

REGISTRO OFICIAL[®]

ÓRGANO DE LA REPÚBLICA DEL ECUADOR

SUMARIO:

Págs.

FUNCIÓN EJECUTIVA

ACUERDO:

**MINISTERIO DE AGRICULTURA,
GANADERÍA Y PESCA:**

116	Se delegan facultades al/la titular del Viceministerio de Acuicultura y Pesca y a otros	2
-----	---	---

RESOLUCIONES:

**AGENCIA DE REGULACIÓN
Y CONTROL DE ELECTRICIDAD:**

ARCONEL-013/25	Se expide la Regulación “Operación del Sistema Nacional Interconectado en Condiciones de Déficit de Generación y Racionamiento de Energía Eléctrica”	9
ARCONEL-014/25	Se expide la Regulación “Normativa para incentivar generación con Energía Renovable No Convencional mayor a 10 MW y menor o igual a 100 MW”	36

Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca

ACUERDO MINISTERIAL No. 116
EL MINISTRO DE AGRICULTURA, GANADERÍA Y PESCA

CONSIDERANDO:

Que, el artículo 82 de la Constitución de la República del Ecuador, prevé que: *“El derecho a la seguridad jurídica se fundamenta en el respeto a la Constitución y en la existencia de normas jurídicas precisas, claras, públicas y aplicadas por las autoridades competentes”*;

Que, el artículo 154 de la Constitución de la República del Ecuador, numeral 1 establece: *“A las ministras y ministros de Estado, además de las atribuciones establecidas en la ley, les corresponde: 1. Ejercer la rectoría de las políticas públicas del área a su cargo y expedir los acuerdos y resoluciones administrativas que requiera su gestión. (...)”*;

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

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

Que, el artículo 233 de la Constitución de la República del Ecuador, determina: *“Ninguna servidora ni servidor público estará exento de responsabilidades por los actos realizados en el ejercicio de sus funciones o por omisiones, y serán responsable administrativa, civil y penalmente por el manejo y administración de fondos, bienes o recursos públicos. Las servidoras o servidores públicos y los delegados o representantes a los cuerpos colegiados a las instituciones del Estado, estarán sujetos a las sanciones establecidas por delitos de peculado, cohecho, concusión y enriquecimiento ilícito. (...)”*;

Que, el artículo 3 del Código Orgánico Administrativo en cuanto al principio de eficacia, establece: *“Principio de eficacia. Las actuaciones administrativas se realizan en función del cumplimiento de los fines previstos para cada órgano o entidad pública, en el ámbito de sus competencias”*;

Que, el artículo 7 del Código Orgánico Administrativo, prevé: *“Principio de desconcentración: la función administrativa se desarrolla bajo el criterio de distribución objetiva de funciones, privilegia la delegación de la repartición de funciones entre los órganos de una misma administración pública, para descongestionar y acercar las administraciones a las personas.”*;

Que, el artículo 68 del Código Orgánico Administrativo, señala: *“La competencia es irrenunciable y se ejerce por los órganos o entidades señalados en el ordenamiento jurídico, salvo los casos de delegación, avocación, suplencia, subrogación, descentralización y desconcentración cuando se efectúen en los términos previstos en la ley”*;

Que, el artículo 69 del Código Orgánico Administrativo, determina: *“Los órganos administrativos pueden delegar el ejercicio de sus competencias, incluida la de gestión, en: 1. Otros órganos o entidades de la misma administración pública, jerárquicamente dependientes (...)”*;

Que, el artículo 71 del Código Orgánico Administrativo, dispone: *“Son efectos de la delegación: 1. Las decisiones delegadas se consideran adoptadas por el delegante. 2. La responsabilidad por las decisiones adoptadas por el delegado o el delegante, según corresponda”*;

Que, el artículo 84 del Código Orgánico Administrativo, determina: *“La desconcentración es el traslado de funciones desde el nivel central de una administración pública hacia otros niveles jerárquicamente dependientes de la misma, manteniendo la primera, la responsabilidad por su ejercicio”*;

Que, en el numeral 9a del artículo 6 de la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública, se establece: *“Delegación. - Es la traslación de determinadas facultades y atribuciones de un órgano superior a otro inferior, a través de la máxima autoridad, en el ejercicio de su competencia y por un tiempo determinado.*

Son delegables todas las facultades y atribuciones previstas en esta Ley para la máxima autoridad de las entidades y organismos que son parte del sistema nacional de contratación pública.

La resolución que la máxima autoridad emita para el efecto podrá instrumentarse en decretos, acuerdos, resoluciones, oficios o memorandos y determinará el contenido y alcance de la delegación, sin perjuicio de su publicación en el Registro Oficial, de ser el caso. Las máximas autoridades de las personas jurídicas de derecho privado que actúen como entidades contratantes, otorgarán poderes o emitirán delegaciones, según corresponda, conforme a la normativa de derecho privado que les sea aplicable.

En el ámbito de responsabilidades derivadas de las actuaciones, producto de las delegaciones o poderes emitidos, se estará al régimen aplicable a la materia”;

Que, el artículo 61 de la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública, se establece lo siguiente: *“Delegación. - Si la máxima autoridad de la Entidad Contratante decide delegar la suscripción de los contratos a funcionarios o empleados de la entidad u organismos adscritos a ella o bien a funcionarios o empleados de otras entidades del Estado, deberá emitir la resolución respectiva sin que sea necesario publicarla en el Registro Oficial, debiendo darse a conocer en el Portal COMPRASPÚBLICAS”*;

Que, el literal e), numeral 1 del artículo 77 de la Ley Orgánica de la Contraloría General del Estado, establece como una de las atribuciones y obligaciones específicas del titular de la

entidad: “(...) *Dictar los correspondientes reglamentos y demás normas secundarias necesarias para el eficiente, efectivo y económico funcionamiento de sus instituciones (...)*”;

Que, el artículo 8 de la Ley Orgánica para la Optimización y Eficiencia de Trámites Administrativos, establece como política la simplificación de trámites;

Que, el artículo 6 del Reglamento General a la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública, prescribe: “*Delegación. - Son delegables todas las facultades previstas para la máxima autoridad tanto en la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública como en este Reglamento General, con excepción de lo previsto en el primer inciso del artículo 57 de la referida Ley, aun cuando no conste en dicha normativa la facultad de delegación expresa. La resolución que la máxima autoridad emita para el efecto determinará el contenido y alcance de la delegación. (...)*”;

Que, el artículo 17 del Estatuto del Régimen Jurídico y Administrativo de la Función Ejecutiva determina: “*De los Ministros. - Los ministros de Estado son competentes para el despacho de todos los asuntos inherentes a sus ministerios sin necesidad de autorización alguna del Presidente de la República, salvo los casos expresamente señalados en leyes especiales (...)*”;

Que, mediante Decreto Ejecutivo Nro. 13 de 23 de noviembre del 2023, el Presidente Constitucional de la República del Ecuador, Daniel Roy Gilchrist Noboa Azín, designó al señor Franklin Danilo Palacios Márquez como Ministro de Agricultura y Ganadería; designación que fue ratificada por el primer mandatario mediante Decreto Ejecutivo Nro. 11 de 27 de mayo de 2025;

Que, mediante Decreto ejecutivo Nro. 99 de 14 de agosto de 2025, el Presidente Constitucional de la República del Ecuador, dispuso lo siguiente: “*(...) Artículo 4.- Una vez concluido el proceso de traslado, a través de fusión por absorción, contemplado en el artículo 2 del presente decreto, modifíquese la denominación del Ministerio de Agricultura y Ganadería a Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca, el cual asumirá todas las obligaciones y competencias, atribuciones, funciones, representaciones y delegaciones constantes en leyes, decretos, reglamentos y demás normativa vigente que le correspondían al Ministerio de Producción, Comercio Exterior, Inversiones y Pesca en materia de acuicultura y pesca*”.

Que, mediante Decreto Ejecutivo No. 139, de 16 de septiembre de 2025, el señor Daniel Noboa Azín, Presidente Constitucional de la República, designó al señor Franklin Danilo Palacios Márquez como Ministro de Agricultura, Ganadería y Pesca;

Que, mediante Acuerdo Ministerial Nro. 030 de 31 de marzo de 2025 se expidió la Reforma al Estatuto Orgánico del Ministerio de Agricultura y Ganadería (MAG);

Que, el ítem 1.1.1.1 del Art. 10 la Reforma al Estatuto Orgánico del Ministerio de Agricultura y Ganadería, contempla entre las atribuciones y responsabilidades del Ministro: *a) Representar legal,*

judicial y extrajudicialmente a la institución; (...) c) Expedir los acuerdos y resoluciones administrativas que requieran su gestión; (...) h) Definir la gestión estratégica institucional, mediante la implementación de planes, programas y proyectos, simplificación de trámites que garanticen el cumplimiento de los objetivos institucionales; i) Delegar competencias y atribuciones a los/las Viceministros/as, Subsecretarios/as, Coordinadores/as Generales, Directores/as Nacionales y Directores/as Distritales de la institución, así como a las autoridades de las entidades adscritas, cuando por razones institucionales así lo requiera (...); y,

Que, mediante “INFORME TÉCNICO DE JUSTIFICACION PARA LA EMISION DE UN ACUERDO MINISTERIAL QUE VIABILICE LA CONTRATACIÓN PÚBLICA EN EL VICEMINISTERIO DE ACUACULTURA Y PESCA DEL MINISTERIO DE AGRICULTURA, GANADERIA Y PESCA”, de fecha 1 de octubre de 2025, elaborado por el Ing. Andres Riera, Líder de la Unidad de Contratación Pública, revisado y aprobado por el Abg. Andres Galindo, Director Administrativo, recomendaron lo siguiente: “*Se recomienda la emisión de un Acuerdo Ministerial que delegue al titular del Viceministerio de Acuicultura y Pesca las facultades atribuibles a la Máxima Autoridad, en el ámbito de la contratación pública, que le permitan gestionar, dentro de su competencia, todas las actividades necesarias, así como la emisión de actos administrativos y documentos para la ejecución de los procesos de contratación pública del Viceministerio en sus fases: 1) preparatoria, 2) precontractual, 3) suscripción, 4) contractual o de ejecución, y 5) evaluación.*”.

En ejercicio de las facultades constitucionales, legales, y reglamentarias antes singularizadas y con sustento en las consideraciones expuestas.

ACUERDA:

CAPITULO I.

ORDENADOR DE GASTO CORRIENTE

ARTÍCULO. 1.- Delegar al/la titular del Viceministerio de Acuicultura y Pesca, o quien haga sus veces, las facultades atribuibles a la máxima autoridad, en el ámbito de la contratación pública para gasto corriente, delegación que le permitirá autorizar el gasto en todos los procedimientos de contratación pública en el ámbito de su competencia, sin límite de monto, lo siguiente:

- a) Autorizar el gasto en los procesos de ejecución de obras, adquisición de bienes y prestación de servicios, incluidos los de consultoría;
- b) Iniciar el proceso de contratación;
- c) Aprobar y/o modificar los pliegos;
- d) Designar los integrantes que conformarán la Comisión Técnica o designar al delegado a calificar, de ser el caso;
- e) Cancelar, declarar desierto, archivar o reaperturar el proceso de contratación pública;
- f) Adjudicar el proceso de contratación, suscribir el contrato y sus instrumentos complementarios y/o modificatorios; terminación unilateral y de terminación de mutuo acuerdo;

- g) Nombrar administradores de contratos;
- h) Gestionar los reclamos administrativos que se presenten en los procedimientos delegados, hasta su resolución, de conformidad con los requisitos previstos y términos establecidos en la norma aplicable;
- i) Cumplir con las demás actividades de las fases preparatoria, precontractual, contractual, y de seguimiento establecidos en la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública, su Reglamento General y demás normativa vigente, para lo cual, gestionará, expedirá y suscribirá todo acto administrativo o documento que sea necesario;
- j) Suscribir las órdenes de compra de catálogo electrónico, siempre que las necesidades hayan sido generadas por las unidades y proyectos que dependan del Viceministerio de Acuicultura y Pesca. Las contrataciones referentes a compras por catálogo electrónico serán efectuadas por el/la delegado/a desde un monto mayor a 0 sin límite del coeficiente del Presupuesto Inicial del Estado (PIE).”;
- k) Y demás actividades de las fases preparatoria, precontractual, suscripción, contractual o de ejecución y de evaluación establecidos en la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública, su Reglamento General y demás normativa vigente, mediante el inicio, gestión y suscripción de todos los actos administrativos y documentos necesarios para la adecuada ejecución.

CAPÍTULO II.

ORDENADORES DE GASTO DE INVERSIÓN

ARTÍCULO 2.- Delegar a los titulares de las Subsecretarías y Gerencias de Proyectos que pertenecen al Viceministerio de Acuicultura y Pesca, las facultades atribuibles a la máxima autoridad, en el ámbito de la contratación pública para gasto de inversión, delegación que le permitirá autorizar el gasto en todos los procedimientos de contratación pública en el ámbito de su competencia, lo siguiente:

- a) Autorizar el gasto en los procesos de ejecución de obras, adquisición de bienes y prestación de servicios, incluidos los de consultoría;
- b) Iniciar el proceso de contratación;
- c) Aprobar y/o modificar los pliegos;
- d) Designar los integrantes que conformarán la Comisión Técnica o designar al delegado a calificar, de ser el caso;
- e) Cancelar, declarar desierto, archivar o reaperturar el proceso de contratación pública;
- f) Adjudicar el proceso de contratación, suscribir el contrato y sus instrumentos complementarios y/o modificatorios; terminación unilateral y de terminación de mutuo acuerdo;
- g) Nombrar administradores de contratos;

- h) Gestionar los reclamos administrativos que se presenten en los procedimientos delegados, hasta su resolución, de conformidad con los requisitos previstos y términos establecidos en la norma aplicable;
- i) Cumplir con las demás actividades de las fases preparatoria, precontractual, contractual, y de seguimiento establecidos en la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública, su Reglamento General y demás normativa vigente, para lo cual, gestionará, expedirá y suscribirá todo acto administrativo o documento que sea necesario;
- j) Suscribir las órdenes de compra de catálogo electrónico, siempre que las necesidades hayan sido generadas por las unidades y proyectos que dependan del Viceministerio de Acuicultura y Pesca. Las contrataciones referentes a compras por catálogo electrónico serán efectuadas por el/la delegado/a desde un monto mayor a 0 sin límite del coeficiente del Presupuesto Inicial del Estado (PIE).”;
- k) Y demás actividades de las fases preparatoria, precontractual, suscripción, contractual o de ejecución y de evaluación establecidos en la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública, su Reglamento General y demás normativa vigente, mediante el inicio, gestión y suscripción de todos los actos administrativos y documentos necesarios para la adecuada ejecución, de acuerdo a los siguientes coeficientes del Presupuesto Inicial del Estado (PIE):

AUTORIZADOR DE GASTO	COEFICIENTE (PIE)	
	MAYOR	HASTA
Gerentes de Proyectos	0	0,00002
Subsecretarios	0,00002	0,00008

ARTÍCULO 3.- Las contrataciones cuya cuantía supere el valor que resulte de multiplicar el coeficiente 0,00008 por el monto del Presupuesto Inicial del Estado (PIE), serán aprobadas y autorizadas por el/la Viceministro/a de Acuicultura y Pesca. Cabe indicar que una vez que se cuente con la autorización señalada, el área requirente continuará con el procedimiento de contratación.

ARTÍCULO 4.- Los Programas y Proyectos que no cuenten con un Gerente, solicitaran la autorización de gasto en todos los procedimientos de contratación pública en el ámbito de su competencia por medio de las Subsecretarías cuya responsabilidad de ejecución, supervisión y desarrollo se encuentre a su cargo.

Solamente para estos casos, se aplicarán los siguientes coeficientes del Presupuesto Inicial del Estado (PIE):

AUTORIZADOR DE GASTO	COEFICIENTE (PIE)	
	MAYOR	HASTA
Subsecretarios	0	0,00008

DISPOSICIONES GENERALES

PRIMERA. – Quien ejecute la presente delegación, solicitará a la Coordinación General Administrativa Financiera realizar el trámite correspondiente ante la Contraloría General del Estado, para la obtención del informe de pertinencia, como requisito previo al inicio del procedimiento de contratación en los casos que la Ley lo requiera.

SEGUNDA. - Quien ejecute la presente delegación, observará y cumplirá de manera obligatoria los procedimientos de las fases preparatoria, precontractual, suscripción, contractual o de ejecución y de evaluación previstos en la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública, su Reglamento General y demás disposiciones emitidas por el SERCOP y organismos de control.

TERCERA. - Encárguese a la Dirección de Gestión Documental y Archivo, el registro, archivo y publicación del presente instrumento, así como su socialización y notificación a la/s unidad/es y entidad/es que corresponda, de conformidad con las atribuciones y responsabilidades constantes en el numeral 1.3.2.1.4 de la Reforma al Estatuto Orgánico del Ministerio de Agricultura y Ganadería.

DISPOSICIÓN FINAL

ÚNICA. – El presente Acuerdo Ministerial entrará en vigencia desde la fecha de su suscripción, sin perjuicio de su publicación, en el Registro Oficial.

COMUNÍQUESE Y PUBLÍQUESE. -

Dado en la ciudad de Quito, Distrito Metropolitano, a los 08 días del mes de octubre de 2025.



Franklin Danilo Palacios Márquez
MINISTRO DE AGRICULTURA, GANADERÍA Y PESCA

RESOLUCIÓN NRO. ARCONEL-013/25

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

Considerando:

- Que**, el literal l) del numeral 7 del artículo 76 de la Constitución de la República del Ecuador establece: *“Las resoluciones de los poderes públicos deberán ser motivadas. No habrá motivación si en la resolución no se enuncian las normas o principios jurídicos en que se funda y no se explica la pertinencia de su aplicación a los antecedentes de hecho. Los actos administrativos, resoluciones o fallos que no se encuentren debidamente motivados se considerarán nulos...”*;
- Que**, el artículo 82 de la Constitución de la República del Ecuador, determina: *“el derecho a la seguridad jurídica se fundamenta en el respeto a la Constitución y en la existencia de normas jurídicas previas, claras, públicas y aplicadas por las autoridades competentes”*;
- Que**, el artículo 226 de la Constitución de la República del Ecuador dispone: *“Las instituciones del Estado, sus organismos, dependencias, las servidoras o servidores públicos y las personas que actúen en virtud de una potestad estatal ejercerán solamente las competencias y facultades que les sean atribuidas en la Constitución y la Ley. Tendrán el deber de coordinar acciones para el cumplimiento de sus fines y hacer efectivo el goce y ejercicio de los derechos reconocidos en la Constitución”*;
- Que**, el artículo 227 de la Constitución de la República del Ecuador señala: *“La administración pública constituye un servicio a la colectividad que se rige por los principios de eficacia, eficiencia, calidad, jerarquía, desconcentración, descentralización, coordinación, participación, planificación, transparencia y evaluación”*;
- Que**, el numeral 3 de artículo 284, de la Constitución de la República del Ecuador, dispone que el Estado tiene como uno de los objetivos de su política económica asegurar la soberanía energética;
- Que**, el artículo 313 de la Constitución de la República del Ecuador establece: *“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 de la República del Ecuador establece que el Estado es el responsable de la provisión 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**, en el Registro Oficial, Tercer Suplemento No. 418, de 16 de enero de 2015, se promulgó la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE), la cual establece el

esquema de funcionamiento del sector eléctrico ecuatoriano, así como su estructura institucional y empresarial;

Que, la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, LOSPEE, ha tenido varias reformas, de las cuales, las últimas se incorporaron en la Ley Orgánica de Competitividad Energética y en la “Ley Orgánica para Impulsar la Iniciativa Privada en la Generación de Energías”, publicada en el Segundo Suplemento del Registro Oficial 475 de 11 de enero de 2024 y en el Suplemento Nro.673 de 28 de octubre de 2024, respectivamente;

Que, el artículo 2, en sus numerales 3 y 4, relativo a los objetivos específicos de la LOSPEE, señala: “... 3. *Proteger los derechos de los consumidores o usuarios finales del servicio público de energía eléctrica;* 4. *Asegurar la gobernabilidad del sector mediante una estructura institucional adecuada, una definición clara de funciones y un sistema de rendición de cuentas...*”;

Que, el artículo 3 de la LOSPEE contiene la siguiente definición: “... 15. *Suspensión del servicio: Es la capacidad de la empresa eléctrica a interrumpir la prestación del servicio público de energía eléctrica al consumidor o usuario final, por falta de pago del consumo facturado, por fuerza mayor o caso fortuito; o por motivos de mantenimiento programados...*”;

Que, el artículo 4 de la LOSPEE, establece los derechos de los consumidores o usuarios finales, entre estos, recibir el servicio público de energía eléctrica acorde con los principios constitucionales de eficiencia, responsabilidad, continuidad, calidad y precio equitativo; y, recibir un trato equitativo, no discriminatorio o abusivo, en la prestación del servicio público de energía eléctrica;

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

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

Que, el artículo 17 de la LOSPEE, establece como atribuciones y deberes del Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad: “... 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 (CENACE), y dispone a dicha entidad que “... *en el cumplimiento de sus*

funciones deberá resguardar las condiciones de seguridad y calidad de operación del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I), sujetándose a las regulaciones que expida la agencia de regulación y control competente...”;

Que, el artículo 21 de la LOSPEE 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; 3. Coordinar la operación en tiempo real del S.N.I., considerando condiciones de seguridad, calidad y economía; (...)* 6. *Coordinar la planificación y ejecución del mantenimiento de generación y transmisión; (...)* Supervisar y coordinar el abastecimiento y uso de combustibles para la generación del sector eléctrico; ...”;

Que, el artículo 16 del RGLOSPEE, establece: “*Plan Maestro de Electricidad. Los resultados del proceso de planificación estarán contenidos en el Plan Maestro de Electricidad-PME con una proyección a diez (10) años. Este plan contendrá: (...) f) Evaluación económica, financiera, social-ambiental y de riesgos del sector eléctrico; (...). El PME será actualizado con una periodicidad de cuatro (4) años y podrá ser ajustado dentro de dicho periodo...”;*

Que, el artículo 94 del RGLOSPEE, establece que: “*Ámbito de competencia o responsabilidad. - 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...”;*

Que, el artículo 95 del RGLOSPEE, establece: “*Planeamiento operativo. - 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 103 del RGLOSPEE, establece que: “*De la operación en tiempo real. – El CENACE coordinará la operación en tiempo real con los centros de control de los generadores, del transmisor, de las distribuidoras, y de los operadores de los demás países, para mantener las condiciones de calidad y seguridad del sistema dentro de los rangos preestablecidos, tanto en condiciones normales, de alerta y de emergencia, cumpliendo con la normativa vigente. El CENACE podrá realizar cambios en la operación y tomará decisiones orientadas a restablecer la condición normal de operación del sistema en condiciones de alerta y/o de emergencia, conforme lo establecido en la regulación pertinente. El CENACE remitirá los informes correspondientes a la ARCONEL sobre las acciones tomadas, a fin de que sean evaluadas, y de ser el caso, establecer las acciones que correspondan”;*

- Que,** mediante Resolución No. CONELEC-039/05 de 02 de febrero de 2005, el Directorio del extinto CONELEC aprobó la Regulación No. CONELEC - 001/05 denominada *“Operación del Sistema Nacional Interconectado en Condiciones de Déficit de Generación”*, cuyo objetivo es establecer los procedimientos para la operación del Sistema Nacional Interconectado en condiciones de déficit de generación, así como el manejo de los racionamientos de servicio eléctrico;
- Que,** el Decreto Ejecutivo Nro. 307, de 26 de junio de 2024, emitido por el Presidente de la República, en el artículo 1 dispuso: *“Declárese a la mejora regulatoria como Política Nacional, con el fin de asegurar una adecuada gestión regulatoria gubernamental, mejorar la calidad de vida de la población, fomentar la competitividad y el emprendimiento, propender a la eficiencia en la economía y garantizar la trasferencia y seguridad jurídica del país.”*;
- Que,** el artículo 2 del Decreto Ejecutivo Nro. 307 antes citado, estableció que son fines de la mejora regulatoria los siguientes *“a) Garantizar una adecuada gestión regulatoria en todas las entidades de la Función Ejecutiva, b) Mejorar la calidad de las regulaciones para favorecer el clima de negocios e inversiones, promover la innovación e impulsar la economía popular y solidaria y el emprendimiento de pequeñas y medianas empresas, reduciendo la imposición de costos de cumplimiento, c) Fortalecer las capacidades institucionales para gestionar efectivamente los procesos de mejora regulatoria, d) Garantizar la seguridad jurídica, a través del mejoramiento del entorno regulatorio, fortaleciendo así la confianza de los ciudadanos frente a la gestión pública...”*;
- Que,** el señor Presidente de la República con Decreto Ejecutivo Nro. 355 de 14 de agosto de 2024, en sus artículos 1 y 2 dispuso al Ministerio de Energía y Minas como ente rector del sector eléctrico, coordine y ejecute todas las acciones necesarias, junto con el Operador Nacional de Electricidad – CENACE, para evitar los efectos que pueda producir el estiaje, en la prestación del servicio de energía eléctrica; y, dispuso al Ministerio de Energía y Minas coordinar y realizar todas las acciones necesarias con las empresas de generación, transmisión y distribución de energía con el fin de cubrir la demanda y garantizar la prestación regular del servicio de energía eléctrica como producto *del estiaje*;
- Que,** mediante Resolución Nro. ARCONEL-002/2024, de 04 de septiembre de 2024, el Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, en ejercicio de sus atribuciones, adoptó de manera temporal el Reglamento para el Funcionamiento del Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables - ARCERNNR expedido mediante Resolución Nro. ARCERNNR-006/2021;
- Que,** el primer inciso del artículo 8 del precitado Reglamento señala: *“... El Secretario será responsable por todas sus acciones y omisiones, en particular de informar oportunamente al Presidente y a los miembros del Directorio, según corresponda, de los asuntos que éstos deban conocer y resolver; verificar que los informes cumplan los requisitos previstos para cada caso, antes de ser puestos a consideración del Directorio; dar seguimiento e informar respecto a la ejecución y efectos de las decisiones del Directorio.” ...*;

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

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

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

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

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

Que, mediante memorando Nro. ARCONEL-CJ-2025-0264-ME, de 12 de octubre de 2025, la Coordinación de Asesoría Jurídica, remitió al Coordinador Nacional de Regulación Eléctrica, el informe jurídico favorable, a fin de que el Directorio de la Agencia, conozca y expida el proyecto de Resolución sustitutiva de la Regulación No. CONELEC-001/05 *“Operación del Sistema Nacional Interconectado en Condiciones de Déficit de Generación”;*

Que, mediante memorando Nro. ARCONEL-CNRE-2025-0233-M, de 12 de octubre de 2025, la Coordinación Nacional de Regulación Eléctrica, puso a consideración de la Dirección Ejecutiva el proyecto de Regulación sustitutiva a la Regulación No. CONELEC-001/05 *“Operación del Sistema Nacional Interconectado en Condiciones de Déficit de Generación”* junto con la documentación de soporte; con la finalidad de que el proyecto sea presentado ante el Directorio Institucional para su conocimiento y resolución;

Que, con Oficio Nro. ARCONEL-ARCONEL-2025-1004-OF de 12 de octubre de 2025, la Dirección Ejecutiva de la ARCONEL realizó la convocatoria a *“Reunión Previa de Trabajo”* a Directorio Institucional para el 14 de octubre de 2025 con la finalidad de abordar como: **“... PUNTO UNO.- Proyecto de Resolución sustitutiva de la Regulación No. CONELEC-001/05 “Operación del Sistema Nacional Interconectado en Condiciones de Déficit de Generación””, en la cual, la Administración de la ARCONEL solventó las observaciones realizadas por los señores miembros de la reunión previa de trabajo, conforme el Acta Nro. 013”,** conforme el artículo 14 del Reglamento temporal para el funcionamiento del Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, acogido mediante Resolución

de Directorio Nro. ARCONEL-002/2024, de 04 de septiembre de 2024; la misma que realizó en la fecha y hora señalada.

Que, con oficio Nro. ARCONEL-ARCONEL-2025-1008-OF, de 15 de octubre 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, a desarrollarse el 16 de octubre de 2025, desde las 11h30 hasta las 15h30, a fin de tratar el siguiente orden del día: **“PUNTO UNO. - Proyecto de Resolución sustitutiva de la Regulación No. CONELEC-001/05 “Operación del Sistema Nacional Interconectado en Condiciones de Déficit de Generación”.**;

En ejercicio de las atribuciones y deberes de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad y de su Directorio, de acuerdo con los artículos 15 numerales 1 y 2; 17 numeral 2 de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica; artículo 3 numeral 2 del Decreto Ejecutivo Nro. 256; y, el artículo 4 literal a del Reglamento para el Funcionamiento del Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, adoptado de manera temporal, el Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, por unanimidad:

En ejercicio de sus atribuciones y facultades, por unanimidad,

RESUELVE:

Artículo 1.- Expedir la Regulación *“Operación del Sistema Nacional Interconectado en Condiciones de Déficit de Generación y Racionamiento de Energía Eléctrica”*, misma que se adjunta a la presente Resolución, con base en los resultados contenidos en el informe técnico Nro. INF.DTR.2025.040 de 11 de octubre de 2025 y el informe jurídico emitido mediante memorando Nro. ARCONEL-CJ-2025-0263-ME de 12 de octubre de 2025, presentados por el Director Ejecutivo, con oficio Nro. ARCONEL-ARCONEL-2025-1008-OF de 15 de octubre 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, acogido mediante Resolución de Directorio Nro. ARCONEL-002/2024, de 04 de septiembre de 2024, el Director Ejecutivo Encargado, 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 Ambiente y Energía; y, a los sujetos inmersos en el ámbito de aplicación de la regulación.

2.2. Establecer las directrices y efectuar la ejecución, seguimiento, evaluación y control de la correcta aplicación de la presente Resolución y de la Regulación denominada *“Operación del*

Sistema Nacional Interconectado en Condiciones de Déficit de Generación y Racionamiento de Energía Eléctrica”.

2.3. Reportar, en el informe de gestión institucional del año 2025, las acciones ejecutadas para dar cumplimiento a lo dispuesto en la presente Resolución.

DISPOSICIÓN DEROGATORIA

Primera. - Derogar la Regulación Nro. CONELEC-001/05 denominada “Operación del Sistema Nacional Interconectado en Condiciones de Déficit de Generación”, expedida por el Consejo Nacional de Electricidad mediante Resolución Nro. 039/05, de 2 de febrero de 2005 y todas las normas de igual o menor jerarquía que se opongan o no guarden conformidad con las disposiciones de la Regulación “Operación del Sistema Nacional Interconectado en Condiciones de Déficit de Generación y Racionamiento de Energía Eléctrica”.

DISPOSICIÓN FINAL

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

Dado en la ciudad de Quito, Distrito Metropolitano, a los 16 días del mes de octubre del año dos mil veinticinco.



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



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

Resolución Nro. ARCONEL-013/25

Regulación Nro. ARCONEL-004/25

El Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, ARCONEL

Expide:

La Regulación Nro. ARCONEL-004/25 denominada «Operación del Sistema Nacional Interconectado en Condiciones de Déficit de Generación y Racionamiento de Energía Eléctrica».

CONTENIDO

1.	OBJETIVO.....
2.	ALCANCE.....
3.	ÁMBITO DE APLICACIÓN.....
4.	SIGLAS Y ACRÓNIMOS.....
5.	DEFINICIONES.....
6.	DETERMINACIÓN DEL DÉFICIT Y SU DURACIÓN
6.1.	Planificación de mediano plazo
6.2.	Programación operativa semanal y despacho económico diario programado
6.3.	Evaluación operativa del Sistema Nacional Interconectado
6.4.	Estados del ICOE
6.5.	Períodos.....
7.	PERÍODO DE ALERTA DE DÉFICIT
8.	PERÍODO DE DÉFICIT
9.	PERÍODO DE RACIONAMIENTO OBLIGATORIO.....
10.	PERÍODO DE RACIONAMIENTO FORZOSO
11.	PLAN DE GESTIÓN DE LA DEMANDA.....
12.	PLAN DE CONTINGENCIA.....
13.	DISTRIBUCIÓN DEL DÉFICIT DE ENERGÍA A LAS DISTRIBUIDORAS
14.	EXCEPCIONALIDADES DE LA EJECUCIÓN DE RACIONAMIENTOS
15.	ÍNDICES DE CALIDAD Y SEGURIDAD DEL SERVICIO DURANTE EL RACIONAMIENTO
16.	DISPOSICIONES DE CORTE DE SERVICIO.....
17.	SEGUIMIENTO Y SANCIÓN DE LOS RACIONAMIENTOS.....
18.	IMPORTACIÓN DE ENERGÍA EN FORMA RADIAL.....
19.	EXPORTACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....

20. DESPACHO Y LIQUIDACIÓN DE POTENCIA Y ENERGÍA ADICIONAL.....

DISPOSICIONES GENERALES.....

DISPOSICIONES TRANSITORIAS.....

DISPOSICION DEROGATORIA.....

DISPOSICION FINAL.....

1. OBJETIVO

Establecer los lineamientos y disposiciones para la operación del Sistema Nacional Interconectado en condiciones de déficit de generación, así como la determinación de los períodos del déficit y la gestión de los racionamientos de servicio público de energía eléctrica y del servicio de alumbrado público general.

2. ALCANCE

La presente regulación tiene como alcance lo siguiente:

- Evaluación y determinación de los estados de déficit y de racionamiento por parte del CENACE.
- El seguimiento y activación de los periodos de déficit y de racionamiento por parte del CENACE.
- Programación de los racionamientos por parte del CENACE.
- Lineamientos para la elaboración del Plan de Gestión de la Demanda de energía y el Plan de contingencia para enfrentar el déficit por parte del CENACE.
- Asignación de racionamientos determinados por el CENACE.
- Lineamientos sobre la operación técnica en condiciones de déficit.

3. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Esta regulación contiene disposiciones aplicables para: el CENACE, los Generadores, Autogeneradores, el Transmisor, los Consumidores Regulados y No Regulados (Consumos Propios y/o Grandes Consumidores), las Distribuidoras, y la Administración de la ARCONEL, en las partes que corresponda.

4. SIGLAS Y ACRÓNIMOS

ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de Electricidad.
AV1	Consumidores Industriales de Alto Voltaje grupo 1.
AV2	Consumidores Industriales de Alto Voltaje grupo 2.
CENACE	Operador Nacional del Electricidad.
DEDP	Despacho Económico Diario Programado.
EA	Embalse Equivalente o Agregado.
EED	Empresa Eléctrica Distribuidora.
ICOE	Indicador de Condición Operativa Energética.
LOSPEE	Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica.
LOCE	Ley Orgánica de Competitividad Energética.
MAE	Ministerio de Ambiente y Energía (Ministerio del ramo).
PBO	Plan Bianual de Operación.
PLANEE	Plan Nacional de Eficiencia Energética.
PMSE	Participante Mayorista del Sector Eléctrico.

RGLOSPEE	Reglamento General de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica.
RLOCE	Reglamento a la Ley Orgánica de Competitividad Energética.
SNI	Sistema Nacional Interconectado.
TAEA	Trayectoria de Ajuste del Embalse Equivalente o Agregado.
TREA	Trayectoria de Referencia del Embalse Equivalente o Agregado.

5. DEFINICIONES

1. **Capacidad de Almacenamiento de Reservas de Energía:** Cantidad de energía que un sistema o infraestructura puede almacenar para su uso futuro.
2. **Consumidor Regulado Industrial:** Persona natural o jurídica, pública o privada, que utiliza la energía eléctrica para la elaboración o transformación de productos. También se debe considerar dentro de esta definición a los agroindustriales, que transformen productos de la agricultura, ganadería, riqueza forestal y pesca.
3. **Corto plazo:** Horizonte de tiempo semanal, diario u horario, considerado en el planeamiento de la operación coordinada de los recursos disponibles.
4. **Déficit de Generación:** Corresponde a la falta de oferta energética para cubrir la demanda a nivel nacional, ya sea por insuficiente disponibilidad energética (agua y/o combustible), de máquinas o equipos, o por restricciones para la evacuación de la generación por daños en subestaciones o líneas anexas a las plantas generadoras que afecten el abastecimiento a nivel nacional.
5. **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 el almacenamiento de agua para la producción de energía eléctrica.
6. **Embalse Equivalente o Agregado (EA):** Representa la capacidad de almacenamiento de reservas energéticas en el sistema hidroeléctrico, y se determina como la sumatoria de la capacidad de reserva en energía de cada embalse.
7. **Gran Consumidor:** Persona natural o jurídica, cuyas características de consumo definidas por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad-ARCONEL, a través de la respectiva regulación, le facultan para acordar libremente con un generador o autogenerador privados, la compra de la energía eléctrica para su abastecimiento.
8. **Indicador de Condición Operativa Energética:** Este indicador permite evaluar y dar seguimiento a las condiciones energéticas del SNI, relacionando el nivel del embalse agregado, el despacho económico y la trayectoria de referencia del embalse equivalente.

9. **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.
10. **Nivel del Embalse Equivalente o Agregado:** Es un valor diario que indica la energía disponible del embalse equivalente o agregado en función del volumen de agua almacenada.
11. **Participantes Mayoristas 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.
12. **Período de Alerta Del Déficit:** Corresponde al período en el cual se incentiva a un ahorro de la energía eléctrica a los consumidores, mediante señales tarifarias y se establecen acciones a ejecutarse a cargo de las empresas distribuidoras, tendientes a obtener una reducción de la demanda con el objetivo de evitar el racionamiento.
13. **Período de Déficit:** Corresponde al período en el cual las Empresas Distribuidoras implementan racionamientos programados de energía eléctrica, según el Plan de Contingencia desarrollado por el CENACE y aprobado por el Ministerio del ramo, a fin de restaurar los niveles adecuados de reserva en el embalse equivalente.
14. **Período de Racionamiento Forzoso:** Corresponde al período en el cual el CENACE dispone a las Empresas Distribuidoras o al Transmisor la ejecución de cortes de servicio no programados. Este racionamiento forzoso se aplica de forma inmediata para mantener la seguridad del sistema, procurando el abastecimiento de servicios prioritarios.
15. **Período de Racionamiento Obligatorio:** Corresponde al período en el cual las Empresas Distribuidoras o el Transmisor ejecutarán los cortes de servicio programados por el CENACE de carácter obligatorio, mediante planes de racionamientos a los consumidores, tendientes a obtener una reducción de la demanda con el objetivo de evitar el racionamiento forzoso y garantizando el abastecimiento de servicios prioritarios.
16. **Plan de Contingencia:** Conjunto de estrategias y planificación de actividades a ser ejecutadas por los PMSE para manejar el déficit de generación y racionamientos. El Plan será preparado y coordinado por el CENACE con aval del Ministerio del ramo.
17. **Plan de Gestión de la Demanda:** Conjunto de políticas, lineamientos y estrategias definidas por el Ministerio del ramo y ejecutadas por los PMSE sobre la gestión de la demanda tendientes a obtener un ahorro energético o incremento de la oferta de generación con el objetivo de evitar o disminuir el nivel de racionamiento.
18. **Reserva de Energía para condiciones no programadas:** Es la capacidad de generación adicional que puede recurrir el CENACE para satisfacer la demanda en caso de que se

produzca un aumento no programado de la carga o para compensar posibles déficits hídricos, fallas en el sistema, asegurando la confiabilidad del suministro eléctrico.

19. **Reserva de Energía para el Mediano Plazo:** Es la capacidad de generación adicional que puede recurrir el CENACE para satisfacer la demanda en un tiempo de hasta dos años.
20. **Trayectoria del Embalse Equivalente o Agregado:** Es una métrica de referencia para un periodo determinado que permite estimar la energía almacenada en los embalses del SNI y demás variables empleadas en el planeamiento operativo. El CENACE calculará la trayectoria del embalse equivalente y definirá el nivel mínimo del mismo para atender la demanda de manera segura, confiable y con calidad.
21. **Trayectoria de Referencia del Embalse Equivalente o Agregado (TREA):** Corresponde a la Trayectoria del Embalse Equivalente o Agregado que será calculada con el Plan Bianual de Operación y sus actualizaciones.
22. **Trayectoria de Ajuste del Embalse Equivalente o Agregado (TAEA):** Corresponde a la Trayectoria del Embalse Equivalente o Agregado que será calculada con la Planificación de Corto Plazo con la finalidad de ajustar la incertidumbre y variabilidad de los recursos de generación.

6. DETERMINACIÓN DEL DÉFICIT Y SU DURACIÓN

El CENACE determinará los déficits de generación basado en los estados del Indicador de Condición Operativa Energética (ICOE), considerando las probabilidades de excedencia, el nivel del embalse equivalente y el nivel de reserva de energía.

Los déficits se calcularán con base en las siguientes consideraciones:

6.1. Planificación de mediano plazo

El CENACE con base en el Plan Bianual Operativo (y sus actualizaciones) definirá la TREA que permitirá determinar los estados del ICOE, a fin de atender la demanda de manera segura, confiable y con calidad. La metodología para determinar la Trayectoria del Embalse Equivalente o Agregado, así como, el ICOE será incluido en el Procedimiento de Aplicación elaborado por el CENACE, considerando la operación autónoma.

6.2. Programación operativa semanal y despacho económico diario programado

El CENACE con base en la programación operativa semanal definirá la TAEA; y, fundamentado con el despacho económico diario programado se determinará el nivel del embalse equivalente o agregado. Posteriormente, junto con la información obtenida del numeral 6.1, definirá los períodos en función de los estados del ICOE y, consecuentemente, estimará el déficit. La metodología para definir los períodos y el déficit en cada período será incluida en el

Procedimiento de Aplicación que deberá ser elaborado por el CENACE y aprobado por la ARCONEL.

Por otro lado, en función de la Regulación Nro. ARCONEL-001/25 (o la que le sustituya o modifique) y el despacho económico diario programado permitirá al CENACE identificar si existen condiciones de desabastecimiento horario de la demanda eléctrica y, consecuentemente, determinar la programación de racionamiento en condiciones de déficit de potencia y energía, así como también en función de la evaluación de los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica, conforme el Procedimiento de Aplicación que deberá ser elaborado por el CENACE y aprobado por la ARCONEL.

6.3. Evaluación operativa del Sistema Nacional Interconectado

El CENACE es la entidad encargada de establecer diariamente el Indicador de Condición Operativa Energética (ICOE), cuya metodología deberá ser incorporada en el Procedimiento de Aplicación a ser elaborado por el Operador Nacional de Electricidad. Para ello el CENACE, analiza diversos factores como:

- Escenarios hidrológicos: Se evalúan las proyecciones de lluvias y caudales de los ríos.
- Demanda de energía: Se estima la demanda de electricidad en el corto y mediano plazo.
- Capacidad de generación: Se considera la capacidad instalada y disponible de las centrales hidroeléctricas, térmicas y energías renovables no convencionales.
- Condiciones climáticas: Se tienen en cuenta fenómenos climáticos, que pueden afectar los niveles de los embalses.
- Disponibilidad de combustibles (gas natural, diésel, *fuel oil 4*, *fuel oil 6*, principalmente).
- Otros factores de la planificación operativa, despacho y operación del SNI.

6.4. Estados del ICOE

Los estados del ICOE serán determinados por el CENACE y publicados de manera semanal en su página web. Para el efecto, el CENACE deberá comparar los valores reales diarios del EA con la TREA y la TAEA, y el costo medio de generación diario¹ producto del despacho económico diario programado.

El Nivel del Embalse Equivalente o Agregado puede ser: superior, alerta e inferior.

- **Superior:** Si el valor real del EA es superior que la TREA y la TAEA.
- **Alerta:** Si el valor real del EA se encuentra entre la TREA y la TAEA.
- **Inferior:** Si el valor del EA es inferior a la TREA y la TAEA

¹ El costo medio de generación diario corresponde al cociente entre *i*) la sumatoria del producto del costo horario de energía y la producción en cada hora; y, *ii*) la suma total de la energía generada durante el día.

Por otro lado, para la aplicación de la presente Regulación el costo medio de generación diario del Sistema Nacional Interconectado puede ser alto o bajo, según el despacho económico horario programado:

- **Alto:** Si el costo medio de generación diario comprende un valor procedente de unidades térmicas, excluyendo el gas natural.
- **Bajo:** Si el costo medio de generación diario comprende un valor derivado de centrales de fuentes de energía renovables, incluyendo gas natural.

La Tabla Nro. 1 presenta los estados del ICOE.

Tabla Nro. 1. Estados del Indicador de Condición Operativa Energética

Estados*	Nivel de Embalse Equivalente	Costo medio de generación diario	Indicador de Condición Operativa Energética
1	Superior	Bajo / Alto	Normal
2	Alerta	Bajo / Alto	Alerta de Déficit
3**	Inferior	Alto	Déficit
*La duración de los estados serán justificados por CENACE en función de la planificación operativa, el despacho y la operación del SNI. ** El CENACE, en función de la planificación operativa, el despacho y la operación del SNI, definirá los períodos de Déficit, Racionamiento Obligatorio y Forzoso.			

Las consideraciones a tomar en cuenta en cada uno de los estados del ICOE, se detallan a continuación:

- **Estado normal.** Corresponde a escenarios operativos donde existen suficientes Reservas de Energía.
- **Estado de alerta de déficit:** Corresponde a escenarios operativos con valores de reserva de alerta en el Nivel del Embalse Equivalente o Agregado. Se considerará que el SNI se encuentra en Período de Alerta de Déficit cuando el estado del ICOE determine dicha condición y, adicionalmente, las evaluaciones de planificación operativa, despacho, operación, condiciones climáticas, reservas de energía y potencia u otros parámetros definidos por el Operador Nacional de Electricidad en el respectivo Procedimiento de Aplicación, evidencien insuficiencia en la generación. El CENACE podrá activar el inicio del período de alerta de déficit para lo cual notificará al Ministerio del ramo, a la Administración de la ARCONEL, a las empresas eléctricas de generación, transmisión y distribución, a EP PETROECUADOR y demás entidades que considere pertinentes.
- **Estado de Déficit:** Corresponde a escenarios operativos con valores de reserva en el Nivel del Embalse Equivalente o Agregado definido como Inferior según el Procedimiento de Aplicación del CENACE. En este estado, y cuando corresponda, el CENACE definirá: Período de Déficit, Período de Racionamiento Obligatorio y Período de

Racionamiento Forzoso en función de las condiciones de la planificación operativa, el despacho, la operación, condiciones climáticas, entre otros factores. Una vez definidos, el CENACE podrá activar el inicio de cada uno de los períodos antes mencionados comunicando al Ministerio del ramo, a la Administración de la ARCONEL, a las empresas eléctricas de generación, transmisión y distribución, a PETROECUADOR y demás entidades que considere pertinentes.

6.5. Períodos

De acuerdo con los estados del ICOE y demás variables de planificación operativa, el CENACE definirá el inicio y fin de los períodos de: Alerta del Déficit, Déficit, Racionamiento Obligatorio y Racionamiento Forzoso.

Además, acorde con lo estipulado en cada período, se aplicará obligatoriamente el Plan de Gestión de la Demanda o el Plan de Contingencia, según corresponda; y la aplicación del *PROCEDIMIENTO DE ACTIVACIÓN Y DESACTIVACIÓN DEL ESQUEMA DE GENERACIÓN DE EMERGENCIA* de la Regulación Nro. ARCONEL 003/24 Codificada (o la que le sustituya o modifique).

Cabe señalar que la aplicación del *PROCEDIMIENTO DE ACTIVACIÓN Y DESACTIVACIÓN DEL ESQUEMA DE GENERACIÓN DE EMERGENCIA* de la Regulación Nro. ARCONEL 003/24 Codificada (o la que le sustituya o modifique) será activada desde el periodo de Alerta de Déficit. Posteriormente, y de ser el caso, el CENACE informará el restablecimiento de condiciones normales de generación al Ministerio del ramo, a la ARCONEL, a las EED a PETROECUADOR y demás entidades que se considere pertinentes.

La Tabla Nro. 2 presenta las condiciones operativas y las acciones requeridas que deberá cumplir cada período cuyos lineamientos serán emitidos por el CENACE con base en lo que determina esta regulación y las regulaciones conexas.

Tabla Nro. 2. Condiciones operativas y acciones requeridas en cada período

Período	Condiciones Operativas	Acciones Requeridas
Alerta de Déficit	Cuando el ICOE refleje alerta de déficit de generación o los resultados del PBO no cumplan con umbrales, conforme el Procedimiento de Aplicación desarrollado por el CENACE.	Plan de Gestión de la Demanda y/o incremento de la oferta. Aplicación del <i>PROCEDIMIENTO DE ACTIVACIÓN Y DESACTIVACIÓN DEL ESQUEMA DE GENERACIÓN DE EMERGENCIA</i> de la Regulación Nro. ARCONEL 003/24 Codificada (o la que le sustituya).
Déficit	Cuando la evaluación del ICOE refleje déficit o los resultados de la planificación de corto	Plan de Contingencia, aplicación del <i>PROCEDIMIENTO DE ACTIVACIÓN Y DESACTIVACIÓN DEL ESQUEMA DE</i>

Período	Condiciones Operativas	Acciones Requeridas
	plazo no cumplan con umbrales, conforme el Procedimiento de Aplicación desarrollado por el CENACE.	<i>GENERACIÓN DE EMERGENCIA</i> de la Regulación Nro. ARCONEL 003/24 Codificada (o la que le sustituya) y racionamientos propuestos por el CENACE y aprobados por el Ministerio del ramo.
Racionamiento Obligatorio	Cuando la evaluación del ICOE refleje déficit o racionamiento y riesgo de disminución sostenida de los niveles de reserva mínimos necesarios para mantener la continuidad del servicio eléctrico, conforme el Procedimiento de Aplicación desarrollado por el CENACE.	Plan de Contingencia, aplicación del <i>PROCEDIMIENTO DE ACTIVACIÓN Y DESACTIVACIÓN DEL ESQUEMA DE GENERACIÓN DE EMERGENCIA</i> de la Regulación Nro. ARCONEL 003/24 Codificada (o la que le sustituya); y, racionamientos programados por el CENACE.
Racionamiento Forzoso	Cuando la evaluación del ICOE refleje déficit o racionamiento y riesgo de colapso del SNI. o la condición operativa del sistema se encuentre extremadamente degradada, conforme el Procedimiento de Aplicación desarrollado por el CENACE.	Plan de Contingencia, aplicación del <i>PROCEDIMIENTO DE ACTIVACIÓN Y DESACTIVACIÓN DEL ESQUEMA DE GENERACIÓN DE EMERGENCIA</i> de la Regulación Nro. ARCONEL 003/24 Codificada (o la que le sustituya); y, racionamientos definidos por el CENACE en la programación diaria o por fuera de la programación.

7. PERÍODO DE ALERTA DE DÉFICIT

El Ministerio del ramo, basado en las evaluaciones energéticas que realice el CENACE, podrá emitir políticas de gestión de demanda para la implementación de las EED, dispondrá aplicar estrategias para el incremento de oferta y demás disposiciones que considere pertinentes.

El CENACE deberá determinar el período de alerta de déficit de generación en función del monitoreo del ICOE y del numeral 6.5 de esta Regulación; y, comunicará este particular en el término de un (1) día, contados a partir de la publicación del PBO y sus actualizaciones o en función de las condiciones operativas de la planificación de corto plazo, al Ministerio del ramo, a la Administración de la ARCONEL, a las empresas eléctricas de generación, transmisión y distribución, a EP PETROECUADOR y demás entidades que considere pertinentes. Posteriormente, dentro del término de tres (3) días, contados a partir de la comunicación anterior, el CENACE establecerá acciones específicas que serán ejecutadas por las Empresas Eléctricas. Estas acciones deberán considerar como objetivo principal la ejecución del Plan de la

Gestión de la Demanda de energía para reducir y/o evitar racionamientos obligatorios o forzosos de energía eléctrica.

El período de alerta de déficit se activa bajo la evaluación del ICOE y de la evaluación energética, entre ellas la condición de reservas de energía y de potencia.

El CENACE en este período es responsable de:

- Determinar el inicio y finalización del período, e informar al Ministerio del ramo.
- Establecer el margen de reserva faltante que podrá ser cubierto con gestión de la demanda y/o incremento de la oferta.
- Informar a través de la programación operativa semanal acerca de las condiciones del S.N.I durante el período de alerta de déficit y notificar al Ministerio del ramo y a la Administración de la ARCONEL.

Adicionalmente, durante este período se aplica el *PROCEDIMIENTO DE ACTIVACIÓN Y DESACTIVACIÓN DEL ESQUEMA DE GENERACIÓN DE EMERGENCIA* de la Regulación Nro. ARCONEL 003/24 (Codificada) denominada “Operación Técnica – Comercial de Grupos Electrónicos de Emergencia en condiciones de Déficit de Generación y Racionamientos de Energía Eléctrica en el S.N.I.” o la que le sustituya o modifique. En este contexto, el CENACE podrá disponer la operación de los grupos electrónicos de emergencia en los días y períodos que considere pertinentes, conforme a lo estipulado en dicha regulación y el correspondiente Procedimiento de Aplicación del Operador Nacional de Electricidad.

8. PERÍODO DE DÉFICIT

Corresponde al período en el cual las Empresas Distribuidoras implementan racionamientos programados de energía eléctrica, según el Plan de Contingencia desarrollado por el CENACE y aprobado por el Ministerio del ramo, a fin de restaurar los niveles adecuados de reserva en el embalse equivalente.

A través del monitoreo del ICOE, el CENACE notificará al Ministerio del ramo la necesidad de dar inicio al período de déficit (incluyendo el porcentaje de racionamiento recomendado) en el término de un (1) día, contados a partir de la publicación de la planificación de la operación de corto plazo. El Ministerio del ramo comunicará su aval al CENACE en el término de dos (2) días, incluyendo las políticas y parámetros a ser considerados en el Plan de Contingencia que será elaborado por el CENACE. Posteriormente, el CENACE, comunicará en el término de un (1) día, contados a partir del aval del Ministerio de ramo, el inicio del período de déficit, al Ministerio del ramo, a la Administración de la ARCONEL, a las empresas eléctricas de generación, transmisión y distribución, a PETROECUADOR y demás entidades que considere pertinentes.

Este período se activa en función a lo establecido en los numerales 6.4 y 6.5 de esta regulación.

Durante este período se aplica el *PROCEDIMIENTO DE ACTIVACIÓN Y DESACTIVACIÓN DEL ESQUEMA DE GENERACIÓN DE EMERGENCIA* de la Regulación Nro. ARCONEL003/24 Codificada (o la que le sustituya o modifique). En este contexto, el CENACE podrá disponer la operación de los grupos electrógenos de emergencia en los días y períodos que considere pertinentes, conforme a lo estipulado en dicha regulación y el correspondiente Procedimiento de Aplicación del Operador Nacional de Electricidad.

El CENACE determinará el déficit y las cantidades de racionamiento a desconectarse. Luego de lo cual, y conforme el Plan de Contingencia aprobado por el Ministerio del ramo, las EED programarán y aplicarán la cantidad de racionamiento al alumbrado público, así como a los anuncios publicitarios en la vía pública y exteriores, espectáculos públicos y escenarios deportivos. Estas disposiciones serán incorporadas en el Plan de Contingencia.

Las EED ejecutarán los racionamientos programados, conforme el siguiente orden:

1. Alumbrado público².
2. Anuncios publicitarios en la vía pública y exteriores, y de los espectáculos públicos.
3. Escenarios deportivos.
4. Consumidores Regulados de la Categoría Residencial.
5. Consumidores Regulados de la Categoría General - Comerciales.

El CENACE es responsable de:

- Determinar técnicamente el inicio y finalización del período e informar al Ministerio del ramo y a la Administración de la ARCONEL. La finalización del período de déficit estará sujeto al monitoreo del ICOE que realice el CENACE de manera permanente.
- Desarrollar y ajustar los planes de contingencia según las políticas del Ministerio del ramo.
- Programar el porcentaje de racionamiento autorizado por el Ministerio del ramo durante el período de déficit.
- Coordinar con las Empresas Distribuidoras la ejecución de los racionamientos.
- Monitorear la evolución del déficit de energía y los niveles del embalse equivalente.
- Generar informes sobre el cumplimiento de las cantidades de racionamientos programadas y ejecutadas; en una base semanal y mensual. De manera semanal y mensual estos informes serán remitidos al Ministerio del Ramo, a la Administración de la ARCONEL y demás entidades que considere pertinentes, conforme el Procedimiento de Aplicación.

² El Ministerio del ramo y las EED establecerán la cantidad de racionamiento aplicable al alumbrado público priorizando la seguridad ciudadana.

9. PERÍODO DE RACIONAMIENTO OBLIGATORIO

El CENACE, en función a lo establecido en el numeral 6.4 de esta regulación, determinará el período (inicio y fin) y la cantidad de demanda a desconectarse asignados a cada EED. El CENACE calculará estas cantidades aplicando lo dispuesto en esta regulación; informará y mantendrá una coordinación y supervisión de la ejecución de los racionamientos siguiendo lo señalado en el respectivo Procedimiento de Aplicación desarrollado por el CENACE.

En función a lo establecido en el numeral 6.5 de esta regulación, el CENACE comunicará el inicio de período de racionamiento obligatorio de manera inmediata al Ministerio del ramo, a la Administración de la ARCONEL, a las empresas eléctricas de generación, transmisión y distribución, a PETROECUADOR y demás entidades que considere pertinentes.

El CENACE determinará el déficit y las cantidades de racionamiento a desconectarse. Luego de lo cual, y conforme el Plan de Contingencia aprobado por el Ministerio del ramo, las EED programarán y aplicarán la cantidad de racionamiento al alumbrado público, así como a los anuncios publicitarios en la vía pública y exteriores, espectáculos públicos y escenarios deportivos.

Las EED ejecutarán los racionamientos programados, conforme el siguiente orden:

1. Alumbrado público³.
2. Anuncios publicitarios en la vía pública y exteriores, y de los espectáculos públicos.
3. Escenarios deportivos.
4. Consumidores Regulados de la Categoría Residencial.
5. Consumidores Regulados de la Categoría General - Comerciales.
6. Consumidores Regulados de la Categoría General - Industrial.

De manera particular, en el caso de los consumidores regulados de la categoría general de la tarifa industrial conectados a niveles de voltaje (AV1 y/o AV2), el CENACE dispondrá a estos usuarios su desconexión del Sistema Nacional Interconectado. Por un lado, las EED deberán elaborar un plan de racionamiento para los usuarios AV1 que será informado al CENACE para que sea considerado en la programación diaria. Para el efecto, la ARCONEL remitirá al CENACE el listado actualizado de los usuarios de la tarifa de alto voltaje (AV1 y/o AV2), a solicitud del Operador Nacional de Electricidad. Por otro lado, el CENACE coordinará con el Transmisor y con los usuarios AV2 su desconexión.

Durante este período, las EED y el Transmisor ejecutarán cortes obligatorios del servicio eléctrico, según lo dispuesto por el CENACE.

Este período se activa en función a lo establecido en el numeral 6.5 de esta regulación.

³ El Ministerio del ramo y las EED establecerán la cantidad de racionamiento aplicable al alumbrado público priorizando la seguridad ciudadana.

Como parte de las medidas a implementarse, se activan de manera automática medidas específicas que se indican en la Regulación Nro. ARCONEL 003/24 (Codificada) denominada “Operación Técnica – Comercial de Grupos Electrógenos de Emergencia en condiciones de Déficit de Generación y Racionamientos de Energía Eléctrica en el S.N.I.” o la que le sustituya o modifique. En este contexto, el CENACE dispondrá la operación de los grupos electrógenos de emergencia en los días y períodos que considere pertinentes, conforme a lo estipulado en dicha regulación y el correspondiente Procedimiento de Aplicación.

El CENACE es responsable de:

- Determinar técnicamente el inicio y la duración del período.
- Calcular la cantidad de desconexión de demanda regulada, demanda de los grandes consumidores y de los consumidores regulados de alto voltaje AV1 y AV 2 asignados a cada Empresa Eléctrica de Distribución, de acuerdo con lo dispuesto en esta Regulación.
- Coordinar y supervisar la ejecución de los cortes en conjunto con las EED, asegurando que se cumpla lo señalado en el Plan de Contingencia.
- Generar informes sobre el cumplimiento de las cantidades de racionamientos programados y ejecutados por cada PMSE; en una base semanal y mensual. De manera semanal y mensual estos informes serán remitidos al Ministerio del Ramo, a la Administración de la ARCONEL y demás entidades que considere pertinentes, conforme el Procedimiento de Aplicación.

10. PERÍODO DE RACIONAMIENTO FORZOSO

En función a lo establecido en los numerales 6.4 y 6.5 de esta regulación, el CENACE determinará el período (inicio y fin). En este período se requiere aplicar racionamientos programados o no programados con el objetivo de mitigar el riesgo de colapso. El CENACE, de manera inmediata, informará el inicio del período de racionamiento forzoso al Ministerio del ramo, a la Administración de la ARCONEL, a las empresas eléctricas de generación, transmisión y distribución, a PETROECUADOR y demás entidades que considere pertinentes. El CENACE contará con la autonomía técnica para determinar y coordinar la ejecución de los racionamientos, según los ajustes que pudieran darse en la operación de tiempo real.

Este período se activa en función a lo establecido en el numeral 6.5 de esta regulación.

El CENACE es responsable de:

- Determinar técnicamente el inicio y la duración del período.
- Determinar las cantidades de demanda horaria a desconectar entre las EED según su demanda horaria y las restricciones técnicas del sistema.
- Verificar las condiciones técnicas y operativas del Sistema Nacional Interconectado (SNI) para identificar posibles restricciones localizadas y considerarlas en la distribución de la carga a desconectar.

- Coordinar y supervisar estrechamente la ejecución de los cortes con las EED para garantizar el cumplimiento de los racionamientos.
- Generar informes diarios sobre la ejecución de las medidas adoptadas y su impacto en la reducción de la demanda, especificando las cantidades de racionamientos realizados o los que se determinan en la operación en tiempo real y ejecutados por cada PMSE considerado en este plan.
- Generar informes sobre el cumplimiento de las cantidades de racionamientos ejecutados; en una base semanal con resolución horaria. De manera semanal, estos informes serán remitidos al Ministerio del Ramo, a la Administración de la ARCONEL y demás entidades que considere pertinentes, conforme el Procedimiento de Aplicación.

11. PLAN DE GESTIÓN DE LA DEMANDA

Las cantidades referenciales del déficit y de las reservas de energía adecuadas del Sistema Nacional Interconectado serán determinados por el CENACE conforme la periodicidad del PBO y sus actualizaciones. De ser el caso, con estos déficits, el Ministerio del ramo coordinará con el CENACE la elaboración del Plan de Gestión de la Demanda con periodicidad trimestral y será difundido hasta los 10 días término contados a partir de la publicación del PBO. Este plan entrará en vigor una vez que se active el período de alerta de déficit.

Este plan contendrá las políticas, objetivos, metas, indicadores, plazos de ejecución, lineamientos y estrategias definidas por el Ministerio del ramo y ejecutadas por los PMSE.

El Ministerio del ramo solicitará a la Administración de la ARCONEL el control del cumplimiento del Plan de Gestión de la Demanda, acorde la normativa vigente.

12. PLAN DE CONTINGENCIA

Para enfrentar adecuada y oportunamente el déficit de energía eléctrica, el CENACE preparará el Plan de Contingencia para el inicio del período de déficit y para los períodos de racionamiento obligatorio y forzoso, cuya ejecución estará a cargo de los PMSE.

El CENACE deberá entregar el Plan de Contingencia al Ministerio del ramo en el término de un (1) día, contado a partir del aval de dar inicio al periodo de déficit de generación y de la definición de políticas y parámetros por dicho Ente Rector. Este Plan comprenderá los períodos de: déficit, racionamiento obligatorio y racionamiento forzoso. El Ministerio del ramo emitirá al CENACE el aval y el operador difundirá a los PMSE involucrados y a la Administración de la ARCONEL para el control de su cumplimiento.

En el caso de los consumidores regulados conectados a niveles de voltaje AV1 y AV2, el CENACE dispondrá a estos usuarios su desconexión del SNI. Para la ejecución operativa de dicha desconexión, el CENACE coordinará directamente con los usuarios del grupo AV2. Para los usuarios AV1, la coordinación operativa será realizada con las Empresas Eléctricas de

Distribución (EED) correspondientes. Para el efecto, las EED deberán elaborar un plan de racionamiento que será informado al CENACE para que sea considerado en la programación diaria. Así también, la ARCONEL remitirá al CENACE el listado actualizado de los consumidores regulados de la categoría general con tarifa de alto voltaje hasta el último día laborable del mes de enero de cada año y cada vez que existan modificaciones relevantes, a fin de facilitar las coordinaciones operativas correspondientes.

Las EED y el Transmisor ejecutarán cortes obligatorios del servicio eléctrico, según lo dispuesto por el CENACE. Para tal el efecto, las EED deberán elaborar un plan de racionamiento que deberá ser informado al CENACE, a fin de que sea considerada en la programación diaria. Dicho plan deberá, en donde se incluirá el racionamiento de los consumidores regulados de alto voltaje cuya desconexión haya sido dispuesta por el desconectados por disposición de CENACE.

13. DISTRIBUCIÓN DEL DÉFICIT DE ENERGÍA A LAS DISTRIBUIDORAS

Con base en el déficit de generación establecido en la planificación de corto plazo, el CENACE calculará las cantidades de racionamientos de energía eléctrica para todas las EED.

La distribución del déficit será de manera proporcional a la demanda regulada de cada EED, cuyo cálculo se realiza con base en la demanda de energía que cada distribuidora requiere del sistema. Para el efecto, el CENACE aplicará la siguiente fórmula.

$$DFD_i = DFT_{SNI} \left(\frac{DED_i}{\sum_j DED_j} \right) \quad (\text{Ec. 1})$$

En donde:

DFD_i : Déficit de energía asignado a la EED "i" [MWh].

DFT_{SNI} : Déficit total a nivel del SNI determinado por el CENACE [MWh].

DED_i : Demanda de energía para cada EED "i" determinado por el CENACE en la planificación Operativa [MWh].

El CENACE definirá en el procedimiento de aplicación la metodología para estimar la **DED_i** y la **DFT_{SNI}** en función de la presente regulación.

14. EXCEPCIONALIDADES DE LA EJECUCIÓN DE RACIONAMIENTOS

Se exceptúa del cumplimiento del concepto proporcionalidad del artículo 13 de esta regulación, ante eventos de fuerza mayor o caso fortuito que serán declarados por el Ministerio del ramo, mediante el acto administrativo que corresponda. Esta disposición deberá ser notificada a la Administración de la ARCONEL, el CENACE y EED para las consideraciones correspondientes.

En el período de racionamiento forzoso, la distribución del déficit se realizará conforme las condiciones de seguridad del sistema; en tal sentido, no necesariamente podrá cumplirse a cabalidad el concepto de proporcionalidad del artículo 13 de esta regulación.

15. ÍNDICES DE CALIDAD Y SEGURIDAD DEL SERVICIO DURANTE EL RACIONAMIENTO

Durante los períodos de alerta de déficit, de déficit y de racionamiento no será exigible el cumplimiento de los límites de los índices de calidad y seguridad indicados en las Regulaciones vigentes y normativa conexas; sin embargo, las EED deberán registrar y reportar los índices que se presenten en esas condiciones. El CENACE notificará al Ministerio del ramo y a la Administración de la ARCONEL los riesgos operativos que se presenten en el Sistema Nacional Interconectado, conforme Regulación Nro. ARCONEL-001/25 o la que le sustituya o modifique.

16. DISPOSICIONES DE CORTE DE SERVICIO

El CENACE, como administrador técnico y operador del Sistema Nacional Interconectado, dispondrá las cantidades de corte de servicio a las EED, considerando los diferentes períodos de déficit y de racionamiento.

Las EED están autorizadas y facultadas a realizar cortes de servicio a sus consumidores industriales regulados y a los grandes consumidores conectados a su red, ingresando a las instalaciones de dichos consumidores para efectuar la desconexión en baja tensión, cuando no sea posible efectuarlo desde las redes de media y alta tensión. Estas desconexiones serán efectuadas de acuerdo con el plan de racionamiento elaborado por las EED, en coordinación con el Ministerio del ramo; y, será informado al CENACE para que sea considerado dentro de la programación diaria.

El Transmisor, bajo la disposición del CENACE, está autorizado y facultado a efectuar desconexiones a las cargas conectadas en el Sistema Nacional de Transmisión en función del protocolo definido en el Procedimiento de Aplicación desarrollado por el CENACE.

Para agilidad de la ejecución de los racionamientos cada EED podrá solicitar al CENACE la desconexión de alimentadores del SNT, conforme el protocolo definido en el Procedimiento de Aplicación desarrollado por el CENACE.

17. SEGUIMIENTO Y SANCIÓN DE LOS RACIONAMIENTOS

El CENACE realizará el seguimiento de los racionamientos en función de los parámetros definidos en el Plan de Contingencia y en su programación. Los informes correspondientes serán entregados a la Administración de la ARCONEL para las acciones de control sobre la aplicación de los racionamientos programados en cada período, conforme lo establecido en esta regulación y la normativa aplicable.

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. El juzgamiento de infracción(es) se sujetará(n) a lo dispuesto en la LOSPEE y demás normativa relacionada con el tema.

18. IMPORTACIÓN DE ENERGÍA EN FORMA RADIAL

Para la aplicación de la fórmula de distribución del racionamiento, las importaciones que se realicen de forma radial serán descontadas de las demandas de las EED fronterizas conectadas al país vecino que corresponda. Las demandas reajustadas de estas EED fronterizas serán incluidas para el cálculo de la nueva demanda nacional que servirá a su vez para el cálculo de los racionamientos.

Las EED fronterizas deberán remitir estos cálculos al CENACE en el término de un (1) día tras la confirmación de las importaciones, a fin de que este pueda realizar los ajustes correspondientes.

19. EXPORTACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Una vez activado el período de alerta de déficit, el período de déficit o el período de racionamiento obligatorio, y en caso excepcional de que el Sistema Nacional Interconectado disponga de excedentes de generación, las exportaciones de energía eléctrica se llevarán a cabo exclusivamente utilizando la generación que no sea requerida para el despacho económico nacional.

La curva de oferta será expresada en USD/MWh y de tipo escalón monótono creciente, considerando precios internacionales de combustibles y los cargos contemplados en 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*", o la que le sustituya o modifique.

20. DESPACHO Y LIQUIDACIÓN DE POTENCIA Y ENERGÍA ADICIONAL

Ante la activación de los períodos de Déficit, de Racionamiento Obligatorio y de Racionamiento Forzoso, aquellos generadores y autogeneradores que tengan una capacidad instalada superior a la capacidad de generación aprobada en su título habilitante, previa autorización del Ministerio del ramo, podrán ofertar la capacidad adicional para el despacho en el SNI, lo cual será considerado por CENACE en la programación diaria, conforme el Procedimiento de Aplicación del Operador Nacional de Electricidad. La liquidación del cargo variable de la generación adicional se realizará con el mismo esquema y cargos aplicables a la potencia inicial habilitada, lo cual estará incluido en el Procedimiento de Aplicación elaborado por el CENACE.

Los excedentes de generación que puedan ser entregados al Sistema Nacional Interconectado por parte de los usuarios de tarifa de alto voltaje, previa habilitación por parte del Ministerio del

ramo, podrán ser ofertados al SNI, lo cual será considerado por CENACE en la programación diaria, conforme el Procedimiento de Aplicación del Operador Nacional de Electricidad. La liquidación de estos excedentes será al costo horario de energía.

DISPOSICIONES GENERALES

PRIMERA: El CENACE incluirá los niveles de reserva de energía y potencia en el Plan Bianual de Operación, la Programación Operativa Semanal y el Despacho Económico Diario. Estos niveles de reserva obedecerán a una metodología desarrollada por el CENACE —y aprobada por la Administración de la ARCONEL— que tomarán en cuenta aspectos técnico-económicos.

SEGUNDA: El CENACE incluirá en el Plan Bianual de Operación los niveles de la trayectoria del embalse equivalente conforme el Procedimiento de Aplicación desarrollado por el CENACE.

TERCERA: Las cantidades de demanda a desconectarse que determine el CENACE, en aplicación a la presente Regulación, serán de cumplimiento obligatorio para todos los Participantes Mayoristas del Sector Eléctrico.

CUARTA: El orden establecido en esta Regulación, para racionamientos programados, excluye a los grandes consumidores y a los consumos propios conectados directamente al sistema de transmisión o subtransmisión, en tanto no se presenten restricciones en la red eléctrica que condicionen o afecten la conexión del consumidor no regulado.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

PRIMERA: El CENACE dispondrá de un término de 60 días, a partir de la aprobación de la presente Regulación, para la elaboración del Procedimiento de Aplicación de esta norma con sus respectivos formularios. Este procedimiento será aprobado por la Administración de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, previo a su aplicación.

SEGUNDA: Por un plazo de un (1) año contado a partir de la aprobación de la presente Regulación, el CENACE empleará los niveles de reserva de energía y potencia establecidos en el Plan Maestro de Electricidad vigente. Luego de lo cual, en un plazo de tres (3) meses el CENACE presentará la metodología de cálculo y los nuevos niveles de reserva de energía y potencia para revisión y aprobación de la Administración de la ARCONEL.

TERCERA: El CENACE, en el plazo de tres (3) meses, contados a partir de la aprobación de la presente Regulación, determinará los niveles de la trayectoria del embalse equivalente considerando etapas mensuales y con resolución diaria.

CUARTA: Hasta el 18 de diciembre de 2026, las EED deberán remitir mensualmente al CENACE los registros de potencia y energía correspondientes a los usuarios de tarifa de alto voltaje que no cuenten con sistemas de generación propios para cubrir su demanda, con el fin de permitir

la programación de racionamientos y la definición oportuna del plan de gestión de la demanda ante eventuales escenarios de déficit energético. En caso de que se active el período de racionamiento obligatorio antes de esa fecha, las EED, en coordinación con el Ministerio del ramo, deberán elaborar un plan de racionamiento orientado a gestionar la reducción de la demanda de los usuarios de alto voltaje. Este plan deberá ser comunicado de forma inmediata al CENACE para su consideración en la programación diaria.

DISPOSICION DEROGATORIA

ÚNICA: 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. CONELEC 001/05 “*Procedimientos de Operación del Sistema Nacional Interconectado en Condiciones de Déficit de Generación*”, expedida el 2 de febrero de 2005.

DISPOSICION FINAL

ÚNICA: Esta regulación entrará en vigor a partir de la fecha de su expedición, sin perjuicio de su publicación en el Registro Oficial.

Dado en la ciudad de San Francisco de Quito, Distrito Metropolitano, a los 16 días del mes de octubre de 2025.



Dr. Augusto Fabricio Porras Ortiz
DIRECTOR EJECUTIVO (E)
SECRETARIO DEL DIRECTORIO
AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD

Resolución Nro. ARCONEL-014/25

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

Considerando:

- Que,** el literal l) del numeral 7 del artículo 76 de la Constitución de la República del Ecuador establece: *“Las resoluciones de los poderes públicos deberán ser motivadas. No habrá motivación si en la resolución no se enuncian las normas o principios jurídicos en que se funda y no se explica la pertinencia de su aplicación a los antecedentes de hecho. Los actos administrativos, resoluciones o fallos que no se encuentren debidamente motivados se considerarán nulos...”*;
- Que,** el artículo 82 de la Constitución de la República del Ecuador señala: *“el derecho a la seguridad jurídica se fundamenta en el respeto a la Constitución y en la existencia de normas jurídicas previas, claras, públicas y aplicadas por las autoridades competentes”*;
- Que,** el artículo 226 de la Constitución de la República del Ecuador dispone: *“Las instituciones del Estado, sus organismos, dependencias, las servidoras o servidores públicos y las personas que actúen en virtud de una potestad estatal ejercerán solamente las competencias y facultades que les sean atribuidas en la Constitución y la Ley. Tendrán el deber de coordinar acciones para el cumplimiento de sus fines y hacer efectivo el goce y ejercicio de los derechos reconocidos en la Constitución”*;
- Que,** el artículo 227 de la Constitución de la República del Ecuador determina: *“La administración pública constituye un servicio a la colectividad que se rige por los principios de eficacia, eficiencia, calidad, jerarquía, desconcentración, descentralización, coordinación, participación, planificación, transparencia y evaluación”*;
- Que,** el artículo 261 de la Constitución de la República del Ecuador establece: *“El Estado central tendrá competencias exclusivas sobre: (...) 11. Los recursos energéticos; minerales, hidrocarburos, hídricos, biodiversidad y recursos forestales...”*;
- Que,** el numeral 3 del artículo 284 de la Constitución de la República del Ecuador, dispone que el Estado tiene como uno de los objetivos de su política económica asegurar la soberanía energética;
- Que,** el artículo 313 de la Constitución de la República del Ecuador señala: *“El Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos, de conformidad con los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia, (...) se consideran sectores estratégicos la energía en todas sus formas...”*;
- Que,** el artículo 314 de la Constitución de la República del Ecuador determina: *“El Estado será responsable de la provisión de los servicios públicos de (...), energía eléctrica (...). El Estado garantizará que los servicios públicos y su provisión respondan a los principios de*

obligatoriedad, generalidad, uniformidad, eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad y calidad...";

- Que,** el artículo 413 de la Constitución de la República del Ecuador establece: *"El Estado promoverá la eficiencia energética, el desarrollo y uso de prácticas y tecnologías ambientalmente limpias y sanas, así como de energías renovables, diversificadas, de bajo impacto...";*
- Que,** en el Registro Oficial, Tercer Suplemento No. 418, de 16 de enero de 2015, se promulgó la *"Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE)"*, la cual establece el esquema de funcionamiento del sector eléctrico ecuatoriano, así como su estructura institucional y empresarial;
- Que,** la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, LOSPEE, ha tenido varias reformas, entre ellas las incorporadas en la *"Ley Orgánica de Competitividad Energética"* y en la *"Ley Orgánica para Impulsar la Iniciativa Privada en la Generación de Energías"*, publicadas en el Segundo Suplemento del Registro Oficial Nro. 475 de 11 de enero de 2024; y, en el Suplemento Nro. 673 de 28 de octubre de 2024, respectivamente;
- Que,** el artículo 2, en sus numerales 3 y 4 de la LOSPEE, relativo a los objetivos específicos de esta ley determina: *"3. Proteger los derechos de los consumidores o usuarios finales del servicio público de energía eléctrica. 4. Asegurar la gobernabilidad del sector mediante una estructura institucional adecuada, una definición clara de funciones y un sistema de rendición de cuentas.";*
- Que,** el artículo 11 de la LOSPEE señala que el Ministerio de Energía y Minas (Ministerio del ramo) es: *"...el órgano rector y planificador del sector eléctrico. Le corresponde definir y aplicar las políticas; evaluar que la regulación y control se cumplan para estructurar un eficiente servicio público de energía eléctrica; la identificación y seguimiento de la ejecución de proyectos; otorgar títulos habilitantes; evaluar la gestión del sector eléctrico; la promoción y ejecución de planes y programas de energías renovables...";*
- Que,** el artículo 12 de la LOSPEE establece las principales atribuciones y deberes del Ministerio de Energía y Minas en materia eléctrica tales como: *"... 2. Dictar las políticas y dirigir los procesos para su aplicación (...) 4. Supervisar y evaluar la ejecución de las políticas, planes, programas y proyectos para el desarrollo y gestión dentro del ámbito de su competencia...";*
- Que,** el artículo 14 de la LOSPEE determina la naturaleza jurídica de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, en los siguientes términos: *"... es el organismo técnico administrativo encargado del ejercicio de la potestad estatal de regular y controlar las actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica y el servicio de alumbrado público general, precautelando los intereses del consumidor o usuario final...";*
- Que,** el artículo 15 de la LOSPEE establece las atribuciones y deberes de la ARCONEL, entre las que se citan: *"1. Regular aspectos técnico-económicos y operativos de las actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica y el servicio de alumbrado"*

público general; y, 2. Dictar las regulaciones a las cuales deben ajustarse las empresas eléctricas; el Operador Nacional de Electricidad CENACE y los consumidores o usuarios finales; sean estos públicos o privados, observando las políticas de eficiencia energética...”;

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

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

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

Que, el artículo 25 de la LOSPEE en su parte pertinente señala: *“De las empresas privadas, empresas estatales extranjeras y de economía popular y solidaria. - (...) Adicionalmente, el Estado, a través del Ministerio del ramo podrá delegar a empresas de capital privado, empresas estatales extranjeras y a empresas de economía popular y solidaria el desarrollo de proyectos que utilicen energías renovables no convencionales que no consten en el Plan Maestro de Electricidad, previo el cumplimiento de los requisitos establecidos en la normativa pertinente emitida por el Ministerio del ramo...”;*

Que, el artículo 26 de la LOSPEE establece: *“Energías renovables no convencionales. - El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable promoverá el uso de tecnologías limpias y energías alternativas, de conformidad con lo señalado en la Constitución que propone desarrollar un sistema eléctrico sostenible, sustentado en el aprovechamiento de los recursos renovables de energía.*

La electricidad producida con este tipo de energías contará con condiciones preferentes establecidas mediante regulación expedida por el ARCONEL.”;

Que, el artículo 52 de la LOSPEE en su parte pertinente determina: *“De los procesos públicos de selección. - (...) Cuando los proyectos sean identificados por la iniciativa privada y no estén incorporados en el Plan Maestro de Electricidad (PME), lo podrá desarrollar, a su riesgo, previa expresa autorización del Ministerio de Ramo quien deberá verificar la*

capacidad técnica, económica, jurídica y demás que se establezcan en el Reglamento y siempre que su potencia no supere los 100 MW en proyectos de energía renovable no convencional.

En el proceso de construcción, operación y mantenimiento, de aquellos proyectos que sean identificados por la iniciativa privada y no consten en el PME, y por ende que no sean resultado de un PPS, se dará prioridad y precio preferente a proyectos que promuevan el uso de tecnologías limpias y energía renovable no convencional que posea capacidad de almacenamiento, inclusión de redes de interconexión a la red eléctrica (transmisión), que sean de hasta 100 MW y proyectos de energía de transición de hasta 100 MW, de conformidad con lo estipulado por la Agencia de Regulación y Control. Únicamente se dará despacho y precio preferente a aquellos proyectos ERNC de hasta 10 MW.

Al final del plazo de la concesión la infraestructura implementada en estos proyectos será revertida al Estado sin costo alguno.”;

- Que,** en el Registro Oficial, Suplemento No. 856, de 20 de agosto de 2019, se promulgó el “Reglamento General a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (RGLOSPEE)”, el cual establece las disposiciones para la aplicación de la LOSPEE;
- Que,** el RGLOSPEE, ha tenido varias reformas, entre ellas las incorporadas a través del Decreto Ejecutivo No. 176, publicado en Registro Oficial Suplemento 507 de 28 de febrero del 2024 y del Decreto Ejecutivo No. 32, publicado en Registro Oficial Suplemento 62 de 18 de junio del 2025;
- Que,** el artículo 2 del Reglamento General a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, RGLOSPEE, establece: *“Las normas del presente Reglamento prevalecerán sobre cualquier otra disposición de igual o menor jerarquía y son de obligatorio cumplimiento para el Ministerio del ramo, empresas eléctricas de generación, transmisión, distribución y comercialización, autogeneradores, consumidores o usuarios finales del servicio público de energía eléctrica y servicio alumbrado público general, grandes consumidores, las personas naturales o jurídicas relacionadas con el sector eléctrico; (...) Las disposiciones del presente Reglamento serán complementadas con la normativa emitida por el ministerio del ramo, las regulaciones emitidas por la Agencia de Regulación y Control competente del sector eléctrico y la normativa que emita el Comité Nacional de Eficiencia Energética.”;*
- Que,** el artículo 4 del RGLOSPEE, en cuanto a las atribuciones del Ministerio del ramo establece: *“Además de las establecidas en la Ley, son atribuciones del Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables: a) Establecer los instrumentos y normas que sean requeridas para la aplicación de sus atribuciones; b) Conformar Comités o las instancias que considere necesarias, para facilitar una adecuada coordinación y articulación entre el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, la ARCONEL, el CENACE y las demás entidades y empresas que componen el sector eléctrico del país, en el ámbito de sus competencias...”;*

- Que,** el artículo 13 en su inciso tercero del RGLOSPEE señala: “...Se deberá considerar mecanismos operativos y de infraestructura que permitan mejorar la flexibilidad y penetración de las energías renovables no convencionales en los sistemas eléctricos, sin que haya detrimento de la seguridad, estabilidad, confiabilidad y calidad del suministro...”;
- Que,** el artículo 16 del RGLOSPEE, establece: “Plan Maestro de Electricidad. - Los resultados del proceso de planificación estarán contenidos en el Plan Maestro de Electricidad-PME con una proyección a diez (10) años. Este plan contendrá: (...) f) Evaluación económica, financiera, social-ambiental y de riesgos del sector eléctrico; (...). El PME será actualizado con una periodicidad de cuatro (4) años y podrá ser ajustado dentro de dicho periodo...”;
- Que,** el artículo 22 del RGLOSPEE, establece: “De la participación en proyectos de generación con Energía Renovable No Convencional (ERNC) y Energía de Transición no previstos en el Plan Maestro de Electricidad. - a) Proyectos con delegación directa. El ministerio del ramo, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 52 de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica y, de acuerdo con el procedimiento previsto en el presente reglamento, podrá delegar de manera directa mediante un contrato de concesión, la ejecución de proyectos de generación basados en energía renovable no convencional y energía de transición que no estén explícitamente previstos en el Plan Maestro de Electricidad (PME), presentados por la iniciativa privada o de la economía popular y solidaria o empresas estatales extranjeras, en los siguientes casos: (...) a.2. Proyectos con Energía Renovable No Convencional (ERNC) de potencia nominal mayor a 10 MW y hasta 100 MW y proyectos de generación de transición de hasta 100 MW. El proyecto deberá ser presentado por el interesado al ministerio del ramo, justificando la viabilidad técnica, legal, económica, financiera y ambiental. El ministerio del ramo analizará el proyecto y verificará que no afecta a los proyectos de generación contenidos en el Plan Maestro de Electricidad, en cuyo caso, autorizará al interesado el acogerse a las condiciones de precio preferente conforme la regulación que se emita para el efecto. Se dará atención prioritaria para la obtención del título habilitante a aquellos proyectos de tecnología limpia y energía renovable no convencional con capacidad de almacenamiento que incluyan redes de interconexión a la red eléctrica de hasta 100 MW, en los términos que establezca la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL)...”;
- Que,** el artículo innumerado luego del artículo 22 del RGLOSPEE señala: “Art. (...). - De la participación en proyectos de servicios complementarios y almacenamiento de energía. - (...) Para proyectos que no consten en el Plan Maestro de Electricidad (PME), el proyecto podrá ser propuesto por la iniciativa privada, justificando la viabilidad técnica, legal, económica, financiera y ambiental. El ministerio del ramo analizará el proyecto y verificará que no afecta a los proyectos contenidos en el PME, en cuyo caso, delegará de manera directa su desarrollo mediante la suscripción del contrato de concesión respectivo.”

La Agencia de Regulación y Control de Electricidad, o quien haga sus veces, definirá aquellas actividades que podrán ser catalogadas como servicios complementarios y almacenamiento de energía mediante la regulación correspondiente...”;

Que, el artículo 23, incisos segundo y tercero del RGLOSPEE establecen: *“La Agencia de Regulación y Control de Electricidad, o quien haga sus veces, establecerá mediante regulación, las condiciones preferentes para la electricidad producida con ERNC o de transición, especialmente en lo relativo al precio y plazo de venta de la energía a la demanda regulada.*

Cuando el proyecto sea identificado por la iniciativa privada y no esté explícitamente incorporado en el PME, ésta lo podrá desarrollar, a su cuenta y riesgo, previa expresa autorización del ministerio del ramo, o quien haga sus veces, en función de los términos establecidos en el presente reglamento y en el respectivo título habilitante; para lo que no se requerirá la emisión de dictamen alguno por parte del ente encargado de las finanzas públicas, al no existir compromisos ni obligaciones presupuestarias ni fiscales, debiendo únicamente proceder con la notificación del instrumento contractual de conformidad con la normativa sectorial aplicable.”;

Que, el artículo 41 en su numeral 1, literales e y g, del RGLOSPEE señalan: *“e. Los generadores privados y de economía popular y solidaria, estatales extranjeras y consorcios y asociaciones, habilitados conforme al literal b) del artículo 22 del presente Reglamento, que dispongan de energía destinada a abastecer a la demanda regulada;”;* y, *“(…) g. Los generadores privados, de economía popular y solidaria, estatales extranjeras y, los autogeneradores destinados a cubrir los déficits horarios de generación requeridos para abastecer sus consumos propios y contratos bilaterales, de ser el caso...”;*

Que, el artículo 42 del RGLOSPEE establece: *“El cobro y pago de las obligaciones derivadas de las transacciones comerciales de la demanda regulada, se realizará conforme un orden de prelación, definido por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) a través de regulación, donde tendrá el primer orden de prelación el pago a los participantes privados que ejecuten Proyectos de Generación y/o Transmisión; y, se dará un trato preferente a la participación de la economía popular y solidaria y de empresas públicas que realicen alianzas estratégicas o consorcios con participación de capital privado. Para el efecto, las empresas de distribución deberán constituir fideicomisos con el aporte de la recaudación del usuario final (demanda regulada), que aseguren el cumplimiento del orden de prelación establecido, observando la ley y normativa vigente. La Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) establecerá los precios de reserva (costos máximos) de las alianzas estratégicas...”;*

Que, el literal a.5 del artículo 48 del RGLOSPEE señala: *“Para centrales de generación renovable no convencional, y en casos particulares determinados por el ente rector, en los contratos regulados suscritos con generadores públicos y mixtos, se podrá aplicar un solo cargo equivalente al costo nivelado de energía de la central, determinado conforme la normativa correspondiente...”;*

- Que,** el artículo 131.1 del RGLOSPEE dispone: *“El presente procedimiento rige para el otorgamiento de contratos de concesión a empresas privadas, de la economía popular y solidaria y empresas estatales extranjeras o subsidiarias de estas, compañías de economía mixta o a consorcios en que dichas empresas estatales tengan participación mayoritaria para proyectos con Energía Renovable No Convencional (ERNC) con capacidad de almacenamiento que incluyan redes de interconexión de potencia nominal mayor a 10 MW y hasta 100 MW y proyectos de generación de transición de hasta 100 MW...”*;
- Que,** el artículo 172 del RGLOSPEE, establece: *“Responsabilidad ambiental. - Los participantes del sector eléctrico son responsables de la obtención de las autorizaciones administrativas ambientales y del cumplimiento de todas las obligaciones determinadas en la normativa aplicable.*
- En caso de terminación de un título habilitante, el ministerio del ramo notificará a la Agencia de Regulación y Control competente del sector eléctrico, para que proceda a dejar sin efecto la autorización administrativa ambiental otorgado de manera previa a la suscripción del título habilitante...”*.
- Que,** mediante Decreto Ejecutivo Nro. 256 de 08 de mayo de 2024, el Presidente de la República del Ecuador dispuso la escisión de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables y la creación de las nuevas Agencias, entre ellas, la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), y en su artículo 3 dispone *“...Los Directorios de las Agencias tendrán las siguientes atribuciones... “(...) 2. Expedir resoluciones y demás normativa secundaria para el correcto funcionamiento y desarrollo de los sectores estratégicos, en el ámbito de su competencia...”*;
- Que,** el Decreto Ejecutivo Nro. 307, de 26 de junio de 2024, emitido por el Presidente de la República, en el artículo 1 dispuso *“Declárese a la mejora regulatoria como Política Nacional, con el fin de asegurar una adecuada gestión regulatoria gubernamental, mejorar la calidad de vida de la población, fomentar la competitividad y el emprendimiento, propender a la eficiencia en la economía y garantizar la trasferencia y seguridad jurídica del país.”*;
- Que,** el artículo 2 del Decreto Ejecutivo Nro. 307 antes citado, estableció que son fines de la mejora regulatoria los siguientes *“a) Garantizar una adecuada gestión regulatoria en todas las entidades de la Función Ejecutiva, b) Mejorar la calidad de las regulaciones para favorecer el clima de negocios e inversiones, promover la innovación e impulsar la economía popular y solidaria y el emprendimiento de pequeñas y medianas empresas, reduciendo la imposición de costos de cumplimiento, c) Fortalecer las capacidades institucionales para gestionar efectivamente los procesos de mejora regulatoria, d) Garantizar la seguridad jurídica, a través del mejoramiento del entorno regulatorio, fortaleciendo así la confianza de los ciudadanos frente a la gestión pública...”*;
- Que,** con Decreto Ejecutivo Nro. 355 de 14 de agosto de 2024, el señor Presidente de la República en sus artículos 1 y 2 dispuso al Ministerio del ramo, coordine y ejecute todas

las acciones necesarias, junto con el Operador Nacional de Electricidad – CENACE, para evitar los efectos que pueda producir el estiaje, en la prestación del servicio de energía eléctrica; y, dispuso al Ministerio del ramo realizar todas las acciones necesarias con las empresas de generación, transmisión y distribución de energía con el fin de cubrir la demanda y garantizar la prestación regular del servicio de energía eléctrica como producto *del estiaje*;

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

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

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

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

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

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

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

Que, mediante memorando Nro. ARCONEL-CJ-2025-0264-ME, de 12 de octubre de 2025, la Coordinación de Asesoría Jurídica, remitió al Coordinador Nacional de Regulación Eléctrica, el informe jurídico favorable, a fin de que el Directorio de la Agencia, conozca

y expida el proyecto de Resolución de la Regulación *“Normativa para incentivar generación con Energía Renovable No Convencional mayor a 10 MW y menor o igual a 100 MW”*; así como la reforma del artículo 22 de la Regulación Nro. ARCONEL -006/24;

Que, mediante memorando Nro. ARCONEL-CNRE-2025-0232-M, de 12 de octubre de 2025, la Coordinación Nacional de Regulación Eléctrica, puso a consideración de la Dirección Ejecutiva el proyecto de regulación denominado *“Normativa para incentivar generación con Energía Renovable No Convencional mayor a 10 MW y menor o igual a 100 MW”*, así como la reforma del artículo 22 de la Regulación Nro. ARCONEL 006-24, junto con la documentación de soporte; todo esto con la finalidad de que el proyecto sea presentado ante el Directorio Institucional para su conocimiento y resolución de aprobación;

Que, con Oficio Nro. ARCONEL-ARCONEL-2025-1004-OF de 12 de octubre de 2025, la Dirección Ejecutiva de la ARCONEL realizó la convocatoria a *“Reunión Previa de Trabajo”* a Directorio Institucional para el 14 de octubre de 2025 con la finalidad de abordar como: *“(…) Punto Dos.- Proyecto de Regulación -Normativa para incentivar generación con energía renovable no convencional mayor a 10MW y menor o igual a 100MW”.*, en la cual, la Administración de la ARCONEL solventó las observaciones realizadas por los señores miembros de la reunión previa de trabajo, conforme el Acta Nro. 013”, y;

Que, con oficio Nro. ARCONEL-ARCONEL-2025-1008-OF, de 15 de octubre 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, a desarrollarse el 16 de octubre de 2025, desde las 11h30 hasta las 15h30, a fin de tratar el siguiente orden del día: *“Punto Dos.- Proyecto de Regulación - Normativa para incentivar generación con energía renovable no convencional mayor a 10MW y menor o igual a 100MW”*;

En ejercicio de las atribuciones y deberes de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad y de su Directorio, de acuerdo con los artículos 15 numerales 1 y 2; 17 numeral 2 de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica; artículo 3 numeral 2 del Decreto Ejecutivo Nro. 256; y, el artículo 4 literal a del Reglamento para el Funcionamiento del Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, adoptado de manera temporal, el Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, por unanimidad:

En ejercicio de sus atribuciones y facultades, por unanimidad,

RESUELVE:

Artículo 1.- Expedir la Regulación *“Normativa para incentivar generación con Energía Renovable No Convencional mayor a 10 MW y menor o igual a 100 MW”*, misma que se adjunta a la presente Resolución, con base en los resultados contenidos en los informes técnicos Nros. INF.DTR.2025.048 de 10 de octubre de 2025 que contiene el informe de sustento actualizado

del proyecto de Regulación, Normativa para Incentivar Generación con Energía Renovable no Convencional mayor a 10 MW y menor o igual a 100MW y Nro. DTEII-2025-GEGT-01-PP03-01 de 11 de octubre de 2025 que contiene el informe de Estimación del Costo nivelado de electricidad de las tecnologías: Eólica, Hidroeléctrica, Solar, Fotovoltaica, Biogás, Biomasa y Geotermia, mayor a 10 MW y menor o igual a 100MW; y el informe jurídico emitido mediante memorando Nro. ARCONEL-CJ-2025-0264-ME de 12 de octubre de 2025, presentados por el Director Ejecutivo, con oficio Nro. ARCONEL-ARCONEL-2025-1008-OF de 15 de octubre del 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 Encargado 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.- Sustitúyase el valor de 11,140 ¢USD/kWh del Costo Nivelado de Energía (CNE/LCOE) correspondiente a la tecnología de generación de geotermia, establecido en la Tabla 2 del artículo 22 de la Regulación Nro. ARCONEL-006/24, por el valor de 17,517 ¢USD/kWh, sobre la base de la información presentada por el Director Ejecutivo Encargado, mediante oficio Nro. ARCONEL-ARCONEL-2025-1008-OF de 15 de octubre del 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 Encargado en su calidad de Secretario del referido Cuerpo Colegiado, es responsable de los valores, cifras, veracidad, confiabilidad y legalidad de la información presentada en el seno del Directorio.

Artículo 3.- Disponer a la Dirección Ejecutiva de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad:

- 3.1.** Notificar la presente Resolución, así como el o los anexos correspondientes, al Ministerio del ramo; y, a los sujetos inmersos en el ámbito de aplicación de la regulación.
- 3.2.** Establecer las directrices y efectuar la ejecución, seguimiento, evaluación y control de la correcta aplicación de la presente Resolución y de la Regulación denominada "Normativa para incentivar generación con Energía Renovable No Convencional mayor a 10 MW y menor o igual a 100 MW".
- 3.3.** Codificar la Regulación Nro. ARCONEL-006/24 denominada "Marco normativo para la participación en generación distribuida de empresas interesadas en realizar la actividad de generación", de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 2 de la presente resolución.

Disposición Final

Única. - 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 16 días del mes de octubre del año dos mil veinte y cinco.



Firmado electrónicamente por:
**HERIBERTO JAVIER
MEDINA ABARCA**

Validar únicamente con FirmaEC

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



Firmado electrónicamente por:
**AUGUSTO FABRICIO
PORRAS ORTIZ**

Validar únicamente con FirmaEC

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

RESOLUCIÓN NRO. ARCONEL – 014/25

REGULACIÓN Nro. ARCONEL – 005/25

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

Expide:

La regulación denominada «**Normativa para incentivar generación con Energía Renovable No Convencional mayor a 10 MW y menor o igual a 100 MW**».

CONTENIDO

CAPÍTULO I. ASPECTOS GENERALES	
ARTÍCULO 1. OBJETIVO	
ARTÍCULO 2. ÁMBITO DE APLICACIÓN	
ARTÍCULO 3. ALCANCE	
ARTÍCULO 4. SIGLAS Y ACRÓNIMOS	
ARTÍCULO 5. DEFINICIONES	
CAPÍTULO II. PRINCIPIOS GENERALES DE LA GENERACIÓN CON FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL	
ARTÍCULO 6. CARACTERIZACIÓN DE UNA CENTRAL DE GENERACIÓN RENOVABLE NO CONVENCIONAL (CGRNC)	
ARTÍCULO 7. CONSIDERACIONES GENERALES PARA EL DESARROLLO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN CON ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL	
ARTÍCULO 8. CAPACIDAD MÁXIMA ACUMULADA A INSTALARSE	
CAPÍTULO III. FACTIBILIDAD DE CONEXIÓN	
ARTÍCULO 9. GENERALIDADES	
ARTÍCULO 10. PROCEDIMIENTO PARA LA FACTIBILIDAD DE CONEXIÓN PRELIMINAR O AUTORIZACIÓN DE CONEXIÓN	
10.1 Solicitud de factibilidad de conexión preliminar de una CGRNC	
10.2 Análisis y otorgamiento del Certificado de Factibilidad de Conexión Preliminar	
ARTÍCULO 11. PROCEDIMIENTO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO HABILITANTE	
11.1 Solicitud de certificado de calificación	
11.2 Sobre la emisión del Título Habilitante	
ARTÍCULO 12. PROCEDIMIENTO PARA LA FACTIBILIDAD DE CONEXIÓN DEFINITIVA	
ARTÍCULO 13. VIGENCIA DE LOS CERTIFICADOS DE FACTIBILIDAD DE CONEXIÓN	
ARTÍCULO 14. INCREMENTO DE CAPACIDAD DE CENTRALES DE GENERACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL	

ARTÍCULO 15. CONSTRUCCIÓN DE UNA CGRNC Y OBRAS, EQUIPOS E INSTALACIONES PARA SU CONEXIÓN A UNA RED DE TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD

ARTÍCULO 16. REQUISITOS OPERATIVOS Y DE SUPERVISIÓN Y CONTROL EN TIEMPO REAL

ARTÍCULO 17. PRUEBAS, CONEXIÓN E INICIO DE OPERACIÓN COMERCIAL

ARTÍCULO 18. TRANSFERENCIA DE OBRAS, EQUIPOS E INSTALACIONES

CAPÍTULO IV. DESPACHO, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

ARTÍCULO 19. CONDICIONES DE OPERACIÓN Y DESPACHO

ARTÍCULO 20. CGRNC CON SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO

20.1 Operación del sistema de almacenamiento

ARTÍCULO 21. REPORTE DE INFORMACIÓN AL CENACE Y AL OPERADOR DE RED

ARTÍCULO 22. GESTIÓN DE MANTENIMIENTOS

CAPÍTULO V. ASPECTOS COMERCIALES

ARTÍCULO 23. PRECIO PREFERENTE

ARTÍCULO 24. PLAZO PREFERENTE

ARTÍCULO 25. ASPECTOS COMERCIALES PARA INCREMENTOS DE CAPACIDAD

25.1 Ampliación de una CGRNC al amparo de la presente regulación

25.2 Ampliación de una CGRNC existente

ARTÍCULO 26. TRANSACCIONES COMERCIALES Y LIQUIDACIÓN

ARTÍCULO 27. SISTEMAS DE MEDICIÓN COMERCIAL

CAPÍTULO VI. DE LA GESTIÓN DE LA INFORMACIÓN

ARTÍCULO 28. GESTIÓN DE INFORMACIÓN SOBRE GENERACIÓN CON ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL.....

ARTÍCULO 29. INFORMACIÓN QUE DEBEN PROPORCIONAR LAS EGH A LA ARCONEL

CAPÍTULO VII. RÉGIMEN DE INFRACCIONES Y SANCIONES

ARTÍCULO 30. INFRACCIONES Y SANCIONES

30.1 Declaración juramentada sobre Caso 2

30.2 Sistema de Almacenamiento

DISPOSICIONES GENERALES

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

DISPOSICIÓN FINAL

ANEXO A.....

1. DATOS DE LA EMPRESA SOLICITANTE (EPG)

2. DATOS DEL PROYECTO

3. DATOS DEL PUNTO DE LA RED PARA EL QUE SE REQUIERE LA FACTIBILIDAD DE CONEXIÓN

ANEXO B.....

1. DATOS DE LA EMPRESA SOLICITANTE (EPG)

2. DATOS DEL PROYECTO

- 3. DATOS DE LA FACTIBILIDAD DE CONEXIÓN PRELIMINAR
- 4. DATOS DEL CERTIFICADO DE CALIFICACIÓN
- ANEXOC.....**
- ANEXOD.....**
- ANEXO E**
- 1. Objetivo
- 2. Costo nivelado Total de Energía
- 3. Tasa de descuento (WACC)
- 4. Valor presente neto (VPN)
- 5. Cálculo del LCOE
- 6. Periodo de Evaluación

CAPÍTULO I.

ASPECTOS GENERALES

ARTÍCULO 1. OBJETIVO

Establecer las disposiciones, de carácter técnico y comercial, que deben cumplirse para el desarrollo de centrales de generación por parte de empresas interesadas en realizar la actividad de generación eléctrica con fuentes de energía renovable no convencional autorizadas a través de un Título Habilitante otorgado por el MAE. Estas disposiciones aplican para proyectos que no formen parte del Plan Maestro de Electricidad (PME) y que no estén sujetos a procesos públicos de selección conforme a la normativa vigente.

ARTÍCULO 2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Esta regulación contiene disposiciones aplicables para: empresas privadas, de economía popular y solidaria, o estatales extranjeras que construyan, operen y administren nuevas Centrales de Generación con Energías Renovables No Convencionales bajo el amparo de la presente regulación. Asimismo, el Operador de Red a cuyas instalaciones se conecten dichas centrales; y, el Operador Nacional de Electricidad (CENACE).

Las disposiciones establecidas en esta regulación serán aplicables exclusivamente a proyectos de generación con Energías Renovables No Convencionales de potencia nominal mayor a diez megavatios (10 MW) y menor o igual a cien megavatios (100 MW) que no se encuentren contemplados en el Plan Maestro de Electricidad (PME) y no afecten la ejecución de dicho Plan, de conformidad con la evaluación realizada por el Ministerio de Ambiente y Energía (MAE).

ARTÍCULO 3. ALCANCE

En el marco de la presente regulación, el alcance comprende:

- Definir las características técnicas que deben cumplir las nuevas centrales de generación con fuentes de energía renovable no convencional;
- Establecer los requisitos aplicables a las empresas interesadas en desarrollar dichas centrales;
- Establecer los requisitos para la solicitud, evaluación y otorgamiento de la factibilidad de conexión;
- Emitir las disposiciones técnicas para el desarrollo, operación y despacho de las

centrales;

- Establecer el tratamiento comercial de la energía entregada por estas centrales;

Determinar los requerimientos relacionados con la gestión de información de generación.

ARTÍCULO 4. SIGLAS Y ACRÓNIMOS

ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de Electricidad
CENACE	Operador Nacional de Electricidad CENACE u Operador del Sistema
CGRNC	Central de Generación Renovable No Convencional
COA	Código Orgánico del Ambiente
EGH	Empresa de Generación Habilitada
EPG	Empresa Promotora de Generación
ERNC	Energía Renovable No Convencional
LOSPEE	Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica
LCOE	Costo Nivelado de Energía (del inglés Levelized Cost of Energy)
LCOT	Costo Nivelado de Transmisión (del inglés Levelized Cost of Transmission)
MAE	Ministerio de Ambiente y Energía (Ministerio del ramo)
PME	Plan Maestro de Electricidad
RCOA	Reglamento al Código Orgánico del Ambiente
RGLOSPEE	Reglamento General a la LOSPEE
SIN	Sistema Nacional Interconectado
SNT	Sistema Nacional de Transmisión

ARTÍCULO 5. DEFINICIONES

1. **Almacenamiento de Energía:** Los sistemas de almacenamiento de energía consisten en mecanismos y tecnologías que permiten la acumulación, conservación y uso de energía para dotar de flexibilidad y apalancamiento a la producción de electricidad basada en energías renovables y/o lograr una mayor eficiencia, seguridad, confiabilidad y calidad en el Sistema Nacional de Transmisión, sistemas de distribución y/o alumbrado público general.
2. **Campo de Conexión:** Conjunto de equipos y aparatos de transformación, maniobra, protección, comunicaciones y auxiliares, con los que se materializa la vinculación eléctrica de un usuario con el Transmisor o una línea de interconexión dedicada.
3. **Capacidad de Conexión:** Es la capacidad máxima de transferencia de potencia, en MW, en un nodo de una Red de Transporte de Electricidad, determinada por el Operador de Red con base a estudios técnicos de su sistema eléctrico.
4. **Capacidad Remanente:** Es la diferencia entre la Capacidad de Conexión y la suma de la Capacidad Utilizada y la Capacidad Reservada, en un nodo existente o planificado de una Red de Transporte de Electricidad.

5. **Capacidad Reservada:** Es la parte de la Capacidad de Conexión en un nodo existente o planificado de una Red de Transporte de Electricidad, que está asignada para uso futuro de otros usuarios de la red, que cuentan con el Título Habilitante, pero aún no conectan su central o carga a la Red de Transporte de Electricidad.
6. **Capacidad Utilizada:** Es la parte de la Capacidad de Conexión en un nodo existente de una Red de Transporte de Electricidad que está siendo utilizada por uno o varios usuarios de red que se encuentran operando y conectados a dicho nodo.
7. **Central de Generación Renovable No Convencional (CGRNC)¹:** Conjunto de instalaciones y equipos destinados a la generación de potencia y energía eléctrica cuyas fuentes primarias de energía son: solar fotovoltaica, eólica, geotérmica, biomasa, biogás e hidroeléctrica, en los términos y condiciones establecidas en la presente normativa.
8. **Certificado de Calificación:** Documento entregado por el Concedente a la EPG, el cual valida el cumplimiento de los requisitos establecidos en el Proceso de Calificación y permite que dicha EPG pueda continuar con el Proceso de Habilitación.
9. **Certificado de Factibilidad de Conexión Definitivo:** Documento administrativo otorgado por un Operador de Red, a favor de una EPG, en el que se manifiesta que es factible, de manera definitiva, la conexión de un proyecto de generación en un punto específico de la red eléctrica.
10. **Certificado de Factibilidad de Conexión Preliminar:** Documento administrativo otorgado por un Operador de Red a favor de una EPG, en el que, como resultado de análisis técnicos iniciales, el Operador de Red manifiesta que es factible, de manera preliminar, la conexión de un proyecto de generación a su Red de Transporte de Electricidad. En este documento no se especifican las condiciones para la conexión y operación de la futura central de generación.
11. **Contrato de Concesión:** Es un Título Habilitante, que permite la participación de las empresas privadas, de la economía popular y solidaria y estatales extranjeras, en las actividades del sector eléctrico.
12. **Contrato de Conexión:** Contrato suscrito entre un participante mayorista y el transmisor o, entre un participante mayorista y el distribuidor, para el uso de sus sistemas eléctricos, en el cual se establecen los derechos y las obligaciones de las partes.
13. **Costo Nivelado de la Energía (CNE/LCOE):** Representa el precio mínimo por unidad de energía (¢USD/kWh) al que un proyecto de ERNC debe vender su electricidad para alcanzar equilibrio financiero a lo largo de su vida útil, en relación exclusiva al costo de su sistema de generación de energía eléctrica.
14. **Empresa de Generación Habilitada (EGH):** Empresa eléctrica de generación que dispone de un Título Habilitante para construir, administrar, operar y mantener una Central de Generación.

¹ Se entenderá como CGRNC al proyecto de generación antes y después de declarado en operación comercial

15. **Empresa Eléctrica de Transmisión o Transmisor:** Persona jurídica cuyo Título Habilitante le faculta a ejecutar la actividad de transmisión de electricidad.
16. **Empresa Promotora de Generación (EPG):** Empresa que está tramitando la obtención de un Título Habilitante, para construir, administrar, operar y mantener una Central de Generación.
17. **Energías Renovables No Convencionales (ERNC):** Se consideran como energías renovables no convencionales a las fuentes: solar, eólica, geotérmica, biomasa, biogás e hidroeléctrica.
18. **EPG/EGH Relacionadas:** Son aquellas EPG/EGH que, de acuerdo con lo establecido en la Ley de Régimen Tributario Interno y su Reglamento de Aplicación, se las considera como Partes Relacionadas².
19. **Generación Distribuida:** Pequeñas centrales de generación instaladas cerca del consumo y conectadas a la red de la Distribuidora.
20. **Libre Acceso:** Es el derecho de los participantes del sector eléctrico para conectarse a los sistemas de transmisión o a los de distribución de electricidad, de acuerdo con la capacidad remanente. La conexión estará supeditada al análisis y aprobación técnica y económica correspondientes, de conformidad con la normativa vigente.
21. **Operador de Red³:** Empresa que dispone de un Título Habilitante para realizar las actividades de transmisión o de distribución de energía eléctrica; y, por lo tanto, está habilitada para prestar el servicio de transporte de electricidad entre la generación y la carga, a través de sus redes.
22. **Plazo:** Por regla general se computa incluyendo todos los días (sábados, domingos y feriados o festivos) y se expresa en meses o años.
23. **Potencia Nominal:** Es la potencia instalada establecida en los datos de placa de una Unidad de Generación expresada en kW o MW. 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.
24. **Precio preferente:** Precio fijo establecido en esta regulación y garantizado por un plazo definido (plazo preferente) para las centrales de generación que se desarrollen en el contexto de la presente regulación.
25. **Punto de Conexión:** Es la frontera de conexión entre las instalaciones de propiedad de dos participantes mayoristas del sector eléctrico.
26. **Red de Transporte de Electricidad:** Es un sistema de transmisión o un sistema de distribución, mediante el cual el Operador de Red propietario presta el servicio de transporte de electricidad.
27. **Respaldo Operativo:** Capacidad de la CGRNC con sistema de almacenamiento de baterías a fin de acumular, conservar y usar la energía con la finalidad de dotar de

² Conforme al artículo innumerado posterior al artículo 4 de la Ley de Régimen Tributario Interno.

³ Para la presente regulación se considerará como Operador de Red únicamente a la(s) empresa(s) que dispone(n) de un Título Habilitante para realizar las actividades de transmisión.

flexibilidad y apalancamiento a la producción de electricidad basada en energías fotovoltaica y eólica, disponible para despacho del Operador del Sistema.

- 28. Sistema Nacional Interconectado (SNI):** 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.
- 29. Término:** Periodo de tiempo establecido en días hábiles, excluyéndose los días sábados, domingos y aquellos declarados festivos o feriados.
- 30. Título Habilitante:** Instrumento por medio del cual el Estado delega o autoriza a una persona jurídica, pública o privada, consorcios o asociaciones, a efectuar actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica.
- 31. Usuario de Red:** Es una Distribuidora, un Generador, un Autogenerador y sus consumos propios, un Gran Consumidor, o un Consumidor Regulado, que dispone de un Contrato de Conexión vigente suscrito con un Operador de Red.

Las definiciones que no constan en este artículo, y que son utilizados en esta regulación, se sujetarán a aquellas establecidas en la LOSPEE, RGLOSPEE y regulaciones específicas.

CAPÍTULO II. PRINCIPIOS GENERALES DE LA GENERACIÓN CON FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL

ARTÍCULO 6. CARACTERIZACIÓN DE UNA CENTRAL DE GENERACIÓN RENOVABLE NO CONVENCIONAL (CGRNC)

Esta regulación es aplicable a nuevas CGRNC que cumplan las siguientes condiciones:

- a) Potencia nominal mayor a diez (10) MW y menor o igual a cien (100) MW;
- b) Se conecta en sincronismo con el Sistema Nacional Interconectado a través de un sistema de transmisión de electricidad conforme a la categorización de centrales de generación señalada en la Regulación Nro. ARCONEL-001/24, denominada "Código de Conexión del Sistema Eléctrico Ecuatoriano", o la que la sustituya o modifique;
- c) Utiliza una fuente primaria de ERNC como: solar, eólica, geotérmica, biomasa, biogás e hidroeléctrica;
- d) Las ERNC intermitentes, solar y eólica, deberán contar con sistemas de almacenamiento en baterías cuya capacidad de potencia de carga y descarga sea del diez por ciento (10 %) de la potencia nominal de la CGRNC, con una carga y descarga de cuatro (4) horas. Estas características deberán cumplirse y verificarse en el punto de conexión.
- e) Las CGRNC señaladas en el literal d) deberán efectuar la carga de sus sistemas de almacenamiento exclusivamente con la energía eléctrica que produzcan.

Esta regulación no aplica para:

- Las centrales de propiedad de auto generadores, los sistemas de generación distribuida para autoconsumo (SGDA) de consumidores regulados o no regulados, y las centrales de generación distribuida (CGD), cuyo tratamiento normativo se aborda en las regulaciones específicas.
- Las CGRNC con potencia nominal mayor a 10 MW y menor o igual a 100 MW que hayan sido construidas, estén operando, o cuenten con Título Habilitante previo a la expedición de esta regulación, cuyo tratamiento normativo se aborda en las regulaciones específicas o en los títulos habilitantes correspondientes.
- Esta regulación no aplica para centrales y/o proyectos que obtengan un Título Habilitante para el desarrollo de proyectos de generación que se conecten y operen en el sistema eléctrico de Galápagos.

ARTÍCULO 7. CONSIDERACIONES GENERALES PARA EL DESARROLLO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN CON ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL

Las Empresas Promotoras de Generación (EPG), de conformidad con la presente regulación, realizará los trámites correspondientes para la obtención de los permisos, autorizaciones y contrato de concesión pertinentes, ante las autoridades competentes.

El trámite de obtención de la factibilidad de conexión se sujetará a lo establecido en el CAPÍTULO III de esta regulación, en tanto que, el trámite para el otorgamiento y suscripción del Contrato de Concesión cumplirá lo dispuesto en la LOSPEE, el procedimiento establecido en el RGLOSPEE y demás requerimientos que establezca el MAE.

Las CGRNC que incorporen sistemas de almacenamiento de energía eléctrica y redes de interconexión a la red eléctrica (transmisión), tendrán atención prioritaria para la obtención del título habilitante.

Las EGH serán responsables del financiamiento y asumirán todos los riesgos y costos asociados al diseño, construcción, operación, mantenimiento de la CGRNC durante todo el plazo de concesión y de aquellos costos en que incurran para el desmantelamiento y retiro, en los casos que aplique, conforme lo disponga el respectivo Título habilitante.

En todos los casos de terminación del Título Habilitante se procederá a la reversión y evaluación técnica, económica y legal de los bienes que componen el proyecto. En caso de que los bienes no convengan al interés nacional, el Estado, a través del MAE, se reserva el derecho de no recibirlos, de acuerdo con los términos establecidos en el

contrato de concesión.

ARTÍCULO 8. CAPACIDAD MÁXIMA ACUMULADA A INSTALARSE

La capacidad máxima acumulada de proyectos de generación que podrán desarrollarse bajo el amparo de esta regulación se sujetará a las políticas y directrices que emita el MAE considerando la necesidad del país, en su calidad de entidad responsable de la planificación del sector eléctrico, conforme a sus atribuciones establecidas en la LOSPEE. La capacidad máxima acumulada es la suma total de la potencia nominal (MW) de todos los proyectos de generación a nivel nacional que hayan sido autorizados por el MAE bajo este marco normativo.

A fin de que el MAE disponga de información suficiente y actualizada permanentemente sobre los proyectos de generación que se estén tramitando bajo el amparo de la presente regulación, el Operador de Red deberá reportar a la ARCONEL, dentro de los diez (10) primeros días hábiles de cada trimestre del año calendario, la información en el formato que esta establezca. El reporte incluirá, al menos:

- Solicitudes de factibilidad de conexión ingresadas y en trámite.
- Certificados de factibilidad de conexión preliminar otorgados y vigentes.
- Certificados de factibilidad de conexión definitivos otorgados y vigentes.
- Certificados de factibilidad de conexión anulados.
- Número de proyectos, potencia nominal, energía anual, ERNC de los proyectos de generación y puntos de conexión, y otra información que solicite puntualmente la ARCONEL.

Con base en la información señalada en el inciso anterior, la ARCONEL elaborará un reporte trimestral, que será entregado al MAE hasta el último día hábil del mes posterior de dicho periodo. Este reporte, una vez oficializado, será publicado en el portal web institucional de la ARCONEL para conocimiento de interesados y público en general.

El Operador de Red determinará la capacidad remanente en cada punto de su red, y en conjunto con el Operador del Sistema confirmarán o limitarán este valor después de verificar aspectos de calidad y seguridad sistémica, los resultados de este proceso se publicarán anualmente en las páginas web del Operador de Red y CENACE hasta el último día hábil del mes de enero, con la finalidad de que estos resultados sean referenciales para las EPG, sin perjuicio de que estas efectúen sus propios análisis en dichos puntos.

Cabe indicar que únicamente se reserva capacidad en el punto de conexión con la suscripción del Título Habilitante.

CAPÍTULO III. FACTIBILIDAD DE CONEXIÓN

ARTÍCULO 9. GENERALIDADES

Las empresas interesadas en desarrollar un proyecto de generación conforme al objeto de la presente regulación deberán obtener del Operador de Red el Tipo de Certificado de Factibilidad de Conexión que corresponda, conforme a lo establecido en la Regulación Nro. ARCONEL-001/24 o la que la sustituya o modifique, y en el presente capítulo.

Se establecen dos tipos de Certificados de Factibilidad de Conexión, cuya aplicación se resume en la Tabla 1.

Tabla 1. Tipos, aplicación y características de factibilidades de conexión

Tipo de Certificado	Aplicación
Factibilidad de Conexión Preliminar (Autorización de conexión)	Requisito que debe entregar una EPG interesada en el desarrollo de proyectos de generación en el contexto de esta regulación, para la suscripción de un Contrato de Concesión
Factibilidad de Conexión Definitiva	Requisito que toda EGH debe disponer previo al inicio de construcción de un proyecto de generación.

ARTÍCULO 10. PROCEDIMIENTO PARA LA FACTIBILIDAD DE CONEXIÓN PRELIMINAR O AUTORIZACIÓN DE CONEXIÓN

Además de lo dispuesto en la Regulación Nro. ARCONEL-001/24 o la que la sustituya o modifique, el presente artículo establece particularidades en el procedimiento para la obtención del Certificado de Factibilidad de Conexión Preliminar, que se describen en los siguientes numerales⁴:

10.1 Solicitud de factibilidad de conexión preliminar de una CGRNC

La EPG deberá presentar la solicitud de factibilidad de conexión preliminar conforme al numeral 8.1 de la Regulación Nro. ARCONEL-001/24 o la que la sustituya o modifique. Asimismo, la EPG deberá gestionar ante el MAE una conformidad, la cual indique que, el (los) proyecto(s) de generación no afectará(n) con la ejecución de los proyectos previstos en el Plan Maestro de Electricidad (PME).

En esta solicitud se consignarán los datos generales de la EPG, del proyecto de generación previsto, así como el punto de la red eléctrica donde se propone conectar la futura CGRNC.

⁴ En el ANEXO C se presenta el diagrama de flujo resumido para el análisis de la factibilidad de conexión preliminar.

El representante legal de la EPG presentará al Operador de Red, junto a la solicitud de factibilidad de conexión preliminar, una declaración juramentada notariada (previa gestión de los trámites que correspondan ante las entidades competentes) en la que manifieste que el proyecto de generación no se encuentra contemplado en el Plan Maestro de Electricidad (PME) vigente.

En adición a requerimientos que pudiera establecer el MAE, la EPG/EGH deberá incluir en dicha declaración juramentada los aspectos adicionales respectivos, considerando los siguientes casos:

Caso 1: Empresas (partes) relacionadas

Las EPG/EGH relacionadas para el desarrollo de las CGRNC, no podrán acumular más de 100 MW de capacidad nominal en un mismo punto de conexión. Sin embargo, no habrá restricción respecto de la capacidad acumulada en puntos de conexión distintos para las empresas relacionadas, sin perjuicio de lo establecido en el primer párrafo del ARTÍCULO 8. En este sentido, la EPG/EGH deberá entregar al Operador de Red la solicitud de factibilidad de conexión preliminar, manifestando en la declaración juramentada que son partes relacionadas, conforme lo estipula la Ley de Régimen Tributario Interno (y su Reglamento) y la Ley de Compañías (y su Reglamento).

Caso 2: Empresas (partes) no relacionadas

Las EPG/EGH no relacionadas podrán desarrollar varias CGRNC, con capacidad instalada mayor a 10 MW y menor o igual a 100 MW, en el mismo punto de conexión mientras en éste exista capacidad remanente; siempre y cuando sean empresas (partes) no relacionadas conforme lo estipula la Ley de Régimen Tributario Interno (y su Reglamento) y la Ley de Compañías (y su Reglamento). En este sentido, la EPG/EGH deberán entregar al Operador de Red la solicitud de factibilidad de conexión preliminar, manifestando en la declaración juramentada que no son partes relacionadas.

El Operador de Red iniciará a trámite la solicitud de factibilidad de conexión preliminar únicamente cuando se entregue la declaración juramentada notariada. Además, aceptará a trámite las solicitudes de factibilidad de conexión preliminar en orden cronológico hasta completar la capacidad remanente en su red. Una vez alcanzada la capacidad remanente del punto de conexión, el Operador de Red deberá continuar recibiendo solicitudes hasta completar un bloque adicional de igual magnitud a dicha capacidad del punto solicitado, las cuales quedarán registradas como solicitudes en espera, sin ser tramitadas.

Solo podrán registrarse como solicitudes en espera aquellas cuya potencia nominal no

supere la capacidad remanente del respectivo punto de conexión. Estas solicitudes serán evaluadas en orden de ingreso, únicamente en caso de liberación de capacidad remanente por desistimiento, vencimiento o cancelación de solicitudes previamente ingresadas. Este proceso de recepción deberá garantizar que el bloque adicional de la capacidad remanente en el punto de conexión se mantenga cubierto. Cabe indicar que, si existe un cambio en la razón social, ubicación, propietarios, o potencia nominal, se dejará sin efecto la factibilidad de conexión preliminar y deberá ingresarse un nuevo trámite con las nuevas características del proyecto.

Este bloque adicional podrá estar conformado por múltiples solicitudes de distintos promotores, siempre que la suma total de la potencia nominal de dichas solicitudes no exceda la capacidad remanente en el punto solicitado. Cuando la potencia nominal solicitada sea mayor que la capacidad remanente disponible en el punto de conexión, el Operador de Red informará a la EPG, de manera expresa, el valor de dicha capacidad remanente (MW). Esta comunicación no constituye reserva de capacidad.

Si la EPG/EGH decide continuar el trámite por el valor de capacidad remanente informado por el Operador de Red deberá, en el plazo de hasta un mes, contado a partir de la recepción de la comunicación emitida por el Operador de Red, presentar una nueva solicitud por esa capacidad y adjuntar los estudios actualizados. A la nueva solicitud el Operador de Red asignará un Código Único de Trámite, fecha y hora de recepción, a partir de la cual inicia el trámite con la nueva capacidad solicitada por la EPG.

Caso contrario la solicitud inicial concluirá con la notificación correspondiente a la EPG, y el Operador de Red deberá continuar conforme al orden de llegada de las demás solicitudes presentadas por las EPG. El formulario presentado en el ANEXO A, le permitirá a la EPG realizar consultas y seguimiento sobre el estado de avance de su solicitud, de manera presencial o a través de la página web del Operador de Red.

10.2 Análisis y otorgamiento del Certificado de Factibilidad de Conexión Preliminar

El Certificado de Factibilidad de Conexión Preliminar se otorgará conforme lo establecido en el Artículo 8. FACTIBILIDAD DE CONEXIÓN PRELIMINAR dispuesto en la Regulación Nro. ARCONEL- 001/24, o la que la sustituya o modifique. El Operador de Red no cobrará valor alguno por cualquiera de los conceptos antes señalados (análisis de la factibilidad de conexión y el acceso a la red).

ARTÍCULO 11. PROCEDIMIENTO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO HABILITANTE

11.1 Solicitud de certificado de calificación

Una vez que la EPG cuente con el Certificado de Factibilidad de Conexión Preliminar, deberá solicitar al MAE el Certificado de Calificación, conforme lo establecido en el RGLOSPEE y la Regulación Nro. ARCONEL-001/24, o la que la sustituya o modifique.

Sin perjuicio de los requisitos solicitados para la obtención del certificado de calificación en el RGLOSPEE en el literal “e) Aprobación del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) y Licencia Ambiental emitida por la autoridad competente.”, considérese el Artículo 19 y 174 del Código Orgánico Ambiental (COA) y el Artículo 426 del Reglamento al Código Orgánico del Ambiente (ROA) para la obtención de la Autorización Administrativa Ambiental correspondiente para cada proyecto.

11.2 Sobre la emisión del Título Habilitante

Luego que la EPG obtenga el Certificado de Calificación y cumpla con todos los requisitos precontractuales, solicitará la suscripción del Contrato de Concesión, que constituye el Título Habilitante requerido para el desarrollo del proyecto de generación, conforme lo dispone la “Sección I PROCEDIMIENTO SIMPLIFICADO PARA EL OTORGAMIENTO DE TÍTULOS HABILITANTES PARA PROYECTOS CON ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL (ERNC)” del RGLOSPEE.

ARTÍCULO 12. PROCEDIMIENTO PARA LA FACTIBILIDAD DE CONEXIÓN DEFINITIVA

A partir de la suscripción del Título Habilitante, la EGH podrá ingresar su solicitud ante el Operador de Red para la obtención de la Factibilidad de Conexión Definitiva. El procedimiento para la obtención del Certificado de Factibilidad de Conexión Definitiva se registrará por lo dispuesto en el Artículo 9 de la Regulación Nro. ARCONEL-001/24, o la que la sustituya o modifique.

La EGH podrá realizar las consultas y seguimiento sobre el estado de avance de su solicitud, de manera presencial o a través de la página web del Operador de Red, utilizando el Código Único de Trámite que le fue asignado dentro del formulario señalado en el Anexo A.

ARTÍCULO 13. VIGENCIA DE LOS CERTIFICADOS DE FACTIBILIDAD DE CONEXIÓN

La vigencia de los Certificados de Factibilidad de Conexión Preliminar y Definitivo se registrará por lo dispuesto en el ARTÍCULO 11 de la Regulación Nro. ARCONEL-001/24, o la que la sustituya o modifique.

ARTÍCULO 14. INCREMENTO DE CAPACIDAD DE CENTRALES DE GENERACIÓN DE

ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL

La posibilidad de incremento de capacidad de una central de generación, objeto de esta regulación, estará sujeta a lo que se estipule en el Contrato de Concesión suscrito por la EGH y, al procedimiento y requisitos que, de ser el caso, establezca el MAE.

Todo proyecto de incremento de capacidad deberá contar con el certificado de factibilidad de conexión preliminar (Autorización de Conexión) y el Certificado de Factibilidad de Conexión Definitivo actualizados, para lo cual la EGH deberá cumplir el procedimiento y condiciones establecidas en esta regulación, sin que ello excluya el cumplimiento de las disposiciones contractuales que se hayan pactado en el Contrato de Concesión.

El incremento de capacidad deberá ajustarse al ámbito de aplicación de la presente regulación; es decir, la potencia nominal total del proyecto de generación con fuentes de ERNC, incluido el incremento de capacidad, deberá ser mayor a 10 MW y menor o igual a 100 MW.

Dependiendo de la potencia nominal total de la CGRNC, incluido su incremento de capacidad, se deberán establecer los requisitos técnicos de acuerdo con lo establecido en la Regulación Nro. ARCONEL-001/2024, o la que la sustituya o modifique, tomando como referencia la categoría a la que corresponda, dependiendo de la potencia instalada.

ARTÍCULO 15. CONSTRUCCIÓN DE UNA CGRNC Y OBRAS, EQUIPOS E INSTALACIONES PARA SU CONEXIÓN A UNA RED DE TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD

El diseño, la construcción y el montaje de una CGRNC, su línea de interconexión, y demás instalaciones y equipos asociados, así como el financiamiento para su ejecución, serán de exclusiva responsabilidad de la EGH y se sujetará al cronograma, obligaciones y condiciones establecidas en su Contrato de Concesión y demás normativa aplicable.

Los diseños elaborados por la EGH para la línea de interconexión destinada a conectar una CGRNC a la Red de Transporte de Electricidad (SNT) deberán cumplir con los estándares y especificaciones mínimas establecidas por el Operador de Red. Dicho operador no podrá exigir estándares o especificaciones más estrictos que aquellos aplicables a sus propias obras, equipos, líneas e instalaciones. Adicionalmente, la EGH deberá observar las condiciones establecidas en el Certificado de Factibilidad de Conexión Definitivo.

La EGH ejecutará las obras y el montaje de equipos e instalaciones, para materializar su conexión al SNT, bajo la supervisión del Operador de Red.

ARTÍCULO 16. REQUISITOS OPERATIVOS Y DE SUPERVISIÓN Y CONTROL EN TIEMPO

REAL

Los requisitos técnicos que deberán cumplir las CGRNC se sujetarán a lo establecido en las regulaciones Nro. ARCERNNR-001/24, denominada “Código de Operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano”, Nro. ARCONEL-001/24, denominada “Código de Conexión del Sistema Eléctrico Ecuatoriano” y Nro. ARCONEL-001/25, denominada “Planificación operativa, despacho y operación del sistema eléctrico de potencia”; o, las que las sustituyan o modifiquen.

Por su parte, los requerimientos que deben cumplir las CGRNC, en los aspectos relacionados a la supervisión y control en tiempo real del SNI, corresponderán a los establecidos en la Regulación Nro. ARCONEL-003/16, denominada “Requerimientos para la supervisión y control en tiempo real del Sistema Nacional Interconectado”, o la que le sustituya o modifique; y en los procedimientos de aplicación respectivos. Tales requisitos deberán ser considerados por la EGH, para el diseño, tanto de la CGRNC como de sus equipos de protección, control y comunicación; lo cual deberá ser verificado por el Operador de Red para la emisión del Certificado de Factibilidad de Conexión Definitivo.

ARTÍCULO 17. PRUEBAS, CONEXIÓN E INICIO DE OPERACIÓN COMERCIAL

Los procesos de pruebas técnicas, operación experimental e inicio de operación comercial deberán ser coordinados entre el CENACE, el Operador de Red y la EGH, conforme lo establecido en las regulaciones Nro. ARCONEL-001/24, “Código de Conexión del Sistema Eléctrico Ecuatoriano” y Nro. ARCERNNR-001/23, denominada “Régimen de las transacciones comerciales en el sector eléctrico ecuatoriano”; o, las que las sustituyan o modifiquen y lo especificado en el Título Habilitante.

Para iniciar las pruebas técnicas u operación experimental, la EGH deberá haber suscrito el Contrato de Conexión con el Operador de Red, con base en el modelo establecido del ANEXO A en la Regulación Nro. ARCONEL-001/24.

La EGH otorgará las facilidades necesarias para que, en coordinación con el Operador del Sistema, el Operador de Red realice las inspecciones, verificaciones y pruebas que correspondan a los equipos e instalaciones del campo de conexión.

ARTÍCULO 18. TRANSFERENCIA DE OBRAS, EQUIPOS E INSTALACIONES

Todas las obras, equipos e instalaciones que hayan sido implementados por la EGH para su conexión con en el SNT, serán transferidos al Operador de Red sin costo alguno, quién asumirá su operación y mantenimiento, y deberá considerar lo establecido en el Artículo 18. LÍMITES DE PROPIEDAD de la Regulación Nro. ARCONEL-001/24. La línea de interconexión dedicada entre la CGRNC y el punto de conexión no será transferida.

Entre el Operador de Red y la EGH establecerán el límite físico que define el punto de conexión; en consecuencia, levantarán una lista de los equipos e instalaciones que serán transferidos de la EGH al Operador de Red.

La transferencia obligatoria de las obras, equipos e instalaciones referidos en este artículo deberá efectivizarse, bajo la figura legal que el Operador de Red defina, dentro de un plazo de seis (6) meses posteriores a la fecha de inicio de Operación Comercial de la Central de Generación declarada por el Operador del Sistema; los costos de protocolización de la transferencia serán asumidos por la EGH. El listado de los activos transferidos deberá ser incorporado como un anexo al Contrato de Conexión.

El Operador de Red será responsable de la ejecución y costos de la operación y mantenimiento de las obras, equipos e instalaciones que sean transferidos, a partir de que se formalice su transferencia.

El Operador de Red podrá ejecutar las actividades de mantenimiento de la línea de interconexión de propiedad de una EGH, por solicitud de esta última, lo cual deberá constar expresamente en el Contrato de Conexión. Las partes convendrán el precio de las actividades de mantenimiento a ejecutarse. Los costos que demanden tales actividades no formarán parte de los costos que sean reportados por el Operador de Red a la Administración de la ARCONEL para el análisis y determinación de los costos del sector eléctrico.

CAPÍTULO IV. DESPACHO, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

ARTÍCULO 19. CONDICIONES DE OPERACIÓN Y DESPACHO

Sin perjuicio de lo establecido en las regulaciones Nro. ARCERNNR-001/24 y Nro. ARCONEL-001/25, o las que las sustituyan o modifiquen, para el despacho de las CGRNC se observará lo siguiente:

Las CGRNC de potencia nominal instalada mayor a 10 MW y menor o igual a 100 MW serán despachadas en concordancia con las disposiciones establecidas en las regulaciones Nro. ARCERNNR-001/24 y Nro. ARCONEL-001/25; o, las que las sustituyan o modifiquen.

El Operador del Sistema incorporará estas condiciones de despacho en el análisis de factibilidad de conexión definitiva, de modo que, al inicio de la Operación Comercial de una CGRNC, no se impongan restricciones a la inyección de electricidad en la red de transporte, siempre que el sistema se encuentre en estado normal de operación.

En caso de presentarse alguna condición fuera del estado normal de operación definido en la Regulación Nro. ARCERNNR-001/24 que pudiera limitar temporalmente el despacho de la capacidad total de una CGRNC, el CENACE, en coordinación con el

Operador de Red y de acuerdo con sus procedimientos de aplicación, dispondrá las condiciones de despacho y operación.

ARTÍCULO 20. CGRNC CON SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO

Los sistemas de almacenamiento con baterías que se integren a proyectos de generación eléctrica con ERNC solar fotovoltaica y eólica, en el marco de esta regulación, se considerarán componentes destinados a garantizar el respaldo operativo de dichas instalaciones. Sin perjuicio de lo antes mencionado, la CGRNC para cumplir con lo establecido en la Regulación Nro. ARCONEL-001/24 referente a mantener la estabilidad del sistema eléctrico de potencia (SEP) podrá utilizar las funcionalidades de las baterías del sistema de almacenamiento.

El diseño, instalación, operación, control y mantenimiento de los sistemas de almacenamiento deberán cumplir con los requisitos técnicos establecidos por el Operador del Sistema y el Operador de Red, sin perjuicio de lo establecido en las regulaciones Nro. ARCERNR-001/24 y Nro. ARCONEL-001/24 o las que las sustituya o modifique. Las características técnicas mínimas que deben presentar las baterías del Sistema de Almacenamiento son:

Tabla 2 Características Técnicas Básicas de las Baterías

Parámetros técnicos	Valor mínimo exigible
Eficiencia de ciclo completo (AC-AC)	No menor al 90%.
Eficiencia de ciclo completo (DC-DC)	No menor al 95%.
Estado de Carga (SoC) mínimo operativo	No mayor al 20%.
Estado de Carga (SoC) máximo operativo	No menor al 80%.
Profundidad de descarga utilizable (DoD, <i>Depth of Discharge</i>)	No menor al 60 % de la capacidad nominal.

Estos requisitos se aprobarán en la Factibilidad de Conexión Definitiva. Los controles mínimos que deberán tener estos sistemas son:

- **Control de potencia activa (P):** para regular la inyección o absorción de energía conforme a los requerimientos del sistema eléctrico.
- **Control de potencia reactiva (Q):** para contribuir al soporte de tensión y mantener la estabilidad de la red.
- **Control del estado de carga (SoC, State of Charge):** para asegurar la disponibilidad del almacenamiento en condiciones normales y de contingencia.
- **Sistema de supervisión y control en tiempo real:** para asegurar únicamente la operación y despacho del sistema de almacenamiento, sin perjuicio de lo

establecido en el ARTÍCULO 27 de la presente regulación.

20.1 Operación del sistema de almacenamiento

La CGRNC reportará al Operador del Sistema y al Operador de Red, la potencia activa, reactiva, estado de carga (SoC), disponibilidad del sistema de almacenamiento y demás variables del sistema de almacenamiento, mediante supervisión y control en tiempo real, conforme a la normativa aplicable.

Asimismo, aplicará las consignas de potencia activa y reactiva impartidas por el Operador del Sistema, cumpliendo los tiempos de respuesta y rampas que este establezca en su programación, de acuerdo con la Regulación Nro. ARCERNNR-001/24 o la que la sustituya o modifique y demás normativa conexas.

El Operador del Sistema podrá exigir a la EGH la modificación de la reserva mínima de SoC, así como el porcentaje de entrega de hasta el 25 % de su energía almacenada cada hora, por razones operativas, además planificará el mantenimiento del sistema de almacenamiento durante el periodo que determine el CENACE para atender picos de demanda o contingencias, dicha reserva será informada y verificada mediante medición en tiempo real.

El Operador del Sistema indicará a la EGH las señales destinadas a la supervisión y control en tiempo real se realizarán cumpliendo las disposiciones establecidas en la Regulación Nro. ARCONEL-003/16 y Regulación Nro. ARCERNNR-001/24, o las que las sustituyan o modifiquen. El Operador del Sistema programará y emitirá lineamientos (consignas) de operación, conforme su procedimiento de aplicación, y la EGH operará el sistema de almacenamiento, considerando al menos lo siguiente:

- Despacho Programado: Durante el período de alta demanda, comprendido entre las 18:00 y 22:00 horas o de acuerdo con el procedimiento de aplicación que defina el CENACE.
- Manejo de Contingencias: De manera inmediata ante la declaración de una contingencia, falla o evento imprevisto en el SEP por parte del Operador del Sistema, para garantizar la continuidad y estabilidad del SEP.
- Proceso de Carga: La recarga del almacenamiento se efectuará en los horarios que defina el Operador del Sistema según su procedimiento de aplicación.

El recambio del Sistema de Almacenamiento está considerado en el costo de inversión de la CGRNC, por lo tanto, el CENACE verificará operativamente dicho recambio y la disponibilidad de este sistema; y la ARCONEL a través de los reportes por parte del CENACE validará el cumplimiento de las condiciones operativas establecidas.

ARTÍCULO 21. REPORTE DE INFORMACIÓN AL CENACE Y AL OPERADOR DE RED

Las EGH tienen la obligación de proporcionar al CENACE la información técnica y comercial que requiera para ejecutar los procesos de planificación operativa, despacho y operación del SEP, y los procesos comerciales, de conformidad con lo establecido en las regulaciones específicas que norman estos aspectos y sus procedimientos de aplicación.

Adicionalmente, las EGH tiene la obligación de proporcionar al Operador de Red la información que este requiera para sus procesos de planificación, operación y expansión de su sistema eléctrico, de conformidad con lo establecido en las regulaciones específicas que norman estos aspectos y sus procedimientos de aplicación.

ARTÍCULO 22. GESTIÓN DE MANTENIMIENTOS

Es obligación de las EGH planificar y ejecutar los mantenimientos de sus CGRNC, así como de los equipos e instalaciones que permiten materializar su conexión con el sistema eléctrico.

La ejecución de los mantenimientos deberá ser gestionada conforme lo dispuesto en la Regulación Nro. ARCERNNR-001/24, Nro. ARCONEL-001/24, en coordinación con el Operador de Red y el Operador del Sistema, y de acuerdo con la normativa técnica vigente.

CAPÍTULO V. ASPECTOS COMERCIALES

ARTÍCULO 23. PRECIO PREFERENTE

Los precios preferentes se determinan con base en el Costo Nivelado Total de Energía (CNE⁵), en ¢USD/kWh, valores a los que se remunerará la energía que produzcan las CGRNC que se desarrollen bajo el amparo de esta regulación.

El precio preferente se incorporará en los contratos regulados, los cuales a su vez estarán vigentes desde el inicio de operación comercial de la CGRNC hasta la terminación del plazo preferente. No habrá ajustes del precio preferente durante todo el plazo preferente.

Los precios preferentes para reconocer a las CGRNC, de propiedad de las EGH que obtengan su Título Habilitante al amparo de la presente regulación, comprenden:

- a) Valores de generación de las CGRNC que se presentan en la Tabla 3. Precios preferentes de generación (LCOE) en ¢USD/kWh, según la ERNC.

⁵ El CNE comprende la suma de LCOE (*Levelized Cost of Energy*) y LCOT (*Levelized Cost of Transmission*) en los casos que corresponda.

Tabla 3. Precios preferentes de generación (LCOE) en ¢USD/kWh

ERNC	Precio Preferente (¢USD/kWh)
Biomasa	10,525
Eólica*	7,174
Hidroeléctrica Cuenca Amazonas	6,350
Hidroeléctrica Cuenca Pacífico	6,761
Solar Fotovoltaica*	8,036
Biogás	9,250
Geotérmica	14,662

*El precio preferente incluye almacenamiento con baterías para la generación intermitente, solar fotovoltaica y eólica. Este precio considera una capacidad del 10% de la potencia nominal de la CGRNC y 4 horas de carga y descarga en el punto de conexión.

- b) El LCOE calculado considera línea de interconexión (línea de transmisión) hasta 25 km de longitud. La CGRNC que exceda dicho límite se sujetará a lo establecido en la Disposición General NOVENA.

ARTÍCULO 24. PLAZO PREFERENTE

Es el tiempo durante el cual la energía generada por la CGRNC, de propiedad de la EGH que obtenga su Título Habilitante al amparo de la presente regulación, será remunerada con el precio preferente definido en el ARTÍCULO 23 de esta regulación.

El plazo preferente corresponde al tiempo de evaluación del proyecto utilizado para determinar el costo nivelado total de energía por cada tipo de ERNC. Los plazos preferentes aplicables a la generación objeto de la presente regulación son los siguientes:

Tabla 4. Plazos Preferentes

ERNC	Plazo Preferente (años)
Solar Fotovoltaica	25
Eólica	25
Hidroeléctrica	30
Biomasa	20
Geotérmica	25
Biogás	20

ARTÍCULO 25. ASPECTOS COMERCIALES PARA INCREMENTOS DE CAPACIDAD

25.1 Ampliación de una CGRNC al amparo de la presente regulación

Durante la vigencia de la presente regulación o la que la sustituya o modifique, en caso de que, de conformidad con lo establecido en el ARTÍCULO 14 de la presente regulación, el MAE autorice un incremento de capacidad de una CGRNC objeto de esta regulación, el costo nivelado total que se reconocerá a la energía que produzca el incremento de capacidad de la CGRNC será el determinado en la presente regulación. El plazo preferente se mantendrá sin modificaciones, es decir, el plazo remanente será el otorgado para la ampliación de capacidad. No habrá ajustes del costo nivelado total de energía establecido para el incremento de capacidad, durante el plazo preferente.

25.2 Ampliación de una CGRNC existente

Para aquellas centrales de generación renovable no convencional que hayan obtenido su Título Habilitante previo a la emisión de la presente regulación, podrán incrementar su capacidad de generación, observando lo definido en el ARTÍCULO 14 de la presente regulación. El incremento de capacidad deberá cumplir las características definidas en el ARTÍCULO 6 de esta regulación, además, deberá tener un sistema de medición comercial independiente de la capacidad inicialmente otorgada.

El precio para remunerar la energía del incremento de capacidad será el definido en la presente regulación. La capacidad inicial de la central mantendrá las mismas condiciones comerciales inicialmente otorgadas en su Título Habilitante.

Las ampliaciones de capacidad no incrementarán el plazo de concesión otorgado inicialmente. El plazo preferente aplicable al incremento de capacidad será el remanente del plazo preferente definido en el ARTÍCULO 24.

ARTÍCULO 26. TRANSACCIONES COMERCIALES Y LIQUIDACIÓN

Las EGH que suscriban un Contrato de Concesión bajo el amparo de la presente regulación, deben sujetarse a lo que establece la Regulación Nro. ARCERNNR-001/23, o la que la sustituya o modifique.

En caso de que el MAE llegare a autorizar un incremento de capacidad a una CGRNC, bajo las consideraciones descritas en el ARTÍCULO 14 de esta regulación, dicho incremento será liquidado al costo nivelado total de energía determinado en la presente regulación.

Al finalizar el plazo preferente establecido en su Título Habilitante, la remuneración de la energía entregada por la CGRNC se registrará por lo dispuesto en la normativa vigente aplicable.

ARTÍCULO 27. SISTEMAS DE MEDICIÓN COMERCIAL

Los requerimientos y condiciones que deben cumplir las EGH, en lo que respecta al sistema de medición comercial, se sujetarán a las disposiciones establecidas en la Regulación Nro. ARCONEL-001/16 "Sistema de Medición Comercial – SISMEC – del Sector Eléctrico Ecuatoriano", o en la que la sustituya o modifique.

CAPÍTULO VI. DE LA GESTIÓN DE LA INFORMACIÓN

ARTÍCULO 28. GESTIÓN DE INFORMACIÓN SOBRE GENERACIÓN CON ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL

El Operador de Red implementará las acciones que sean necesarias a fin de cumplir con las siguientes obligaciones en relación con la gestión de la información sobre la CGRNC:

1. Registrar y almacenar los datos relevantes de las CGRNC;
2. Tramitar a través de su página Web las solicitudes de factibilidad de conexión;
3. Presentar a través de su página Web, el estado de trámite de las solicitudes de factibilidad de conexión, a fin de que pueda ser consultado en línea por la parte interesada; y,
4. Generar reportes sobre las estadísticas de las CGRNC conectadas en el SNT, para ser entregados a la Administración de la ARCONEL, y que, a la vez, puedan ser descargados libremente de la página Web del Operador de Red.
5. Para el efecto, el Operador de Red dispondrá de una base de datos, la cual contará, al menos, con la siguiente información, según aplique para cada caso:

a) Datos generales:

- a.1) Código Único de Trámite;
- a.2) Nombre de la EPG que solicita la factibilidad de conexión;
- a.3) Potencia Nominal de la CGRNC;
- a.4) Capacidad de almacenamiento;
- a.5) Fuente de la CGRNC;
- a.6) Punto de Conexión, del circuito de alto voltaje o de la subestación, a la cual se conectará, o se encuentra conectada la CGRNC;
- a.7) Tipo de propietario de la CGRNC (conforme al ámbito de aplicación de la presente regulación);
- a.8) Fecha de suscripción del Contrato de Concesión;
- a.9) Fecha de terminación del Contrato de Concesión;
- a.10) Fecha de suscripción del Contrato de Conexión; y,
- a.11) Costo nivelado total de energía de venta para la producción de la CGRNC.

b) Sobre el trámite para la factibilidad de conexión:

- b.1) Fecha y hora de ingreso de la solicitud de factibilidad de conexión preliminar

por parte de la EPG;

b.2) Fecha máxima, y fecha efectiva, de notificación a la EPG por parte del Operador de Red, de la imposibilidad de atender una solicitud de factibilidad de conexión preliminar, por disposición del MAE;

b.3) Fecha máxima, y fecha efectiva, de notificación a la EPG por parte del Operador de Red, de la imposibilidad de atender una solicitud de factibilidad de conexión preliminar, por existencia de EPG/EGH relacionadas;

b.4) Fecha máxima, y fecha efectiva, de entrega a la EPG, de la información sobre la red de transporte de electricidad, por parte del Operador de Red, para la elaboración de los estudios técnicos;

b.5) Fecha máxima, y fecha efectiva, de entrega por parte de la EPG, de los estudios requeridos para el análisis de la factibilidad de conexión preliminar;

b.6) Fecha de entrega al Operador de Red, para revisión de los estudios proporcionados por la EPG para el análisis de la factibilidad de conexión preliminar;

b.7) Fecha máxima, y fecha efectiva, de entrega por parte del Operador de Red, del pronunciamiento sobre la revisión a los estudios técnicos para el análisis de la factibilidad de conexión preliminar;

b.8) Fecha máxima, y fecha efectiva, de entrega por parte de la EPG, del Certificado de Factibilidad de Conexión Preliminar;

b.9) Fecha y hora de ingreso de la solicitud de factibilidad de conexión definitiva por parte de la EPG;

b.10) Fecha del Certificado de Calificación otorgado por el MAE;

b.11) Fecha máxima, y fecha efectiva, de notificación a la EPG, de los estudios que debe entregar al Operador de Red para el análisis de la factibilidad de conexión definitiva;

b.12) Listado de estudios requeridos por el Operador de Red;

b.13) Fecha máxima, y fecha efectiva, de entrega por parte de la EPG, de los estudios requeridos para el análisis de la factibilidad de conexión definitiva;

b.14) Fecha de entrega al CENACE, para su revisión, por parte del Operador de Red, de los estudios proporcionados por la EPG para el análisis de la factibilidad de conexión definitiva;

b.15) Fecha máxima, y fecha efectiva, de entrega por parte del CENACE, del pronunciamiento sobre la revisión a los estudios técnicos para el análisis de la factibilidad de conexión definitiva;

b.16) Fecha de entrega al Operador de Red, para revisión de los estudios proporcionados por la EPG para el análisis de la factibilidad de conexión definitiva;

b.17) Fecha máxima, y fecha efectiva, de entrega por parte del Transmisor, del pronunciamiento sobre la revisión a los estudios técnicos para el análisis de la factibilidad de conexión definitiva;

b.18) Fecha máxima, y fecha efectiva, de entrega por parte de la EPG, del Certificado de Factibilidad de Conexión Definitivo;

- b.19) Fecha máxima, y fecha efectiva, de aceptación por parte de la EPG, de las condiciones establecidas en el Certificado de Factibilidad de Conexión Definitivo;
- b.20) Fecha de caducidad de las factibilidades de conexión preliminar y definitiva;
- b.21) Fecha de anulación de las factibilidades de conexión preliminar y definitiva;
- b.22) Fecha de conclusión de trámite.

c) Sobre el inicio de operación comercial de la central:

- c.1) Fecha de suscripción del Contrato de Conexión;
- c.2) Fecha planificada de inicio de operación comercial de la CGRNC establecida en el Contrato de Concesión, y, de ser el caso, las fechas actualizadas de inicio de operación comercial, según lo establezcan los contratos modificatorios al Contrato de Concesión;
- c.3) Fecha efectiva de inicio de operación comercial de la CGRNC.

La información necesaria para tramitar, a través de la página web del Operador de Red, las solicitudes de factibilidad de conexión, así como aquella información necesaria para que los interesados puedan consultar el estado de trámite de dichas solicitudes, se mantendrá actualizada en línea.

Los datos e información sobre las CGRNC conectadas en el SNT, para consulta a través de la página Web del Operador de Red, deberá actualizarse mensualmente, dentro de los diez (10) primeros días posteriores al mes de corte.

La ARCONEL, sobre la base de su atribución de administrador del sistema único de información estadística del sector eléctrico, definirá los datos sobre generación que deben reportar los operadores de red de transmisión y las EGH, así como los formatos y los plazos a los cuales deben sujetarse.

El Operador de Red deberá reportar a la ARCONEL, dentro de los diez (10) primeros días término de cada trimestre, la información en el formato que esta establezca, sobre las solicitudes de factibilidad de conexión que no fueron tramitadas o para las cuales no se emitió una factibilidad de conexión favorable, señalando las razones de carácter técnico, legal o administrativo, sin perjuicio de la obligación que tiene el Operador de Red de atender requerimientos específicos de información que realice la ARCONEL.

ARTÍCULO 29. INFORMACIÓN QUE DEBEN PROPORCIONAR LAS EGH A LA ARCONEL

Las EGH deberán entregar a la ARCONEL la información técnica y comercial que les sea requerida para fines regulatorios, estadísticos o de control, dentro de los plazos y en los formatos que defina ARCONEL.

Esta obligación se extiende a lo dispuesto en las regulaciones expedidas por la ARCONEL, incluidas, entre otras, las regulaciones Nro. ARCONEL-001/24, Nro.

ARCERNNR-001/24, Nro. ARCERNNR-001/23, o las normas que las sustituyan o modifiquen.

CAPÍTULO VII. RÉGIMEN DE INFRACCIONES Y SANCIONES

ARTÍCULO 30. INFRACCIONES Y SANCIONES

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

30.1 Declaración juramentada sobre Caso 2

En caso de que la ARCONEL, como resultado de sus acciones de control a las EGH que han suscrito Contratos de Concesión (o por denuncias de terceros), identifique que existen EGH (partes) relacionadas, aun cuando hubiesen declarado bajo juramento no serlo, informará del particular al MAE a fin de que adopte las medidas que corresponda en su calidad de entidad concedente para las actividades del sector eléctrico; y, de conformidad con lo establecido en la LOSPEE y lo estipulado en los respectivos Contratos de Concesión.

30.2 Sistema de Almacenamiento

En caso de que la EGH incumpla con lo establecido en el literal d del artículo 6 de la presente regulación el Operador del Sistema informará a la ARCONEL para que efectúe la sanción correspondiente en conformidad con lo establecido en la LOSPEE, RGLOSPEE y lo estipulado por el MAE en el título habilitante.

DISPOSICIONES GENERALES

PRIMERA: En apego a lo dispuesto en el artículo 56 de la LOSPEE, las EGH deberán observar lo relacionado a los recursos económicos para proyectos de desarrollo territorial y demás disposiciones que sobre el tema se establezcan en su reglamento y regulación específica.

SEGUNDA: En caso de que las EPG/EGH propongan proyectos de ERNC contempladas en la presente regulación y cuyo precio de venta de energía no se defina conforme lo establecido en el ARTÍCULO 23 de esta regulación, cumplirán las disposiciones del presente marco normativo, con respecto al análisis y otorgamiento de la factibilidad de conexión; a los requisitos técnicos y operativos; a las pruebas técnicas, conexión, operación experimental y declaración en operación comercial; al sistema de medición comercial; al sistema de supervisión y control en tiempo real del SNI; a la gestión de mantenimientos, gestión de información de generación; y, régimen de infracciones y

sanciones. No obstante, el precio y plazo aplicable para la venta de energía será el que sea aprobado por el MAE.

TERCERA: Las EPG/EGH deberán sujetarse a la normativa ambiental vigente, en particular al Código Orgánico del Ambiente (COA), su Reglamento (RCOA), y a las disposiciones emitidas por la Autoridad Ambiental Nacional. De igual manera, en el ámbito ambiental, dichas empresas deberán aplicar lo establecido en la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE) y su Reglamento (RGLOSPEE). En el marco de su acreditación como Autoridad Ambiental Competente del sector eléctrico a nivel nacional y la autorización de utilizar el sello del Sistema Único de Manejo Ambiental (SUMA), la ARCONEL ejercerá la regularización y control ambiental sectorial.

CUARTA: Las CGRNC que utilicen fuentes hidroeléctricas, biomasa, biogás o geotérmica, desarrolladas bajo la presente regulación, deberán prescindir de sistemas de almacenamiento con baterías, dado que el almacenamiento se contempla exclusivamente para centrales de generación con ERNC eólica y solar, por tratarse de fuentes intermitentes. Esto sin perjuicio de que, en el futuro, se pueda emitir una regulación específica que habilite su aplicación a otras ERNC.

QUINTA: Las EPG interesadas en aprovechar el recurso disponible en los residuos o desechos sólidos no peligrosos gestionados por los gobiernos autónomos descentralizados municipales para la generación eléctrica, deberán regirse exclusivamente a la Regulación Nro. ARCERNNR-002/23 o la que la sustituya.

SEXTA: El Operador de Red atenderá las solicitudes de factibilidad de conexión preliminar y definitiva; y, gestionará la información de las EPG y EGH con recursos tecnológicos y administrativos disponibles, tales como el sistema de gestión para aprobación de proyectos eléctricos particulares, la oficina virtual para ingenieros en libre ejercicio, y el sistema de atención virtual, principalmente.

SÉPTIMA: La ARCONEL, ejercerá acciones de control en torno a las indisponibilidades del Sistema de Almacenamiento de las CGRNC, estableciendo los plazos y criterios aplicables que serán coordinados con el Operador del Sistema, con el fin de garantizar las condiciones técnicas y operativas del SEP establecidas en el contrato de concesión. La indisponibilidad del Sistema de Almacenamiento será informada y verificada por el Operador del Sistema mediante supervisión y control en tiempo real.

OCTAVA: Los estudios técnicos presentados por las EPG deberán contar con las licencias vigentes de los programas computacionales utilizados. Los documentos habilitantes (propiedad, arrendamiento, contrato de servicio u otros) de estas licencias deberán ser presentados al Operador de Red para la verificación en los trámites de obtención de las factibilidades de conexión preliminar y definitiva.

NOVENA: Cuando una CGRNC requiera una línea de interconexión con longitud superior a veinte y cinco (25) kilómetros, la EPG presentará la solicitud de factibilidad preliminar con diseño del trazado. El Operador de Red en coordinación con el Operador del Sistema, analizará los estudios correspondientes.

Si los estudios demuestran que se requiere una longitud mayor, el Operador de Red lo comunicará al MAE para su calificación excepcional. De proceder, la ARCONEL, dentro de quince (15) días, determinará el precio preferente ajustado, reconociendo exclusivamente el costo proporcional del tramo que exceda los veinte y cinco (25) kilómetros. Las adecuaciones al SNI necesarias para la conexión serán a costo de la EPG/EGH y no formarán parte del precio preferente.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

PRIMERA: Disponer al Operador de Red que, en el plazo de seis (6) meses, contados a partir de la expedición de la presente regulación, adecúe su sistema informático para la implementación de una “ventanilla virtual”. Para efectos de esta Regulación, se entiende por “ventanilla virtual” a una plataforma digital accesible a través de internet que permita a la ARCONEL y a las empresas promotoras con fuentes de energía renovable no convencional gestionar, consultar y hacer seguimiento remoto al estado de los trámites relacionados con los certificados de factibilidad de conexión preliminar y definitiva.

La información deberá mantenerse actualizada de conformidad con lo establecido en el CAPÍTULO VI. ARTÍCULO 28 de esta Regulación; no obstante, el sistema deberá reflejar los cambios en el estado de los trámites en un plazo no mayor a cinco (5) días hábiles desde su ocurrencia, sin perjuicio de la publicación consolidada mensual en la página web institucional.

SEGUNDA: Hasta que se implemente la ventanilla virtual, el Operador de Red recibirá las solicitudes mediante Quipux o presencial. El primer reporte que el Operador de Red deberá entregar a la ARCONEL, de conformidad con lo establecido en el ARTÍCULO 8 de esta regulación, se realizará dentro de los diez (10) primeros días del tercer mes posterior a la fecha de expedición de la presente regulación.

TERCERA: Hasta que se expida la regulación específica de almacenamiento de energía eléctrica y/o se reforme la Regulación Nro. ARCERNNR-001/23 denominada “Régimen de las transacciones comerciales en el sector eléctrico ecuatoriano”, se deberá considerar de forma independiente la aplicación de la Regulación Nro. ARCONEL-001/16 “Sistema de Medición Comercial SISMEC- del Sector Eléctrico Ecuatoriano” y la Regulación Nro. ARCONEL 003/16 “Requerimientos para la supervisión y control en tiempo real del Sistema Nacional Interconectado”, tanto para la CGRNC como para el sistema de almacenamiento.

CUARTA: La ARCONEL, en un plazo de hasta seis (6) meses desde la expedición de la presente regulación, emitirá una regulación que norme los BESS y defina los servicios complementarios que podrán prestar, incluyendo requisitos y condiciones técnicas y comerciales.

QUINTA: Cuando la Empresa Promotora de Generación incorpore sistemas de almacenamiento cuya capacidad exceda lo establecido en el literal d) del ARTÍCULO 6 de esta normativa, deberá presentar la solicitud de factibilidad preliminar conforme a lo dispuesto en la misma. El Operador de Red, en coordinación con el Operador del Sistema, efectuará los estudios correspondientes tomando como referencia el ARTÍCULO 20 de la presente Regulación. Si dichos estudios demuestran beneficios técnicos y económicos para el Sistema Nacional Interconectado superiores a los previstos en las condiciones del ARTÍCULO 6, el Operador de Red comunicará al MAE, a fin de que califique el caso como excepcional.

De considerarlo procedente el MAE, podrá disponer a la Administración de la ARCONEL el cálculo del precio preferente aplicable. Para este efecto, la Administración de la ARCONEL dispondrá con el término de quince (15) días para determinar el precio correspondiente para la CGRNC.

SEXTA: El CENACE, en un plazo de hasta tres (3) 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.

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 – ARCONEL.

Dado en la ciudad de San Francisco de Quito, Distrito Metropolitano, a los 16 días del mes de octubre del año 2025.



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

ANEXO A

SOLICITUD DE FACTIBILIDAD DE CONEXIÓN PRELIMINAR

Quien suscribe el presente, representante legal de la Empresa (nombre de la EPG solicitante), solicito a la (nombre del Operador de Red), se sirva analizar y otorgar la factibilidad de conexión preliminar para una CGRNC, considerando los términos que se describen a continuación:

1. DATOS DE LA EMPRESA SOLICITANTE (EPG)

Razón social:

RUC:

Provincia:

Cantón:

Parroquia:

Dirección domiciliaria (calle principal, número y calle secundaria):

Urbanización o edificio:

Referencia:

Teléfono convencional o celular:

Correo electrónico:

Privada

Economía popular y solidaria

Estatual Extranjera

2. DATOS DEL PROYECTO

Nombre del proyecto:

Potencia Nominal [MW]:

Factor de planta estimado:

Energía anual a generar estimada [MWh – año]:

Dispone de sistema de almacenamiento de energía: Si No

Capacidad de almacenamiento [MWh]:

Recurso primario energético:

Solar

Biogás

Geotérmica

Otro, especificar:

Eólico

Biomasa

Hidráulico

Tecnología:

Basada en inversores

Síncrono

Asíncrono

Ubicación

Provincia:

Cantón:

Parroquia:

Barrio o recinto:

Referencia:

Ubicación georreferenciada (Sistema de Proyección UTM Datum WGS84; Zona 17 Sur):

X _____ Y _____

Fecha planificada de inicio de operación comercial:

3. DATOS DEL PUNTO DE LA RED PARA EL QUE SE REQUIERE LA FACTIBILIDAD DE CONEXIÓN

Provincia:

Cantón:

Parroquia:

Barrio o recinto:

Dirección:

Referencia:

Ubicación georreferenciada (Sistema de Proyección UTM Datum WGS84; Zona 17 Sur):

X _____ Y _____

Voltaje de operación del Punto de Conexión propuesto **[kV]**:

Descripción del punto físico de la red al que se propone conectar la CGRNC:

Firma del representante legal

Firma de recepción

Nombre completo del representante legal
Documento de identificación del representante legal

Nombre completo de quien recibe la solicitud en el Operador de Red

Fecha y hora de recepción:

Código Único de Trámite:

ANEXO B

SOLICITUD DE FACTIBILIDAD DE CONEXIÓN DEFINITIVA

Quien suscribe el presente, representante legal de la Empresa (nombre de la EPG solicitante), solicito a la (nombre de la Empresa operadora de red), se sirva analizar y otorgar la factibilidad de conexión definitiva para una central de generación con fuente de energía renovable no convencional, considerando los términos que describo a continuación:

1. DATOS DE LA EMPRESA SOLICITANTE (EPG)

Razón social:

RUC:

Provincia:

Cantón:

Parroquia:

Dirección domiciliaria (calle principal, número y calle secundaria):

Urbanización o edificio:

Referencia:

Teléfono convencional o celular:

Correo electrónico:

Privada Economía popular y solidaria Estatal Extranjera

2. DATOS DEL PROYECTO

Nombre del proyecto:

Potencia Nominal [MW]:

Factor de planta estimado:

Energía anual a generar estimada [MWh]:

Dispone de sistema de almacenamiento de energía: Si No

Capacidad de almacenamiento [MWh]:

Recurso primario energético:

Solar Biogás Geotérmica Otro, especificar:

Eólico Biomasa Hidráulico

Tecnología: Basada en inversores

Síncrono Asíncrono

Ubicación:

Provincia:

Cantón:

Parroquia:

Barrio o recinto:

Referencia:

Ubicación georreferenciada (Sistema de Proyección UTM Datum WGS84; Zona 17 Sur):

X_____ Y_____

Fecha planificada de inicio de operación comercial:

3. DATOS DE LA FACTIBILIDAD DE CONEXIÓN PRELIMINAR

Código de trámite:

Fecha de otorgamiento de la factibilidad de conexión preliminar:

Oficio con el cual el Operador de Red otorgó la factibilidad de conexión preliminar:

4. DATOS DEL CERTIFICADO DE CALIFICACIÓN

Fecha de otorgamiento del Certificado de Calificación:

Número del documento con el cual el MAE otorgó el Certificado de Calificación:

Firma del representante legal

Firma de recepción

Nombre completo del representante legal
Documento de identificación del representante legal

Nombre completo de quien recibe la solicitud en el Operador de Red

Fecha y hora de recepción

ANEXO D
 DIAGRAMA DE FLUJO RESUMIDO PROCESO PARA FACTIBILIDAD DE CONEXIÓN DEFINITIVA

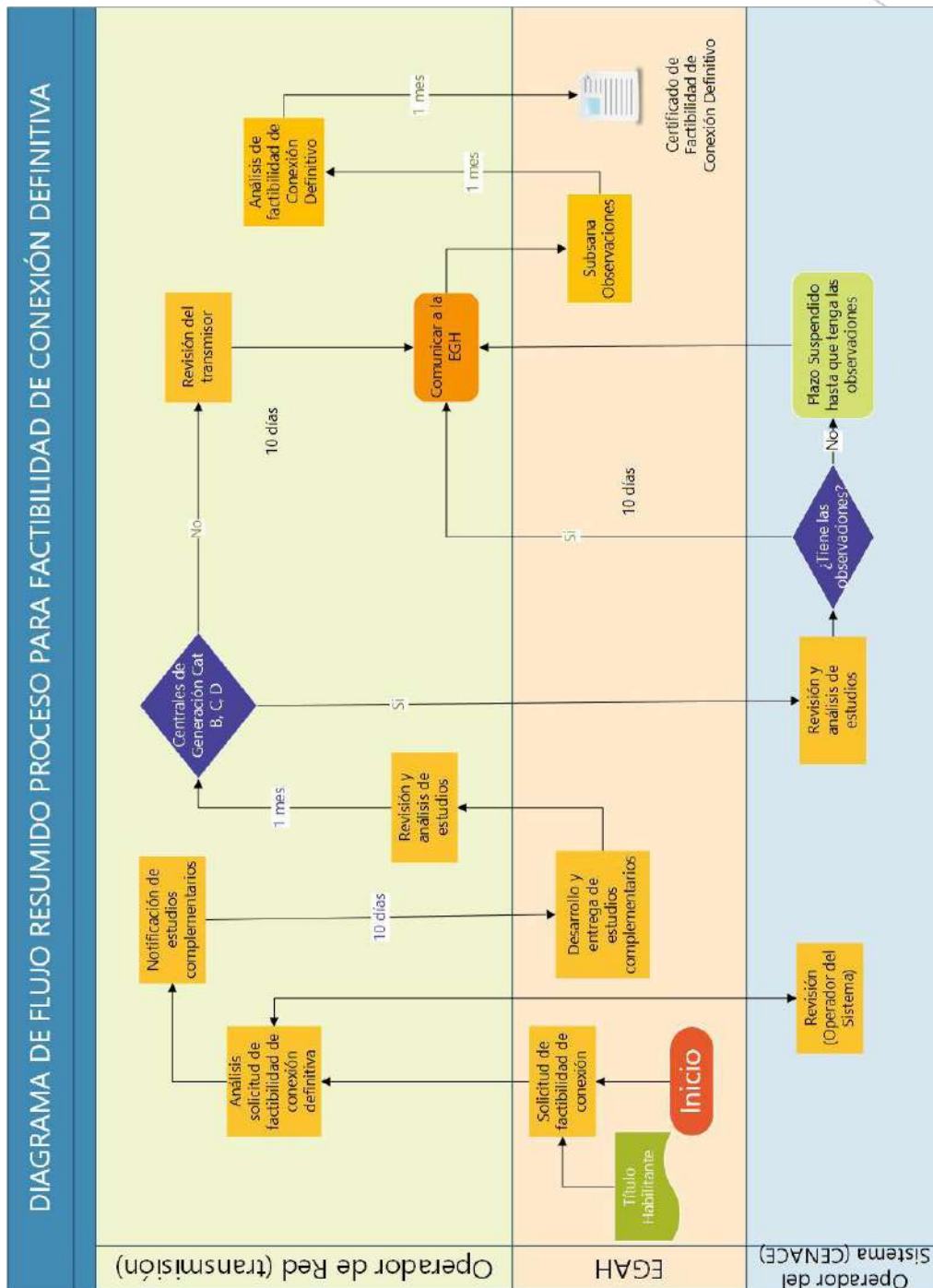


Ilustración 2. Diagrama resumen para aceptar a trámite una solicitud de Factibilidad de Conexión Definitiva.

ANEXO E

METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DEL PRECIO DE LA ENERGÍA DE GENERACIÓN DE CENTRALES RENOVABLES NO CONVENCIONALES (GRNC)

1. OBJETIVO

Establecer los precios preferentes para la generación con energías renovables no convencionales mayores a 10 MW y menores o iguales a 100 MW, basado en el procedimiento de cálculo del Costo Nivelado Total de Energía (CNE) que permita contar con una base técnica y económica-financiera, desarrollados bajo esquemas de iniciativa privada, de economía popular y solidaria, y empresas estatales extranjeras o subsidiarias de estas, compañías de economía mixta o consorcios en que dichas empresas estatales tengan participación mayoritaria y que construyan, operen y administren nuevas Centrales de Generación con Energías Renovables No Convencionales en el país bajo el amparo de la presente Regulación.

2. COSTO NIVELADO TOTAL DE ENERGÍA

El Costo Nivelado de la Energía representa el precio mínimo por unidad de energía (USD/MWh) al que un proyecto de generación debe vender su electricidad para alcanzar equilibrio financiero a lo largo de su vida útil. Cabe indicar que para las ERNC solar y eólica, el LCOE considera almacenamiento.

Este CNE se obtiene igualando el Valor Presente Neto (VPN) del proyecto a cero, considerando todos los ingresos, costos de inversión (CAPEX⁶), operación y mantenimiento (OPEX⁷), reinversiones, impuestos y contribuciones regulatorias. Todos estos componentes de la evaluación financiera han sido analizados según las condiciones regulatorias y de mercado para el caso ecuatoriano. El costo nivelado total de energía de un proyecto garantiza que:

- Los ingresos totales (por venta de energía) igualen a los costos totales, incluyendo la tasa del Costo de Capital Promedio Ponderado (WACC por sus siglas en inglés "Weighted Average Cost of Capital").
- El proyecto no genere ni pérdidas ni utilidades económicas extras.

Para poder encontrar el costo nivelado total de energía se presenta el desarrollo matemático del valor presente neto, desde el punto de vista de una empresa de generación.

⁶ Capital Expenditure

⁷ Operational Expenditure

3. TASA DE DESCUENTO (WACC)

La tasa de descuento utilizada para llevar todos los flujos a valor presente será el Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC), calculado como:

$$WACC = \frac{C_f}{Inv_{Tot}} \cdot [i_f(1 - T_{it})] + \frac{C_p}{Inv_{Tot}} \cdot (Ke)$$

Donde:

WACC	Costo Promedio Ponderado de Capital (%)
C_f	Capital financiado (USD)
Inv_{Tot}	Inversión total (USD)
C_p	Capital propio (USD)
T_{it}	Tasa impositiva local (%)
i_f	Tasa de interés del capital financiado (%)
Ke	Costo del capital propio (%)

El Costo del Capital Propio (**Ke**) representa el rendimiento que los inversores esperan recibir por aportar su capital y asumir el riesgo asociado a la propiedad de la empresa o proyecto. El Modelo de Valoración de Activos de Capital —CAPM— es el enfoque estándar para su estimación.

El CAPM postula que el rendimiento esperado de un activo riesgoso es igual a la tasa libre de riesgo más una prima que compensa únicamente el riesgo sistemático o de mercado del activo, medido por su Beta (**β**). El riesgo no sistemático (específico del activo) se considera diversificable y, por tanto, no es recompensado por el mercado.

De ahí que, **Ke** se obtiene de la siguiente ecuación:

$$Ke = R_f + [R_m - R_f] \cdot \beta_i + T_r$$

Donde:

R_f	Tasa libre de riesgo
[R_m - R_f]	Prima de riesgo del mercado
β_i	Mide la volatilidad de la rentabilidad del sector en relación con la volatilidad del mercado en general se mide como la covarianza de la rentabilidad del mercado con la rentabilidad del activo específico i normalizado por la varianza del mercado. De manera más precisa corresponde a la proporción de la prima de riesgo del mercado que el inversionista requerirá en función del riesgo asumido.
T_r	Tasa de riesgo país (%)

4. VALOR PRESENTE NETO (VPN)

El Valor Presente Neto (VPN) es empleado para evaluar la viabilidad financiera de un proyecto de generación de energía. El VPN descuenta todos los flujos de caja futuros a una tasa que refleje el costo de capital (WACC) y el riesgo asociado al proyecto.

En particular se consideran los siguientes componentes del VPN:

- Ingresos por ventas de energía.
- CAPEX y OPEX (fijos y variables) de generación.
- CAPEX y OPEX de transmisión.
- CAPEX y OPEX de almacenamiento.
- Contribuciones a ARCONEL, CENACE y SUPERCAS.
- Incentivos tributarios e impuestos de renta, de desarrollo territorial y de los trabajadores.

Matemáticamente el VPN, que es función del LCOE, se calcula como:

$$VPN(LCOE) = 0$$

$$= -CAPEX_0 + \sum \frac{R_t - CAPEX_t - OPEX_t - I_t^{renta} - I_t^{des-terr} - C_t}{(1+i)^t}$$

Donde $CAPEX_0$ corresponde al costo de inversión inicial del proyecto de generación, la línea de transmisión asociada y el sistema de almacenamiento:

$$CAPEX_0 = CAPEX_0^{gen} + CAPEX_0^{alm} + CAPEX_0^{trans}$$

También i es el WACC y R_t corresponde a los ingresos anuales por venta de energía. Son el resultado de las ventas de energía, donde cada MWh generado por el proyecto es vendido a un precio igual al LCOE como se indica a continuación:

$$R_t = LCOE \cdot E_t$$

Donde E_t es la energía anual estimada que produciría el proyecto de generación. Dependiendo de la tecnología de generación se han construido diferentes metodologías para estimar la energía a partir de datos históricos del mercado ecuatoriano, de atlas de recursos energéticos y de referencias internacionales.

El $CAPEX_t$ corresponde a los costos de reinversión y reemplazo anuales (si aplica) del año t y se calculan como:

$$CAPEX_t = CAPEX_t^{gen} + CAPEX_t^{alm} + CAPEX_t^{trans}$$

Cabe indicar que para las ERNC intermitentes, solar y eólica, se consideran costos de reposición de equipos en inversores y almacenamiento.

Por otro lado, el $OPEX_t$ describe los costos de operación y mantenimiento (fijos y variables) del año t y se calcula como:

$$OPEX_t = OPEX_t^{gen} + OPEX_t^{alm} + OPEX_t^{trans}$$

El impuesto a la renta I_t^{renta} es equivalente al 25% de la renta gravable considerando el incentivo que plantea una exención durante los primeros 10 años para proyectos que usan fuentes de energía renovables no convencionales. Esta exención aplica siempre y cuando la exención acumulada en el tiempo no supere la inversión inicial. Además, se considera una depreciación del 200% de los activos para este mismo tipo de proyectos. Adicionalmente, el impuesto por desarrollo territorial y los trabajadores $I_t^{des-terr}$ corresponde al 12% y 3%, respectivamente, sobre las utilidades del proyecto antes de impuestos.

Finalmente, C_t corresponde a las contribuciones obligatorias para instituciones del sector energético (ARCONEL, CENACE y SUPERCIAS) y son calculadas como:

$$C_t = C_t^{ARCONEL} + C_t^{CENACE} + C_t^{SUPERCIAS}$$

Cada una de estas contribuciones tienen en cuenta los presupuestos requeridos para el funcionamiento de las empresas de generación.

5. CÁLCULO DEL LCOE

En el contexto ecuatoriano, los mecanismos de incentivos (exención de impuesto de renta con restricciones) introducen características especiales en el cómputo del Valor Presente Neto (VPN); de ahí que, la determinación del LCOE se determina con base en la siguiente expresión matemática:

$$VPN(LCOE) = 0$$

6. PERIODO DE EVALUACIÓN

Los períodos de evaluación son los siguientes:

ERNC	Periodo de evaluación [años]
Solar Fotovoltaica	25
Eólica	25
Hidroeléctrica	30
Biomasa	20
Biogás	20
Geotérmica	25



Mgs. Jaqueline Vargas Camacho
DIRECTORA (E)

Quito:
Calle Mañosca 201 y Av. 10 de Agosto
Atención ciudadana
Telf.: 3941-800
Ext.: 3134

www.registroficial.gob.ec

NGA/FMA

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.