del suministro de electricidad.

La información para la planificación de las actividades de mantenimiento registradas en las consignaciones nacionales y locales serán gestionadas a través del SAM, en los plazos definidos en los procedimientos de aplicación para los procesos de programación operativa semanal y despacho económico diario.

El CENACE es el responsable de la coordinación general de la ejecución de los mantenimientos en la operación de tiempo real, conforme sean autorizados a través del SAM.

El CENACE realizará el seguimiento del cumplimiento del cronograma establecido en el PBM y reportará a la ARCONEL la información técnica que esta requiera de conformidad con lo que establezca la regulación asociada a mantenimientos.

ARTÍCULO 16. ESTUDIOS ESPECÍFICOS DE LARGO PLAZO

El CENACE realizará el análisis de la operación del sistema a largo plazo a través de estudios específicos solicitados por el MEM, la ARCONEL o cuando las necesidades del sector eléctrico y energético del país así lo requieran, con el objetivo de identificar alertas tempranas en el abastecimiento de la demanda, y los resultados de estos estudios serán comunicados con oportunidad al MEM y la ARCONEL.

ARTÍCULO 17. PLANIFICACIÓN DE MEDIANO PLAZO. PLAN BIANUAL DE OPERACIÓN

El CENACE planificará la operación del sistema a mediano plazo, para un horizonte de 24 meses, a través del Plan BIANUAL Operativo (PBO), para lo cual considerará, a más de lo establecido en el artículo 96 del RGLOSPEE y el artículo 67 de la Regulación ARCERNNR-001/24 (o la que le sustituya), lo siguiente:

- a. El PBO se actualizará con periodicidad trimestral y será publicado antes del primer día de los meses de enero, abril, julio y octubre de cada año, publicaciones que abarcarán: "PBO enero año n a diciembre año n+2", "PBO abril año n a marzo año n+2", "PBO Julio año n a

- Junio año $n+2$ " y "PBO octubre año n a septiembre año $n+2$ ";
- b. El PBO podrá realizarse con resolución mensual o semanal, conforme lo establezca el Operador y de acuerdo a las necesidades del sistema;
 - c. Los PMSE deberán declarar de manera mensual, conforme el Procedimiento de Aplicación elaborado por el CENACE, los costos variables de producción conforme el Anexo A de la presente Regulación, considerando que los combustibles tendrán como referencia los precios establecidos para el sector eléctrico;
 - d. Para el despacho de generación y valoración del agua en los embalses, CENACE utilizará los costos variables de producción de generadores térmicos considerando los precios internacionales de combustibles, los cuales serán determinados por CENACE mensualmente con la información remitida por EP PETROECUADOR y/o reportes del Banco Central, manteniendo los demás componentes informados por el PMSE conforme al Procedimiento de Aplicación elaborado por el CENACE;
 - e. El costo incremental de abastecimiento de la demanda será calculado con los costos variables de producción en cada unidad de generación en el nodo de generación respectivo.
 - f. El Programa de Mantenimientos.

Como resultado de la planificación operativa de mediano plazo se determinará, a más de las variables establecidas en el artículo 97 del RGLOSPEE, las siguientes:

- a. Los niveles de almacenamiento de los embalses y volúmenes de vertimientos;
- b. Todos los resultados podrán obtenerse para cualquier percentil de acuerdo con las necesidades operativas y de análisis;
- c. Restricciones operativas; y,
- d. Estimación de la generación forzada para mantener los criterios de calidad y seguridad.

ARTÍCULO 18. PLANIFICACIÓN DE CORTO PLAZO

18.1 PROGRAMACIÓN OPERATIVA SEMANAL

El CENACE realizará la planificación operativa de corto plazo, para un horizonte de una semana, con desagregación horaria, y considerará, a más de lo establecido en el artículo 98 del RGLOSPEE y el artículo 68 de la Regulación Nro. ARCERNNR-001/24 (o la que le sustituya), lo siguiente:

- a. Los PMSE deberán declarar de manera mensual, conforme el Procedimiento de Aplicación elaborado por el CENACE, los costos variables de producción conforme el Anexo A de la presente Regulación, considerando que los combustibles tendrán como referencia los precios locales establecidos para el sector eléctrico;
- b. Para el despacho de generación y valoración del agua en los embalses, CENACE utilizará los costos variables de producción de generadores térmicos considerando los precios internacionales de combustible, los cuales serán determinados por CENACE mensualmente con la información remitida por EP PETROECUADOR y/o reportes del Banco Central, manteniendo los demás componentes informados por el PMSE conforme el Procedimiento de Aplicación elaborado por el CENACE;
- c. El Programa de Mantenimientos;
- d. La minimización de los riesgos de desabastecimiento por escenarios atípicos o de orden público; y,
- e. Intercambios internacionales.

La publicación de la POS se realizará cada semana y abarca un horizonte de operación de 7 días, considerando que la semana operativa va de un día de la semana n a otro de la semana $n + 1$. El día de publicación, así como los días inicio y fin de la semana operativa, serán establecidos en el procedimiento de aplicación pertinente.

Como resultado de la programación semanal se determinará, a más de las variables establecidas en el Artículo 99 del RGLOSPEE, las siguientes:

- a. Estimación de costos asociados al cumplimiento de criterios calidad, seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico, determinando los costos de generación por: levantamiento de restricciones técnicas y operativas, generación forzada e inflexibilidades de generación, con su respectivo programa de producción; y,
- b. Los excedentes para exportación de energía eléctrica.

18.2 DESPACHO ECONÓMICO DIARIO

El CENACE determinará el despacho económico diario, con resolución horaria, de los recursos de generación sujetos a despacho central, para lo cual considerará, a más de lo establecido en el artículo 100 del RGLOSPEE, y el artículo 69 de la Regulación ARCERNR-001/24 (o la que le sustituya), lo siguiente:

- a. Costos variables de producción de generadores térmicos valorados con precios de combustibles internacionales sobre la base de la declaración mensual remitida por los PMSE, los cuales serán determinados por CENACE mensualmente con la información remitida por EP PETROECUADOR y/o los reportes del Banco Central, manteniendo los demás componentes informados por el PMSE conforme al Procedimiento de Aplicación elaborado por el CENACE;
- b. Cuotas energéticas o valoración del agua para centrales hidroeléctricas con embalses de regulación, según la estrategia de operación de los embalses y valoración del agua, obtenidas en el PBO y en la programación operativa semanal;
- c. El programa de mantenimientos semanales y los emergentes; y,
- d. La minimización de los riesgos de desabastecimiento por escenarios atípicos o de orden público.

Con relación a los aspectos a ser considerados en el despacho económico, establecidos en los numerales 10 y 11 del Artículo 100 del RGLOSPEE, el CENACE deberá asegurar que la solución adoptada para el levantamiento de restricciones técnicas y operativas se obtiene para el mínimo costo total de operación del sistema.

Como resultado del despacho económico diario se determinará, a más de las variables establecidas en el artículo 101 del RGLOSPEE, las siguientes:

- a. Estimación de costos asociados al cumplimiento de criterios calidad, seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico, determinando los costos de generación por: levantamiento de restricciones técnicas y operativas, generación forzada e inflexibilidades de generación, con su respectivo programa de producción;
- b. Los excedentes para exportación de energía eléctrica;
- c. Programación del corte de carga en condiciones de déficit de potencia y energía;

- d. El costo horario de la energía para la demanda nacional será determinado considerando los precios locales establecidos para el sector eléctrico, conforme el Procedimiento de Aplicación elaborado por el CENACE.

CAPÍTULO IV. OPERACIÓN

ARTÍCULO 19. SUPERVISIÓN Y CONTROL DE LA OPERACIÓN

El CENACE supervisará, controlará y coordinará la operación en tiempo real con los centros de operación de los PMSE, con las cargas especiales y con los operadores de los sistemas de los países vecinos, para mantener las condiciones de calidad, seguridad, confiabilidad y economía en la operación del SEP, conforme la Regulación ARCERNR-001/24 (o la que le sustituya) y los procedimientos de aplicación, en los distintos estados operativos del SEP.

ARTÍCULO 20. MANIOBRAS

El CENACE es el único ente autorizado para disponer maniobras que incidan en la operación en tiempo real del SNI; las decisiones de control requerirán del cumplimiento estricto de análisis y diagnóstico, previos a la coordinación de la ejecución con los PMSE, cargas especiales y operadores de los sistemas de países vecinos, de tal forma que el suministro de energía cumpla las condiciones calidad, seguridad, confiabilidad y economía.

Ante eventos de fuerza mayor o por pérdida de la supervisión del SEP, el CENACE ejecutará el plan de emergencia establecido en los procedimientos de aplicación y declarará el estado operativo del SNI.

El CENACE no efectuará comandos directos a los equipos de los PMSE y cargas especiales, exceptuando los comandos automáticos de control de generación (AGC) para generadores, comandos de mitigación ante la actuación de los Sistemas de Protección Sistemica (SPS), o por expresa solicitud del propietario del equipo ante una situación de emergencia o imprevista.

El CENACE coordinará con las empresas de distribución las maniobras de los equipos y elementos de subtransmisión, cuya ejecución podría tener un impacto en la calidad o seguridad del SNI. Para el efecto, coordinará la desconexión, reconexión o transferencia de carga requeridas para la ejecución de un mantenimiento o como consecuencia de un evento en el SEP; el CENACE en coordinación con las empresas de distribución definirá los equipos del sistema de subtransmisión que serán considerados dentro del esquema descrito a través de los procedimientos de aplicación.

Con el propósito de mantener la oportunidad y seguridad en la coordinación de maniobras inherentes a la operación en tiempo real del SEP, el CENACE realizará la coordinación operativa directamente con los centros de control de los PMSE y cargas especiales.

ARTÍCULO 21. REDESPACHO

El despacho económico diario podrá ser modificado debido a cambios en las condiciones que fueron consideradas en la planificación operativa, lo cual da origen a un redespacho, mismo que será elaborado utilizando el mismo modelo computacional del despacho económico diario, tomando en cuenta las condiciones reales de operación, los recursos disponibles del sistema en tiempo real, las causales y los criterios operativos definidos en los procedimientos de aplicación.

Mientras no entre en vigencia el redespacho, las ejecuciones de los cambios respecto al despacho original realizados en tiempo real, se entenderán como autorizados, dando inicio a su ejecución.

ARTÍCULO 22. EJECUCIÓN DE MANTENIMIENTOS

Sin perjuicio a lo descrito en el Capítulo III de la Regulación ARCERNNR-001/24 (o la que la sustituya), el CENACE es el responsable de la coordinación general de la ejecución de los mantenimientos programados y emergentes en la operación del sistema en tiempo real, conforme fuere solicitado por los PMSE del sector eléctrico y cargas especiales. Estos mantenimientos deberán ser autorizados por el CENACE a través del SAM.

Si las condiciones de la operación del sistema en tiempo real lo ameritan, el CENACE tiene la potestad de suspender o interrumpir mantenimientos, lo cual será debidamente sustentado y justificado ante el PMSE y la ARCONEL.

ARTÍCULO 23. ANÁLISIS Y SEGUIMIENTO DE LA OPERACIÓN

El CENACE realizará el análisis y seguimiento del desempeño sistémico de la operación del SNI en estado estacionario y dinámico; además del comportamiento individual de los elementos en la operación del SNI y del cumplimiento de los planes de mantenimiento de los PMSE, con el objetivo de identificar oportunidades de mejora y retroalimentar a los procesos de planificación y operación del SEP que afectan al SNI.

Para la ejecución de este análisis, los PMSE y cargas especiales deberán remitir al CENACE la información que les sea solicitada.

Con el fin de garantizar la evaluación de la operación, el CENACE realizará el seguimiento de los parámetros de calidad, seguridad, confiabilidad, y economía del SNI, considerando los límites establecidos en los estudios elaborados de conformidad con lo establecido en los procedimientos de aplicación.

ARTÍCULO 24. ANÁLISIS DE EVENTOS

Sin perjuicio a lo descrito en la Regulación ARCERNNR-001/24 (o la que le sustituya), el CENACE realizará el análisis de los eventos suscitados en el SNI y de los eventos de los sistemas eléctricos interconectados, que produzcan efectos significativos a las variables eléctricas o produzcan eventos dinámicos relevantes en el SNI. Para ello, los PMSE y/o cargas especiales determinadas por el CENACE, deberán remitir al Operador toda la información que requiera para análisis y seguimiento.

El CENACE definirá en los procedimientos de aplicación, el tipo de evento que requiera análisis, así como los mecanismos, información y plazos para la entrega.

ARTÍCULO 25. COMITÉ DE ANÁLISIS DE FALLAS

Sin perjuicio a lo descrito en la Regulación ARCERNNR-001/24 (o la que le sustituya), el Comité de Análisis de Fallas se constituye como un espacio de análisis técnico, conformado por delegados de varias instituciones y empresas, convocado y coordinado por el CENACE, que tiene como

objetivo analizar los eventos relevantes a nivel nacional ocurridos en el SEP, para identificar el origen y las causas que provocaron dichos eventos, los posibles responsables, las acciones correctivas a implementarse y las oportunidades de mejora para evitar la ocurrencia de eventos similares o disminuir su impacto en el SNI a fin de precautelar la calidad, seguridad y confiabilidad del SEP.

El Comité estará conformado por el Director Ejecutivo del CENACE o su delegado, quien lo presidirá; y, los representantes legales o delegados de los PMSE involucrados en el evento.

El Presidente del Comité podrá solicitar la asistencia de delegados del Viceministerio de Electricidad y Energía Renovable, y, de la ARCONEL cuya participación será en calidad de observadores.

El CENACE será responsable de hacer seguimiento y evaluar el estado de cumplimiento de los compromisos adquiridos en las reuniones del Comité, una vez determinado el origen, las causas técnicas que viabilizaron el alcance de la falla y los responsables de la falla, el Operador elaborará un informe ejecutivo a ser entregado a la ARCONEL con el fin de ejecutar las acciones de control que corresponda.

ARTÍCULO 26. ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE LA OPERACIÓN

El CENACE realizará el análisis estadístico operativo de los parámetros y variables eléctricas para la operación del SNI con calidad, seguridad y confiabilidad. Además, el CENACE realizará la recopilación y el tratamiento de la información proveniente de los sistemas de supervisión de tiempo real y de la información operativa entregada por los PMSE y cargas especiales, a través del sistema de integración de información provista por el CENACE y que al detectar alguna anomalía en las fuentes de información, gestionará ante los responsables su inmediata corrección.

El CENACE desarrollará la estadística operativa, así como el levantamiento de indicadores operativos que sean pertinentes para análisis y definición de medidas que permitan garantizar una adecuada evaluación de la operación, en los períodos definidos en el procedimiento de aplicación.

El CENACE implementará los medios tecnológicos que correspondan para proveer servicios de información de estadística operativa al MEM, a la ARCONEL, a los PMSE y a las cargas especiales.

CAPÍTULO V. DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

ARTÍCULO 27. AUDITORÍAS REALIZADAS POR EL OPERADOR

El CENACE podrá efectuar auditorías, pruebas o solicitar la realización de las mismas, por decisión propia, por requerimiento de ARCONEL o de los PMSE, en conformidad a lo que se establezca en los procedimientos de aplicación, para lo cual coordinará directamente su ejecución con las empresas a auditar.

Si la auditoría es requerida por la ARCONEL o el CENACE, sus costos serán asumidos por el PMSE al cual se le realice la auditoría. Si la auditoría es requerida por otro participante mayorista,

el costo será asumido por el participante mayorista auditado, en el caso en que se determinen incumplimientos por parte de este último a la normativa y/u obligaciones establecidas en su título habilitante, caso contrario, el costo será a cargo del PMSE que solicitó la auditoría. En los dos casos el PMSE auditado debe brindar todas las facilidades para llevar a cabo las actividades de auditoría.

Las auditorías que el CENACE podrá realizar o solicitar incluyen, entre otras, las siguientes:

- Auditoría de Régimen Térmico Directo en centrales o unidades de generación térmica.
- Auditoría del Esquema de Alivio de Carga.
- Auditoría de Parámetros técnicos de unidades de generación.
- Auditoría de Protecciones de elementos del SNI.
- Auditoría de Costos Variables de Producción.
- Auditoría de Sintonización de Controladores de unidades de generación.

Para la ejecución de las auditorías, el CENACE determinará la necesidad de contratar servicios de empresas especializadas y entregará un informe con los resultados de las auditorías realizadas a los PMSE involucrados, a la ARCONEL, cuando esta lo solicite o se identifiquen incumplimientos a la normativa y/u obligaciones establecidas en su título habilitante.

ARTÍCULO 28. SEÑALES PARA SUPERVISIÓN Y CONTROL EN TIEMPO REAL

Las señales destinadas a la supervisión y control en tiempo real se realizarán cumpliendo las disposiciones establecidas en la regulación específica y Regulación ARCERNR-001/24.

ARTÍCULO 29. INCORPORACIÓN DE NUEVAS INSTALACIONES

La conexión de nuevas instalaciones de PMSE y cargas especiales, deberán cumplir los requisitos técnicos que establezca la regulación específica.

ARTÍCULO 30. SANCIONES

Sin perjuicio de las infracciones señaladas en los artículos 67 y 68 de la LOSPEE, se consideran infracciones graves, por incumplimientos a las disposiciones establecidas en la presente regulación, en concordancia con lo establecido en el artículo 68 *“Infracciones graves”* de la LOSPEE, literales g) y j) que disponen como infracción graves *“Aquellas que atenten contra la integridad, seguridad y confiabilidad técnica y operativa de los sistemas eléctricos que brindan el servicio público”* y el *“incumplimiento a las regulaciones y disposiciones emitidas por Arconel”* respectivamente, las siguientes:

30.1 De los participantes mayoristas del sector eléctrico:

- a. Incumplimiento de la empresa de transmisión, de la coordinación de los mantenimientos de sus instalaciones con otros PMSE o cargas especiales conectados a su red, para efectos de la planificación operativa, despacho y la operación;
- b. Incumplimiento de la empresa de distribución, de la coordinación de los mantenimientos de sus instalaciones con otros PMSE o carga especiales conectadas a su red, para efectos de la planificación operativa, despacho y la operación;
- c. Incumplimiento del generador, autogenerador, gran consumidor o cargas especiales, de la coordinación de la ejecución de sus mantenimientos, con la empresa de transmisión o

- distribución a la cual se encuentren conectados;
- d. Incumplimiento de cualquier PMSE o carga especial, en la coordinación de los mantenimientos de sus instalaciones con el CENACE, que incidan en la operación del SNI;
 - e. El incumplimiento del factor de potencia para los autogeneradores (consumos propios), grandes consumidores y cargas especiales, en los puntos de interconexión con el SNT, sin perjuicio de la penalización que se establezca en la normativa pertinente;
 - f. El incumplimiento de los compromisos adquiridos en el Informe Ejecutivo presentado por el CENACE producto de las reuniones de Comité de Falla; y,
 - g. Demás incumplimientos establecidos en el Capítulo V de la LOSPEE que sean aplicables en concordancia con la presente regulación.

30.2 Del CENACE:

- a. No publicar los resultados de la planificación de la operación de mediano y corto plazo; y, la información post operativa, en los plazos determinados en los procedimientos de aplicación;
- b. No presentar el Informe Ejecutivo en los plazos acordados en reuniones de Comité de Falla;
- c. El incumplimiento de los compromisos adquiridos en el Informe Ejecutivo presentado por el CENACE producto de las reuniones de Comité de Falla, cuando sea de aplicación al mismo CENACE; y,
- d. Demás incumplimientos establecidos en el Capítulo V de la LOSPEE que sean aplicables en concordancia con la presente regulación.

En caso de que la ARCONEL, ya sea por denuncia, por acciones propias de control o por reporte del CENACE, identifique alguna supuesta infracción aplicará el procedimiento de sanciones contemplado en la regulación específica.

Las sanciones a aplicarse por el cometimiento de infracciones o por su reincidencia, corresponderán a aquellas establecidas en la LOSPEE.

ARTÍCULO 31. INFORMACIÓN DE PLANTAS DE GENERACIÓN NO SUJETAS AL DESPACHO CENTRALIZADO

Las centrales de generación de capacidad nominal menor a un (1) MW y los autogeneradores cuya central se encuentre junto a la demanda y sus excedentes sean menores a un (1) MW podrán considerarse como bloque de generación para la evaluación técnica y económica en los procesos de planificación operativa.

Los propietarios de las centrales tienen la obligación de proporcionar al CENACE, la información que les sea solicitada, con calidad y oportunidad, a través de los medios y dentro de los plazos que se establezcan en los procedimientos de aplicación.

ARTÍCULO 32. CONSUMOS PROPIOS DE AUTOGENERADORES

Los autogeneradores deberán cumplir, para sus consumos propios, con las disposiciones establecidas en esta regulación para los grandes consumidores y cargas especiales, o la normativa

aplicable.

ARTÍCULO 33. OPERACIÓN DE LOS GRUPOS MÓVILES DE EMERGENCIA

El CENACE, dentro de la planificación operativa de mediano plazo, en coordinación con la empresa de transmisión y las empresas de distribución potencialmente afectadas, identificará las necesidades de operación de grupos móviles de emergencia, así como los períodos en los que serán requeridos, con los debidos sustentos, lo cual será notificado al MEM y a la ARCONEL a fin de que, dentro de su ámbito de competencia, analicen y procedan a autorizar su operación y aprobar los costos de operación correspondientes.

La operación de los grupos móviles de emergencia tendrá como finalidad mitigar los efectos que podrían causar en una zona del SEP, la ejecución de algún trabajo de mantenimiento programado o la ocurrencia de eventos que pongan en riesgo las condiciones de calidad, seguridad y confiabilidad en el abastecimiento de electricidad.

Las empresas propietarias de los grupos móviles de emergencia proveerán la información solicitada por MEM, ARCONEL y CENACE con calidad, oportunidad y en los plazos que dispongan dichas entidades.

ARTÍCULO 34. SISTEMAS AISLADOS E INSULARES

La planificación de la operación, el control, la supervisión en tiempo real y el análisis post operación del sistema eléctrico dentro de los sistemas aislados e insulares, se realizará de manera coordinada entre las empresas de generación y autogeneración debidamente habilitadas y las empresas de distribución que operen en dichos sistemas, en función de los principios establecidos en esta Regulación en todo lo que fuere aplicable, y bajo los lineamientos que establezca el Ministerio rector en los respectivos Títulos Habilitantes.

Para el caso de los sistemas insulares, particularmente se deberá considerar lo siguiente:

- a) La incorporación de nueva infraestructura de generación deberá estar articulada con la planificación de la expansión, incluida en el Plan Maestro de Electricidad aprobado por el Ministerio rector.
- b) La coordinación de la planificación operativa, despacho, operación y el análisis post operación del sistema estará a cargo de la empresa distribuidora responsable de esa área de servicio.
- c) Las empresas de generación deberán remitir a la empresa de distribución, la información pertinente para los procesos de planificación operativa, despacho, operación y análisis post operación del sistema.
- d) La empresa distribuidora elaborará la planificación de la operación de largo, mediano y corto plazo a fin de atender el suministro de energía eléctrica, cumpliendo criterios de calidad, seguridad, confiabilidad y al mínimo costo posible.
- e) La empresa distribuidora elaborará un procedimiento de aplicación para los procesos de planificación de la operación, el despacho, la operación y análisis post operación de ese sistema, para aprobación de la ARCONEL. En la elaboración del procedimiento, el CENACE efectuará el acompañamiento y asesoramiento respectivos.

Las herramientas tecnológicas que se requieran implementar para la operación, el control y la

supervisión en tiempo real, deben ser capaces de intercambiar información con las utilizadas por el CENACE para el sistema continental.

ARTÍCULO 35. COSTO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA

La ARCONEL desarrollará la metodología que permita determinar el costo de la energía no suministrada (CENS), y su aplicación en las actividades del sector eléctrico. El valor resultante será establecido mediante resolución, que será comunicada al CENACE y a los PMSE y cargas especiales.

El CENS será utilizado por el CENACE, entre otros, en los estudios de planeamiento operativo para detectar escenarios futuros con riesgo de desabastecimiento y que se puedan adoptar acciones oportunas.

DISPOSICIONES GENERALES

Primera.- El costo de energía no suministrada será determinado y actualizado por la ARCONEL, e informado a las entidades pertinentes como insumo para la ejecución de sus procesos.

Segunda.- La metodología para la determinación de la capacidad total a ser remunerada o de la reserva técnica por confiabilidad de abastecimiento, a los generadores privados que suscribieron contratos regulados antes de la vigencia del RGLOSPEE y de conformidad a lo establecido en la Disposición General Primera de dicho Reglamento se presenta en el Anexo B.

Tercera.- Todos los generadores y autogeneradores que finalizaron condiciones preferentes de precio y despacho, cuyos títulos habilitantes fueron concedidos con regulaciones que fomentaron el uso de energías renovables, deberán realizar la declaración de costos variables de producción conforme al Anexo A en lo que fuere aplicable.

Cuarta.- CENACE remitirá trimestralmente a la ARCONEL, un informe técnico sobre los valores declarados por los generadores, así como también sobre las novedades relevantes detectadas en la aplicación del procedimiento. La Agencia realizará los análisis correspondientes, con base a los informes que remita el CENACE, y de ser el caso, solicitará al Operador los estudios particulares sobre la incidencia que tendrían los *CVP* en los procesos operativos y comerciales.

Quinta.- Para la aplicación de la ecuación A7 del Anexo A de la presente Regulación, se deberá cumplir con lo establecido por la Autoridad Nacional del Ambiente y Agua en el Acuerdo Ministerial Nro. 2017-0010 de 28 de junio de 2017 (o el que lo sustituya o reforme), publicado en el Suplemento del Registro Oficial Nro. 69 de 31 de agosto de 2017.

Para el caso de la Tarifa de uso y aprovechamiento del agua para hidroelectricidad (T_{UAA}), la tarifa vigente es de 0,0049 USD/m³ conforme al artículo 2 del Acuerdo Ministerial Nro. 2017-0010. Esta tarifa se actualizará conforme lo indique la Autoridad del Ambiente y Agua.

Para el valor de la variable Vol, conforme al artículo 4 del Acuerdo Ministerial Nro. 2017-0010, corresponde actualmente al 6% del total del caudal autorizado, determinado considerando técnicamente el volumen turbinado, en m³. Este valor se actualizará conforme lo indique la Autoridad del Ambiente y Agua.

En caso se presente un ajuste al Acuerdo Ministerial Nro. 2017-0010, los generadores deberán

notificar de manera inmediata al CENACE, proceder con los ajustes pertinentes en la declaración de los CVP_H , y enviar oficialmente los nuevos valores de los CVP_H . CENACE aplicará los nuevos CVP_H , en los procesos operativos y comerciales a su cargo, desde el primer día del mes siguiente de la notificación formal por parte del participante.

De no efectuarse tal notificación, el CENACE continuará utilizando los valores declarados, sin que esto represente un ajuste posterior a la liquidación realizada por CENACE; sin perjuicio de que este incumplimiento sea informado a la ARCONEL para proceder con las acciones previstas en la LOSPEE y en la presente regulación en lo que respecta al régimen de infracciones y sanciones.

Sexta.- CENACE liquidará la producción de las centrales térmicas utilizando los costos variables de producción determinados con los precios locales de combustibles, establecidos para el sector eléctrico.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Primera.- La ARCONEL, en un plazo de hasta un (1) año a partir de la vigencia de la presente regulación, elaborará o actualizará las regulaciones que complementen la normativa para la planificación operativa, despacho y operación del SNI; hasta tanto, aplicará las regulaciones vigentes en aquellos aspectos que no contravengan a lo establecido en la LOSPEE, su Reglamento General y la presente regulación.

Segunda.- El CENACE, en un plazo de hasta seis (6) meses a partir de la vigencia de la presente regulación, elaborará o actualizará los procedimientos de aplicación de las disposiciones contenidas en esta regulación, para aprobación de la ARCONEL; hasta tanto, aplicará los procedimientos vigentes en aquellos aspectos que no contravengan a lo establecido en la LOSPEE, su Reglamento General y la presente regulación.

Tercera.- El CENACE, en un plazo de tres (3) meses a partir de la vigencia de la presente regulación, presentará a la ARCONEL para su aprobación los modelos computacionales utilizados para la planificación y operación del largo, mediano y corto plazo. Hasta que se formalice la aprobación de los modelos, CENACE continuará utilizando los que actualmente se encuentran vigentes.

Cuarta.- En un plazo de dos (2) años la ARCONEL actualizará el valor del costo de energía no suministrada; mientras tanto el valor a utilizarse será el establecido en la Resolución Nro. 025/11, emitida por el ex CONELEC.

Quinta.- En un plazo de hasta dos (2) años a partir de la fecha de aprobación de la presente Regulación, la empresa de transmisión y las empresas de distribución deberán remitir a la ARCONEL, con copia al CENACE, un reporte con todos los contratos de conexión suscritos con los PMSE.

Sexta.- En función de los criterios establecidos en el artículo 34 de la presente Regulación, la Empresa Eléctrica Provincial Galápagos (ELEGALÁPAGOS), en un plazo no mayor a dos (2) años, contados a partir de la aprobación de la presente Regulación, y con la asistencia del CENACE, deberá presentar el procedimiento de aplicación sobre la planificación operativa, el despacho y la operación del sistema insular de las Galápagos, para la revisión y aprobación de la Agencia. Para la asistencia del CENACE, la empresa distribuidora y el Operador deberán suscribir los convenios de

cooperación pertinentes.

DISPOSICIÓN DEROGATORIA

Deróguese todas las normas de igual o menor jerarquía que se opongan o no guarden conformidad con las disposiciones de la presente regulación y específicamente:

- La Regulación Nro. ARCERNNR 004/20 “Planificación operativa, despacho y operación del sistema eléctrico de potencia” y sus reformas.

DISPOSICIÓN FINAL

Vigencia: Esta Resolución entrará en vigor a partir de su suscripción sin perjuicio de su publicación en el Registro Oficial, y de su aplicación se encargará el Ministerio Ramo y la Agencia de Regulación y Control de Electricidad.

Dado en la ciudad de San Francisco de Quito, Distrito Metropolitano, a 14 de marzo de 2025.



Firmado electrónicamente por:
**ROMMEL PATRICIO
AGUILAR CHIRIBOGA**

Dr. Rommel Patricio Aguilar Chiriboga
Director Ejecutivo
Secretario del Directorio
Agencia de Regulación y Control de Electricidad

DANIELA SOLEDAD MENA
ESTRELLA
Nombre de reconocimiento C=EC, O=SECURITY DATA S.A. 2.
CU-ENTIDAD DE CERTIFICACIÓN DE INFORMACIÓN
SERIALNUMBER=1719444935-190325143815, CN=DANIELA SOLEDAD
MENA ESTRELLA
Razón: CERTIFICADO QUE ES FIEL COPIA DEL ORIGINAL
Localización: REPOSA EN LOS ARCHIVOS DE LA DGDA DE ARCONEL
Fecha: 2025-03-21T16:37:12-219305-05:00

ANEXO A**DECLARACIÓN DE COSTOS VARIABLES DE PRODUCCIÓN****A.1. Objetivo**

Establecer el procedimiento para definir y declarar los Costos Variables de Producción *CVP* de las centrales o unidades de generación térmica e hidroeléctrica, para que el CENACE determine el despacho económico.

A.2. Definiciones

Generación bruta estimada para un ciclo operativo.-corresponde a la generación para un período entre dos mantenimientos mayores. Para efectos de determinar la producción se tomará la potencia efectiva, el ciclo en horas de operación entre dos mantenimientos mayores para cada tipo de unidad, la cual será parte de la declaración del generador, justificando el período y mantenimientos a efectuarse con información del fabricante, suministrador o estadística de mantenimiento de cada unidad.

Unidad de volumen.- para las unidades que consumen combustible líquido será el galón; y, para el caso de combustible gas será el pie cúbico. En el caso de las centrales hidroeléctricas será el metro cúbico.

Precio promedio de compra del combustible.- corresponde al precio promedio de compra de combustible que realiza el generador en el mes inmediato anterior a la declaración, sin incluir tasas e impuestos. Para el caso del gas natural, si el Estado no fijare el precio del gas a usarse en la generación termoeléctrica, se considerará el precio promedio de compra del gas que pague el generador al suministrador del combustible, en el mes inmediato anterior a la declaración. El generador, dentro de la declaración de costos, incluirá las facturas que respalden el precio del gas declarado.

Rendimiento de la unidad.- corresponde al resultado de las pruebas operacionales de Rendimiento Térmico Directo, para la determinación de las curvas de eficiencia, o declarado por el generador. Se declararán rendimientos para cuatro valores de la curva de eficiencia, establecidos entre la potencia efectiva y la potencia mínima con estos incluidos, con los que el generador determinará la correspondiente curva polinómica de orden 2. El procedimiento y ajuste para la determinación de la curva lo realizará el CENACE.

A.3. Costos Variables de Producción para unidades termoeléctricas (CVP_T)**a) Componentes del CVP_T**

Los componentes del CVP_T son:

Regulación Nro. ARCONEL-001/25
Sesión de Directorio de 14 de marzo de 2025

- Costos de combustibles.
- Costos de transporte de combustible.
- Costos de lubricantes, productos químicos y otros insumos para operación.
- Costos de consumo de agua potable.
- Costos de energía eléctrica consumida para servicios auxiliares.

b) Cálculo de los componentes

b.1) Costos de combustible (C_C) en USD/kWh

$$C_C = \frac{P_C}{R_C} \quad \text{Ec. (A.1)}$$

Donde:

 P_C Precio promedio de compra del combustible en (USD/unidad de volumen). R_C Rendimiento de la unidad sobre el consumo de combustible referido a la generación bruta (kWh/unidad de volumen).

Si la unidad usa dos tipos de combustible, se declaran los costos indicando las restricciones técnicas y condiciones operativas para el uso de cada tipo de combustible.

b.2) Costos de transporte de combustible (C_{TC}) en USD/kWh.

$$C_{TC} = \frac{P_{GT}}{R_C} \quad \text{Ec. (A.2)}$$

Donde:

 P_{GT} Precio del transporte en (USD/unidad de volumen). R_C Rendimiento de la unidad, definido en el literal inmediato anterior.b.3) Costos de lubricantes, productos químicos y otros insumos (C_{LQI}) en USD/kWh.

$$C_{LQI} = \frac{\sum(PU_i * C_i)}{G_B} \quad \text{Ec. (A.3)}$$

Donde:

 PU_i Precio unitario del insumo "i" para el mes de la declaración. C_i Consumo del insumo "i" durante el ciclo operativo. G_B Generación bruta estimada durante el ciclo operativo (kWh).b.4) Costo del agua potable (C_{SAP}) en USD/kWh.

$$C_{AP} = \frac{P_A * C_{OAP}}{G_B} \quad \text{Ec. (A.4)}$$

Donde:

P_A	Precio del agua potable (USD/m ³) para el mes de la declaración.
C_{OAP}	Consumo de agua potable (m ³) durante el ciclo operativo.
G_B	Generación bruta estimada durante el ciclo operativo (kWh).

b.5) Costo de Energía Eléctrica para servicios auxiliares (C_{EE}) en USD/kWh.

$$C_{EE} = \frac{(C_C + C_{TC} + C_{LQI} + C_{SAP})}{\left(1 - \frac{C_{EAX}}{G_B}\right)} * \frac{C_{EAX}}{G_B} \quad \text{Ec. (A.5)}$$

Donde:

C_C	Costos de combustible, en USD/kWh.
C_{TC}	Costos de transporte de combustible, en USD/kWh.
C_{LQI}	Costos de lubricantes, productos químicos y otros insumos, en USD/kWh.
C_{SAP}	Costo del agua potable, en US\$/kWh.
C_{EAX}	Consumo de energía exclusivamente para servicios auxiliares de la unidad, estimada durante el ciclo operativo, en kWh.
G_B	Generación bruta estimada durante el ciclo operativo (kWh).

b.6) Los Costos Variables de Producción de las unidades termoeléctricas (CVP_T), en USD/kWh, serán iguales a la suma de los costos señalados en los literales anteriores, esto es:

$$CVP_T = C_C + C_{TC} + C_{LQI} + C_{SAP} + C_{EE} \quad \text{Ec. (A.6)}$$

Donde:

C_C	Costos de combustible, en USD/kWh.
C_{TC}	Costos de transporte de combustible, en USD/kWh.
C_{LQI}	Costos de lubricantes, productos químicos y otros insumos, en USD/kWh.
C_{SAP}	Costo del agua potable, en USD/kWh.
C_{EE}	Costo de Energía Eléctrica para servicios auxiliares, en USD/kWh.

c) Actualización de la información

Los generadores ejecutarán las pruebas operacionales Rendimiento Térmico Directo para determinar las nuevas curvas de rendimiento luego de cada mantenimiento mayor (overhaul), siguiendo la guía metodológica preparada por el CENACE y aprobada por la ARCONEL. Los generadores presentarán un informe detallado de los mantenimientos ejecutados anualmente y los correspondientes costos incurridos, durante el período anterior, junto con la información para la planificación operativa del CENACE.

A.4. Costos Variables de Producción para centrales hidroeléctricas (CVP_H)

a) Componentes del CVP_H

Los componentes del CVP_H son:

- Costos del agua turbinada para generación.
- Costos de lubricantes, productos químicos y otros insumos para operación.
- Costos de energía eléctrica consumida para servicios auxiliares.

b) Cálculo de los componentes

b.1) Costo del agua turbinada para generación CA_T en USD/kWh.

$$CA_T = \frac{T_{UAA} * Vol}{G_B} \quad \text{Ec. (A.7)}$$

Donde:

T_{UAA}	Tarifa de uso y aprovechamiento del agua para hidroelectricidad, determinado por la Autoridad Ambiental y del Agua, en USD/m ³ .
Vol	Corresponde a un % del total del caudal autorizado, determinado técnicamente con base en el volumen turbinado para el ciclo operativo, en m ³ .
G_B	Generación bruta estimada durante el ciclo operativo (kWh).

b.2) Costos de lubricantes, productos químicos y otros insumos (C_{LQI}) en USD/kWh.

$$C_{LQI} = \frac{\sum(PU_i * C_i)}{G_B} \quad \text{Ec. (A.8)}$$

Donde:

PU_i	Precio unitario del insumo "i" para el mes de la declaración.
C_i	Consumo del insumo "i" durante el ciclo operativo.
G_B	Generación bruta estimada durante el ciclo operativo (kWh).

b.3) Costo de Energía Eléctrica para servicios auxiliares (C_{EE}) en USD/kWh.

$$C_{EE} = \frac{(CA_T + C_{LQI})}{\left(1 - \frac{CE_{AX}}{G_B}\right)} * \frac{CE_{AX}}{G_B} \quad \text{Ec. (A.9)}$$

Donde:

CA_T	Costo del agua turbinada para generación, en USD/kWh.
C_{LQI}	Costos de lubricantes, productos químicos y otros insumos, en USD/kWh.
CE_{AX}	Consumo de energía exclusivamente para servicios auxiliares de la unidad, estimada durante el ciclo operativo, en kWh.
G_B	Generación bruta estimada durante el ciclo operativo (kWh).

b.4) Los Costos Variables de Producción de las unidades termoeléctricas (CVP_H), en USD/kWh, serán iguales a la suma de los costos señalados en los literales anteriores, esto es:

$$CVP_H = CA_T + C_{LQI} + C_{EE} \quad \text{Ec. (A.10)}$$

Donde:

CA_T	Costo del agua turbinada para generación, en USD/kWh.
C_{LQI}	Costos de lubricantes, productos químicos y otros insumos, en USD/kWh.
C_{EE}	Costo de Energía Eléctrica para servicios auxiliares, en USD/kWh.

c) Actualización de la información

Los generadores ejecutarán las pruebas pertinentes luego de cada mantenimiento mayor (overhaul), siguiendo la guía metodológica preparada por el CENACE y aprobada por la ARCONEL. Los generadores presentarán un informe detallado de los mantenimientos ejecutados anualmente y los correspondientes costos incurridos, durante el período anterior, junto con la información para la planificación operativa del CENACE.

En caso la Autoridad Nacional del Ambiente y Agua determine ajustes en la tarifa de uso y aprovechamiento del agua para hidroelectricidad, los generadores deberán notificar inmediatamente al CENACE para el respectivo ajuste de los CVP_H.

A.5. Plazos para la declaración

La fecha límite para la declaración de los CVP tomará en cuenta los procesos operativos del CENACE, y estará incluida en el procedimiento que elabore o actualice el CENACE, conforme se señala en el presente Anexo. Hasta esta fecha límite, el generador deberá declarar mensualmente al CENACE los CVP de las unidades y centrales de generación a ser consideradas en el mes siguiente para el despacho económico, incluyéndolas bases de cálculo de cada uno de los componentes.

En el caso que el generador no declare sus CVP en los plazos establecidos, el CENACE efectuará lo siguiente:

- Cuando un generador no declare, se tomará el promedio de los valores declarados en los seis (6) últimos meses.
- Cuando por dos (2) meses consecutivos el generador no declare, el CENACE dispondrá la ejecución de la auditoría técnica correspondiente, para determinar los CVP. Los costos de la auditoría serán cubiertos por el generador.

Sin perjuicio de las acciones señaladas previamente, en ambos casos el CENACE informará de este particular a la ARCONEL, a efectos de aplicar lo previsto en la LOSPEE y en la presente regulación, en lo que respecta al régimen de infracciones y sanciones.

A.6. Verificación de la información y auditoría

El CENACE verificará la información que, sobre los Costos Variables de Producción, declaren los

generadores y mantendrá informado, en forma trimestral, a la ARCONEL sobre los resultados de dichas verificaciones.

El CENACE podrá efectuar las verificaciones que se requieran sobre cualquiera de los valores declarados por los generadores, con base a auditorías técnicas que tomarán en cuenta resultados de pruebas operacionales, información de los fabricantes o suministradores de equipo, estándares internacionales y cualquier otro procedimiento o información relacionada.

Cuando los resultados de las auditorías no difieran de los valores declarados, en más o menos 5%, se considerarán que son correctos y pasan la verificación; en caso contrario, el CENACE informará de esta falta a la ARCONEL para proceder con las acciones previstas en la LOSPEE y en la presente regulación en lo que respecta al régimen de infracciones y sanciones.

La ARCONEL se reserva el derecho de efectuar auditorías de los valores declarados por los generadores y autogeneradores en cualquier momento, o cuando lo solicite justificadamente un participante mayorista.

A.7. Aplicación por parte del CENACE

El CENACE actualizará los formularios y procedimientos de aplicación del presente Anexo, para conocimiento y aplicación de los participantes mayoristas, de lo cual deberá informar a la ARCONEL.

ANEXO B

METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE RESERVA TÉCNICA POR CONFIABILIDAD DEL ABASTECIMIENTO

B.1. Definiciones

Energía Asegurada.- La energía asegurada de un conjunto de centrales hidroeléctricas es la máxima demanda energética que puede ser abastecida considerando un cierto nivel de riesgo de déficit, calculada de forma probabilística, con caudales reales, si están disponibles. La potencia asegurada media se obtiene dividiendo el valor de energía asegurada para el número de horas del período crítico.

Energía Firme.- Corresponde a la producción esperada de energía eléctrica de una central de generación, durante un período determinado para una Probabilidad de Excedencia (PE), en función de la disponibilidad de la infraestructura y el acceso al recurso para la producción de la energía. La metodología y el cálculo de esta energía serán establecidas por el CENACE y aprobada por la ARCONEL.

Energía Firme Termoeléctrica.- Es la máxima energía que puede producir una central térmica

considerando su potencia efectiva descontada la tasa de salida forzada y la indisponibilidad por mantenimientos programados en un período de tiempo. La potencia termoeléctrica media firme se obtiene dividiendo el valor de energía firme termoeléctrica para el número de horas del período crítico.

Período Crítico.- Es el período en el cual se produce una constricción en la hidrología del sistema.

B.2. Objetivo y alcance

Establecer el procedimiento para la asignación de reserva técnica por confiabilidad del abastecimiento a los generadores hidroeléctricos, termoeléctricos y energía renovable no convencional.

B.3. Cálculo de la reserva técnica de energía y de la reserva técnica por confiabilidad del abastecimiento

La demanda de energía determinada para el período crítico de noviembre – febrero, será cubierta con la energía asegurada para las plantas hidroeléctricas, energía renovable no convencional y energía firme de las unidades termoeléctricas sujetas a despacho centralizado, los autogeneradores no participan de la determinación de esta reserva.

El monto de la reserva técnica y su asignación serán determinados por CENACE en la actualización del PBO, conforme lo señalado en el numeral B.3.2.

B.3.1. Cálculo de la energía asegurada y firme para abastecer la demanda de energía en el período crítico

El cálculo se efectuará con base en la producción probabilística de energía de cada planta o generador en forma individual, dentro del período noviembre – febrero. El cálculo de la energía asegurada y firme con que participen cada uno de los generadores en la determinación de la reserva técnica de energía por confiabilidad, tomará en cuenta lo siguiente: la potencia efectiva, la disponibilidad de acuerdo a los mantenimientos programados para el período noviembre – febrero, la capacidad del embalse, los caudales de ingreso a las centrales hidroeléctricas, entre otros. Comprende lo siguiente:

- a) Para las plantas hidroeléctricas existentes y nuevas, se tomará los resultados de producción de energía del PBO sin red de transmisión, para todos los escenarios hidrológicos simulados en los períodos noviembre – febrero, producción que considera el efecto de la operación de los embalses.
- b) Con la producción de energía calculada en el literal a), se determinará la suma total de generación hidroeléctrica a ser producida en el período noviembre – febrero, para cada uno de los escenarios hidrológicos simulados. La energía asegurada total corresponderá a la serie hidrológica con menor producción energética en el período noviembre – febrero.

- c) La energía asegurada por cada central hidroeléctrica será el promedio de su producción en los meses de noviembre a febrero correspondiente al escenario hidrológico determinado en el literal b).
- d) En el caso de plantas hidroeléctricas con embalses de regulación de propósito múltiple, u otras plantas con características especiales, cuyas producciones energéticas mínimas para el siguiente año no son determinadas por CENACE, las empresas de generación entregarán para la aprobación del CENACE, sus requerimientos mínimos de producción para el período de simulación. Dicho requerimiento mínimo de operación será considerado como una restricción en la simulación operativa del Plan Bianual de Operación y su energía asegurada para el período noviembre – febrero será calculada de acuerdo a lo establecido en los literales a), b) y c).

El CENACE podrá solicitar las modificaciones que fueren técnicamente justificables, para proceder a su aprobación. Una vez aprobado este plan, las centrales hidroeléctricas deberán ajustarse al mismo.
- e) En el caso de existir desvíos en defecto, al final del período noviembre - febrero, el CENACE reducirá el monto asignado de energía asegurada en la misma magnitud; este monto asignado reajustado, será aplicado para todo el período octubre – septiembre.
- f) Si el CENACE rechaza el plan de operación, procederá al cálculo de la energía asegurada como se indica en los literales a), b) y c), así como a los reajustes correspondientes en casos de desvíos en defecto, tal como se indica en el inciso anterior.
- g) Para las plantas hidroeléctricas existentes en las cuales no se tiene información de la serie histórica de caudales, la energía asegurada corresponderá al menor valor de la producción promedio de energía de los meses de noviembre a febrero de toda la estadística existente. Para las unidades termoeléctricas, la energía firme corresponderá al promedio de la energía que estará disponible en el período noviembre – febrero, considerando la disminución por efecto de los mantenimientos declarados por las empresas de generación y aprobados por el CENACE, y su tasa de indisponibilidad forzada. Para aquellas unidades termoeléctricas que no pueden operar en un régimen continuo, sea por características técnicas de sus equipos o por limitaciones en el tiempo de operación acumulado, su energía firme será calculada considerando el número máximo de horas de operación declaradas por la empresa de generación.
- h) Las unidades termoeléctricas se agregarán con sus energías firmes, en orden de mérito a sus costos variables de producción, hasta cubrir la demanda estimada en el PBO para el período noviembre - febrero. Los costos variables de las unidades termoeléctricas corresponderán a los declarados para el mes de septiembre de cada año.
- i) La cobertura de la demanda del período noviembre – febrero con la energía asegurada y firme, se realizará multiplicando por cuatro (4) cada aporte de las centrales y unidades de generación. En caso de insuficiencia de recursos de generación para la cobertura de la demanda de energía del período, se considerará únicamente la magnitud de la energía puesta a disposición por los generadores hidroeléctricos y termoeléctricos disponibles en el SEP

- j) El valor de potencia hidroeléctrica asegurada y de potencia firme termoeléctrica se obtendrá a partir de las magnitudes obtenidas en el literal anterior, para cada central o unidad termoeléctrica, dividida para el número de días del período noviembre – febrero, obtenido en MW medios.

El cálculo lo efectuará el CENACE hasta el 30 de septiembre de cada año y los valores obtenidos tendrán vigencia para los siguientes doce meses. El listado de centrales y unidades con el valor determinado por CENACE será difundido a las empresas con actividades de generación, a la ARCONEL y al MEM.

B.3.2. Cálculo de la reserva técnica por confiabilidad

El valor de la reserva técnica será determinado por el CENACE, en la actualización del PBO, de acuerdo a los requerimientos técnicos de confiabilidad, calidad y seguridad de operación del sistema eléctrico.

Este cálculo de potencia se lo efectuará para los períodos establecidos en el PBO. La asignación para la Reserva Técnica, se la hará de acuerdo a los requerimientos técnicos señalados la sección B.3.1 y a los requisitos del sistema identificados en el análisis de riesgos, para el período correspondiente.

La difusión se realizará en la forma y a los destinatarios señalados en la sección B.3.1.

B.4. Incremento de la capacidad de generación

Si se incrementa la capacidad de generación, por ingreso de nuevas unidades, por ingreso de unidades que estuvieron indisponibles en el período noviembre - febrero, o por repotenciación de las unidades ya existentes, para el reajuste o revisión del cálculo de la energía asegurada y firme se procederá de la siguiente manera:

- a) En el caso que el Generador comunique al CENACE la disponibilidad de sus nuevas unidades de generación o de unidades repotenciadas que estén disponibles en el período de estudio, serán consideradas como parte de la reserva técnica por confiabilidad en las actualizaciones del PBO.
- b) Los generadores que hayan declarado disponibilidad de un incremento de la capacidad de generación serán considerados en el despacho económico para las transacciones de energía desde la fecha de disponibilidad declarada.

Resolución Nro. ARCONEL-002/25**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 dispone 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, incluida la energía en todas sus formas”;*
- Que,** el artículo 314 de la Constitución establece que el Estado es el responsable de la provisión de servicios de servicios públicos, entre otros, el de energía, de acuerdo con los principios de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad y calidad;
- Que,** el artículo 3 de la Decisión CAN 757 expedida el 22 de agosto de 2011 señala: *“Los Países Miembros no concederán ningún tipo de subsidio a las exportaciones ni a las importaciones de electricidad; tampoco impondrán aranceles ni restricciones específicas a las importaciones, exportaciones o al tránsito intracomunitario de electricidad”;*
- Que,** en el literal g) del artículo 4 de la Decisión CAN 816 expedida el 24 de abril de 2017, se indica: *“Para efectos de las TIE, los precios de la Curva de Oferta y la Curva de Demanda, no deberán considerar ningún tipo de subsidio”;*
- Que,** el artículo 5, del Capítulo III Despacho Económico Coordinado de la Decisión CAN 816, señala *“El Despacho Económico Coordinado del Mercado del Día Anterior, será ejecutado por el Coordinador Regional utilizando la Curva de Oferta y la Curva de Demanda valoradas en los Nodos Frontera de cada Enlace Internacional (...)”;*
- Que,** el Acuerdo Comercial entre los Operadores del Mercado de Colombia y Ecuador, suscrito en apego la Decisión CAN 536 y la normativa TIE vigente, aprobado en su oportunidad por el CONELEC, establece en el Capítulo 8 el tratamiento de las Auditorías. Con relación a lo anterior, en el *“Acta de Entendimiento Acuerdo Comercial entre CENACE y XM Capítulo 8 – Auditorías”*, suscrito por las máximas autoridades de CENACE y XM en junio del año 2010, se establece en su parte pertinente que:

“(...) los departamentos jurídicos de CENACE y XM revisaron los términos del Capítulo 8 – Auditorías del Acuerdo Comercial y encontraron que el sentido bajo el cual se redactó tal disposición fue con carácter potestativo y no obligatorio.

Conforme a lo anterior, las Partes declaran que:

Con respecto al Capítulo 8 – Auditorías, del Acuerdo Comercial suscrito entre CENACE y XM como Administradores de los Mercados Ecuatoriano y Colombiano, respectivamente, éste contiene el procedimiento para realizar las Auditorías, de acuerdo con lo establecido en la Regulación No. CONELEC-002/03 y CREG 004 DE 2003, teniendo las mismas un

carácter potestativo y no obligatorio para cada Administrador de Mercado interesado en realizarlas”;

Que, a través del Registro Oficial Suplemento 418 de 16 de enero de 2015 se expidió la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE);

Que, el numeral 2 del artículo 15 de la LOSPEE establece que es atribución de la ARCONEL *“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, para lo cual están obligados a proporcionar la información que le sea requerida”;*

Que, el artículo 17 de la LOSPEE, faculta al Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, entre otros: *“(...) 2. Expedir las regulaciones para el funcionamiento y desarrollo del sector eléctrico;*

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 debe resguardar las condiciones de seguridad y calidad de operación del Sistema Nacional Interconectado (SNI), sujetándose a las regulaciones expedidas por la agencia de regulación y control competente;

Que, el artículo 21 de la LOSPEE dispone entre las atribuciones y deberes del CENACE: *“(...) 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; 5. Administrar técnica y comercialmente las transacciones internacionales de electricidad en representación de los participantes del sector eléctrico (...);”;*

Que, el artículo 45 de la LOSPEE señala que: *“(...) Las interconexiones internacionales de electricidad serán permitidas de acuerdo con las disponibilidades y necesidades del sector eléctrico y estarán sujetas a la Constitución de la República del Ecuador, los tratados e instrumentos internacionales y a las regulaciones que se dicten para el efecto. (...);”;*

Que, el artículo 46 de la LOSPEE señala que: *“(...) Las transacciones internacionales de electricidad, serán liquidadas por el Operador Nacional de Electricidad, CENACE, en función de los acuerdos comerciales con los otros países (...);”;*

Que, el artículo 49 de la LOSPEE se indica: *“Las compras y ventas de energía eléctrica que se realicen entre los participantes del sector eléctrico a través de contratos, así como las transacciones de corto plazo, serán liquidadas por el Operador Nacional de Electricidad, CENACE, dentro del ámbito de sus competencias, sobre la base de la regulación expedida para el efecto por el ARCONEL.*

El Operador Nacional de Electricidad, CENACE determinará los valores que deberán abonar y percibir cada participante. De igual manera, liquidará los valores que corresponda por el servicio de transmisión de electricidad y las transacciones internacionales de electricidad.”;

Que, el artículo 51 de la LOSPEE señala: *“De las transacciones de corto plazo.- Se considerará como transacciones de corto plazo las que se pueden originar por la diferencia entre los montos de energía contratados y los realmente consumidos o producidos, por los servicios asociados a la generación o transporte de energía eléctrica y por las transacciones no contempladas en contratos.*

La energía en el mercado de corto plazo se valorará con el costo económico obtenido del despacho real de generación al final de cada hora, denominado costo horario de la energía, definido conforme la normativa específica.

El Reglamento de esta Ley definirá el tratamiento que se deberá aplicar a los demás servicios de generación y transmisión.”;

Que, el artículo 84 del Reglamento General a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica dispone al CENACE realizar la administración técnica y comercial de las transacciones de importación y exportación de electricidad, conforme lo dispuesto en la normativa nacional emitida para el efecto, la cual estará alineada a los instrumentos normativos internacionales y su reglamentación;

Que, el artículo 88 del Reglamento General a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica señala: *“La liquidación de las transacciones internacionales de electricidad se efectuará sobre base de la normativa interna, los instrumentos normativos internacionales y contratos bilaterales. El CENACE establecerá el procedimiento de liquidación de los intercambios internacionales en función de la regulación que emita para el efecto la ARCONEL.”;*

Que, el artículo 94 del Reglamento General a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica se establece que: *“El CENACE operará el sistema eléctrico optimizando los recursos de generación y coordinando la ejecución de mantenimientos, de manera de minimizar el riesgo de falla en el abastecimiento y observando criterios de calidad, seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico; y, al mínimo costo posible. (...) Le corresponde, dentro de las actividades de despacho y operación, lo siguiente:*

- a) Programar la operación del SNI y de las interconexiones internacionales;*
- b) Coordinar la planificación y supervisar la ejecución del mantenimiento de las centrales de generación y sistema de transmisión;*
- c) Elaborar e informar el despacho económico horario,*
- d) Ejecutar y controlar el despacho económico; y*

e) Realizar la supervisión en tiempo real del funcionamiento del SNI.

(...) En su ámbito de competencia, el Operador Nacional de Electricidad podrá realizar propuestas de ajustes regulatorios y normas técnicas, así como implementar procedimientos, acordes con las nuevas necesidades, características, tecnologías y complejidades operativas del sistema eléctrico. Para este efecto, podrá homologar los sistemas de medición, control y protección de generación y transmisión, en cumplimiento de la normativa respectiva, sin perjuicio de que pueda realizar las auditorías técnicas necesarias para garantizar su correcta operatividad”;

Que, el artículo 100 del Reglamento General a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica señala: *“El CENACE calculará el despacho económico diario, con desagregación horaria, de los recursos de generación sujetos a despacho central y las transferencias de energía por interconexiones internacionales, de tal forma que se atienda la demanda y se minimicen los costos de operación, de conformidad con la metodología aprobada por la ARCONEL, considerando, entre otros aspectos, los siguientes:*

(...)

5. Disponibilidad de las interconexiones internacionales;

6. Costos variables de producción;

7. Costos de arranque - parada;

8. Estrategia de manejo de embalses y restricciones por usos consuntivos;

9. Pronóstico de disponibilidad de generación de centrales hidroeléctricas de pasada y de centrales que aprovechen energías renovables no convencionales;

10. Restricciones técnicas del sistema, por criterios de calidad, seguridad e inflexibilidades en la operación;

11. Restricciones de abastecimiento de combustibles;

12. Disponibilidad de generación y pronóstico de autoconsumos de autogeneradores;

13. Ofertas en cantidades y precios para importación y exportación de electricidad; y,

14. Margen de reserva de generación de acuerdo a criterios de seguridad y calidad.

Cuando se presenten restricciones técnicas del sistema, por criterios de calidad, seguridad e inflexibilidades en la operación, el CENACE deberá asegurar que la solución técnica adoptada para levantar la restricción sea la más económica, minimizando el costo total de operación del sistema.

El CENACE comunicará diariamente el despacho económico a los generadores y autogeneradores sujetos al despacho central, y supervisará y controlará su cumplimiento. La información estará disponible para todos los participantes mayoristas del sector eléctrico, incluyendo las instituciones que lo conforman.”;

Que, el artículo 101 del Reglamento General a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica indica que dentro de los resultados del despacho económico constan: “a. *Potencia horaria a despacharse por central o unidad de generación;*

b. Costo horario de generación; c. Generación obligada por criterios de calidad, seguridad y/o inflexibilidades de operación; d. Intercambios de electricidad a través de los enlaces internacionales.”;

Que, el Reglamento a la Ley Orgánica de Competitividad Energética, publicado a través del Registro Oficial No. 507, del 28 de febrero de 2024, establece lo siguiente:

“DISPOSICIONES GENERALES

Novena. - En función de las evaluaciones energéticas que realice el Operador Nacional de Electricidad (CENACE), el ministerio del ramo podrá disponer a las empresas del sector y entidades adscritas, la ejecución de acciones que sean necesarias en el sector energético, en los ámbitos legal, técnico, operativo, comercial, ambiental y regulatorio, y demás que fueran necesarios, para mitigar los efectos derivados de la evaluación referida y que permita atender la demanda de energía a nivel nacional, adicionales a las estrategias planificadas dentro del Plan Maestro de Electricidad”;

Que, en sesión de Directorio del extinto Consejo Nacional de Electricidad celebrada el 04 de junio de 2012 aprobó la Resolución No. 066/12 mediante la cual reformó la Regulación Nro. 004/10 en sus numerales 18, 18.1, 18.2, 18.3 y 19.4;

Que, en sesión de Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad celebrada el 09 de marzo de 2016 se aprobó la Resolución No. ARCONEL-019/16 que introdujo reformas a la Regulación CONELEC 004/10 en sus numerales 14.5 y 14.7;

Que, en sesión de Directorio de la ex Agencia de Regulación y Control de Electricidad - ARCONEL celebrada el 13 de abril de 2018 aprobó la Resolución No. ARCONEL-017/18, que reformó la Regulación Nro. CONELEC 004/10 en sus numerales 5.2, 5.4, 13.2, 14.4, 16, el numeral 2 del Anexo 1 de la Regulación Nro. CONELEC 004/10;

Que, la Disposición Transitoria Primera de la Regulación No. ARCERNNR - 001/23 «*Régimen de las transacciones comerciales en el sector eléctrico ecuatoriano*», expedida el 6 de enero de 2023 a través de la Resolución Nro. ARCERNNR-002/2023, dispone lo siguiente:

“PRIMERA: Las transacciones internacionales de electricidad se seguirán ejecutando conforme los principios establecidos en las normas supranacionales vigentes, en los Acuerdos suscritos de ámbito internacional, y en la normativa específica emitida sobre la materia (...).”;

Que, el 26 de junio de 2024 el presidente de la República, Daniel Noboa Azín, expide el Decreto Ejecutivo Nro. 308 en el cual se emite el Reglamento Codificado de Regulación de Precios de Derivados de Hidrocarburos, determinando, entre varias cosas, que: *“Art. 4.- Segmento Industrial.- 4.2.1. EP Petroecuador proveerá los derivados de hidrocarburos en sus refinerías, terminales y depósitos de acuerdo de su disponibilidad a las centrales de generación termoeléctricas y autogeneradores, cuyos excedentes se entreguen al Sistema Nacional Interconectado (SNI), siempre que participen en dicho mercado, según los programas de despacho del Operador Nacional de Electricidad –CENACE, para el Sector Eléctrico (...)”;*

Que, mediante oficio Nro. CENACE-CENACE-2025-0058-O de 14 de enero de 2025, el CENACE señaló que *“En el marco de la armonización normativa, se insta a revisar las disposiciones normativas aplicables a las exportaciones de electricidad, considerando tanto la situación actual como las oportunidades futuras de exportación basadas en generación térmica y excedentes disponibles, con el fin de optimizar la cooperación energética entre los países de la región.”;*

Que, con oficio nro. ARCONEL-ARCONEL-2025-0114-OF de 22 de febrero de 2025 la ARCONEL solicitó a CENACE lo siguiente:

“(...) realizar los análisis pertinentes sobre los componentes que deben ser considerados en la formación de la curva de oferta para exportación, esta Agencia solicita emitir lo más pronto posible un informe técnico-económico sobre el impacto de considerar los precios internacionales y locales de los combustibles en:

- 1. La planificación de mediano plazo (Plan Bianual de Operación).*
- 2. La programación operativa semanal.*
- 3. El despacho económico diario.*

Para el efecto, se solicita considerar la red de transmisión y el efecto de las pérdidas dentro los literales arriba indicados, tomando en cuenta los casos de: i) operación autónoma; y, ii) operación con intercambios de energía entre países.

Dentro de los resultados obtenidos, al menos se sugiere remitir:

- Precios del sistema y en los nodos frontera.*
- Variaciones de las rentas de congestión.*
- Niveles de pérdidas de la red de transporte.*
- Valor económico del agua.*
- Curva de orden de mérito (curva agregada de oferta de generación)”;*

Que, con oficio nro. CENACE-CENACE-2025-0220-O de 22 de febrero de 2025, CENACE remitió a la ARCONEL un *“Informe de Justificación para el Cambio Normativo Fundamentado en la Evaluación Económica Comparativa de los Costos Operativos de la Simulación Estocástica de 100 escenarios equiprobables considerando precios locales e*

internacionales de Combustibles” que señala los fundamentos técnicos para realizar el ajuste normativo a la Regulación Nro. ARCERNNR-004/20 (Codificada) y a la Resolución Nro. ARCONEL-017/18;

Que, la ARCONEL con oficio Nro. ARCONEL-ARCONEL-2025-0120-OF de 24 de febrero de 2025, solicitó al Ministerio de Energía y Minas que sobre la base del análisis efectuado por el CENACE y en consideración del artículo 12, numeral 7, de la LOSPEE; así como del artículo 82 del RGLOSPEE, se sirva emitir los lineamientos y políticas sobre el requerimiento del ajuste normativo para las transacciones internacionales de electricidad y Resolución Nro. ARCONEL-017/18 (Reforma al numeral 5.2 de la Regulación CONELEC Nro. 004/10);

Que, a través de oficio nro. MEM-VEER-2025-0081-OF de 25 de febrero de 2025, el Ministerio del ramo, a través del Viceministerio de Electricidad y Energía Renovable, remitió a la Agencia de Regulación y Control de Electricidad las directrices respecto a la importación y exportación de energía eléctrica, indicando lo siguiente:

“(...) es necesario que Ecuador adapte la gestión técnica y comercial de su sistema eléctrico para que se implemente el Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo en el tiempo establecido por la CAN, y considere que durante la extensión de la vigencia del Régimen Transitorio entre Colombia y Ecuador y entre Ecuador y Perú definido en la Decisión 757, debe cumplirse esta normativa, en especial en lo referente a las transacciones entre Ecuador y Colombia,(...)”.

“En este sentido y conforme a lo indicado por la Agencia de Regulación y Control del Sector Eléctrico ARCONEL y las comunicaciones e informes elaborados por el Operador Nacional de Electricidad CENACE, anexos al Oficio Nro. ARCONEL-ARCONEL-2025-0120-OF, a fin de dar cumplimiento a lo normativa supranacional y de forma inmediata, debe procederse con las modificaciones a la normativa identificadas por CENACE, Regulación Nro. ARCERNNR-004/20 (Codificada) y Resolución Nro. ARCONEL 0017/18.”;

Que, mediante oficio Nro. ARCONEL-ARCONEL-2025-0138-OF de 04 de marzo de 2025, la ARCONEL solicitó al Ministerio de Producción, Comercio Exterior, Inversiones y Pesca, su aval para la excepcionalidad de realizar el Análisis de Impacto Regulatorio ex ante para el proyecto de nueva Regulación que será denominada *“Desarrollo de las Transacciones Internacionales de Electricidad previo a la aplicación de la Decisión 816 de la Comunidad Andina”*;

Que, mediante oficio Nro. MPCEIP-DGEC-2025-0033-O de 05 de marzo de 2025, la Dirección de Gestión Estratégica de la Calidad del Ministerio de Producción, Comercio Exterior, Inversiones y Pesca, aprobó la excepcionalidad indicando: *“En atención al Oficio Nro. ARCONEL-ARCONEL-2025-0138-OF de 04 de marzo de 2025 en el que se pone en conocimiento de esta Dirección, la matriz de calificación para la definición de la necesidad de elaboración o no, del análisis de impacto regulatorio – AIR, con los justificativos respectivos, acerca del proyecto de nueva regulación que se denominará “Desarrollo de las Transacciones Internacionales de Electricidad previo a la aplicación de*

la Decisión 816 de la Comunidad Andina", en la que se evidencia que el resultado para la misma es: "No debe elaborar un análisis de impacto regulatorio";

- Que,** la Dirección Técnica de Regulación, con memorando Nro. ARCONEL-DTR-2025-0026-M de 06 de marzo de 2025, remitió a la Coordinación Nacional de Regulación Eléctrica los informes de factibilidad Nro. Informe Nro. INF.DTR.2025.007 e informe de sustento Nro. INF.DTR.2025.010, ambos del 06 de marzo de 2025, y los proyectos de Resolución y nueva Regulación;
- Que,** la Coordinación Nacional de Regulación Eléctrica mediante memorando Nro. ARCONEL-CNRE-2025-0067-M, de 06 de marzo de 2025 solicitó a la Coordinación de Asesoría Jurídica emitir el informe jurídico correspondiente en torno al proceso regulatorio para que el Directorio de la ARCONEL pueda expedir el proyecto nuevo de Regulación que sustituirá a la Regulación Nro. CONELEC -004/10 denominado *"Desarrollo de las Transacciones Internacionales de Electricidad previo a la aplicación de la Decisión 816 de la Comunidad Andina"*;
- Que,** mediante memorando Nro. ARCONEL-CJ-2025-0066-ME, de 06 de marzo de 2025, la Coordinación de Asesoría Jurídica, remitió a la Coordinación Nacional de Regulación Eléctrica, el informe jurídico favorable a fin de que el Directorio de la ARCONEL, conozca y expida el proyecto nuevo de Regulación que sustituirá a la Regulación Nro. CONELEC -004/10 denominado *"Desarrollo de las Transacciones Internacionales de Electricidad previo a la aplicación de la Decisión 816 de la Comunidad Andina"*;
- Que,** con memorando Nro. ARCONEL-CNRE-2025-0068-M de 06 de marzo de 2025, la Coordinación Nacional de Regulación Eléctrica puso a consideración de la Dirección Ejecutiva los informes de factibilidad, sustento, la Resolución y el proyecto nuevo de Regulación que sustituirá a la Regulación Nro. CONELEC -004/10 denominado *"Desarrollo de las Transacciones Internacionales de Electricidad previo a la aplicación de la Decisión 816 de la Comunidad Andina"*;
- Que,** con oficio nro. ARCONEL-ARCONEL-2025-0144-OF, de 06 de marzo de 2025, la Dirección Ejecutiva, en calidad de Secretaria del Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, ARCONEL, convocó a los Señores Miembros del Directorio, a la mesa técnica previa a la Sesión de Directorio, a efectuarse el 10 de marzo de 2025;
- Que,** mediante mesa técnica efectuada el 10 de marzo de 2025, los equipos técnicos y de asesoría de las instituciones a las que representan los miembros del Directorio, una vez una vez que analizaron la documentación señalaron continuar con el proceso correspondiente;
- Que,** la Dirección Técnica de Regulación, con memorando Nro. ARCONEL-DTR-2025-0034-M de 11 de marzo de 2025, remitió a la Coordinación Nacional de Regulación Eléctrica el informe de sustento Nro. INF.DTR.2025.013 de 11 de marzo de 2025, y los proyectos de resolución y regulación actualizados;

- Que,** la Coordinación Nacional de Regulación Eléctrica mediante memorando Nro. ARCONEL-ARCONEL-CNRE-2025-0079-M, de 11 de marzo de 2025 solicitó a la Coordinación de Asesoría Jurídica emitir el informe jurídico correspondiente en torno al proceso regulatorio para que el Directorio de la ARCONEL pueda expedir el proyecto nuevo de Regulación que sustituirá a la Regulación Nro. CONELEC -004/10 denominado *"Desarrollo de las Transacciones Internacionales de Electricidad previo a la aplicación de la Decisión 816 de la Comunidad Andina"*;
- Que,** mediante memorando Nro. ARCONEL-CJ-2025-0069-ME, de 11 de marzo de 2025, la Coordinación de Asesoría Jurídica, remitió a la Coordinación Nacional de Regulación Eléctrica el informe jurídico favorable a fin de que el Directorio de la ARCONEL, conozca y expida el proyecto nuevo de Regulación que sustituirá a la Regulación Nro. CONELEC -004/10 denominado *"Desarrollo de las Transacciones Internacionales de Electricidad previo a la aplicación de la Decisión 816 de la Comunidad Andina"*;
- Que,** con memorando Nro. ARCONEL-CNRE-2025-0080-M de 11 de marzo de 2025, la Coordinación Nacional de Regulación Eléctrica puso a consideración de la Dirección Ejecutiva los informes de factibilidad, sustento, la Resolución y el proyecto nuevo de Regulación que sustituirá a la Regulación Nro. CONELEC -004/10 denominado *"Desarrollo de las Transacciones Internacionales de Electricidad previo a la aplicación de la Decisión 816 de la Comunidad Andina"*;
- Que,** con oficio Nro. ARCONEL-ARCONEL-2025-0161 -OF, de 12 de marzo de 2025, la Dirección Ejecutiva, en calidad de Secretaria 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, bajo la modalidad electrónica a desarrollarse el 14 de marzo de 2025, desde las 10:00 hasta las 12:00, a fin de tratar el siguiente orden del día:

PUNTO UNO.- Expedir la Regulación Nro. ARCONEL-001/25 denominada *"Planificación operativa, despacho y operación del sistema eléctrico de potencia"*.

PUNTO DOS.- Expedir la Regulación Nro. ARCONEL-002/25 denominada *"Desarrollo de las Transacciones Internacionales de Electricidad previo a la aplicación de la Decisión 816 de la Comunidad Andina."*.

En ejercicio de las atribuciones y deberes de la ARCONEL y de su Directorio, de acuerdo con el artículo 15 numerales 1 y 2 de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, el numeral 2 del artículo 17 de la norma ibídem; el numeral 2 del artículo 3 del Decreto Ejecutivo Nro. 256; y, el literal a del artículo 4 del Reglamento para el Funcionamiento del Directorio de la ARCERNR, adoptado de manera temporal por el Directorio de la ARCONEL, por unanimidad:

Resuelve:

Artículo 1.- Expedir la Regulación Nro. ARCONEL-002/25 «Desarrollo de las Transacciones Internacionales de Electricidad previo a la aplicación de la Decisión 816 de la Comunidad Andina» y su anexo, que se adjunta a la presente Resolución, sobre la base de la documentación

presentada por el Director Ejecutivo, mediante Oficio Nro. ARCONEL-ARCONEL-2025-0161-OF, de 12 de marzo de 2025.

Se deja constancia que, de conformidad con los artículos 8 y 22 del Reglamento temporal para el funcionamiento del Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, el Director Ejecutivo en su calidad de Secretario del referido Cuerpo Colegiado, es responsable de la veracidad, confiabilidad y legalidad de la información presentada en el seno del Directorio.

Artículo 2.- Disponer a la Dirección Ejecutiva de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad:

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

2.2. Realizar el seguimiento, evaluación y control de la correcta aplicación de la Regulación Nro. ARCONEL-002/25 denominada «Desarrollo de las Transacciones Internacionales de Electricidad previo a la aplicación de la Decisión 816 de la Comunidad Andina».

La presente Resolución entrará en vigencia a partir de su aprobación, sin perjuicio de su publicación en el Registro Oficial.

Dado en la ciudad de San Francisco de Quito, Distrito Metropolitano, a los 14 días del mes de marzo del año dos mil veinte y cinco.



Dr. Fabián Mauricio Calero Freire
**DELEGADO DEL PRESIDENTE DEL DIRECTORIO
MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS**



Dr. Rommel Patricio Aguilar Chiriboga
DIRECTOR EJECUTIVO

AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD

Anexo: Regulación No. ARCONEL 002/25 denominada "Desarrollo de las Transacciones Internacionales de Electricidad previo a la aplicación de la Decisión 816 de la Comunidad Andina".

RAZÓN DE CERTIFICACIÓN

RAZÓN: Certifico que el presente documento es fiel copia de la resolución original Nro. "ARCONEL-002/25" suscrita el 14 de marzo de 2025; reposa en los archivos de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad y está compuesto por diez (10) fojas útiles.



Firmado electrónicamente por:
**DANIELA SOLEDAD
MENA ESTRELLA**

Abg. Daniela Soledad Mena Estrella
Directora de Gestión Documental y Archivo
AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD

Resolución Nro. ARCONEL-002/25**Regulación Nro. ARCONEL-002/25****El Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, ARCONEL****Expide:**

La Regulación Nro. ARCONEL-002/25 «*Desarrollo de las Transacciones Internacionales de Electricidad previo a la aplicación de la Decisión 816 de la Comunidad Andina*».

CONTENIDO

CAPÍTULO I. ASPECTOS GENERALES	
ARTÍCULO 1. OBJETIVO Y ALCANCE	
ARTÍCULO 2. DEFINICIONES	
CAPÍTULO II. ASPECTOS OPERATIVOS	
ARTÍCULO 3. RESPONSABILIDADES DEL CENACE	
3.1 Administración Técnica de las TIE.	
3.2 Acuerdos Operativos	
3.3 Contenido Mínimo de los Acuerdos Operativos.	
ARTÍCULO 4. Despacho Económico Coordinado	
4.1 Aspectos Generales	
4.2 Despacho programado de cada sistema.	
4.3 Valoración de la electricidad en los nodos frontera	
4.4 Comparación de precios.	
4.5 Decisión de intercambios.	
4.6 Intercambios definitivos.	
4.7 Publicación del despacho programado.	
ARTÍCULO 5. Formación de precios.	
5.1 Cálculo de Precios	
5.2 Formación de la curva de oferta para exportación.	
5.3 Criterios para la estimación.....	
5.4 Precio Umbral.....	
ARTÍCULO 6. Despacho de las TIE en el Mercado Eléctrico de corto plazo.	
6.1 Reglas Internas	
6.2 Despacho de una importación en el Mercado Eléctrico Ecuatoriano.	
ARTÍCULO 7. Redespacho de las TIE.	
7.1 Redespacho de las TIE para exportación.....	
7.2 Redespacho de las TIE para importación.	
7.3 Periodos para el Redespacho de las TIE.	

7.4 Periodo previo a la ejecución del redespacho.	
7.5 Desvíos en la operación real.	
ARTÍCULO 8. Operación de los enlaces internacionales.	
8.1 Criterios de calidad y seguridad.	
8.2 Tratamiento de restricciones e inflexibilidades operativas, por calidad y/o seguridad.	
8.3 Pruebas Operativas de los enlaces internacionales	
ARTÍCULO 9. Intercambios mínimos o no previstos.	
ARTÍCULO 10. Variación en la capacidad de los enlaces internacionales.	
ARTÍCULO 11. Electrificación de Zonas Fronterizas.	
CAPÍTULO III. ASPECTOS COMERCIALES	
ARTÍCULO 12. Responsabilidad del CENACE.	
12.1 Administración de las TIE.	
12.2 Acuerdos Comerciales.	
12.3 Contenido Mínimo de los Acuerdos Comerciales.	
12.4 Trámites para importar y exportar.	
ARTÍCULO 13. Liquidación de las TIE.	
13.1 Aspectos Generales.	
13.2 Procedimiento de liquidación de una TIE.	
13.3 Liquidación de cargos adicionales.	
ARTÍCULO 14. Asignación de una TIE por exportación.	
14.1 Modelación.	
14.2 Cálculo de costos asociados a la exportación	
14.3 Las TIE y el Costo de Mercado de Corto Plazo.	
14.4 Liquidación de una TIE por exportación.	
14.5 Asignación.	
14.6 Cálculo de las Rentas de Congestión.	
14.7 Asignación de las Rentas de Congestión.	
ARTÍCULO 15. Liquidación en el periodo previo a la ejecución del redespacho.	
ARTÍCULO 16. Liquidación de intercambios mínimos o no previstos.	
ARTÍCULO 17. Sistema de Medición Comercial.	
17.1 Instalación y reporte de las mediciones.	
17.2 Lecturas para efectos de liquidación.	
17.3 Neto de la energía.	
ARTÍCULO 18. Plazos para la liquidación y facturación en el Mercado Eléctrico Ecuatoriano.	
18.1 Liquidación diaria.	
18.2 Proceso mensual de la liquidación.	
18.3 Proceso de facturación.	
18.4 Cumplimiento de las obligaciones.	

ARTÍCULO 19. Garantía de pago a las TIE.

 19.1 Alcance.

 19.2 Definición del esquema.

 19.3 Conformación del monto semanal.

 19.4 Mecanismo de cálculo.

 19.5 Incumplimiento de los Participantes Mayoristas del Sector Eléctrico.

ARTÍCULO 20. Suspensión total o parcial de las TIE.

 20.1 Incumplimiento del mercado importador.

 20.2 Incumplimiento de los Participantes Mayoristas del Sector Eléctrico.

ARTÍCULO 21. Reliquidaciones de las TIE.

ARTÍCULO 22. Auditorías externas.

ARTÍCULO 23. Ajustes Regulatorios.

DISPOSICIONES GENERALES.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS.

DISPOSICIÓN DEROGATORIA.

DISPOSICIÓN FINAL.

ANEXO 1.

CAPÍTULO I. ASPECTOS GENERALES**ARTÍCULO 1. OBJETIVO Y ALCANCE**

La presente Regulación tiene como objetivo establecer los procedimientos para realizar el despacho económico coordinado por parte del CENACE, con el operador del sistema del país involucrado, a efectos de decidir una Transacción Internacional de Electricidad de corto plazo; y además, establecer los procedimientos para realizar la liquidación económica, por parte del CENACE, con el Administrador del mercado del país involucrado, derivada de una Transacción Internacional de Electricidad, sea importación o exportación.

ARTÍCULO 2. DEFINICIONES

Administrador del mercado: Entidad encargada de la administración técnica y comercial del mercado de electricidad en cada país, para el caso del Ecuador, el Operador Nacional de Electricidad CENACE.

Autorizaciones: Son todos los movimientos de generación en tiempo real autorizados por los administradores de los sistemas eléctricos de los países involucrados, que se realizan para reestablecer el balance carga-generación.

Capacidad de un enlace internacional: Límite máximo de flujo de potencia eléctrica de cada enlace internacional, calculado considerando las condiciones de calidad, seguridad y estabilidad de los sistemas eléctricos, así como las características técnicas de las líneas y equipos asociados a la interconexión. Este cálculo será realizado por el CENACE en conjunto con los Operadores de los sistemas de los países involucrados.

Congestión: Limitación a los flujos de potencia entre sistemas para cumplir criterios técnicos u operativos.

Costo de arranque – parada: se encuentra establecido en la Regulación Nro. ARCERNR - 001/23 “Régimen de las transacciones comerciales en el sector eléctrico ecuatoriano”.

Costo fijo de transmisión (CTCF): Cargo que debe cubrir los costos económicos correspondientes a la etapa de transmisión y que considera: la anualidad de los activos en servicio y los costos de administración, operación y mantenimiento y las pérdidas de transmisión del SNT. Este componente es calculado por la Administración de la ARCONEL como parte del estudio de costos para las empresas sujetas a regulación de precios.

Costo de mercado de corto plazo (CMCP): Corresponde al máximo costo horario de la energía que será determinado en función del despacho económico realizado por el CENACE para atender la demanda del sistema, considerando uno para la demanda interna y otro para la demanda de exportación.

Curva de Oferta: Corresponde al precio de la energía eléctrica para cada bloque de demanda internacional en el nodo frontera del país exportador y considera todos los cargos asociados con la oferta de electricidad.

Demanda nacional: Sumatoria de los valores de la demanda de todos los Participantes Mayoristas del Sector Eléctrico, incluyendo las pérdidas SNT.

Demanda internacional: Corresponde a la sumatoria de los valores de las demandas de las Transacciones Internacionales de Electricidad de corto plazo, asociadas a cada uno de los enlaces internacionales.

Día de operación: Corresponde al día en el que se efectúan Transacciones Internacionales de Electricidad de corto plazo. De no producirse dichas transacciones, se tomará como referencia las transacciones internas del Mercado Eléctrico.

Enlace internacional: Comprende el conjunto de equipamiento de transporte, líneas, subestaciones, transformadores, etc., según corresponda, dedicado a conectar los sistemas eléctricos de dos países. Su

función prioritaria es transportar la electricidad entre el mercado ecuatoriano y el otro país.

Mercado de corto plazo: Corresponde al mercado donde se liquidan, de forma horaria, las transacciones comerciales que no están consideradas en los contratos regulados de compraventa de energía.

Nodo frontera: Barra o nodo del sistema de transmisión al que se conecta un enlace internacional, donde se realiza la supervisión y medición de las Transacciones Internacionales de Electricidad.

Operador del sistema: Entidad encargada de la operación técnica de los sistemas eléctricos en cada país, para el caso del Ecuador, el Operador Nacional de Electricidad CENACE.

Organismo Regulador: Entidad encargada de establecer la normativa del mercado eléctrico de cada país, para el caso del Ecuador, la Agencia de regulación y Control de Electricidad - ARCONEL.

Precios ex – ante: Precios de las TIE determinados en el despacho económico coordinado por los Operadores de los Sistemas.

Precios ex – post: Precios de las TIE determinados con los datos de la operación real y usados para la liquidación de las TIE por los Administradores de los Mercados.

Precio de Oferta de Importación: Es el máximo precio que está dispuesto a pagar el mercado importador por una TIE, evaluado como el máximo costo obtenido del despacho económico realizado para el mercado interno.

Precio umbral: Valor que se determina como un porcentaje del precio de oferta formado en el nodo frontera del país importador y que sirve para dar un margen de seguridad a la decisión del sentido de la transacción a efectuarse (importación o exportación).

Reconciliaciones: Diferencias económicas, positivas o negativas, producidas por el proceso de liquidación entre los Administradores de los mercados involucrados en una TIE, para determinar el precio de oferta final en los nodos frontera y el precio de corto plazo del mercado importador. El proceso de liquidación constará en los Acuerdos Comerciales.

Rentas de congestión: Rentas económicas originadas por la diferencia entre el Precio de oferta del mercado exportador y el Precio de mercado de corto plazo del mercado importador en los extremos de cada enlace internacional. Para el caso del Ecuador, el precio de mercado de corto plazo corresponde al CMCP.

Transacciones Internacionales de Electricidad – TIE: Son transacciones entre los mercados de corto plazo de los países interconectados a través de enlace(s) internacional(es), originadas por las diferencias de precios en los nodos terminales de dichos enlaces.

CAPÍTULO II. ASPECTOS OPERATIVOS

ARTÍCULO 3. RESPONSABILIDADES DEL CENACE

3.1 Administración Técnica de las TIE.

El CENACE será el responsable de la administración técnica de las Transacciones Internacionales de Electricidad, para lo cual deberá coordinar, con el operador del sistema del país involucrado, todas las acciones que correspondan tanto para importación como exportación.

3.2 Acuerdos Operativos

Los Acuerdos Operativos son instrumentos bilaterales, suscritos por los Operadores de los Sistemas, con base a

los cuales se operarán técnicamente los enlaces internacionales y se efectuarán las TIE entre los países.

En dichos Acuerdos se establecerán las obligaciones y responsabilidades en la operación técnica de los sistemas, considerando los enlaces internacionales.

El CENACE queda autorizado a suscribir tales Acuerdos Operativos, así como a suscribir las modificaciones que fueren necesarias, previa aprobación de la Administración de la ARCONEL.

3.3 Contenido Mínimo de los Acuerdos Operativos.

Los Acuerdos Operativos a ser suscritos por el CENACE con los Operadores de los Sistemas de los otros países contendrán al menos los siguientes aspectos:

1. Objetivo general del Acuerdo.
2. Marco legal.
 - a. Descripción de las partes suscriptoras del Acuerdo.
 - b. Base legal para la suscripción del Acuerdo.
3. Definiciones.
4. Criterios de las partes en la planificación de la operación, mantenimiento y administración del sistema eléctrico dentro de cada país.
 - a. Criterios de planificación operativa de cada país.
 - b. Determinación de la capacidad de cada sistema para importar y exportar electricidad.
 - c. Detalles de las prácticas operacionales de cada sistema que impactarán en los sistemas vecinos, incluyendo administración de la congestión, desconexión de carga por emergencia, desconexión de carga por baja frecuencia, etc.
5. Mantenimiento y Operación.
 - a. Responsables de la operación y mantenimiento de sus respectivas instalaciones, incluyendo el derecho de vía, reparaciones, reemplazos y otras modificaciones.
 - b. Solicitud de cambios en las instalaciones del otro país, bajo acuerdo entre las partes.
 - c. Procedimiento para la coordinación del programa de mantenimientos.
 - d. Coordinación de protecciones.
6. Reglas operativas.
 - a. Establecer el diagrama de la interconexión donde se indique el punto de interconexión y la descripción incluyendo la propiedad y la identificación de equipos y maniobras mediante nomenclatura específica.
 - b. Determinar la estructura jerárquica entre organismos operadores para la operación en tiempo real.
 - c. Determinar el límite de la capacidad de la interconexión, incluyendo el procedimiento para determinar la capacidad disponible, en tiempo real.
 - d. Establecer los procedimientos para la apertura de la interconexión y las condiciones que la justifiquen.
 - e. Establecer los requisitos de operación del sistema en condiciones: normal, alerta, emergencia y recuperación (qué condiciones requieren salidas o desconexiones o reducción de la capacidad disponible de transmisión).
 - f. Establecer la coordinación para identificar las causas que llevaron a una desconexión.
 - g. Establecer los procedimientos para la restauración del sistema de potencia.
 - h. Establecer la reserva operativa.
 - i. Establecer el control de las variaciones de los parámetros eléctricos: potencia activa, potencia reactiva, voltaje y frecuencia.
 - j. Establecer los procedimientos de control de voltaje y transferencia de reactivos en la interconexión.
 - k. Establecer el proceso de la planificación del mantenimiento y salidas de servicio.
 - l. Establecer el procedimiento para seccionamiento de carga en caso de emergencia.

- m. Establecer los requerimientos de sistemas de comunicación para operación en tiempo real y normas para intercambio de información.
- 7. Previsiones para cambios del sistema.
 - a. Configuración del sistema tanto interno como para nuevas interconexiones.
 - b. Procedimientos o reglas de operación.
 - c. Protección y control.
- 8. Derecho de acceso a los enlaces internacionales de electricidad.
- 9. Información y registros.
 - a. Obligaciones para mantener registros de información exactos dentro de un número determinado de años.
 - b. Tiempos máximos para intercambiar información para la operación coordinada.
 - c. Responsabilidad de la información suministrada de buena fé.
- 10. Sistemas de Medición.
- 11. Procedimiento para resolución de controversias.
- 12. Responsabilidades e indemnizaciones.
- 13. Seguros.
- 14. Fuerza mayor.
- 15. Causas para terminación del Acuerdo.
- 16. Confidencialidad.

ARTÍCULO 4. Despacho Económico Coordinado

4.1 Aspectos Generales

Las Transacciones Internacionales de Electricidad de corto plazo, TIE, son transacciones horarias entre los mercados de corto plazo de los países interconectados por uno o más enlaces internacionales.

Las TIE son producto del despacho económico coordinado efectuado por los operadores de los sistemas de los países interconectados, y se originan por las diferencias de precios entre los nodos terminales de los enlaces internacionales.

La coordinación de los despachos económicos entre países, interconectados a través de enlaces internacionales, tiene en cuenta la oferta disponible y la demanda internacional, en los extremos del enlace, para la programación de los recursos de generación y transmisión de cada país.

4.2 Despacho programado de cada sistema.

El CENACE realizará el despacho económico de los recursos de generación disponibles en el sistema ecuatoriano, para abastecer la demanda nacional, sin considerar la demanda externa.

Para la exportación de electricidad mediante una TIE, una vez abastecida la demanda nacional se establecerán incrementos graduales hasta la capacidad máxima de transferencia en los enlaces, definida por los estudios eléctricos. Para cada uno de los bloques de transferencia, se deberá valorar el precio de la electricidad en los nodos frontera, sin que estos afecten los precios de la demanda nacional.

Se adopta como criterio para determinar los incrementos graduales de demanda internacional, la disponibilidad diaria de las unidades y plantas de generación, ordenadas por mérito económico y considerando los costos asociados. En todo caso, el CENACE está facultado para formar la curva de oferta con un máximo de cuatro incrementos graduales (cuatro bloques) en función de las características operativas de las unidades de generación. Sin embargo, corresponderá al CENACE mantener informado a la Administración de la ARCONEL sobre la evolución que se tenga en la formación de la curva de oferta.

Diariamente la curva de oferta deberá ser formada por el CENACE, para las 24 horas del día, independiente de que se prevea o no un intercambio de electricidad con el otro país.

4.3 Valoración de la electricidad en los nodos frontera.

Para decidir el sentido de la transacción de la electricidad, a través de los enlaces internacionales, el CENACE determinará en los nodos frontera del sistema ecuatoriano, los precios de oferta para cada bloque de demanda internacional y para cada una de las 24 horas del día siguiente.

El precio de la electricidad en los nodos frontera para una demanda internacional de 0 MW, corresponde a la disposición de comprar energía por parte del sistema ecuatoriano; mientras que, los precios para los bloques de demanda diferentes de 0 MW (oferta de exportación), corresponden a la disposición a vender la electricidad por parte del sistema ecuatoriano.

El cálculo del precio de la electricidad en los nodos frontera debe ser realizado con valores estimados ex-ante.

4.4 Comparación de precios.

La comparación de precios para decidir una importación de electricidad mediante una transacción internacional de corto plazo, debe ser realizada en los nodos del sistema que compraría electricidad.

La comparación de precios debe ser realizada en un único nodo del enlace internacional, para lo cual se considerarán las pérdidas asociadas a dicho enlace, para llevar el precio a un solo nodo frontera, que en este caso será el nodo frontera del país importador.

La decisión se tomará con base a lo siguiente:

$$\text{Si: } |POI - P_{Umbral}| > POE$$

donde:

POI:	Precio de oferta del Ecuador para importar.
POE:	Precio de oferta del otro país para exportar.
P_{Umbral} :	Precio umbral.

Entonces se programa una importación por parte del Ecuador.

Este análisis debe ser realizado en los nodos frontera de los dos países. Si de la comparación efectuada en cada nodo, el resultado indica que las transacciones se activan en los dos países en sentidos contrarios, es la señal para que los intercambios no se realicen.

4.5 Decisión de intercambios.

La información de los precios de oferta obtenidos por cada país, deben ser comparados con los criterios indicados anteriormente, a efectos de obtener los intercambios que se puedan dar entre países, para los periodos horarios del siguiente día.

Los Operadores de los Sistemas, a través de los Acuerdos Operativos, implementarán mecanismos que lleven a una comparación transparente de los precios en los nodos frontera.

4.6 Intercambios definitivos.

El sistema importador, en función de la comparación de precios efectuada previamente, realizará el despacho

económico programado con la oferta disponible en el enlace internacional, determina las cantidades a importar y las comunica al sistema exportador, de manera que este a su vez realice su programación considerando las cantidades a exportar.

Para cumplir con este fin, el CENACE y el Operador del sistema del otro país deberán intercambiarse la información sobre los periodos horarios en los cuales van a ser importadores y las magnitudes de dichas transacciones.

En el numeral referente al Despacho de las TIE, de la presente Regulación, se establecen los criterios sobre la forma en que el CENACE considerará a la generación adicional en el nodo frontera dentro de la programación de los recursos de generación del Mercado Eléctrico Ecuatoriano.

4.7 Publicación del despacho programado.

El CENACE establecerá, de acuerdo a la normativa vigente y en función del Acuerdo Operativo, los plazos para el intercambio de información con el Operador del sistema del otro país y la publicación del predespacho, en el que estarán incluidos los intercambios programados para cada una de las 24 horas del día siguiente.

ARTÍCULO 5. Formación de precios.

5.1 Cálculo de Precios

El CENACE tendrá la responsabilidad del cálculo de los precios de la electricidad en los nodos frontera, sobre la base de los criterios expuestos en la presente Regulación.

Corresponderá al CENACE determinar la curva de oferta para exportar electricidad desde el sistema ecuatoriano y para importar electricidad al sistema ecuatoriano.

5.2 Formación de la curva de oferta para exportación.

Para la formación de la curva de oferta, el CENACE debe considerar todos los cargos asociados con la entrega de la electricidad en el nodo frontera y tomará en cuenta los siguientes componentes:

- a. CMCPint-ext: Costo horario de energía en el nodo frontera, que será determinado en función del costo de cubrir un incremento de demanda (demanda nacional más demanda internacional) del sistema a partir del Despacho Económico, considerando la red de transmisión.
- b. CRSF: Costo para regulación secundaria de frecuencia.
- c. CAE: Costos asociados a la exportación entre los cuales se encuentran: Costo de arranque y/o parada de unidades de generación y otros aplicables a la exportación de electricidad.
- d. CTCF: Costo fijo de transmisión.
- e. CPERDIDAS: Costo de las pérdidas del Sistema Nacional Interconectado, asociadas a la transacción internacional de energía eléctrica.
- f. CRENC: Costos de Energías Renovables.
- g. CCENACE_D: Costo de los servicios que presta el CENACE, asociados con la demanda.

En la formación de la curva de oferta, se deberá considerar diferentes bloques de demanda internacional de acuerdo a lo expuesto en los literales que anteceden.

5.3 Criterios para la estimación.

En la formación del precio en los nodos frontera, se deben considerar valores que son liquidados mensualmente.

En este sentido, corresponderá al CENACE tomar la información del Plan Maestro de Electrificación, Plan Anual de Operación elaborado por el CENACE y de la planificación operativa semanal del mes al que corresponde la transacción internacional, para estimar los valores en forma horaria, y así construir los precios en los nodos frontera.

Para liquidación de los Participantes Mayoristas del Sector Eléctrico se considerará el precio de mercado de corto plazo para la demanda nacional.

Para el efecto, con base a los criterios establecidos en la presente Regulación, el CENACE preparará el procedimiento de aplicación para la estimación de los cargos asociados con la entrega de la electricidad en los nodos frontera y lo pondrá en conocimiento de los Participantes Mayoristas del Sector Eléctrico, previa aprobación de la Administración de la ARCONEL.

5.4 Precio Umbral.

La inclusión de un precio umbral es necesaria para disminuir el riesgo de que las aproximaciones introducidas por el cálculo ex-ante de precios de las TIE no resulte en transacciones no económicas una vez se calculen los precios finales ex-post de las TIE. El valor del precio umbral se fija como un porcentaje del precio formado en el nodo frontera del país importador.

El Operador Nacional de Electricidad, CENACE, aplicará la siguiente metodología de cálculo para la determinación del umbral de activación de las TIE:

- a) Se recabarán los datos de los precios de oferta de exportación POE de Colombia y de oferta de importación POI de Ecuador, para un período de análisis de 6 meses de antelación, siendo el mes actual "N" y el mes del cálculo "N+1".
- b) Para cada una de las horas del periodo de tiempo, el operador procederá a aplicar la función de activación de la TIE definida matemáticamente con la siguiente expresión: $|POI - P_{umbral}| > POE$.
- c) Con base a la aplicación de la función de activación, la cual en primera instancia considerará únicamente los precios ex-ante, se procederá a calcular la "Matriz de activación ex ante", tomando valores del umbral desde 2% hasta 8% con pasos de 0.5%.
- d) De forma paralela y tomando en cuenta únicamente la información de los precios ex -post, el operador calculará la "Matriz de decisión de importación ex -post" tomando valores del umbral desde 2% hasta 8% con pasos de 0.5%.
- e) La determinación de la "Matriz de activación ex ante" así como para la "Decisión de importación ex -post", para cada uno de los valores del umbral, se evaluará considerando la diferencia de precios.
- f) Una vez determinada la matriz de activación ex -ante y la matriz de decisión de activación ex -post, el operador valorará los eventos de inclusión y de exclusión, los cuales serán evaluados para el período de análisis de seis meses de antelación al mes de cálculo "N".
- g) La valoración de inclusión corresponde al evento en el que se identificó una activación de importación ex -ante y la decisión de importación ex -post fue no acertada. Por su parte, la valoración de exclusión se define como la situación en la que ex ante no se activó la importación, pero la decisión de importación ex -post fue acertada.
- h) Una vez determinado la valoración de inclusión, se procederá a calcular el monto económico asociado, el cual corresponderá a la diferencia entre el Precio de Oferta de Exportación Colombia ex -post y el Precio de Importación de Ecuador, por una cantidad correspondiente a la capacidad máxima de importación de Ecuador vigente en el momento de cálculo.

- i) De forma similar para el caso de la valoración de exclusión se procederá a calcular el monto económico asociado, mismo que será igual a la diferencia entre el Precio de Importación de Ecuador y el Precio de Oferta de Exportación de Colombia ex -post, por una cantidad correspondiente a la capacidad máxima de importación de Ecuador vigente en el momento de cálculo.
- j) Posteriormente, se calculará el monto económico total asociado a la valoración de exclusión, y luego se procederá con la suma total de los montos económicas para cada uno de los porcentajes de los umbrales.
- k) Una vez identificado el costo total para todos los valores de los umbrales se procede a identificar mínimo valor. A este valor se le adicionará una tolerancia del +10% y se determinará el mínimo umbral cuyo valor sea inferior o igual a la suma del mínimo global más la tolerancia del 10%.
- l) Bajo ninguna circunstancia el umbral estará por fuera del rango establecido entre 2% y 8 %.
- m) El mínimo umbral determinado en el literal anterior, corresponderá al valor del umbral en porcentaje que será aplicado en el mes N+1, mismo que deberá ser informado al operador colombiano a más tardar el día 18 del mes "N".

Corresponde al CENACE, con una periodicidad trimestral, mantener informada a la ARCONEL y al MEM sobre los valores de umbral utilizados por Colombia y Ecuador y la aplicación de la metodología para el cálculo del umbral.

ARTÍCULO 6. Despacho de las TIE en el Mercado Eléctrico de corto plazo.

6.1 Reglas Internas

El despacho de una Transacción Internacional de Electricidad de corto plazo, en el caso de una importación, será considerada como generación adicional, mientras que una exportación será considerada como demanda internacional.

En función del despacho económico coordinado, realizado con el operador del país involucrado, se obtendrán las magnitudes horarias a ser importadas por cada uno de los países.

El CENACE realizará el despacho económico interno de los recursos del sistema, considerando la disponibilidad del enlace para importar electricidad. Luego de lo cual informará al operador del país exportador, los intercambios previstos, a efectos de que este realice el despacho económico de su sistema considerando la exportación hacia el sistema ecuatoriano.

Cuando esté prevista una exportación desde el sistema ecuatoriano, el CENACE obtendrá la información de las transacciones previstas por el país importador, para considerar la carga adicional en la programación de los recursos internos.

En ambos casos se aplicará la metodología de despacho económico, establecido en la normativa vigente.

6.2 Despacho de una importación en el Mercado Eléctrico Ecuatoriano.

Una vez que se ha decidido una transacción de electricidad hacia el sistema ecuatoriano, el CENACE incluirá la oferta dentro del proceso de despacho interno.

El precio total ofertado por el país exportador, corresponderá al costo variable con que la oferta adicional ubicada en el nodo frontera será considerada en el despacho económico que realice el CENACE.

Para garantizar la decisión idónea en el despacho de una importación, los Operadores de los sistemas involucrados, intercambiarán toda la información relativa a los cargos que se incluyen en la formación de la

curva de oferta de cada país, mecanismo que deberá ser detallado en los acuerdos operativo y comercial.

ARTÍCULO 7. Redespacho de las TIE.

7.1 Redespacho de las TIE para exportación.

Se efectuarán redespachos cuando se presenten eventos que impliquen cambios en la programación de las TIE de exportación por parte del mercado ecuatoriano, calculadas en el despacho económico coordinado. Las modificaciones en este programa de intercambios obedecerán a las siguientes causas:

- a. Cambios topológicos del sistema eléctrico ecuatoriano o del sistema eléctrico del otro país por razones de seguridad, calidad de servicio o de emergencia que afecten a la capacidad de transferencia de exportación programada del enlace internacional.
- b. Indisponibilidad de los recursos de generación del sistema eléctrico ecuatoriano que no permita cumplir con las exportaciones programadas.
- c. Variación en el precio nodal de oferta para exportación, hacia arriba o hacia abajo, ocasionada por indisponibilidad de las unidades o plantas de generación o por cambios topológicos en el sistema eléctrico ecuatoriano, ante lo cual el CENACE reportará los nuevos valores al Operador del sistema del otro país a efectos de que este último decida la ejecución del redespacho respectivo.
- d. Indisponibilidad total o parcial del enlace internacional.
- e. Incumplimiento comercial, relacionado con falta de pago o garantía de pago, reportado al CENACE, en cuyo caso el CENACE procederá a ejecutar el redespacho respectivo.
- f. Cuando se presenten eventos en los Sistemas de los otros países integrados que obliguen a importar energía en sentido contrario a la señal de precios.

7.2 Redespacho de las TIE para importación.

Se efectuarán redespachos cuando se presenten eventos que impliquen cambios en la programación de las TIE de importación por parte del mercado ecuatoriano, calculadas en el despacho económico coordinado. Las modificaciones en este programa de intercambios obedecerán a las siguientes causas:

- a. Cambios topológicos del sistema eléctrico ecuatoriano o del sistema eléctrico del otro país por razones de seguridad, calidad de servicio o de emergencia que afecten a la capacidad de transferencia de importación programada del enlace internacional.
- b. Indisponibilidad de los recursos de generación del sistema eléctrico ecuatoriano que requiera que se incremente los volúmenes de importación, respecto a lo programado.
- c. Variación en el precio nodal de oferta para exportación, hacia arriba o hacia abajo, en el sistema exportador, ante lo cual el CENACE pedirá información de los nuevos valores al Operador del sistema del otro país a efectos de que decida la ejecución del redespacho respectivo.
- d. Indisponibilidad total o parcial del enlace internacional.
- e. Incumplimiento comercial, relacionado con falta de pago o garantía de pago, reportado por el CENACE al Operador del sistema exportador, con la finalidad de que este último decida el redespacho respectivo.
- f. Cuando se presenten eventos en los Sistemas de los otros países integrados que varíen el precio de oferta de importación de los mismos, informando las nuevas cantidades a importar.

7.3 Periodos para el Redespacho de las TIE.

El CENACE, con el Operador del sistema del otro país y dentro del Acuerdo Operativo, establecerá los procedimientos, plazos y el tratamiento a darse a cada uno de los casos del redespacho descritos previamente.

7.4 Periodo previo a la ejecución del redespacho.

El periodo comprendido entre la presencia del evento que implica cambios en la programación de las TIE y la ejecución o entrada en vigencia del redespacho, será considerado como un periodo transitorio, en el que se efectuará modificación al despacho mediante una autorización, coordinada entre los Operadores de los sistemas de los dos países.

7.5 Desvíos en la operación real.

Ante eventos suscitados en cualquiera de los dos países, que afecten a la calidad y confiabilidad del servicio en el sistema de otro país, el país afectado podrá solicitar autorización al otro país para variar el flujo por los enlaces internacionales a valores seguros.

En este caso los cambios en los flujos por los enlaces internacionales serán inmediatos, y de permanecer en el tiempo, la modificación en los flujos deberá ser ratificada a través de un redespacho.

Además, si en el sistema eléctrico del país exportador se produce una disminución de la calidad, seguridad y confiabilidad, éste podrá solicitar al país importador la disminución del flujo por los enlaces internacionales a valores que no violen los parámetros de calidad, seguridad y confiabilidad, establecidos en la normativa del país exportador.

Para este caso, los cambios en los flujos por los enlaces internacionales serán inmediatos, y esta modificación en los flujos deberá ser ratificada a través de un redespacho.

ARTÍCULO 8. Operación de los enlaces internacionales.

8.1 Criterios de calidad y seguridad.

Los operadores de los sistemas deberán incluir en los Acuerdos Operativos, criterios de calidad y seguridad, así como las medidas de protección que utilizarán para la operación de cada enlace internacional. Si existen diferencias en la determinación de los criterios de calidad y seguridad a seguir en la operación de un enlace internacional, prevalecerá la norma más exigente de las utilizadas en los dos países.

En el establecimiento de los criterios de calidad y seguridad, el CENACE deberá observar que se cumplan los principios de reciprocidad en la operación de los enlaces internacionales.

8.2 Tratamiento de restricciones e inflexibilidades operativas, por calidad y/o seguridad.

En caso de que el sistema ecuatoriano requiera generación por seguridad, calidad de servicio o por emergencia, a través del enlace internacional, será posible realizar tal transferencia considerándola como un caso de excepción de una importación de electricidad.

En este caso no se requerirá efectuar la comparación de precios en los nodos frontera, puesto que ingresará al Mercado Eléctrico Ecuatoriano como una generación forzada u obligada, aplicándole el concepto de lo establecido en la Regulación vigente sobre restricciones e inflexibilidades operativas y pagándose con el precio correspondiente a la oferta de esa generación de seguridad, por cada bloque de energía solicitado.

En caso de darse una transacción en las condiciones previamente señaladas, el esquema de garantías a aplicar será igual al considerado para el pago de las TIE realizadas en condiciones normales, definido en la normativa vigente y detallado en el acuerdo comercial.

Para este efecto, los Administradores de los mercados deberán incluir este particular en los Acuerdos Comerciales que suscriban.

8.3 Pruebas Operativas de los enlaces internacionales

Cuando por razones de pruebas en los enlaces se precisen transferencias de energía que no correspondan a un despacho económico se procederá de la siguiente forma:

- a. Cuando se trate de una exportación, una vez abastecida la demanda nacional, la generación adicional del sistema ecuatoriano necesaria para esta transferencia no será considerada en la determinación del CMCP en el mercado ecuatoriano. El CENACE cobrará al país importador la energía entregada al precio real ex-post en el nodo de frontera.
- b. Cuando se trate de una importación, se la considerará como una generación obligada. El CENACE pagará la energía consumida al precio real ex-post fijado por el país exportador en el nodo de frontera.

ARTÍCULO 9. Intercambios mínimos o no previstos.

Cuando no se haya programado una TIE, el CENACE, en coordinación con el operador del sistema del otro país, deberá tomar las medidas correspondientes para la operación del enlace internacional, evitando en todo momento su apertura. La máxima desviación admisible en el flujo horario por el enlace estará limitada al 1% de la capacidad máxima de transferencia del mismo, determinada por los Operadores de los sistemas.

ARTÍCULO 10. Variación en la capacidad de los enlaces internacionales.

Ante una contingencia o cambio en las condiciones en alguno de los sistemas de los países interconectados, que implique una variación en la capacidad del enlace internacional, los Operadores de los sistemas deberán ajustar, de forma coordinada, la capacidad de importación y exportación del enlace, ajuste que deberá reflejarse en las curvas de precios de oferta en el nodo frontera para exportación, para los despachos del día siguiente en adelante. Esto sin perjuicio de los redespachos generados durante la operación diaria de los sistemas.

Dicha capacidad deberá ser la máxima posible técnicamente y solo podrá ajustarse por cambios en condiciones operativas, con el objetivo de mantener la calidad y seguridad en los sistemas interconectados.

ARTÍCULO 11. Electrificación de Zonas Fronterizas.

Se considerará como electrificación de zonas fronterizas, las transferencias de potencia menores a 500 kW y a un nivel de voltaje menor a 40 kV.

CAPÍTULO III. ASPECTOS COMERCIALES

ARTÍCULO 12. Responsabilidad del CENACE.

12.1 Administración de las TIE.

El CENACE será el responsable de la administración financiera de las transacciones internacionales de corto plazo, para lo cual efectuará la liquidación y facturación que corresponda en cada transacción.

Realizará la gestión de cobro a los Participantes Mayoristas del Sector Eléctrico internos y pago al Administrador del mercado del país involucrado, en caso de que se produzca una importación por parte del Ecuador.

Para el caso de una exportación de electricidad, el CENACE efectuará la gestión de cobro al Administrador del mercado del país involucrado, y luego procederá a la distribución a los Participantes Mayoristas del Sector Eléctrico, con base en las reglas internas, vigentes en la normativa para el funcionamiento del Sector Eléctrico, en los criterios expuestos en la presente Regulación y en las Regulaciones dictadas por la Administración de la ARCONEL.

12.2 Acuerdos Comerciales.

Los Acuerdos Comerciales son instrumentos bilaterales, suscritos por los Administradores de los Mercados, por medio de los cuales se administrará comercialmente las transacciones de electricidad que se den a través de los enlaces internacionales.

En dichos Acuerdos se deberán establecer las obligaciones y responsabilidades en la administración comercial de los mercados, considerando los enlaces internacionales entre países, por medio de los cuales se efectuarán las transacciones de electricidad.

Así mismo, en los Acuerdos deberán constar los procedimientos de pago producto de las Transacciones Internacionales de Electricidad.

El CENACE queda autorizado a suscribir tales Acuerdos Comerciales, así como a suscribir las modificaciones que fueren necesarias, previo visto bueno del Director Ejecutivo de la Administración de la ARCONEL.

12.3 Contenido Mínimo de los Acuerdos Comerciales.

El contenido mínimo de los Acuerdos Comerciales, establecido en la presente Regulación, no constituye un limitante para que el CENACE, de común acuerdo con sus similares de los países involucrados, pueda incluir aspectos adicionales a los aquí mencionados.

El contenido mínimo se describe a continuación:

1. Objetivo General del Acuerdo.
2. Marco Legal.
 - a. Descripción de las partes suscriptoras del Acuerdo.
 - b. Base legal para la suscripción del Acuerdo.
3. Definiciones.
4. Sistemas de Medición Comercial
 - a. Responsabilidad por la lectura y reporte de la medida.
 - b. Puntos de medición.
 - c. Normas técnicas a ser aplicadas.
 - d. Derecho a inspeccionar y probar los medidores (contrastación y calibración) y auditar los datos de medición dentro de los límites especificados.
 - e. Reemplazo o calibración de medidores si las pruebas demuestran desvíos de las normas técnicas establecidas para la precisión de la medida.
 - f. Responsabilidad por los errores de medición.
5. Criterios de las partes en la Administración, Liquidación y Gestión financiera de las transacciones en el Mercado eléctrico dentro de cada país.
 - a. Criterios de Administración de los Mercados de cada país.
 - b. Determinación de los precios y cantidades para la liquidación de las transacciones para importar y exportar electricidad.
 - c. Detalles de las prácticas comerciales y financieras de cada mercado que impactarán en los sistemas vecinos.
6. Reglas comerciales
 - a. Procedimientos de registro.
 - b. Garantías de pago.
 - c. Procedimientos de liquidación y facturación.
 - d. Moneda de pago y tasa de cambio a utilizar.
 - e. Discriminación de los cargos aplicables.
 - f. Requerimientos de sistemas de comunicación.
 - g. Normas para intercambio de información.

- h. Procedimientos de cobro.
- i. Remesa de divisas (Transferencias de dinero).
- j. Plazos de pago.
- k. Procedimiento de suspensión de las TIE por falta de pago.
- l. Tasa de interés por mora aplicable a las TIE.
- m. Impuestos aplicables a las TIE.
- n. Reliquidación y re-facturación.
- o. Glosas y recursos de reposición a la facturación.
- p. Procedimientos de auditoría.
- 7. Previsiones para cambios en reglas comerciales
- 8. Información y registros.
 - a. Obligaciones para mantener registros de información exactos dentro de un número determinado de años.
 - b. Tiempos máximos para intercambiar información.
 - c. Responsabilidad de la información suministrada de buena fe.
 - d. Reporte de las lecturas del medidor registrador.
 - e. Responsabilidad del reporte.
 - f. Tiempos de reporte de las lecturas del medidor registrador.
 - g. Almacenamiento de la información.
- 9. Procedimiento para resolución de controversias.
- 10. Responsabilidades e indemnizaciones.
- 11. Fuerza mayor.
- 12. Causas para terminación del Acuerdo.
- 13. Confidencialidad.

12.4 Trámites para importar y exportar.

El CENACE será el responsable de realizar los trámites respectivos para importar y exportar electricidad, ante los organismos encargados del Comercio Exterior, cumpliendo con la normativa que para el efecto hayan establecido o establezcan dichos organismos.

ARTÍCULO 13. Liquidación de las TIE.

13.1 Aspectos Generales.

La liquidación de las Transacciones Internacionales de Electricidad de corto plazo, será realizada utilizando los precios ex-post de corto plazo de los mercados.

13.2 Procedimiento de liquidación de una TIE.

Para la liquidación de las TIE, se utilizará el siguiente procedimiento:

- a. El mercado exportador de Ecuador determina el precio de oferta final en el nodo frontera a partir del proceso de estimación del precio de oferta y estimación de los cargos utilizados para la decisión del despacho económico coordinado, (ex –ante proveniente del despacho programado) y lo informa al mercado importador.
- b. El mercado importador, con la información suministrada por el mercado exportador, obtiene el costo de mercado de corto plazo con las mismas reglas que se utilizan en su mercado.
- c. El precio de oferta realizado por el país exportador, corresponderá al costo variable con que la generación adicional ubicada en el nodo frontera, el mismo que será considerado en el proceso de

Cálculo del Costo del Mercado de Corto Plazo.

- d. Una vez que el mercado ecuatoriano obtiene su costo de mercado de corto plazo, procede a liquidar la TIE con el valor más alto entre su costo de mercado de corto plazo y el precio de oferta final en el nodo frontera. En el caso del mercado ecuatoriano, el costo de mercado de corto plazo para la liquidación de las importaciones de Ecuador se determinará de manera ex post. Lo anterior se reduce a la expresión anterior:

$$\text{\$TIE}_{IMP} = [\text{máx}\{\text{CMCP}; \text{POE}_{NFE}\}_{EX-POST}] \times E_{NFE} - 50\%RC$$

Donde:

CMCP: Costo de Mercado de Corto Plazo (USD/MWh).

POE_{NFE}: Precio de oferta en el nodo frontera de exportación (USD/MWh).

E_{NFE}: Energía medida en el nodo frontera de exportación (MWh).

RC: Rentas Congestión.

La factura que emita el país exportador incluirá el descuento del 50% de la congestión que corresponden al país importador.

13.3 Liquidación de cargos adicionales.

Si el CENACE determina que, para cierta hora y siguiendo las reglas de liquidación, los valores económicos que se recaudan son insuficientes para remunerar la oferta extranjera, recaudará el valor faltante en forma proporcional a la demanda de energía regulada que abastezcan las empresas distribuidoras.

ARTÍCULO 14. Asignación de una TIE por exportación.

14.1 Modelación.

La exportación de electricidad será modelada como una demanda adicional en el nodo frontera.

La demanda internacional deberá participar en la distribución de costos que se aplica a las demandas internas, y los componentes que serán considerados en la formación del precio de oferta de exportación son los definidos en el numeral cinco (5) de la presente Regulación.

14.2 Cálculo de costos asociados a la exportación

Para la obtención de los costos asociados a la exportación se observará lo dispuesto en el anexo 1 de la presente Regulación.

14.3 Las TIE y el Costo de Mercado de Corto Plazo.

Sobre la base de los principios establecidos en la Decisión 757 de la CAN, se discriminarán los precios para la demanda nacional y la demanda internacional.

Para la determinación del costo de mercado de corto plazo, el CENACE considera la demanda nacional y la disponibilidad de las unidades de generación, cuyo detalle está establecido en la normativa vigente relacionada con el funcionamiento del mercado eléctrico ecuatoriano.

Los recursos de generación que se utilicen para el abastecimiento de la demanda de exportación serán incluidos en la determinación del CMCP para exportación.

14.4 Liquidación de una TIE por exportación.

La exportación realizada por parte del Ecuador se liquidará con el valor más alto entre el precio ex – post del mercado de corto plazo del sistema importador, incluido los cargos adicionales reconocidos regulatoriamente a la generación, y el precio de oferta de exportación del sistema ecuatoriano determinado para la toma de decisiones en el despacho coordinado. A este valor, se le descontará el 50 % correspondiente a las rentas de congestión, acorde la Regulación Nro. ARCERNNR-001/23 “Régimen de las transacciones comerciales en el sector eléctrico ecuatoriano” o la que le sustituya.

En el caso de realizarse un redespacho para incrementar la energía exportada por parte de Ecuador, esta energía se liquidará con el valor ex –post más alto entre el precio del mercado de corto plazo del sistema importador, incluido los cargos adicionales reconocidos regulatoriamente a la generación, y el nuevo precio de oferta del sistema ecuatoriano. A este valor, se descontará el 50 % correspondiente a las rentas de congestión, acorde la Regulación Nro. ARCERNNR-001/23 “Régimen de las transacciones comerciales en el sector eléctrico ecuatoriano” o la que le sustituya.

En caso que el sistema colombiano requiera una exportación de electricidad de Ecuador por condiciones de emergencia de su sistema, esta podrá realizarse considerándola como un caso de excepción de una exportación de electricidad, en este caso no se requerirá efectuar la comparación de precios en los nodos frontera y la energía exportada se liquidará con el valor de ex – post correspondiente al precio de la oferta de la generación de seguridad, por cada bloque de energía solicitado.

14.5 Asignación.

Una vez culminada la liquidación y el sistema ecuatoriano reciba el pago del sistema importador, el CENACE procederá a distribuir los ingresos producto de una exportación de electricidad, a los Participantes Mayoristas del Sector Eléctrico, con base a un procedimiento en función de las reglas determinadas en el Anexo 1 de la presente Regulación. Este procedimiento de aplicación será elaborado por el CENACE y lo hará conocer a los Participantes Mayoristas del Sector Eléctrico, previo a la aprobación de la Administración de la ARCONEL.

14.6 Cálculo de las Rentas de Congestión.

Si producto de la exportación de electricidad y dado que la transacción internacional se liquida con las reglas del mercado importador, el CENACE, cuando realice una exportación de electricidad, recibirá como pago del mercado importador un valor mayor al mínimo esperado por el sistema exportador.

De presentarse una renta de congestión, producto del diferencial de precios entre los dos mercados, el valor final será asignado en partes iguales para cada mercado, es decir 50% para el sistema importador y 50% para el sistema exportador.

Estas rentas de congestión se calcularán de la siguiente forma:

$$RC = E_{TIE} \times |Pof_{EXP} - PM_{cp}|$$

Donde

RC : Rentas de congestión.

E_{TIE} : Energía transferida en el enlace internacional.

Pof_{EXP} : Precio de oferta del mercado exportador.

PM_{cp} : Precio de mercado de corto plazo del mercado importador, en el caso de Colombia es el precio de bolsa incluido los cargos adicionales reconocidos regulatoriamente a la generación y para el caso del Ecuador es el CMCP

14.7 Asignación de las Rentas de Congestión.

En el caso de una exportación desde el mercado ecuatoriano, de acuerdo a lo establecido en el numeral inmediato anterior, el 50 % que le corresponde a la demanda internacional será descontado por el CENACE al mercado importador en la respectiva factura. El 50% de las rentas de congestión correspondiente al mercado eléctrico del Ecuador que se originen por los intercambios de energía entre Ecuador y Colombia, se asignarán a las empresas distribuidoras en forma proporcional a la demanda comercial de energía.

En el caso de una importación del mercado ecuatoriano, las rentas de congestión que correspondan al mercado importador, serán asignadas a los distribuidores en forma proporcional a su demanda comercial del período al que corresponden esas rentas de congestión y servirán para cubrir futuros pagos correspondientes a las garantías semanales por importación de electricidad.

ARTÍCULO 15. Liquidación en el periodo previo a la ejecución del redespacho.

A efectos de mantener la referencia dada por el precio de oferta formado en el nodo frontera del sistema exportador, los eventuales costos asociados a la exportación que se produzcan en este periodo serán asignados a la demanda total (interna más externa).

ARTÍCULO 16. Liquidación de intercambios mínimos o no previstos.

Los intercambios mínimos o no previstos no serán considerados en la sanción de precios del sistema que resulte importador, y estas desviaciones, bajo el límite admisible, serán remuneradas considerando el precio de oferta ex ante en el nodo frontera del sistema que resultó exportador.

El CENACE desarrollará un procedimiento para aplicación del presente artículo.

ARTÍCULO 17. Sistema de Medición Comercial.

17.1 Instalación y reporte de las mediciones.

Corresponde al propietario del enlace internacional, la instalación y mantenimiento del sistema de medición comercial.

Así mismo, será responsable del envío de la información al Administrador del Mercado, a efectos de que este último realice la liquidación de las transacciones asociadas al enlace internacional. El envío de la información lo deberá efectuar hasta las 7:00 del día siguiente al de operación.

17.2 Lecturas para efectos de liquidación.

La liquidación de las TIE será realizada exclusivamente con las lecturas reportadas por los medidores – registradores instalados en los nodos frontera de los sistemas exportadores.

Las pérdidas asociadas al enlace internacional serán asumidas por el sistema que está importando electricidad.

17.3 Neto de la energía.

Si en una misma hora, el sistema ecuatoriano es importador y exportador de electricidad, para efectos de liquidación, el CENACE deberá considerar el intercambio neto de energía producido en esa hora.

Para determinar el intercambio neto, en los periodos que el Mercado Eléctrico está exportando, el CENACE tomará directamente la lectura reportada por el medidor – registrador ubicado en ese nodo frontera. Mientras que para los periodos en que el Mercado Eléctrico está importando, el CENACE tomará la lectura reportada por el medidor – registrador ubicado en el nodo frontera del sistema exportador.

Lo establecido en el párrafo inmediatamente anterior es consecuente con el principio de que el sistema importador asume las pérdidas asociadas al enlace internacional.

ARTÍCULO 18. Plazos para la liquidación y facturación en el Mercado Eléctrico Ecuatoriano.

En los procesos de liquidación tanto diaria como mensual, y de facturación, el CENACE debe considerar también las Transacciones Internacionales de Electricidad y la correspondiente coordinación con el Administrador del mercado del país involucrado.

18.1 Liquidación diaria.

a) Primer día posterior al de operación.

Hasta las 24:00 de este día el CENACE procederá a publicar la información de la medición, en función de los reportes de los Participantes Mayoristas del Sector Eléctrico y de la medición asociada a los enlaces internacionales.

b) Segundo día posterior al de operación.

Hasta las 24:00 de este día el CENACE recibirá las eventuales observaciones de los Participantes Mayoristas del Sector Eléctrico a la información de medición publicada en el primer día. Dichas observaciones se harán por escrito.

c) Tercer día posterior al de operación.

En el transcurso de este día, hasta las 24:00, el CENACE procederá a publicar la liquidación del mercado Interno y las mediciones, considerando las eventuales correcciones que se hayan presentado en las lecturas de los medidores y las observaciones presentadas por los Participantes Mayoristas del Sector Eléctrico.

Adicionalmente realizará la publicación de la liquidación de las TIE, en el caso de que el sistema sea Importador y sobre la base de la información previamente publicada por el Administrador del Mercado Exportador. Para el caso de una exportación, el CENACE publicará el precio de oferta estimado en el nodo frontera.

d) Cuarto y Quinto día posterior al de operación.

El CENACE recibirá por escrito las observaciones a la liquidación publicada el tercer día hasta las 12:00 del quinto día posterior al de operación.

El CENACE dispondrá de 24 horas, posteriores a la recepción de las observaciones, para responder a los Participantes Mayoristas del Sector Eléctrico.

18.2 Proceso mensual de la liquidación.

Hasta las 24:00 del tercer día del mes siguiente al de operación, el CENACE remitirá a XM el resumen mensual de la información de precios.

Hasta las 24:00 del quinto día del mes siguiente al de operación, el CENACE publicará los reportes de la liquidación mensual interna y de las interconexiones internacionales. Los Participantes Mayoristas del Sector Eléctrico dispondrán hasta las 12:00 del séptimo día del mes siguiente al de operación para realizar observaciones por escrito por escrito, únicamente para los conceptos liquidados por primera vez. Transcurrido este plazo no se aceptarán reclamos adicionales, disponiendo CENACE de 24 horas, posteriores a la recepción de las observaciones, para responder a los Participantes Mayoristas del Sector Eléctrico.

Hasta las 24:00 del sexto día del mes siguiente al de operación, el CENACE remitirá a XM el resumen mensual de la liquidación, en el que constará:

- a) Las energías horarias correspondientes a las TIE.
- b) El precio de oferta en el nodo frontera, para los casos en que el sistema ecuatoriano haya sido exportador.
- c) El precio del mercado de corto plazo considerando el precio de oferta del sistema exportador, para los casos en que el sistema ecuatoriano haya sido importador.

18.3 Proceso de facturación.

Durante el octavo, noveno y décimo días posteriores al mes de operación, el CENACE realizará las liquidaciones y procesos previos a la facturación.

El octavo día posterior al mes de operación el administrador del mercado exportador remitirá la información de facturación preliminar. Con base a esta información, CENACE ajustará el precio de corto plazo para aquellas horas en las cuales el precio de oferta de exportación final resulte menor que el reportado en la versión anterior y cuando este haya resultado, en su oportunidad, igual al precio de corto plazo para las TIE.

Hasta las 24:00 del noveno día, el CENACE intercambiará información con el Administrador de Mercado del país involucrado, los precios de nodo frontera finales para las horas en que es exportador, y los precios de corto plazo finales para las horas en que es importador.

En función de la regla establecida en la presente Regulación, el mercado ecuatoriano debe reconocer al mercado exportador, el máximo valor entre el precio de nodo frontera final y el precio de corto plazo del mercado importador. Como resultado de esta comparación, se generan reconciliaciones, mismas que serán determinadas por el CENACE, para los casos en que el sistema ecuatoriano es importador.

El CENACE realizará la facturación interna a los Participantes Mayoristas del Sector Eléctrico por las Transacciones Internacionales de Electricidad de importación, conforme lo indica la Regulación Nro. ARCERNNR-001/23 o la que la sustituya. Para el caso de las reconciliaciones, en la factura de los distribuidores deberán estar reflejados los créditos o débitos correspondientes, en función de la energía retirada por aquellos.

El plazo para la facturación al Administrador del mercado del sistema importador, que corresponda realizar al CENACE en los casos de exportación de electricidad, es también hasta las 24:00 del décimo día posterior al mes de operación.

18.4 Cumplimiento de las obligaciones.

Los valores facturados por el CENACE deberán ser pagados por los Participantes Mayoristas del Sector Eléctrico dentro de los siguientes 17 días, contados a partir de la notificación de la factura. Si vencido dicho plazo no se hubieren cancelado los valores correspondientes, se aplicará lo establecido en la Regulación Nro. ARCERNNR-001/23 "Régimen de las transacciones comerciales en el sector eléctrico ecuatoriano" o la que le sustituya.

El procedimiento para el pago de las TIE, será parte de los Acuerdos Comerciales que debe suscribir el CENACE.

ARTÍCULO 19. Garantía de pago a las TIE.

19.1 Alcance.

Con el objeto de garantizar el pago de las TIE, se establecerá un esquema de garantías financieras que permita al CENACE, como Administrador del Mercado Ecuatoriano, cumplir con las obligaciones económicas derivadas

de las Transacciones Internacionales de Electricidad.

Este esquema deberá ser aplicado en forma conjunta y simétrica entre los Administradores de los Mercados involucrados en una TIE, aspecto que deberá ser observado por el CENACE en el desarrollo de los Acuerdos Comerciales, e informado a la Administración de la ARCONEL en caso de presentarse inconvenientes.

19.2 Definición del esquema.

El esquema de garantías a implementarse en el mercado ecuatoriano para el pago de las TIE, será el de una garantía de pago semanal, es decir que el Mercado Eléctrico Ecuatoriano deberá depositar por adelantado los valores calculados correspondientes a estas transacciones.

Para ello, los valores recaudados por adelantado, serán depositados en cuentas independientes, cuyo beneficiario exclusivo será el mercado exportador. El CENACE, como Administrador del mercado, constituirá las cuentas que considere necesarias para cumplir con el presente esquema.

19.3 Conformación del monto semanal.

El CENACE, con anticipación a la operación comercial de las TIE, determinará el valor equivalente a una transferencia semanal, considerando aspectos de seguridad y confiabilidad, conforme el procedimiento de aplicación elaborado por el CENACE. Este valor será determinado de común acuerdo entre los Administradores del mercado, involucrados en una transacción internacional.

Para la conformación de este monto semanal, el CENACE calculará el aporte de los Participantes Mayoristas del Sector Eléctrico en función de la normativa vigente, dictada por la ARCONEL.

El valor así determinado será depositado por los Participantes Mayoristas del Sector Eléctrico en las cuentas que para el efecto determine el CENACE, quien será el responsable de administrar estos valores y cuyos rendimientos serán propiedad de los Participantes Mayoristas del Sector Eléctrico aportantes.

19.4 Mecanismo de cálculo.

El mecanismo de cálculo para determinar la garantía semanal deberá considerar la asignación del 50 % de las rentas de congestión al país exportador.

El CENACE con el Administrador del mercado del país involucrado establecerán el mecanismo de cálculo de las garantías semanales, procedimiento en el que deberá constar que el sistema importador deberá validar los montos calculados por el sistema exportador.

Así mismo deberá establecerse en dicho procedimiento que las transacciones se realizarán únicamente cuando el sistema exportador verifique el depósito de la garantía de pago semanal, en caso de que el monto depositado sea parcial, el administrador del mercado exportador, transferirá energía de manera proporcional al monto garantizado para el total de la semana, esta proporción se aplicará al total de la energía semanal y no a los montos diarios a transferirse.

El proceso de cálculo y asignación de garantías se repetirá semanalmente y los montos podrán ser reajustados diariamente, semanalmente, mensualmente o como producto de reliquidaciones a la facturación de las TIE y conforme se disponga de Información más precisa. Los montos que resultaren de la ejecución de los referidos ajustes serán cubiertos por los Participantes Mayoristas del Sector Eléctrico con la oportunidad que defina el CENACE.

19.5 Incumplimiento de los Participantes Mayoristas del Sector Eléctrico.

El incumplimiento de las obligaciones establecidas en la presente Regulación será considerado como una infracción, en conformidad con lo establecido en el Capítulo V de la LOSPEE, y su juzgamiento se sujetará a lo dispuesto en la LOSPEE y demás normativa relacionada con el tema.

ARTÍCULO 20. Suspensión total o parcial de las TIE.

El CENACE suspenderá o limitará la ejecución de las Transacciones Internacionales de Electricidad de corto plazo, en función de los eventos que se exponen a continuación:

20.1 Incumplimiento del mercado importador.

- a) Por el incumplimiento total en el depósito de la garantía de pago semanal requerido para atender las Transacciones Internacionales de Electricidad de corto plazo.
- b) Por incumplimiento parcial en el depósito de la garantía de pago semanal requerido para atender las Transacciones Internacionales de Electricidad de corto plazo. En este caso el CENACE limitará las exportaciones hasta el monto correspondiente al valor depositado por el Administrador del mercado importador.
- c) Por mora en el pago de las facturas por parte del Administrador del mercado importador, hasta tanto se cancelen estas obligaciones. Para esos fines, se entenderá que el Administrador del mercado importador incurre en mora a partir del día siguiente al de la fecha de vencimiento de la factura.

20.2 Incumplimiento de los Participantes Mayoristas del Sector Eléctrico.

Las TIE serán suspendidas por incumplimiento total, de parte de todos los Participantes Mayoristas del Sector Eléctrico, en el depósito de la garantía de pago semanal para atender dichas transacciones.

En caso de que sólo parte de los Participantes Mayoristas del Sector Eléctrico hubieren efectuado el depósito de garantía de pago semanal, las TIE serán limitadas al monto del depósito disponible; por lo tanto, los Participantes Mayoristas del Sector Eléctrico que hubieren incumplido estarán sujetos a lo dispuesto en el artículo 19 de la presente Regulación.

De presentarse cualquiera de los eventos antes citados, el CENACE informará a la Administración de la ARCONEL, y al Organismo Regulador y al Administrador del mercado del país involucrado, sobre las razones que dieron lugar a la suspensión o limitación de la transacción de electricidad, dentro de las veinticuatro (24) horas siguientes al momento en que se tenga conocimiento de la ocurrencia de dichos eventos. Las notificaciones serán por escrito.

ARTÍCULO 21. Reliquidaciones de las TIE.

En relación con el número de reliquidaciones o ajustes permitidos, luego de la emisión de la factura mensual por una TIE, no debe ser más de dos en total. Los aspectos de detalle respecto a este procedimiento de reliquidación, deberán ser acordados por los Administradores de los mercados.

ARTÍCULO 22. Auditorías externas.

El CENACE, de forma coordinada con los Operadores del sistema y Administrador del mercado de los países con los que se haya efectuado transacciones internacionales, podrá efectuar auditorías a los procesos operativos y comerciales relacionados con las Transacciones Internacionales de Electricidad.

Las auditorías serán realizadas a costo del CENACE y por lo menos una vez al año, por una firma auditora reconocida, seleccionada por el Operador Nacional de Electricidad, en forma competitiva, la cual deberá tener

como mínimo el siguiente alcance:

- Aplicación de la normativa vigente.
- Auditar la estructura y cumplimiento de los acuerdos operativo y comercial.
- Auditar los procesos de despacho económico coordinado, modelación de las TIE, formación de precios, operación y determinación de parámetros técnicos y operativos de los enlaces.
- Auditar los procesos de administración, liquidación y facturación de las TIE.
- Auditar los procesos para la determinación de los montos de las garantías de pago semanal, y la administración de los recursos de los Participantes Mayoristas del Sector Eléctrico.
- Auditar las razones por las cuales se hayan producido suspensiones totales o parciales de una TIE.
- Auditar el software utilizado por el CENACE, para los procesos de las TIE.
- Auditar la validez de la información o registros, tanto comerciales como operativos.

Los informes deberán ser puestos a consideración de la Administración de las ARCONEL y de los Operadores de los sistemas y Administradores de los mercados con los que se haya efectuado transacciones internacionales.

ARTÍCULO 23. Ajustes Regulatorios.

El CENACE solicitará de manera motivada a la Administración de la ARCONEL las reformas a la normativa vigente, para que el Organismo Regulador las analice y proceda con los reajustes correspondientes.

DISPOSICIONES GENERALES

Primera: La presente Regulación estará en vigor hasta que entre en plena vigencia la Decisión 816 de la Comunidad Andina.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Primera: La Administración de la ARCONEL, en conjunto con los Organismos Reguladores de los países miembros de la Comunidad Andina, revisarán, con base en las recomendaciones de los Operadores de los Sistemas y Administradores de los mercados, los criterios técnicos y comerciales para asignar los requerimientos por servicios de regulación de frecuencia, control automático de generación, reservas operativas, control de los intercambios y por desviaciones del despacho económico programado aplicables a las Transacciones Internacionales de Electricidad.

Segunda: Los procedimientos que deba realizar o modificar el CENACE, serán actualizados y presentados a la Administración de la ARCONEL en un plazo de seis (6) meses contados a partir de la aprobación de la presente Regulación. El CENACE durante este período de transición respetará la vigencia de los procedimientos aprobados, excepto en las disposiciones que se contrapongan con la presente Regulación y las Decisiones CAN aplicables.

Tercera: Los acuerdos comercial y operativo suscritos por los administradores y operadores de ambos mercados deberán ser revisados y ajustados a lo establecido en esta Regulación y en las Decisiones CAN aplicables, para lo cual CENACE deberá coordinar con los operadores y administradores de los mercados involucrados, las reformas necesarias y su plazo de ejecución, de lo cual deberá mantener informado a la Administración de la ARCONEL. Durante este período de transición se respetará la vigencia de los acuerdos comerciales y operativos suscritos, excepto en las disposiciones que se contrapongan directamente con la presente Regulación y las Decisiones CAN aplicables.

Cuarta: Para la aplicación de la asignación de las rentas de congestión que resulten de la exportación de energía eléctrica a Colombia, conforme lo establecido en el numeral 14.7 de esta Regulación, el CENACE dispondrá del plazo de un (1) mes para la elaboración del procedimiento de aplicación, contado a partir de la aprobación de esta Regulación. Hasta tanto el CENACE continuará aplicando los procedimientos y pronunciamientos de la

Agencia que no se contrapongan a la presente regulación.

DISPOSICIÓN DEROGATORIA

Deróguese todas las normas de igual o menor jerarquía que se opongan o no guarden conformidad con las disposiciones de la presente regulación y específicamente:

- a) Regulación Nro. CONELEC-004/10 “Desarrollo de las Transacciones Internacionales de Electricidad en el período de vigencia de la Decisión 720 de la Comunidad Andina”, aprobada el 2 de septiembre de 2010.
- b) Resolución Nro. CONELEC-066/12, aprobada por el Directorio del CONELEC el 4 de junio de 2012.
- c) Resolución Nro. ARCONEL-17/18, aprobada por el directorio de la ARCONEL el 13 de abril de 2018.

DISPOSICIÓN FINAL

Vigencia: Esta regulación entrará en vigor a partir de la fecha de su expedición, sin perjuicio de su publicación en el Registro Oficial, y de su aplicación se encargará la Agencia de Regulación y Control de Electricidad.

Dado en la ciudad de San Francisco de Quito, Distrito Metropolitano, a los 14 días del mes de marzo de 2025.



Firmado electrónicamente por:
**ROMMEL PATRICIO
AGUILAR CHIRIBOGA**

Dr. Rommel Patricio Aguilar Chiriboga
Director Ejecutivo
Secretario del Directorio
Agencia de Regulación y Control de Electricidad

DANIELA SOLEDAD MENA
ESTRELLA
Nombre de reconocimiento C-EC, O-SECURITY DATA S.A. 2.
CU-ENTIDAD DE CERTIFICACION DE INFORMACION
SERIALNUMBER=1719444935-190325143815, CN=DANIELA SOLEDAD
MENA ESTRELLA
Razon: CERTIFICO QUE ES FIEL COPIA DEL ORIGINAL
Localización: REPOSA EN LOS ARCHIVOS DE LA DGDA DE ARCONEL
Fecha: 2025-03-21T16:39:41.516229-05:00

ANEXO 1

En este anexo se detalla la metodología de cálculo de los sobrecostos aplicables a la demanda internacional en cada período horario.

1. Costo de Mercado de Corto Plazo para Exportación.

Para calcular el Costo de Mercado de Corto Plazo para exportación, se aplicarán las siguientes reglas:

- a) Se realizará el Despacho económico para satisfacer la demanda nacional más la demanda internacional.
- b) Con los resultados del literal a), para cada hora se ordenarán las plantas despachadas de acuerdo al orden de mérito.
- c) El Costo de Mercado de Corto Plazo para exportación, corresponderá al costo variable de la última planta requerida para satisfacer la demanda nacional más la demanda internacional.

2. Costos Asociados a la Exportación (CAE).

El CAE corresponderá al costo ocasionado por las unidades que ingresan para realizar la exportación de electricidad, cuyo costo variable está por encima del costo horario de energía obtenido del despacho económico considerando únicamente el abastecimiento a la demanda nacional, incluyéndose además los costos energizados de arranque y parada que sean asumibles a la exportación.

$$CAE = \left[\sum_{j=1}^N CV_j \times Eb_j - CMCP_{int} \times En_j \right] + [CA]$$

Donde:

CAE:	Costos Asociados a la Exportación
CV_j :	Costo variable de la unidad j considerando precios internacionales de combustibles
Eb_j :	Energía bruta de la unidad j considerando precios internacionales de combustibles
$CMCP_{int}$:	Costo horario de energía obtenido del despacho económico considerando únicamente el abastecimiento a la demanda nacional
En_j :	Energía neta de la unidad j
CA:	Costos asociados al arranque y/o parada de unidades de generación y otros aplicables a la exportación de electricidad.



Abg. 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

IM/FA

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.