

ANEXO

Resolución Nro. ARCERNNR - 008/2024

REGULACIÓN Nro. ARCERNNR - 006/21 (CODIFICADA)

**EL DIRECTORIO DE LA AGENCIA DE REGULACIÓN
Y CONTROL DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES -ARCERNNR-**

Considerando:

- Que,** los artículos 1, 317 y 408 de la Constitución de la República del Ecuador preceptúan que los recursos naturales no renovables del territorio del Estado pertenecen a su patrimonio inalienable, irrenunciable, inembargable e imprescriptible;
- Que,** el artículo 226 de la Constitución de la República del Ecuador dispone que: *"Las instituciones del Estado, sus organismos, dependencias, las servidoras o servidores públicos y las personas que actúen en virtud de una potestad estatal ejercerán solamente las competencias y facultades que les sean atribuidas en la Constitución y la Ley. Tendrán el deber de coordinar acciones para el cumplimiento de sus fines y hacer efectivo el goce y ejercicio de los derechos reconocidos en la Constitución"*;
- Que,** el artículo 227 de la Constitución de la República del Ecuador 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 11 del artículo 261 de la Carta Magna establece que el Estado central tendrá competencias exclusivas sobre: *"(...) Los recursos energéticos; minerales, hidrocarburos, hídricos, biodiversidad y recursos forestales."*;
- Que,** el artículo 313 de la Carta Magna preceptúa que el Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos, entre estos el servicio de energía eléctrica y alumbrado público, de conformidad con los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia;
- Que,** el artículo 314 de la Carta Magna preceptúa que el Estado será el responsable de la provisión del servicio público de energía eléctrica, de garantizar que los servicios públicos y su provisión respondan a los principios de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad y calidad y que el Estado dispondrá que los precios y tarifas de los servicios públicos sean equitativos y establecerá su control y regulación;
- Que,** el artículo 4 de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, 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,** los numerales 1 y 2 del artículo 15 de la Ley ibídem determina que las atribuciones y deberes de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, ahora Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, entre otras, son:

Resolución Nro. ARCERNNR-008/2024
Sesión de Directorio de 12 de junio de 2024

regular los aspectos técnico-económicos y operativos de las actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica y el servicio de alumbrado público general, así como, el dictar regulaciones a las cuales deberán sujetarse las empresas eléctricas; el Operador Nacional de Electricidad y los consumidores o usuarios finales; sean estos públicos o privados, observando las políticas de eficiencia energética;

- Que,** el artículo 40 de la precitada Ley y el artículo 18 de su Reglamento General establece que la actividad de generación de energía eléctrica será realizada por empresas públicas, de economía mixta, privadas, consorcios o asociaciones y de economía popular y solidaria con base en la normativa vigente y el Título Habilitante otorgado por el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables;
- Que,** el artículo 42 de la Ley ibídem y el artículo 27 de su Reglamento General establece que el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable podrá autorizar a empresas mixtas y concesionar a empresas privadas o de economía popular y solidaria, especializadas en transmisión eléctrica, la construcción y operación de los sistemas de transporte de electricidad que consten en el Plan Maestro de Electricidad, de conformidad con la Ley, para lo cual se emitirá el respectivo Título Habilitante.
- Que,** el artículo 53 de la Ley ibídem en su parte pertinente, dispone que la inversión requerida para ejecutar los proyectos de generación, transmisión y de distribución del Plan Maestro de Electricidad por parte de las entidades y empresas públicas, será realizada con cargo al Presupuesto General del Estado y/o a través de recursos propios;
- Que,** el artículo 54 de la prenombrada Ley, en su parte pertinente, señala que la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, ahora Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, dentro del primer semestre de cada año, determinará los costos de generación, transmisión, distribución y comercialización, y de alumbrado público general, que servirán de base para la determinación de las tarifas al consumidor o usuario final, mismas que podrán ser revisadas conforme la regulación que emita la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables;
- Que,** el artículo 55 de la Ley ibídem dispone que los pliegos tarifarios serán elaborados por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, ahora Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, observando los principios de solidaridad, equidad, cobertura de costos, eficiencia energética, mismos que deberán ser desarrollados en la regulación respectiva. Adicionalmente, se dispone que la tarifa será única en todo el territorio nacional según las modalidades de consumo y niveles de tensión;
- Que,** el artículo 56 de la Ley ibídem dispone que el costo del servicio público y estratégico de energía eléctrica comprenderá los costos vinculados a las etapas de generación, de transmisión, de distribución y comercialización; y del servicio de alumbrado público general, mismos que serán determinados por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, ahora Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables;
- Que,** el artículo 57 de la precitada Ley dispone que la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, ahora Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, por intermedio de su Directorio, aprobará los pliegos tarifarios, los mismos que, para conocimiento de los usuarios del sistema, deberán ser informados a través de los medios de comunicación en el país y publicados en el Registro Oficial;

Resolución Nro. ARCERNR-008/2024
Sesión de Directorio de 12 de junio de 2024

Que, el artículo 59 de la Ley ibídem dispone que en el caso de que el Estado hubiere otorgado o decidiera otorgar compensaciones, subsidios o rebajas directos y focalizados en el servicio público de energía eléctrica, a un determinado segmento de la población, mediante leyes, o políticas sectoriales, o si por intermedio de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, ahora Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, aprobare o hubiere aprobado pliegos tarifarios que se ubiquen por debajo de los costos del servicio público de energía eléctrica, los valores que correspondan a estos subsidios, compensaciones o rebajas serán cubiertos por el Estado ecuatoriano, y constarán obligatoriamente en el Presupuesto General del Estado.

Además, dispone que los consumidores o usuarios finales residenciales de bajo consumo podrán ser subsidiados por los restantes consumidores o usuarios finales residenciales, de conformidad con la regulación que para el efecto emita la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables;

Que, el artículo 62 de la Ley ibídem dispone que el Estado, a través de las empresas públicas que realizan la actividad de distribución, será responsable de la construcción, operación y mantenimiento de los sistemas de alumbrado público general. Además, la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, ahora Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables regulará los aspectos técnicos, económicos, tarifarios y de calidad del alumbrado público general para la prestación de un servicio eficiente;

Que, el artículo 64 de la referida Ley dispone que los sistemas que, por condiciones especiales, no puedan estar conectados al Sistema Nacional Interconectado, se considerarán como no incorporados; los clientes regulados de estos sistemas podrán tener cargos tarifarios diferentes de las zonas interconectadas, aprobados por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, ahora Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables;

Que, el artículo 74 de la Ley ibídem dispone que la eficiencia energética tendrá como objetivo general la obtención de un mismo servicio o producto con el menor consumo de energía, que: propicie la utilización racional de la energía eléctrica por parte de los consumidores, incentive la reducción de costos de producción a través del uso eficiente de la energía, entre otros;

Que, el artículo 42 del Reglamento General a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, establece que 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, ahora Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables a través de regulación, donde se priorice el pago a los participantes privados y de la economía popular y solidaria; y para el efecto, las empresas de distribución podrán constituir contratos de fideicomiso que aseguren el cumplimiento del orden de prelación establecido, observando la ley y normativa vigente;

Que, el artículo 159 del precitado Reglamento General dispone que la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, ahora Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables a través de regulación anualmente elabore el análisis para la determinación de los costos del servicio de alumbrado público general en conformidad con las políticas que defina el Ministerio rector; así como, la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, mediante regulación, establecerá

Resolución Nro. ARCERNR-008/2024
Sesión de Directorio de 12 de junio de 2024

la metodología para la determinación y mecanismos de revisión de los costos que conduzcan a la eficiencia técnica y económica de las empresas eléctricas;

Que, del artículo 160 al artículo 163 del Reglamento General ibídem establece los costos asociados a las componentes de: generación, transmisión, distribución y comercialización, que se debe considerar para el análisis y determinación para la prestación del servicio público de energía eléctrica;

Que, el artículo 164 del Reglamento General ibídem establece los costos que se debe considerar para el análisis y determinación para la prestación del servicio de alumbrado público general;

Que, el artículo 166 del Reglamento General ibídem dispone que la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, ahora Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables anualmente elabore los pliegos tarifarios del SPEE y del SAPG; así como, la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, mediante regulación, establecerá la metodología de los mecanismos de revisión de las tarifas;

Que, del artículo 167 al artículo 169 del precitado Reglamento General se establecen: los criterios para la fijación de las tarifas, las definiciones de tarifa única y las consideraciones para las tarifas diferenciadas; que se debe considerar para los análisis de costos;

Que, el artículo 171 del Reglamento General ibídem establece que la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, ahora Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables presente al Ministerio Rector la proyección de los montos de las compensaciones, subsidios o rebajas otorgadas por el Estado, a fin de que éste gestione el dictamen favorable previo ante el Ministerio de Economía y Finanzas, para su inclusión en el Presupuesto General del Estado;

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

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

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

Que, con Decreto Ejecutivo No. 238, de 26 de octubre de 2021, por medio del cual el Presidente de la República expidió las Políticas del Sector Eléctrico para el desarrollo del servicio público de energía eléctrica, servicio de alumbrado público general servicio de carga de vehículos eléctricos y almacenamiento de energía.

Que, el artículo 3 de la Resolución Nro. ARCERNNR-006/2021, "Reglamento para el Funcionamiento del Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables- ARCERNNR", señala: "El Directorio de la Agencia de

Resolución Nro. ARCERNNR-008/2024
Sesión de Directorio de 12 de junio de 2024

Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables estará integrado por los siguientes miembros:

- 1. El titular del ente rector de Energía y Recursos Naturales No Renovables o su delegado permanente, quien lo presidirá;*
- 2. El titular del ente rector del Ambiente y Agua, como delegado del Presidente de la República;*
- 3. El titular del ente rector de Gobierno, o su delegado permanente;*
- 4. El titular del ente rector de Defensa Nacional, o su delegado permanente; y,*
- 5. El titular de la Secretaría Técnica del Sistema Nacional Descentralizado de Planificación Participativa, o su delegado permanente.*

El Director Ejecutivo de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, actuará con voz pero sin voto, además ejercerá las funciones de Secretario permanente del Directorio."

Que, los literales a) y h) del artículo 4 del Reglamento ibídem, establecen como atribuciones y deberes del Directorio de la Agencia, los siguientes "(...) a) Expedir las regulaciones para el control técnico de las actividades del sector realizadas por los agentes que operan en el sector eléctrico, hidrocarburífero y minero; (...) h) Solicitar reformas de los reglamentos técnicos y regulaciones para precautelar los intereses del Estado, los consumidores y las medidas para mantener la calidad del servicio público por parte de los actores del mercado".

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

Que, el artículo 22 del Reglamento ibídem establece que "(...) 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 (...).- Los servidores de las unidades técnicas, administrativas, operativas y de asesoría de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, que hubieren emitido informes o estudios en los que se sustentaren las resoluciones, aprobaciones o autorizaciones del Directorio, serán corresponsables de tales decisiones.";

Que, es necesario articular los criterios y conceptos para la determinación de los costos y para la fijación de las tarifas para la prestación del servicio público de energía eléctrica y del servicio de alumbrado público general, concordante con la normativa vigente;

Resolución Nro. ARCERNR-008/2024
Sesión de Directorio de 12 de junio de 2024

- Que,** mediante Oficio No. ARCONEL-ARCONEL-2020-0367-OF de 15 de febrero de 2020, la Dirección Ejecutiva de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad puso a consideración del Presidente y Miembros del Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, el proyecto de regulación denominado *"Régimen Económico y Tarifario para la prestación de los servicios públicos de Energía Eléctrica y de Alumbrado Público General"*, junto con el informe de sustento y el informe legal;
- Que,** con Memorando Nro. ARCERNNR-CTRCE-2020-0032-ME de 27 de julio de 2020 la Coordinación Técnica de Regulación y Control Eléctrico de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, solicitó a la Coordinación General Jurídica emita en informe legal actualizado del proyecto de Regulación en mención, quien a su vez con Memorando Nro. ARCERNNR-CGJ-2020-0073-ME de 02 de agosto de 2020 se pronunció en los siguientes términos: *"(...) el proyecto de regulación Proyecto de regulación denominada "Régimen Económico y Tarifario para la prestación de los servicios públicos de Energía Eléctrica y de Alumbrado Público General", se colige que el mismo no contraviene el ordenamiento jurídico que rige al sector eléctrico, por lo que esta Coordinación considerando que se ha cumplido con "Procedimiento para la elaboración y difusión de proyectos de regulación del sector eléctrico"; (...) se ratifica en el Informe jurídico del referido proyecto de regulación contenido en el Memorando Nro. ARCONEL-PG-2020-051-M de 14 de enero de 2020"*;
- Que,** mediante Oficio Nro. ARCERNNR-CTRCE-2020-0669-OF de 29 de noviembre de 2020, la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables remitió al Viceministerio de Electricidad y Energía Renovable, el proyecto de regulación denominado: *"Régimen Económico y Tarifario para la prestación de los servicios públicos de Energía Eléctrica y de Alumbrado Público General"*, con el propósito de que se efectúe la respectiva revisión o se emita el pronunciamiento favorable para elevarlo al Directorio Institucional, para lo cual se convocó a una reunión de trabajo el 01 de diciembre de 2020, en la que se efectuó la revisión conjunta entre representantes de la Subsecretaría de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica del Ministerio rector y la Agencia, principalmente lo concerniente al Capítulo III, Sección V *"Liquidación de las Transacciones Comerciales"*;
- Que,** con Oficio Nro. MERNNR-VEER-2021-0014-OF de 28 de enero de 2021, el Viceministerio de Electricidad y Energía Renovable, trasladó las observaciones efectuadas por la Subsecretaría de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, la Subsecretaría de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica, el Operador Nacional de Electricidad la Corporación Eléctrica del Ecuador al proyecto de regulación *"Régimen Económico y Tarifario para la prestación de los servicios públicos de Energía Eléctrica y de Alumbrado Público General"*;
- Que,** mediante Oficio Nro. ARCERNNR-CTRCE-2021-0247-OF de 18 de febrero de 2021, la Coordinación Técnica de Regulación y Control Eléctrico de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, remitió al Viceministerio de Electricidad y Energía Renovable la matriz de consolidación que incluyó la respuesta a cada una de las observaciones planteadas por el Ministerio rector, así como, el proyecto de regulación que en el que se acogió las observaciones mencionadas, a fin de que se efectúe la revisión final y se emita el pronunciamiento favorable para que dicho cuerpo normativo sea elevado al Directorio Institucional;
- Que,** con Oficio Nro. MERNNR-VEER-2021-0071-OF de 09 de marzo de 2021, el Viceministerio de Electricidad y Energía Renovable remitió a la Agencia de Regulación y Control de

Resolución Nro. ARCERNNR-008/2024
Sesión de Directorio de 12 de junio de 2024

Energía y Recursos Naturales No Renovables observaciones adicionales referentes al proyecto de regulación: *"Régimen Económico y Tarifario para la prestación de los servicios públicos de Energía Eléctrica y de Alumbrado Público General"*, mismas que han sido procesada e incluidas dentro del citado proyecto de regulación;

Que, con Oficio Nro. MERNNR-VEER-2021-0121-OF 14 de abril de 2021, el Viceministerio de Electricidad y Energía Renovable, solicitó a la Agencia, proceda con la determinación del orden de prelación de pagos, incluyendo en su análisis y recomendación constante en el informe presentado por el grupo de trabajo del fideicomiso y en el marco normativo vigente;

Que, mediante Oficio Nro. MERNNR-MERNNR-2021-0422-OF de 27 de abril de 2021, el Ministerio rector indicó a la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables que, *"...en concordancia con la política gubernamental y los objetivos ministeriales orientados a incentivar la inversión privada; en mi calidad de Ministro de Energía y Recursos Naturales No Renovables, solicito a la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR), proceda con la determinación del orden de prelación de pagos, incluyendo en su análisis el informe presentado por el grupo de trabajo del fideicomiso y en el marco normativo vigente expuesto anteriormente"*;

Que, con Oficio Nro. ARCERNNR-ARCERNNR-2021-0279-OF de 29 de abril de 2021, la Agencia informó al Ministerio rector que, *"con base en la política emitida mediante Oficio Nro. MERNNR-MERNNR-2021-0422-OF, sumada a la recomendación constante en el "Informe de la comisión - Fideicomiso de Administración de Pagos - EED", respecto de "...colocar la prelación de empresas privadas en primer orden de pago, y dentro de ello, a los proyectos PPS como prioridad..."*, se ha incluido esta política en el artículo 30.3 del precitado proyecto de regulación;

Que, mediante Memorando No. ARCERNNR-CGJ-2021-0432-ME de 21 de julio de 2021, la Coordinación General Jurídica solicitó a la Coordinación Técnica de Regulación y Control Eléctrico, que en el marco de la emisión de la regulación del régimen económico y tarifario del Servicio Público de Energía Eléctrica y del Servicio de Alumbrado Público General, analice las reformas de la LOSPEE, publicadas en el Registro Oficial Suplemento 452 de 14 de mayo de 2021, en referencia a lo solicitado con Memorando Nro. ARCERNNR-CTRCE-2021-0336-ME de 19 de julio de 2021;

Que, mediante Memorando Nro. ARCERNNR-CTRCE-2021-0351-ME de 26 de julio de 2021, la Coordinación Técnica de Regulación y Control del Sector Eléctrico puso en consideración del Viceministerio de Electricidad y Energía Renovable, el proyecto de regulación en análisis, a fin de que se autorice la convocatoria a los Comités Técnicos y Especializados para su revisión.

Que, con Memorando Nro. ARCERNNR-CGJ-2021-0508-ME de 02 de septiembre de 2021, la Coordinación General Jurídica, en atención con Memorando Nro. ARCERNNR-CTRCE-2021-0404-ME de 23 de agosto de 2021, indicó al Director Ejecutivo que el proyecto de regulación *"Régimen Económico y Tarifario para la prestación de los servicios públicos de Energía Eléctrica y de Alumbrado Público General"*, *"...cumple lo prescrito en el artículo 76, número 7, letra I, de la Constitución de la República, conteniendo fundamentación constitucional, legal, reglamentaria y disposiciones de autoridad competente, por tanto no contraviene normativa jurídica alguna..."* en virtud de lo cual *"desde el ámbito eminentemente jurídico (...) recomienda que, el Cuerpo Colegiado de la Agencia de*

Resolución Nro. ARCERNNR-008/2024
Sesión de Directorio de 12 de junio de 2024

Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, avoque conocimiento del proyecto de Regulación propuesta por la Administración Institucional, para su análisis y resolución”;

- Que,** con Oficio Nro. MERNNR-VEER-2021-0448-OF de 12 de octubre de 2021, el Viceministerio de Electricidad y Energía Renovable remite el informe "ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS PARA EL ESQUEMA DE PRELACIONES DE PAGO A APLICARSE EN EL FIDEICOMISO DE ADMINISTRACIÓN DE RECURSOS DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN", e indica lo siguiente: "En consideración de los fundamentos de hecho y de derecho expuestos y en cumplimiento a lo establecido en el Art. 15, numeral 1, de la LOSPEE y en el Art. 42 del Reglamento General de la LOSPEE; solicito que la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables proceda a analizar de manera prioritaria el trabajo realizado por el equipo interinstitucional y a establecer el orden de prelación correspondiente en la regulación de Régimen Económico y Tarifario del Sector Eléctrico”;
- Que,** en reunión de trabajo de 09 de noviembre de 2021, en referencia al Oficio Nro. MERNNR-VEER-2021-0448-OF, se suscribió el acta de trabajo entre el Ministerio rector y la Agencia que establece lo siguiente: "Con base en los criterios antes expuestos, la comisión confirmada por el Ministerio rector, la CELEP EP y la ARCERNNR acuerdan que el escenario a considerarse en el proyecto de regulación del régimen económico y tarifario del SPEE y del SAPG, corresponde al escenario 3, que es concordante con la política emitida por el Ministerio rector.”; dicho escenario considera las políticas del MERNNR, proponiéndose la modificación del esquema y orden de prelación inicial, que comprende la separación del pago de las obligaciones de las empresas de distribución y comercialización de la siguiente forma: 1) en la segunda prelación, los costos de administración, operación y mantenimiento, calidad, responsabilidad ambiental y confiabilidad; y, 2) en la última prelación, los costos de expansión;
- Que,** con Oficio Nro. ARCERNNR-CTRCE-2021-1597-OF de 01 de diciembre de 2021 y Oficio Nro. ARCERNNR-DRETSE-0067-OF de 02 de diciembre de 2021, la Agencia elevó a Difusión Externa el proyecto de regulación denominado "Régimen Económico y Tarifario para la prestación de los servicios públicos de Energía Eléctrica y de Alumbrado Público General”, principalmente enfocado en la política instrumentada en el artículo 30.3 del precitado proyecto de regulación;
- Que,** con Memorando Nro. ARCERNNR-DRETSE-2021-301-M de 08 de diciembre de 2021, la Dirección de Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico, dentro de las atribuciones de la Agencia y la normativa vigente, remitió a la Coordinación Técnica de Regulación y Control Eléctrico el proyecto de regulación y su informe de sustento actualizados con base en el proceso de difusión externa y de los acuerdos alcanzados relacionados con la política emitida por el Ministerio rector; en base de lo cual, con Memorando Nro. ARCERNNR-CTRCE-2021-0636-M de 08 de diciembre de 2021, la Coordinación de Regulación y Control Eléctrico solicitó a la Coordinación General Jurídica la emisión del Informe jurídico correspondiente;
- Que,** la Coordinación General Jurídica de la Agencia con Memorando Nro. ARCERNNR-CGJ-2021-0664-ME de 10 de diciembre de 2021, en atención al Memorando Nro. ARCERNNR-CTRCE 2021-0636-ME, extendió el Informe Jurídico, en los siguientes términos: "(...) El Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, por mandato constitucional y legal, es la entidad competente para conocer y expedir las regulaciones, modificaciones y/o codificaciones que sean necesarias para el funcionamiento y desarrollo del sector eléctrico, y a las cuales deben ajustarse los

Resolución Nro. ARCERNNR-008/2024
Sesión de Directorio de 12 de junio de 2024

participantes del sector eléctrico ecuatoriano (...) Desde el ámbito eminentemente jurídico, la Coordinación General Jurídica recomienda que, el Cuerpo Colegiado de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, avoque conocimiento del proyecto de Regulación propuesta por la Administración Institucional, para su análisis y resolución (...)";

Que, la Coordinación Técnica de Regulación y Control Eléctrico, a través de Memorando Nro. ARCERNNR-CTRCE-2021-0647-ME de 12 de diciembre de 2021, emitió su conformidad y puso en conocimiento de la Dirección Ejecutiva el proyecto de regulación y su informe de sustento actualizados, así como el proyecto de resolución correspondiente, y solicitó se eleve dicha documentación para conocimiento y resolución de los Señores Miembros del Directorio Institucional;

Que, mediante Oficio No. ARCERNNR-ARCERNNR-2020-0736-OF de 13 de diciembre de 2021, el Director Ejecutivo de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables solicitó al Presidente del Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, se apruebe y autorice tratar en el seno de dicho cuerpo colegiado el proyecto de regulación denominado "*Régimen Económico y Tarifario para la prestación de los servicios públicos de Energía Eléctrica y de Alumbrado Público General*", junto con el informe de sustento y el informe legal, emitidos con Memorando Nro. ARCERNNR-CTRCE-2021-0647-ME de 12 de diciembre de 2021 y Memorando Nro. ARCERNNR-CGJ-2021-0664-ME de 10 de diciembre de 2021, respectivamente;

Que, con Oficio No. ARCERNNR-ARCERNNR-2020-0737-OF de 13 de diciembre de 2021, el señor Director Ejecutivo de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, en su calidad de Secretario del Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, por disposición del Presidente del referido cuerpo colegiado, convocó a los miembros del Directorio, a sesión extraordinaria, modalidad electrónica, el día 14 de diciembre de 2021, de conformidad con lo dispuesto en el literal c) del artículo 5, el literal c) del artículo 7, el numeral 10.2 del artículo 10 y numeral 3 del artículo 11 del Reglamento para el Funcionamiento del Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, a fin de tratar el siguiente Orden del Día:

*"(...) **PUNTO TRES:** Conocer y expedir la Regulación 'Régimen Económico y Tarifario para la prestación de los servicios públicos de Energía Eléctrica y de Alumbrado Público General...'".*

Que, en Sesión de Directorio Extraordinario, modalidad virtual, de 12 de junio de 2024, mediante Resolución Nro. ARCERNNR-008/2024, el Directorio de la ARCERNNR aprobó y expidió las reformas y la codificación de la *Regulación Nro. ARCERNNR-006/21 denominada «Régimen Económico y Tarifario para la prestación de los servicios públicos de Energía Eléctrica y de Alumbrado Público General»*;

Que, con Memorando Nro. ARCERNNR-ARCERNNR-2024-0207-ME de 13 de junio de 2024, la Dirección Ejecutiva de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables solicitó a la Coordinación Técnica de Regulación y Control Eléctrico "*(...)conforme lo dispuesto en la Resolución Nro. ARCERNNR-008/2024, se solicita se proceda con la codificación de la Regulación Nro. ARCERNNR-006/21 denominada 'Régimen Económico y Tarifario para la prestación de los servicios públicos de Energía*

Resolución Nro. ARCERNNR-008/2024
Sesión de Directorio de 12 de junio de 2024

Eléctrica y de Alumbrado Público General” y la difusión de dicha resolución y regulación modificada, de acuerdo a la normativa vigente que corresponda.”;

En ejercicio de las atribuciones contenidas en la Constitución de la República del Ecuador, Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento General, así como, de las disposiciones y lineamientos emanados de las autoridades competentes, por unanimidad;

RESUELVE:

Expedir la Regulación Nro. ARCERNNR 006/21 (*Codificada*) denominada «**Régimen Económico y Tarifario para la prestación de los servicios públicos de Energía Eléctrica y de Alumbrado Público General.**».

CAPÍTULO I ASPECTOS GENERALES

ARTÍCULO 1.- OBJETIVO

Establecer el marco conceptual y metodológico para la determinación de los costos del servicio y de la fijación de las tarifas, tanto para el servicio público de energía eléctrica como para el servicio de alumbrado público general, que permitan a las empresas eléctricas prestar dichos servicios garantizando el equilibrio económico del sector eléctrico.

ARTÍCULO 2.- ÁMBITO

La presente Regulación deberá ser aplicada de forma obligatoria por las empresas eléctricas, el operador del sistema y los consumidores o usuarios finales que intervengan de forma directa o indirecta en la determinación de los costos y en la fijación de las tarifas de los servicios públicos de energía eléctrica y del servicio de alumbrado público general.

ARTÍCULO 3.- SIGLAS, ACRÓNIMOS Y UNIDADES

ARCERNNR	Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables
CENACE	Operador Nacional de Electricidad
FRC	Factor de Responsabilidad de la Carga
GAD	Gobierno Autónomo Descentralizado
kV	Kilovoltio
kW	Kilovatio
kWh	Kilovatio Hora
LOSPEE	Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica
MERNNR	Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables
MEF	Ministerio de Economía y Finanzas
PGE	Presupuesto General del Estado
RGLOSPEE	Reglamento General a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica
SAPG	Servicio de Alumbrado Público General
SBU	Salario Básico Unificado
SNI	Sistema Nacional Interconectado

Resolución Nro. ARCERNNR-008/2024
Sesión de Directorio de 12 de junio de 2024

SPEE Servicio Público de Energía Eléctrica
USD Dólares de los Estados Unidos de América

ARTÍCULO 4.- DEFINICIONES

4.1 Activos del Alumbrado Público General

Es el conjunto de equipos, que comprende: luminarias, redes, transformadores y postes exclusivos para alumbrado público general, así como también los equipos de control y demás elementos necesarios para la prestación del SAPG, que no formen parte del sistema de distribución.

4.2 Autogenerador

Persona jurídica, productora de energía eléctrica, cuya producción está destinada a abastecer sus puntos de consumo propio, pudiendo producir excedentes de generación que pueden ser puestos a disposición de la demanda.

4.3 Alumbrado Público General

Comprende los sistemas de alumbrado de vías públicas, para tránsito de personas y vehículos, incluye también los sistemas de iluminación de escenarios deportivos de acceso y uso público, no cerrados, cubiertos o no, de propiedad pública o comunitaria, ubicados en los sectores urbanos y rurales. Excluye la iluminación de las zonas comunes de unidades inmobiliarias declaradas como propiedad horizontal, la iluminación pública ornamental e intervenida.

4.4 Alumbrado Público Intervenido

Es la iluminación de vías que, debido a planes o requerimientos específicos de los gobiernos autónomos descentralizados, difieren de los niveles de iluminación establecidos por regulación, y/o requieren de una infraestructura constructiva distinta de los estándares establecidos para el alumbrado público general.

4.5 Alumbrado Público Ornamental

Es la iluminación de zonas como parques, plazas, iglesias, monumentos y similares, que difiere de los niveles establecidos en la regulación para alumbrado público general, dado que éstos obedecen a criterios estéticos determinados por el gobierno autónomo descentralizado correspondiente, o por el órgano estatal competente.

4.6 Balance de Electricidad

Es el equilibrio entre la oferta y la demanda de energía y de potencia en el cual se incluye el análisis de las pérdidas totales del sistema eléctrico.

4.7 Bienes afectos al servicio

Son aquellos activos en servicio indispensables para la prestación del servicio público estratégico de energía eléctrica y alumbrado público general.

4.8 Central de Generación

Conjunto de instalaciones y equipos destinados a la generación de potencia y energía eléctrica.

4.9 Consumo Propio o Consumos Propios

Es la demanda de energía de la instalación o instalaciones de una persona jurídica dedicada a una actividad productiva o comercial, que a su vez es propietaria, accionista o tiene participaciones en una empresa autogeneradora.

4.10 Consumidor o Usuario Final

Persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación del servicio público de energía eléctrica, bien como propietario del inmueble en donde éste se presta, o como receptor directo del servicio.

4.11 Consumidor Regulado

Persona natural o jurídica que, mediante la suscripción de un contrato de suministro, se beneficia con la prestación del servicio público de energía eléctrica y del servicio de alumbrado público general, bien como propietario del inmueble en donde éste se presta, o como receptor directo del servicio.

4.12 Consumidor No Regulado

Persona jurídica autorizada para conectar sus instalaciones a la red de distribución o de transmisión, mediante la suscripción de un contrato de conexión, a fin de abastecer sus requerimientos de energía y de potencia. Esta persona jurídica puede ser un Gran Consumidor o un Consumo Propio de un autogenerador.

4.13 Costo del Sector Eléctrico

Es el costo de los servicios públicos de energía eléctrica y alumbrado público general.

4.14 Despacho Económico

Selección de las unidades de generación y la asignación específica de su potencia, para el abastecimiento de la demanda horaria del sistema; considerando criterios: técnicos, operativos, de seguridad, de confiabilidad y, restricciones técnicas, a fin de minimizar los costos de operación.

4.15 Empresa Eléctrica

Persona jurídica de derecho público o privado, cuyo título habilitante le faculta realizar actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, importación o exportación de energía eléctrica y el servicio de alumbrado público general.

4.16 Etapas Funcionales

Es la diferenciación de la infraestructura eléctrica y administrativa de la componente de transmisión, distribución y comercialización.

4.17 Factores de Responsabilidad de la Carga

Son factores que permiten identificar los parámetros que asignen la responsabilidad a los consumidores regulados en los costos del servicio para las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización para la fijación de la tarifa eléctrica del servicio público de energía eléctrica.

4.18 Fideicomiso

Es un contrato por el cual una persona natural o jurídica (fideicomitente) transmite la responsabilidad de administrar recursos a una entidad financiera debidamente acreditada (fiduciaria), enmarcado en el derecho ecuatoriano.

4.19 Horarios de Consumo

Son periodos de tiempo en un día, establecidos por las condiciones de cubrimiento de la demanda de potencia y de la modalidad de consumo de energía de los usuarios y se clasifican en:

- a) **Consumo de hora punta.** - Corresponde al consumo de energía y demanda de potencia en el horario comprendido de 18:00 a 22:00.
- b) **Consumo de hora media.** - Corresponde al consumo de energía y demanda de potencia en el horario comprendido de 08:00 a 18:00.
- c) **Consumo de hora base.** - Corresponde al consumo de energía y demanda de potencia en el horario comprendido de 22:00 a 08:00.

4.20 Industria Básica

Es aquella cuyo proceso productivo aprovecha las materias primas provenientes de los recursos naturales renovables y no renovables, transformándolas en productos que luego sean requeridos por otras industrias para la fabricación de productos intermedios y finales, según lo establece el Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversiones.

4.21 Niveles de Voltaje

Es el nivel de voltaje al cual se conecta el consumidor regulado o no regulado a un punto de conexión de la infraestructura eléctrica. Se definen los siguientes niveles de voltaje:

- a) **Bajo voltaje:** menor igual a 0,6 kV;
- b) **Medio voltaje:** mayor a 0,6 y menor igual a 40 kV;
- c) **Alto voltaje grupo 1 - AV1:** mayor a 40 y menor igual a 138 kV; y,
- d) **Alto voltaje grupo 2 - AV2:** mayor a 138 kV.

4.22 Peaje

Es el valor que se aplica al consumidor no regulado como pago relacionado con las pérdidas eléctricas y el uso de la infraestructura considerando su punto de conexión. El peaje de energía está relacionado con las pérdidas eléctricas, en tanto que, el peaje de potencia con el uso de la infraestructura.

4.23 Peaje de Distribución

Es el valor que cancelan los consumidores no regulados resultante de la aplicación de los peajes de potencia y energía, cuando se encuentren conectados a la infraestructura de distribución.

4.24 Peaje de Transmisión

Es el valor que cancelan los consumidores no regulados resultante de la aplicación del peaje de energía relacionado con las pérdidas ocasionadas por el uso de la infraestructura de transmisión.

4.25 Pérdidas Eléctricas

Son las cantidades adicionales de potencia y energía que se requieren para abastecer la demanda de los consumidores regulados y no regulados. Las pérdidas eléctricas totales son la suma de las pérdidas técnicas y no técnicas.

4.26 Pérdidas Técnicas

Son aquellas que se presentan por fenómenos físicos, principalmente por el calentamiento que se produce al pasar la corriente a través de las líneas de transporte y de potencia en la infraestructura eléctrica correspondiente.

4.27 Pérdidas No Técnicas

Es aquella energía o potencia eléctrica que se toma de manera ilegal del sistema eléctrico, como hurtos, manipulación de equipos de medición, errores en la facturación, entre otros.

4.28 Pliego Tarifario del SPEE

Documento que contiene la estructura, nivel y régimen tarifario del SPEE para aplicación de las empresas eléctricas de distribución y comercialización a los consumidores o usuarios finales.

4.29 Pliego Tarifario del SAPG

Documento que contiene la estructura, nivel y régimen tarifario del SAPG para aplicación de las empresas eléctricas de distribución y comercialización a los consumidores o usuarios finales regulados y no regulados.

4.30 Prelaciones de pago

Orden de prioridad con el que se deberá efectuar el pago a los participantes mayoristas por las acreencias derivadas de las transacciones comerciales del sector eléctrico.

4.31 Recursos Propios de las Empresas Eléctricas

Son aquellos ingresos provenientes de la aplicación tarifaria y otra actividad relacionada con la prestación del SPEE y/o del SAPG.

4.32 Servicios Complementarios

Servicios entregados por las unidades de generación u otro equipamiento operando en un sistema de potencia, para satisfacer requerimientos de calidad, seguridad, inflexibilidades en la operación del SIN, a través de las empresas de generación y/o personas jurídicas habilitadas para prestar dichos servicios complementarios.

4.33 Servicio de Alumbrado Público General

Es el servicio prestado por las empresas distribuidoras para la iluminación de vías públicas para el tránsito de personas y vehículos. Excluye la iluminación de las zonas comunes de unidades inmobiliarias declaradas como propiedad horizontal y la iluminación pública ornamental e intervenida.

4.34 Servicio Público de Energía Eléctrica

Comprende las actividades de: generación, transmisión, distribución y comercialización, importación y exportación de energía eléctrica.

4.35 Simulaciones Energéticas

Simulación del despacho económico de las centrales y unidades de generación, con un horizonte definido, considerando diferentes escenarios hidrológicos y de disponibilidad de los recursos energéticos.

4.36 Tarifa del Servicio Público de Energía Eléctrica

Es el valor que paga el consumidor regulado del servicio público de energía eléctrica, por la energía que consume y la demanda de potencia eléctrica que requiere, para satisfacer sus diferentes y variadas necesidades, según sus modalidades de consumo y nivel de voltaje al que se brinda el servicio.

4.37 Tarifa del Servicio de Alumbrado Público General

Es el valor que paga el consumidor regulado y no regulado por el servicio de alumbrado público general.

ARTÍCULO 5.- RESPONSABILIDADES EN LA PRESTACIÓN DE LOS SERVICIOS

Las responsabilidades de cada uno de los participantes que intervienen en la determinación del costo y fijación de las tarifas de los servicios públicos de energía eléctrica y de alumbrado público general, a más de las establecidas en la LOSPEE y su Reglamento General son:

5.1 ARCERNNR

Le corresponde a la ARCERNNR:

- a) Gestionar ante el Ministerio rector las políticas y directrices complementarias, para la determinación del costo y pliego tarifario del SPEE y del SAPG.
- b) Entregar al CENACE la información técnica para la elaboración de las simulaciones energéticas.
- c) Determinar y aprobar anualmente el costo del SPEE y del SAPG que respondan a principios de eficiencia económica para la correcta prestación de los servicios.
- d) Fijar y aprobar anualmente el pliego tarifario del SPEE y del SAPG que respondan a principios de solidaridad, equidad, cobertura de costos, eficiencia energética y responsabilidad social y ambiental.
- e) Solicitar a las empresas eléctricas los resultados de las auditorías a los balances financieros y la información base técnica y económica para la determinación del costo y pliego tarifario del SPEE y del SAPG.
- f) Supervisar y controlar que las empresas eléctricas cumplan con el contenido de la presente Regulación.
- g) Supervisar y controlar la utilización y ejecución de los recursos económicos resultantes de la determinación del costo del SPEE y del SAPG.
- h) Supervisar y controlar a las empresas eléctricas la correcta aplicación del pliego tarifario del SPEE y del SAPG.
- i) Informar a las empresas eléctricas y participantes del sector eléctrico los resultados de la determinación del costo y pliego tarifario del SPEE y del SAPG.
- j) Efectuar audiencias tarifarias con las empresas eléctricas, previo a la determinación del costo y pliego tarifario del SPEE y del SAPG.
- k) Publicar el pliego tarifario del SPEE y del SAPG.
- l) Presentar al Ministerio Rector una proyección del monto de las compensaciones, subsidios o rebajas otorgadas por el Estado con base en la información remitida por las empresas eléctricas, a fin de que el Ministerio Rector gestione el correspondiente dictamen favorable previo ante el MEF.

5.2 CENACE

Le corresponde al CENACE:

- a) Efectuar y reportar las simulaciones energéticas considerando los pronósticos de escenarios hidrológicos requeridos por la ARCERNNR
- b) Entregar a la ARCERNNR la información dentro del ámbito de su competencia para la elaboración del análisis del costo del SPEE y del SAPG.
- c) Aplicar en las transacciones comerciales a los participantes los resultados de la determinación del costo del SPEE aprobados por la ARCERNNR.

5.3 EMPRESAS ELÉCTRICAS

Les corresponde a las empresas eléctricas de generación, transmisión, distribución y comercialización, según corresponda:

- a) Presentar a la ARCERNNR la información técnica y económica para el análisis del costo del SPEE y del SAPG.
- b) Entregar a la ARCERNNR la información para la elaboración del pliego tarifario del SPEE y del SAPG.
- c) Coordinar con los respectivos GADs, y otras entidades, la elaboración del plan de expansión, plan de manejo ambiental, entre otros, respecto de la prestación del SPEE y del SAPG.
- d) Presentar al CENACE la información técnica y comercial que sea requerida para la aplicación de la presente regulación, incluyendo a los autoprodutores y grandes consumidores (consumidores no regulados).
- e) Actualizar los inventarios de los activos en servicio y su valoración en el registro contable.

5.4 CONSUMIDOR

Le corresponde al consumidor:

- a) Participar en las audiencias tarifarias convocadas por la ARCERNNR.
- b) Pagar los valores correspondientes por concepto de la prestación del SPEE y del SAPG.

ARTÍCULO 6.- RÉGIMEN ECONÓMICO Y TARIFARIO

Para el análisis y aplicación del costo del servicio y pliego tarifario para el SPEE y el SAPG se deberá considerar los siguientes periodos:

Año a-1: Es el año de inicio, planificación y desarrollo del análisis del costo y pliegos tarifarios.

Año a: Es el año de desarrollo y aprobación del análisis del costo y pliegos tarifarios.

Año a+1: Es el año en análisis, en el cual se efectúa la ejecución y aplicación de los resultados aprobados en el año a.

El régimen económico y tarifario deberá considerar los siguientes plazos y períodos:

- a) Iniciar la planificación y desarrollo del análisis y determinación del costo y pliegos tarifarios del SPEE y del SAPG desde el mes de octubre del **año a-1**.
- b) Aprobar los costos del SPEE y del SAPG del **año a+1** hasta el último día laborable del mes de junio de **año a**.
- c) Aprobar los pliegos tarifarios del SPEE y del SAPG del **año a+1** hasta el último día laborable del mes de noviembre del **año a**.
- d) Informar la proyección de las compensaciones, subsidios o rebajas otorgadas por el Estado del **año a+1** hasta el último día laborable del mes de junio de **año a**.
- e) Aplicar los resultados del análisis y determinación del costo y pliego tarifario del SPEE y del SAPG a partir del primero de enero hasta el 31 de diciembre del **año a+1**.

Resolución Nro. ARCERNNR-008/2024
Sesión de Directorio de 12 de junio de 2024

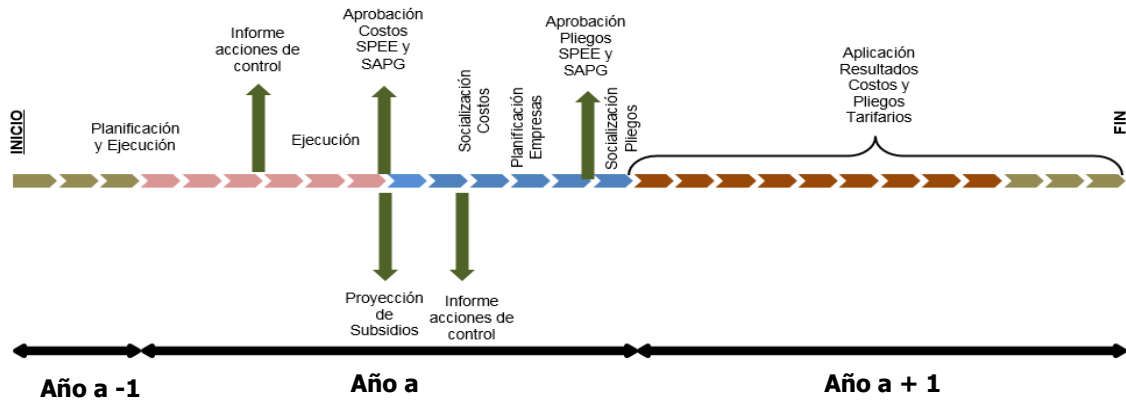


Figura 1: Periodo de aplicación del régimen económico y tarifario

CAPÍTULO II COSTOS DEL SERVICIO

SECCIÓN I ESTRUCTURA Y COMPONENTES DE LOS COSTOS DEL SERVICIO

ARTÍCULO 7.- ESTRUCTURA DE COSTOS

La estructura de costos, según corresponda, para el SPEE y el SAPG comprenden costos fijos y costos variables.

7.1 COSTOS FIJOS

La estructura de costos fijos afectos al servicio es:

- Operación y mantenimiento de los activos en servicio;
- Servicios complementarios;
- Disponibilidad y confiabilidad;
- Calidad de los activos en servicio;
- Expansión de la infraestructura;
- Responsabilidad ambiental;
- Comercialización; y,
- Administración.

7.2 COSTOS VARIABLES

La estructura de costos variables afectos al servicio es:

- Combustibles asociados a la producción de energía eléctrica que incluyen: transporte, impuestos y otros;

Adicionalmente, a los costos fijos y costos variables, se incluirá la valoración económica de los generadores y transmisores privados, conforme lo establecido en los respectivos contratos regulados.

ARTÍCULO 8.- COMPONENTES DEL COSTO DEL SERVICIO

Las componentes del costo del SPEE y del SAPG son:

8.1 COSTOS DEL SPEE

Las componentes del costo del SPEE se vinculan a las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización.

8.1.1 COMPONENTE DE GENERACIÓN

La componente de generación será determinada por la ARCERNNR, en forma anual, considerando tanto los costos que son de naturaleza fija, que se remuneran en función de la disponibilidad, como aquellos que son variables, que dependen de la producción, para lo cual, utilizará la información proporcionada por: las empresas eléctricas de generación, escindida y no escindida, que estén en operación comercial o cuya entrada en operación comercial esté prevista para el año en estudio, desglosada por central de generación; y, la información de las simulaciones energéticas realizadas por el CENACE.

Para el caso de los generadores públicos, los costos afectos a esta componente son:

a) Costo de Administración, Operación y Mantenimiento

Los costos de administración serán los necesarios para las operaciones internas y manejo de trámites de las centrales de generación.

Los costos de operación y mantenimiento serán los resultantes de la planificación operativa de las centrales de generación destinados a preservar las condiciones de los bienes afectos al servicio.

b) Costo por Servicios Complementarios

Comprende los costos asociados a satisfacer los requerimientos de seguridad y calidad en la operación del SNI, conforme lo establezca la ARCERNNR en la respectiva regulación.

c) Costo de Calidad

Comprende los costos asociados a mejorar, reponer (terminación de vida útil) y repotenciar los bienes afectos al servicio, serán los resultantes de la planificación operativa de las centrales de generación.

Estos costos no podrán ser destinados a cubrir partidas de costos y gastos.

d) Costo de Disponibilidad y Confiabilidad

Comprende los costos relacionados con los pagos de capital, interés e impuestos que deba cubrir el generador por créditos u otros instrumentos que haya suscrito

para el financiamiento de un proyecto de inversión relacionado con su actividad, siempre y cuando exista una obligación.

Estos costos no podrán ser destinados a cubrir partidas de costos y gastos.

e) Costo de Responsabilidad Ambiental

Comprenden los costos asociados con la gestión ambiental concordante con el Plan de Manejo, Remediación y Mitigación de los impactos ambientales relacionados con el desarrollo de las actividades de generación de energía eléctrica.

Estos costos no podrán ser destinados a cubrir partidas de costos y gastos.

f) Costo de Transacciones Internacionales de Energía

Comprenden los costos asociados a la aplicación de la normativa supranacional, normativa nacional aplicable a las interconexiones internacionales, acuerdos operativos, comerciales, contratos de importación y exportación, en los que incurran las empresas participantes del sector eléctrico y el CENACE asociados a las transacciones de importación y/o exportación de energía eléctrica con otros países.

g) Costo Variable de Producción

Comprenden los costos asociados a la producción de energía eléctrica que considera: suministro y transporte de combustibles, lubricantes, productos químicos, entre otros, que se establezcan a través de Regulación que para el efecto emita la ARCERNNR y procedimientos.

Para el caso de los generadores mixtos, privados y de economía popular y solidaria, la valoración económica de sus costos será a partir del precio establecido en los respectivos contratos regulados, multiplicados por la disponibilidad y por la producción proyectadas, respectivamente, cuya valoración será parte de los costos variables de producción.

8.1.2 COMPONENTE DE TRANSMISIÓN

La componente de transmisión será determinada por la ARCERNNR, en forma anual, sobre la base de la información proporcionada por las empresas eléctricas de transmisión pública y privada, según corresponda.

Los costos afectos a esta componente para el transmisor público son:

a) Costo de Administración, Operación y Mantenimiento

Los costos de administración serán los necesarios para las operaciones internas y manejo de trámites de las actividades de transmisión.

Los costos de operación y mantenimiento serán los resultantes de la planificación operativa del transmisor destinados a preservar las condiciones de los bienes afectos al servicio que dependen del nivel de voltaje.

b) Costo de Calidad

Comprende los costos asociados a mejorar, reponer (terminación de vida útil) y repotenciar los bienes afectos al servicio, serán los resultantes de la planificación operativa del transmisor.

Estos costos no podrán ser destinados a cubrir partidas de costos y gastos.

c) Costo de Disponibilidad y Confiabilidad

Comprende los costos relacionados con los pagos de capital, interés e impuestos que deba cubrir el transmisor por créditos u otros instrumentos que haya suscrito para el financiamiento de un proyecto de inversión relacionado con su actividad, siempre y cuando exista una obligación.

Estos costos no podrán ser destinados a cubrir partidas de costos y gastos.

d) Costo de Responsabilidad Ambiental:

Comprenden los costos asociados con la gestión ambiental concordante con el Plan de Manejo, Remediación y Mitigación de los impactos ambientales relacionados con el desarrollo de las actividades de transmisión de energía eléctrica.

Estos costos no podrán ser destinados a cubrir partidas de costos y gastos.

Para el caso de las empresas de transmisión privadas o de economía popular y solidaria concesionadas a través de Procesos Públicos de Selección, sus costos corresponderán a las anualidades definidas en los respectivos títulos habilitantes, cuya responsabilidad del reporte corresponderá a las dichas empresas.

8.1.3 COMPONENTE DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

La componente de distribución y comercialización será determinada por la ARCERNNR, en forma anual, sobre la base de la información proporcionada por las empresas eléctricas de distribución y comercialización desglosados por etapa funcional.

Los costos imputables a esta componente son:

a) Costo de Administración, Operación y Mantenimiento

Los costos de administración serán los necesarios para las operaciones internas y manejo de trámites de las actividades de distribución y comercialización.

Los costos de operación y mantenimiento serán los resultantes de la planificación operativa de las empresas eléctricas distribuidoras destinados a preservar las condiciones de los bienes afectos al servicio.

b) Costo de Comercialización

Comprende los costos relacionados con la comercialización del SPEE y considera las actividades de: toma de lectura, inspecciones, servicios de recaudación, impresión de planillas eléctricas, entrega de avisos, telemetría o telemedición, actualización de catastro o geocódigos y medición de la satisfacción al consumidor o usuario final. Dentro de los costos de comercialización del SPEE, se incluye los costos afectos a la comercialización del SAPG.

Se excluyen los costos por concepto de corte y reconexión; dichos costos deberán ser recuperados de los consumidores o usuarios finales que incurran en la ejecución de esta actividad. La ARCERNNR, conjuntamente con el análisis y determinación de los costos del SPEE, revisará y definirá el mecanismo de costeo de corte y reconexión aplicado por las empresas eléctricas de distribución y comercialización.

c) Costo de Calidad

Comprende los costos asociados a mejorar, reponer (terminación de vida útil) y repotenciar los bienes afectos al servicio, serán los resultantes de la planificación de la actividad de distribución y comercialización de energía eléctrica.

Estos costos deberán estar relacionados con los indicadores de calidad del producto, calidad del servicio técnico y calidad del servicio comercial, a fin de que el consumidor o usuario final reciba un servicio eficiente, continuo y confiable, conforme la regulación que norme los aspectos de calidad en la prestación del SPEE que para el efecto emita la ARCERNNR.

Estos costos no podrán ser destinados a cubrir partidas de costos y gastos.

d) Costo de Confiabilidad

Comprende los costos relacionados con los pagos de capital, interés e impuestos que deba cubrir la empresa distribuidora por créditos u otros instrumentos que haya suscrito para el financiamiento de un proyecto de inversión relacionado con su actividad, siempre y cuando exista una obligación.

Estos costos no podrán ser destinados a cubrir partidas de costos y gastos.

e) Costo de Responsabilidad Ambiental

Comprenden los costos asociados con la gestión ambiental concordante con el Plan de Manejo, Remediación y Mitigación de los impactos ambientales relacionados con el desarrollo de las actividades de distribución y comercialización de energía eléctrica.

Estos costos no podrán ser destinados a cubrir partidas de costos y gastos.

Resolución Nro. ARCERNNR-008/2024
Sesión de Directorio de 12 de junio de 2024

f) Costo para la Expansión

Comprende los costos requeridos para la ejecución de proyectos asociados al incremento y mejoramiento de la cobertura debido a la evolución o crecimiento de la demanda eléctrica, concordante con el Plan Maestro de Electricidad - PME, cuyo financiamiento no proviene del Presupuesto General del Estado.

Se excluirán los proyectos de expansión del SPEE destinados a servir a zonas rurales y urbanas marginales que cuenten con financiamiento a través del Programa de Energización Rural.

Estos costos no podrán ser destinados a cubrir partidas de costos y gastos.

8.2 COSTOS DEL SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO GENERAL

Comprende los costos para la prestación del SAPG, cuya responsabilidad le corresponde a las empresas eléctricas de distribución y comercialización.

El costo del SAPG será determinado, de forma anual, por la ARCERNNR sobre la base de la información reportada por las empresas eléctricas y comprende lo siguiente:

a) Costo de Administración, Operación y Mantenimiento

Los costos de administración serán los necesarios para las operaciones internas y manejo de trámites para la prestación del SAPG.

Los costos de operación y mantenimiento serán los resultantes de la planificación operativa destinados a preservar las condiciones de los bienes afectos al SAPG, que incluye los costos de responsabilidad ambiental asociados a la prestación de dicho servicio.

Las empresas eléctricas de distribución y comercialización podrán suscribir convenios, con los respectivos GADs y otras instituciones, para prestar los servicios de operación y mantenimiento del alumbrado ornamental e intervenido, dichos costos estarán a cargo de los respectivos GADs.

b) Costo de Calidad

Comprende los costos requeridos para la ejecución de proyectos enfocados a mejorar los niveles de iluminación de vías de tránsito de personas y/o vehículos, así como los costos asociados para reponer (terminación de la vida útil) y repotenciar los bienes afectos al SAPG.

Estos costos deberán estar relacionados con los indicadores de calidad conforme la regulación que norme los aspectos técnicos de la prestación del SAPG que emita la ARCERNNR.

Estos costos no podrán ser destinados a cubrir partidas de costos y gastos.

c) Costo de Confiabilidad

Comprende los costos relacionados con los pagos de capital, interés e impuestos que deba cubrir la empresa eléctrica por los créditos u otros instrumentos que haya suscrito para el financiamiento de proyectos relacionados con su actividad, que se incluyen, cuando corresponda.

Estos costos no podrán ser destinados a cubrir partidas de costos y gastos.

d) Costo para Expansión

Comprende los costos de inversión requeridos para la ejecución de proyectos asociados al incremento y mejoramiento de la cobertura del SAPG.

Se excluirán los proyectos de expansión de alumbrado público general destinados a servir a zonas rurales y urbanas marginales que cuenten con financiamiento a través del Programa de Energización Rural.

Estos costos no podrán ser destinados a cubrir partidas de costos y gastos.

**SECCIÓN II
CONSIDERACIONES PARA EL CÁLCULO**

ARTÍCULO 9.- BALANCE DE ELECTRICIDAD

Las empresas eléctricas de distribución y comercialización, para el balance de electricidad, del **año a+1**, deberán considerar tanto la demanda de potencia y el consumo de energía que incorpore: las ventas de electricidad a consumidores regulados del SPEE, las ventas del SAPG, las pérdidas totales y los requerimientos de los consumidores no regulados (autoprodutores y grandes consumidores).

La elaboración del balance de electricidad deberá considerar la relación entre: niveles de voltaje, etapas funcionales y componentes del SPEE y del SAPG, conforme la siguiente tabla:

Tabla 1. Relación nivel de voltaje, etapa funcional y componente

NIVEL DE VOLTAJE	ETAPA FUNCIONAL	COMPONENTE
Alto Voltaje Grupo 2 – AV2	Líneas de Transmisión	Transmisión
	Subestaciones de Transmisión	
Alto Voltaje Grupo 1 – AV1	Líneas de Subtransmisión	Transmisión/Distribución
	Subestaciones de Subtransmisión	
Medio Voltaje	Alimentadores Primarios	Distribución
	Transformadores de Distribución	
Bajo Voltaje	Redes Secundarias	SAPG
	Alumbrado Público	
Todos	Acometidas y Medidores	Transmisión/Distribución

9.1 VENTAS DE ELECTRICIDAD

Las ventas a consumidores regulados serán definidas en función de los niveles de voltaje establecidos en el numeral 4.21 de la presente Regulación, incluyendo las ventas del alumbrado público, estas últimas deberán estar claramente identificadas.

Las ventas del SPEE corresponderán a la proyección de la potencia y energía eléctrica requerida por los consumidores regulados asociados a las tarifas eléctricas aplicadas en concordancia con los niveles de voltaje.

Las ventas del SAPG corresponderán a la proyección de potencia y energía eléctrica consumida por el sistema de alumbrado público general, incluyendo el registro y proyección de todo el consumo del alumbrado ornamental e intervenido, sistemas de semaforización y sistemas de seguridad ciudadana.

9.2 PÉRDIDAS ELÉCTRICAS

Las pérdidas eléctricas deberán ser determinadas y reportadas por las empresas eléctricas de transmisión y distribución dentro del balance de electricidad, por etapa funcional de conformidad con el numeral ARTÍCULO 9.- de la presente Regulación.

Las pérdidas eléctricas serán valoradas en las actividades de transmisión, distribución, comercialización y alumbrado público general para su reconocimiento a la generación eléctrica.

Las pérdidas eléctricas permitirán determinar los factores de expansión de pérdidas, conforme el numeral 13.1 de la presente regulación, base para la metodología de costos.

9.2.1 PÉRDIDAS TÉCNICAS

Las pérdidas técnicas serán determinadas por el transmisor en coordinación con el CENACE con base en análisis estadístico de los registros; y, por las empresas eléctricas de distribución y comercialización.

Las pérdidas del alumbrado público serán determinadas por las empresas eléctricas de distribución y comercialización considerando los consumos de los elementos auxiliares. Dichos valores deberán estar claramente identificados y separados de las ventas de alumbrado público.

9.2.2 PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

Las pérdidas no técnicas resultarán de la diferencia entre las pérdidas eléctricas totales menos las pérdidas técnicas.

Las pérdidas no técnicas o comerciales se considerarán, únicamente, en las etapas funcionales de Alimentadores Primarios y Redes Secundarias.

9.3 METODOLOGÍA DE CÁLCULO

El balance de electricidad, de potencia (kW) y energía (kWh), considera la siguiente expresión:

$$D_{Dx} = V_R + P_{Dx} + V_{NR_{Dx}} \quad (1)$$

Donde:

- D_{Dx} = Disponibilidad de potencia y energía en el punto de entrega de las empresas eléctricas de distribución y comercialización.
- V_R = Ventas a consumidores regulados en alto voltaje (Grupo 1 - AV1), medio voltaje, bajo voltaje y alumbrado público.
- P_{Dx} = Pérdidas de potencia y energía de la componente de distribución y comercialización, y del SAPG.
- $V_{NR_{Dx}}$ = Ventas a consumidores no regulados conectados en el sistema de distribución.

Las pérdidas de potencia y energía de la componente de distribución y comercialización, y del SAPG, según corresponda, consideran lo siguiente:

$$P_{Dx} = PT_{Dx} + PNT_{Dx} \quad (2)$$

Donde:

- PT_{Dx} = Pérdidas Técnicas de potencia y energía de distribución y comercialización y del SAPG.
- PNT_{Dx} = Pérdidas No Técnicas de potencia y energía de distribución y comercialización.

Para el caso de aquellas empresas eléctricas de distribución y comercialización, cuyos consumidores estén conectados en alto voltaje del Grupo 2 - AV2, o a la infraestructura del transmisor, se deberá considerar la siguiente expresión:

$$D_{Tx} = V_{CE} + D_{Dx} + V_{NR_{Tx}} \quad (3)$$

Donde:

- D_{Tx} = Disponibilidad de potencia y energía en el punto de entrega de la componente de transmisión.
- V_{CE} = Ventas Cargas Especiales que corresponde a los consumidores regulados que se conectan en el transmisor.
- D_{Dx} = Disponibilidad de potencia y energía en el punto de entrega de las empresas eléctricas de distribución y comercialización.
- $V_{NR_{Tx}}$ = Ventas a consumidores no regulados conectados en el sistema de transmisión.

La determinación de la energía producida se determina conforme la siguiente expresión:

$$P_{Gx} = D_{Tx} + P_{Tx} - V_{NR_{Dx}} - V_{NR_{Tx}} \quad (4)$$

Donde:

Resolución Nro. ARCERNR-008/2024
Sesión de Directorio de 12 de junio de 2024

- P_{Gx} = Energía producida por los generadores en operación comercial, se excluye la generación de los autogeneradores para sus consumos propios.
- P_{Tx} = Pérdidas totales de potencia y energía de la componente de transmisión.

ARTÍCULO 10.- CRITERIOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DEL SERVICIO

Para la determinación de los costos del SPEE y del SAPG se deberá considerar lo siguiente:

10.1 COSTOS EFICIENTES DEL SERVICIO

La ARCERNNR definirá los mecanismos para reconocer a las empresas eléctricas costos eficientes para la prestación del SPEE y del SAPG, considerando las características específicas de cada empresa y su relación con el mejoramiento de los índices de calidad y cobertura.

Los conceptos de costos eficientes del servicio y procedimientos para la determinación de los mismos serán desarrollados en la respectiva regulación que emita la ARCERNNR.

Para de definición de los costos eficientes se deberá considerar el desarrollo e implementación, según corresponda, de los conceptos de: unidades de propiedad estándar, unidades constructivas, sistema único de cuentas, contabilidad regulatoria, entre otros.

10.2 ACTIVOS EN SERVICIO

Corresponden a los bienes e instalaciones efectivamente en operación y su valoración deberá ser concordante con las normas vigentes, la cual será responsabilidad de las empresas eléctricas. Los valores de los activos en servicio serán obtenidos del último estado de situación financiera.

Las empresas eléctricas de transmisión, distribución y comercialización deberán identificar y desglosar los activos en servicio en función de las etapas funcionales y niveles de voltaje.

10.3 VIDAS ÚTILES DE LOS ACTIVOS EN SERVICIO

Para la determinación de valores referenciales de costos de calidad, disponibilidad, confiabilidad y responsabilidad ambiental, de empresas públicas, se podrá considerar la depreciación lineal de los activos en servicio con base en las vidas útiles del Anexo 1.

La ARCERNNR podrá revisar y actualizar las vidas útiles para las actividades de generación, transmisión, distribución, comercialización y alumbrado público general cuando lo considere necesario.

Para las empresas de generación y transmisión privadas o de economía popular y solidaria, las citadas vidas útiles deberán ser consideradas para la remuneración de los activos en servicio como lo dispone la LOSPEE.

10.4 COSTO DEL SERVICIO DE EMPRESAS INTEGRADAS

Las empresas eléctricas que realicen de forma integrada las actividades de generación, transmisión y/o distribución deberán mantener la información técnica, comercial y contable independiente entre actividades.

Los costos del servicio de las empresas eléctricas integradas se efectuarán en forma individualizada, para lo cual la ARCERNNR solicitará la información técnica, económica y financiera necesaria.

Para aquellas empresas integradas, se considerará los costos de administración general, los cuales deberán cumplir con los parámetros de eficiencia definidos en la regulación que para el efecto emita la ARCERNNR.

10.5 AUDIENCIAS TARIFARIAS

La ARCERNNR podrá convocar a audiencias públicas en las cuales se definan los parámetros para la determinación de los costos y pliegos tarifarios del SPEE y del SAPG, para lo cual establecerá los procedimientos e instructivos necesarios para su desarrollo.

Podrán participar en las audiencias públicas toda persona natural o jurídica, pública o privada, organismos o entidades que tenga relación con el sector eléctrico.

10.6 AUDITORIAS TARIFARIAS

Cuando la ARCERNNR lo solicite, las empresas eléctricas prestadoras del SPEE y del SAPG están obligadas a contratar, a través de expertos con personería natural o jurídica, auditorías técnicas, económicas y tarifarias para evaluar los costos del servicio aprobados por la ARCERNNR, para cada estructura de costos de las componentes del servicio.

Estas auditorías se efectuarán cada dos años, cuyos informes resultantes serán entregados a la ARCERNNR, conforme las fechas y formatos que se establezcan para el efecto.

10.7 REVISIÓN Y/O ACTUALIZACIÓN DE LOS COSTOS DEL SERVICIO

A partir de su aprobación, la revisión de los costos del SPEE y del SAPG, según corresponda, se efectuará única y exclusivamente previa motivación y sustento técnico y económico de las partes involucradas, bajo las siguientes condiciones:

- a) Cuando la ARCERNNR efectúe una revisión tarifaria.
- b) Cuando se presente una variación acumulada de los costos fijos que supere el 5% respecto de la base de cálculo, en los costos de generación, transmisión, distribución y comercialización, considerados individualmente o en su conjunto, y del SAPG.
- c) Cuando se presente una variación que supere el 10% por debajo de la proyección de la demanda, respecto de la proyección considerada por la ARCERNNR en el análisis del costo.

Las revisiones y/o actualización de los costos del servicio deberán ser conocidas y aprobadas por el Directorio de la ARCERNNR.

SECCIÓN III METODOLOGÍA DE CÁLCULO

ARTÍCULO 11.- COSTO DEL SPEE

El costo del SPEE será el resultado de la sumatoria del costo de generación, costo propio de transmisión y costo propio de distribución y comercialización.

11.1 COSTO DE GENERACIÓN

Para la determinación del costo de generación la ARCERNNR deberá considerar los costos fijos y variables, con base en los resultados de las simulaciones energéticas efectuadas por el CENACE.

11.1.1 SIMULACIONES ENERGÉTICAS

El CENACE, con base en el balance de electricidad reportado por la ARCERNNR, efectuará las simulaciones energéticas, conforme la metodología establecida por la ARCERNNR conjuntamente con el Operador en un procedimiento, para el cubrimiento de la demanda considerando un despacho económico de las centrales de generación, bajo despacho centralizado, considerando la red de transmisión.

La ARCERNNR informará oportunamente al CENACE los plazos, formatos y requerimientos específicos para la presentación de los resultados de las simulaciones energéticas y definirá los escenarios hidrológicos a considerar en dichas simulaciones.

11.1.2 COSTOS FIJOS Y COSTOS VARIABLES

Los costos fijos de la componente de generación serán determinados por la ARCERNNR, sobre la base de la información proporcionada por las empresas eléctricas de generación y en función de los resultados de las simulaciones energéticas, es decir conforme los periodos de operación y la producción de energía de las centrales de generación públicas.

Los costos variables de la componente de generación serán determinados por el CENACE y remitidos a la ARCERNNR, para el caso de los generadores térmicos e hidráulicos públicos se deberá considerar lo establecido en la regulación que para el efecto emita la ARCERNNR, correspondiente a costos variables de producción. Para el caso de los generadores privados se deberá considerar el precio establecido en los respectivos contratos regulados.

Los costos relacionados con las Transacciones Internacionales de Electricidad deberán considerar los intercambios de energía con los países regionales con base a la normativa vigente.

Adicional a los costos resultantes de las simulaciones energéticas, se deberá considerar el reconocimiento de los costos correspondientes a los servicios complementarios tales como: regulación de frecuencia, arranque-parada de unidades turbo-vapor, reserva de potencia y potencia reactiva.

Resolución Nro. ARCERNNR-008/2024
Sesión de Directorio de 12 de junio de 2024

El costo de la componente de generación será la sumatoria de los costos fijos y variables conforme la siguiente expresión:

$$C_{Gx} = C_{AO\&M} + C_{SC} + C_C + C_{D\&C} + C_{RA} + C_{TIES} + C_{VP} - I_A \text{ [USD]} \quad (5)$$

Donde:

- C_{Gx} = Costo de Generación.
- $C_{AO\&M}$ = Costo de Administración, Operación y Mantenimiento de las centrales de generación.
- C_{SC} = Costo por Servicios Complementarios.
- C_C = Costo de Calidad de las centrales de generación.
- $C_{D\&C}$ = Costo de Disponibilidad y Confiabilidad de las centrales de generación.
- C_{RA} = Costo de Responsabilidad Ambiental de las centrales de generación.
- C_{TIES} = Costo de las Transacciones Internacionales de Electricidad.
- C_{VP} = Costo Variable de Producción de las centrales de generación pública y privada.
- I_A = Ingresos Adicionales de la componente de generación.

Los ingresos adicionales de la actividad de generación estarán relacionados con las actividades de: arriendo de activos en servicio, rendimientos financieros, multas e indemnizaciones, venta de materiales, chatarrización, entre otros, cuyos rubros serán obtenidos del balance de resultados y proporcionados por las empresas eléctricas de generación.

11.1.3 COSTO MEDIO DE GENERACIÓN

El costo medio de generación se determinará como la relación entre el costo de generación y la energía producida conforme la siguiente expresión:

$$CMG = \frac{C_{Gx}}{P_{Gx}} \text{ [USD/kWh]} \quad (6)$$

Donde:

- CMG = Costo Medio de Generación.
- C_{Gx} = Costo de Generación.
- P_{Gx} = Energía producida.

11.2 COSTO DE TRANSMISIÓN

11.2.1 COSTO PROPIO

El costo propio de transmisión comprende la sumatoria de la estructura de costos conforme la siguiente expresión:

$$C_{Tx} = C_{AO\&M} + C_C + C_{D\&C} + C_{RA} + C_{CEP} - I_A \text{ [USD]} \quad (7)$$

Donde:

- C_{Tx} = Costo propio de la componente de transmisión.
- $C_{AO\&M}$ = Costo de Administración, Operación y Mantenimiento de la componente de transmisión de empresas públicas.

- C_C = Costo de Calidad de la componente de transmisión de empresas públicas.
- $C_{D\&C}$ = Costo de Disponibilidad y Confiabilidad de la componente de transmisión de empresas públicas.
- C_{RA} = Costo de Responsabilidad Ambiental de la componente de transmisión de empresas públicas.
- C_{CEP} = Costos de concesión de empresas de transmisión privados o de economía popular y solidaria.
- I_A = Ingresos Adicionales de la componente de transmisión.

Los ingresos adicionales de la actividad de transmisión estarán relacionados con las actividades de: arriendo de activos en servicio, rendimientos financieros, multas e indemnizaciones, venta de materiales, chatarrización, entre otros, cuyos rubros serán obtenidos del balance de resultados y proporcionados por las empresas eléctricas de transmisión.

11.2.2 COSTO ACUMULADO

El costo acumulado de transmisión considera el costo propio más la valoración económica de las pérdidas de potencia y energía a través de la aplicación del factor de expansión de pérdidas de la transmisión (numeral 13.2 y 13.3).

11.2.3 COSTO MEDIO DE TRANSMISIÓN

El costo medio de transmisión anual de energía se determina como la relación entre el costo propio y la energía disponible en los puntos de entrega de transmisión, conforme la siguiente expresión:

$$CMT_E = \frac{C_{Tx}}{D_{ETx}} \left[USD/kWh \right] \quad (8)$$

Donde:

- CMT_E = Costo medio de transmisión de energía.
- C_{Tx} = Costo propio de la componente de transmisión.
- D_{ETx} = Energía disponible en los puntos de entrega de transmisión.

El costo medio mensual de transmisión de potencia se determina como la relación entre el costo propio y la sumatoria de las demandas máximas no coincidentes en el punto de entrega de la empresa de transmisión de las empresas de distribución y comercialización y usuarios no regulados, conforme la siguiente expresión:

$$CMMT_P = \frac{C_{Tx}}{D_{PTx} \times 12} \left[USD/kW - mes \right] \quad (9)$$

Donde:

- $CMMT_P$ = Costo medio mensual de transmisión de potencia.
- C_{Tx} = Costo propio de la componente de transmisión.
- D_{PTx} = Potencia disponible en el punto de entrega de la empresa de transmisión, que corresponde a la demanda máxima no coincidente.

El costo medio mensual de transmisión de potencia o tarifa de transmisión será aplicado a las empresas eléctricas de distribución y comercialización y usuarios no regulados.

11.3 COSTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

11.3.1 COSTO PROPIO

El costo propio de la componente de distribución y comercialización se determinará como la sumatoria de la estructura de costos definida en el numeral 8.1.3 conforme la siguiente expresión:

$$C_{Dx\&Cx} = C_{AO\&M} + C_{Cx} + C_C + C_{Cf} + C_{RA} + C_E - I_A \text{ [USD]} \quad (10)$$

Donde:

- $C_{Dx\&Cx}$ = Costo de distribución y comercialización, por empresa eléctrica de distribución.
- $C_{AO\&M}$ = Costo de administración, operación y mantenimiento de distribución y comercialización.
- C_{Cx} = Costo de comercialización.
- C_C = Costo de calidad de distribución y comercialización.
- C_{Cf} = Costo de Confiabilidad de distribución y comercialización.
- C_{RA} = Costo de responsabilidad ambiental de distribución y comercialización.
- C_E = Costo para la expansión de distribución y comercialización.
- I_A = Ingresos adicionales a la prestación del SPEE y del SAPG.

Los ingresos adicionales a la prestación del SPEE y del SAPG estarán relacionados con las actividades de: arriendo de activos en servicio, recaudación de terceros, rendimientos financieros, multas e indemnizaciones, redondeo de valores, venta de materiales, chatarrización, entre otros, cuyos rubros serán obtenidos del balance de resultados y proporcionados por las empresas eléctricas de distribución y comercialización.

11.3.2 COSTO ACUMULADO

El costo acumulado de distribución y comercialización considera el costo propio más la valoración económica de las pérdidas de potencia y energía a través de la aplicación de los factores de expansión de pérdidas de cada etapa funcional.

11.4 COSTO DEL SPEE

El costo del SPEE se determina como la suma de los costos propios de cada una de las componentes conforme la siguiente expresión:

$$C_{SPEE} = C_{Gx} + C_{Tx} + C_{Dx\&Cx} \text{ [USD]} \quad (11)$$

Donde:

- C_{SPEE} = Costo del SPEE.
- C_{Gx} = Costo de Generación.
- C_{Tx} = Costo de Transmisión.
- $C_{Dx\&Cx}$ = Costo de Distribución y Comercialización.

El costo de generación considerado para la determinación del costo del SPEE excluye el costo de la energía del SAPG definido en el numeral 12.2.

11.4.1 COSTO MEDIO DEL SPEE

El costo medio del SPEE se define como la relación entre el costo del SPEE y las ventas totales de energía a nivel nacional y se determina conforme la siguiente expresión:

$$CM_{SPEE} = \frac{C_{SPEE}}{V_R} \left[USD/kWh \right] \quad (12)$$

Donde:

- CM_{SPEE} = Costo Medio del SPEE.
- C_{SPEE} = Costo del SPEE.
- V_R = Ventas totales de energía a consumidores regulados.

ARTÍCULO 12.- COSTO DEL SAPG

12.1 COSTO PROPIO

El costo propio del SAPG comprende la sumatoria de la estructura de costos conforme la siguiente expresión:

$$CP_{SAPG} = C_{AO\&M} + C_C + C_{Cf} + C_E \text{ [USD]} \quad (13)$$

Donde:

- CP_{SAPG} = Costo Propio del SAPG.
- $C_{AO\&M}$ = Costo de Administración, Operación y Mantenimiento del SAPG.
- C_C = Costo de Calidad del SAPG.
- C_{Cf} = Costo Confiabilidad del SAPG.
- C_E = Costo para la Expansión del SAPG.

12.2 COSTO DE LA ENERGÍA

El costo de la energía del SAPG será determinado por la ARCERNNR, con base en la proyección de ventas del alumbrado público, conforme la Regulación para la prestación de este servicio, y el costo acumulado de energía definido en el numeral 13.2; este costo, incluye la valoración económica de las pérdidas desde la transmisión hasta el punto de conexión del alumbrado público.

El costo de la energía del SAPG es parte del costo de generación y transmisión; y, comprende el pago por la energía producida por las centrales de generación y el transporte respectivo para abastecer los requerimientos de energía del SAPG.

Para el caso de las empresas eléctricas de distribución y comercialización que posean condiciones de sistemas aislados e insulares no se considerará el costo de la energía.

Las empresas eléctricas de distribución y comercialización, para la liquidación mensual del costo de la energía del SAPG, deberán considerar la metodología del Anexo 2 de la presente regulación.

12.2.1 REVISIÓN DEL COSTO

En caso de que la demanda de alumbrado público general considerada para la determinación del costo de la energía del **año $a+1$** , presente diferencias con los valores liquidados, se revisará los valores asignados y al final del año se determinará el valor diferencial, mismo que será ajustado en el monto aprobado para el año siguiente.

12.3 COSTO DEL SAPG

El costo del SAPG se determina como la sumatoria del costo propio y el costo de la energía conforme la siguiente expresión:

$$C_{SAPG} = CP_{SAPG} + C_{EE}[USD] \quad (14)$$

Donde:

- C_{SAPG} = Costo del SAPG.
- CP_{SAPG} = Costo Propio del SAPG.
- C_{EE} = Costo de Energía del SAPG.

12.4 COSTO MEDIO DEL SAPG

El costo medio del SAPG, se define como la relación entre el costo total y las ventas de energía conforme la siguiente expresión:

$$CM_{SAPG} = \frac{C_{SAPG}}{V_{SAPG}} [USD/kWh] \quad (15)$$

Donde:

- CM_{SAPG} = Costo Medio del SAPG.
- C_{SAPG} = Costo del SAPG.
- V_{SAPG} = Ventas de energía del SAPG.

ARTÍCULO 13.- METODOLOGÍA DE COSTEO

Para la recuperación de los costos del SPEE, en cada una de sus componentes, y del SAPG se considera la metodología de costos acumulados tanto de potencia como de energía, a través de la aplicación de los factores de expansión de pérdidas.

Para la recuperación de los costos del servicio se considerará lo siguiente:

1. A través de energía, se recuperará la componente de generación; en esta componente, participa el SPEE y el SAPG.
2. A través de potencia, se recuperará los costos propios de las componentes de transmisión, distribución y comercialización, así como del SAPG.

13.1 FACTORES DE EXPANSIÓN DE PÉRDIDAS

Los factores de expansión de pérdidas de potencia y factores de expansión de energía se determinarán por etapa funcional, sobre la base del balance de electricidad definido en el numeral ARTÍCULO 9.-, conforme la siguiente expresión:

$$FEP_{E/F} = \frac{D_{E/FA} - V_{RN/V} - V_{NRN/V}}{D_{E/FA} - V_{RN/V} - V_{NRN/V} - P_{E/F}} \quad (16)$$

Donde:

- $FEP_{E/F}$ = Factor de expansión de pérdidas de potencia o energía para la etapa funcional.
- $V_{RN/V}$ = Ventas en potencia [kW] o energía [kWh] a consumidores regulados asociados al nivel de voltaje.
- $V_{NRN/V}$ = Ventas en potencia [kW] o energía [kWh] a consumidores no regulados asociados al nivel de voltaje.
- $D_{E/FA}$ = Disponibilidad en potencia o energía de la etapa funcional anterior.
- $P_{E/F}$ = Pérdidas totales de potencia o energía de la etapa funcional.

13.2 COSTO ACUMULADO DE ENERGÍA

El costo acumulado de energía considera, únicamente, la componente de generación, es decir, parte del costo medio de generación y se determina conforme la siguiente expresión:

$$CAE_{E/F} = CAE_{E/FA} \times FEPE_{E/F} [USD/kWh] \quad (17)$$

Donde:

- $CAE_{E/F}$ = Costo acumulado de energía de la etapa funcional.
- $CAE_{E/FA}$ = Costo acumulado de energía de la etapa funcional anterior.
- $FEPE_{E/F}$ = Factor de expansión de pérdidas de energía de la etapa funcional.

13.3 COSTO ACUMULADO DE POTENCIA

El costo acumulado de potencia considera los costos del transmisor, de la distribución y comercialización y los costos del SAPG, para lo cual se deberá considerar el costo unitario por cada etapa funcional conforme la siguiente expresión:

$$CP_{E/F} = \frac{CT_{E/F}}{D_{E/F} \times 12} [USD/kW] \quad (18)$$

Donde:

- $CP_{E/F}$ = Costo de potencia de la etapa funcional.
- $CT_{E/F}$ = Costo total de la etapa funcional.
- $D_{E/F}$ = Disponibilidad en potencia de la etapa funcional.

El costo acumulado de potencia se determinará conforme la siguiente expresión:

$$CAP_{E/F} = CAP_{E/FA} \times FEPP_{E/F} + CP_{E/F} \left[\text{USD}/kW \right] \quad (19)$$

Donde:

- $CAP_{E/F}$ = Costo Acumulado de Potencia de la etapa funcional.
- $CAP_{E/FA}$ = Costo Acumulado de Potencia de la etapa funcional anterior.
- $FEPP_{E/F}$ = Factor de Expansión de Pérdidas de Potencia de la etapa funcional.
- $CP_{E/F}$ = Costo de potencia de la etapa funcional.

13.4 PEAJE DE TRANSMISIÓN

El peaje de transmisión se determina sobre la base del costo acumulado de energía que corresponde a la compensación por las pérdidas eléctricas asociadas.

El peaje de transmisión considera el concepto de tarifa única y se determina conforme la siguiente expresión:

$$PE_{Tx} = CAE_{Tx} - CMG \left[\text{USD}/kWh \right] \quad (20)$$

Donde:

- PE_{Tx} = Peaje de energía del transmisor.
- CAE_{Tx} = Costo acumulado de energía del transmisor.
- CMG = Costo medio de generación.

El peaje de transmisión de energía será aplicado a los consumidores no regulados conectados tanto en el transmisor como en la distribución y serán considerados como ingresos para el cubrimiento de los costos del servicio.

13.5 PEAJES DE DISTRIBUCIÓN

Los peajes de distribución se determinan sobre la base de los costos acumulados de potencia y energía, y comprenden la remuneración que percibe la empresa eléctrica de distribución y comercialización por el uso de la infraestructura eléctrica y la compensación por las pérdidas eléctricas asociadas.

Los peajes de distribución se determinan por etapa funcional conforme la siguiente expresión:

$$PP_{E/F} = CAP_{E/F} - CAP_{Tx} \left[\text{USD}/kW \right] \quad (21)$$

$$PE_{E/F} = CAE_{E/F} - CAE_{Tx} \left[\text{USD}/kWh \right] \quad (22)$$

Donde:

- $PP_{E/F}$; $PE_{E/F}$ = Peaje de potencia y energía de la etapa funcional, respectivamente.
- $CAP_{E/F}$; $CAE_{E/F}$ = Costo acumulado de potencia y energía de la etapa funcional, respectivamente.

CAP_{Tx} ; CAE_{Tx} = Costo acumulado de potencia y energía de la componente de transmisión, respectivamente.

Los peajes de distribución serán aplicados a los consumidores no regulados en función del punto de conexión y serán considerados como ingresos para el cubrimiento de los costos del servicio,

La ARCERNNR efectuará el análisis que considere el principio de tarifa única para la aplicación de los peajes distribución.

13.6 INGRESOS POR VENTAS A CONSUMIDORES REGULADOS

Los costos del SPEE y del SAPG serán recuperados a través de los ingresos resultantes de la aplicación de las ventas de potencia y energía y sus costos acumulados en cada punto de conexión y concordantes con los niveles voltaje conforme la siguiente expresión:

$$IE_{N/V} = V_{RN/V} \times CAE_{E/F} [USD] \quad (23)$$

$$IP_{N/V} = V_{RN/V} \times CAP_{E/F} \times 12 [USD] \quad (24)$$

Donde:

- $IE_{N/V}$ = Ingresos por ventas de energía asociado al nivel de voltaje.
- $IP_{N/V}$ = Ingresos por ventas de potencia asociado al nivel de voltaje.
- $V_{RN/V}$ = Ventas de potencia [kW] o energía [KWh] a consumidores regulados asociado al nivel de voltaje.
- $CAE_{E/F}$ = Costo acumulado de energía de la etapa funcional.
- $CAP_{E/F}$ = Costo acumulado de potencia de la etapa funcional.

13.7 INGRESOS POR PEAJES

Los costos por uso de la infraestructura y la compensación por las pérdidas eléctricas asociadas a la componente de distribución y comercialización deberán ser recuperados a través de los ingresos resultantes de la aplicación de las ventas de los consumidores no regulados y los peajes de potencia y energía en cada punto de conexión y nivel de voltaje, conforme la siguiente expresión:

$$IEP_{N/V} = V_{NRN/V} \times PE_{E/F} [USD] \quad (25)$$

$$IPP_{N/V} = V_{NRN/V} \times PP_{E/F} \times 12 [USD] \quad (26)$$

Donde:

- $IEP_{N/V}$ = Ingresos de energía por la aplicación de peajes de distribución asociado al nivel de voltaje.
- $IPP_{N/V}$ = Ingresos de potencia por la aplicación de peajes de distribución asociado al nivel de voltaje.
- $V_{NRN/V}$ = Ventas de potencia [kW] o energía [kWh] a consumidores no regulados asociado al nivel de voltaje.
- $PE_{E/F}$ = Peaje de energía de la etapa funcional.
- $PP_{E/F}$ = Peaje de potencia de la etapa funcional.

Los ingresos para el caso de la componente de transmisión se determinan a través de la aplicación del peaje de energía y el costo medio de transmisión de potencia o tarifa de transmisión, conforme la siguiente expresión:

$$IEP_{Tx} = V_{NRN/V} \times PE_{Tx} [USD] \quad (27)$$

$$IPP_{Tx} = V_{RN/V} \times CMT_P \times 12 [USD] \quad (28)$$

Donde:

IEP_{Tx} = Ingresos por la aplicación del peaje de transmisión referido a energía (PE_{Tx}).

IPP_{Tx} = Ingresos por la aplicación del costo medio de transmisión de potencia (CMT_P).

$V_{NRN/V}$ = Ventas de potencia [kW] y energía [kWh] a consumidores no regulados asociado al nivel de voltaje.

Las empresas eléctricas de distribución y comercialización y el transmisor deberán considerar como complemento para el cubrimiento de los costos operativos aprobados por la ARCERNNR los ingresos por la aplicación de peajes de potencia y energía a los consumidores no regulados, respectivamente.

ARTÍCULO 14.- PARTICIPACIÓN PORCENTUAL EN EL COSTOS DEL SERVICIO

La ARCERNNR, sobre la base de los resultados del costo del SPEE, determinará la participación porcentual del costo de cada una de las componentes, es decir para generación; transmisión; y, distribución y comercialización.

ARTÍCULO 15.- COSTO DEL SECTOR ELÉCTRICO

El costo del sector eléctrico se determina con la siguiente expresión:

$$C_{SE} = C_{SPEE} + C_{SAPG} [USD] \quad (29)$$

Donde:

C_{SE} = Costo del Sector Eléctrico

El costo medio unitario [USD/kWh] del sector eléctrico considerará el C_{SE} (Costo del Sector Eléctrico), expresado en dólares, referido a las ventas del SPEE y del SAPG.

ARTÍCULO 16.- COSTO TOTAL DEL SECTOR ELÉCTRICO

La ARCERNNR, con fines informativos, determinará anualmente, el costo total del sector eléctrico, en el cual se incluya, entre otros, los costos internacionales de los combustibles para la generación eléctrica, el costo la estructura de financiamiento de los proyectos generación, transmisión, distribución y comercialización, la remuneración de los activos en servicio y otros rubros que el Ministerio Rector considere deban ser incluidos.

ARTÍCULO 17.- SOCIALIZACIÓN DE LOS RESULTADOS DEL COSTO DEL SERVICIO

La ARCERNNR, remitirá a los participantes del sector eléctrico los resultados aprobados de los costos del SPEE y del SAPG, es decir, los costos fijos de las centrales de generación pública, los

costos de transmisión pública, los costos de distribución y comercialización, entre otros, para su aplicación mensual dentro de los procesos comerciales.

CAPÍTULO III PLIEGOS TARIFARIOS

SECCIÓN I CRITERIOS PARA EL DISEÑO TARIFARIO

ARTÍCULO 18.- PRINCIPIOS TARIFARIOS

Los pliegos tarifarios del SPEE y del SAPG, según corresponda, deberán observar los principios constantes en la LOSPEE definidos a continuación:

- a) **Cobertura de Costos:** Garantizar que los ingresos resultantes de la aplicación tarifaria a los consumidores cubran los costos del servicio, precautelando la confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico.
- b) **Eficiencia Energética:** Brindar señales tarifarias que le permitan al consumidor decidir optimizar los procesos productivos o sus hábitos de consumo, es decir propender a que el usuario con el mismo nivel de consumo o menos pueda producir más bienes o servicios.
- c) **Solidaridad:** Coadyuvar a los consumidores vulnerables o desfavorecidos, pudiéndose efectuar mecanismos como subsidios cruzados (o a través de subsidios provenientes del PGE).
- d) **Equidad:** Garantizar a los consumidores la moderación de las tarifas acorde a sus condiciones económicas.
- e) **Responsabilidad Social y Ambiental:** Internalizar los impactos sociales y ambientales ocasionados por la prestación del servicio, garantizando las condiciones a generaciones futuras.

ARTÍCULO 19.- SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

19.1 TARIFA ÚNICA

Las tarifas eléctricas aprobadas por la ARCERNNR para el SPEE, serán únicas en todo el territorio nacional, para cada tipo de consumidor regulado, según sus características de consumo y el nivel de voltaje al que se presta el servicio.

La ARCERNNR establecerá mecanismos de compensación entre las empresas eléctricas de distribución y comercialización resultantes de la aplicación de la tarifa única y los costos aprobados.

19.2 TARIFAS DIFERENCIADAS O ESPECIALES

La ARCERNNR podrá establecer tarifas diferenciadas, única y exclusivamente, previa motivación y sustento técnico y económico, en los siguientes casos:

1. A los consumidores que, a la fecha de expedición de la LOSPEE, mantengan tarifas diferentes a la fijada a nivel nacional;
2. Para promover e incentivar el desarrollo de industrias básicas;
3. Para fomentar el uso eficiente de la energía eléctrica;
4. Para los consumidores regulados de sistemas aislados;
5. A partir de la emisión de leyes que establezcan tarifas diferenciadas para el SPEE.

Como requisito para la definición de las tarifas diferenciadas la ARCERNNR deberá establecer los mecanismos para que dichas tarifas precautelen la sostenibilidad financiera del sector eléctrico.

Las tarifas diferenciadas deberán ser aprobadas por el Directorio de la ARCERNNR.

19.3 CLASIFICACIÓN TARIFARIA

Para la clasificación tarifaria la ARCERNNR deberá considerar las características del consumidor regulado, es decir: el grupo de consumo, el consumo de la energía, demanda de potencia requerida, niveles de voltaje, entre otros.

19.4 FACTORES DE RESPONSABILIDAD DE LA CARGA

Las empresas eléctricas de distribución deberán determinar los factores de responsabilidad de carga, con sus propios recursos humanos o por medio de la contratación de una consultoría especializada.

La ARCERNNR, en coordinación con el Ministerio Rector, entregará los términos de referencia sobre el alcance general de estos análisis.

Los factores de responsabilidad de la carga serán obtenidos sobre la base de muestras estadísticamente representativas, de conformidad con lo establecido en el instructivo que la ARCERNNR establezca para este efecto.

Los factores de responsabilidad de la carga definirán fundamentalmente los comportamientos típicos de:

- a) La relación de la participación de las demandas máximas individuales por tipo de tarifa de los consumidores regulados en la demanda máxima del sistema eléctrico y, por tanto, su incidencia en los costos de la cadena de producción.
- b) La incidencia de la energía demandada por los consumidores regulados en los períodos horarios de consumo establecidos.

19.5 GESTIÓN DE LA DEMANDA

La ARCERNNR deberá incorporar dentro de la estructura y nivel tarifario del SPEE parámetros para el uso eficiente de la energía eléctrica, para lo cual podrá considerar el concepto de factor de potencia; y, la demanda en el horario de consumo de horas punta, a fin de que los consumidores regulados desplacen sus consumos.



ARTÍCULO 20.- SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO GENERAL

Las tarifas eléctricas aprobadas por la ARCERNNR para el SAPG, serán aplicadas a los consumidores regulados y no regulados, las cuales deberán responder a los costos aprobados para cada empresa eléctrica de distribución y comercialización.

SECCIÓN II PLIEGO TARIFARIO DEL SPEE

ARTÍCULO 21.- CONTENIDO DEL PLIEGO TARIFARIO DEL SPEE

El pliego tarifario del SPEE deberá contener lo siguiente:

21.1 ESTRUCTURA TARIFARIA DEL SPEE

La estructura contendrá las definiciones para su aplicación, así como, el diseño de las tarifas eléctricas para la clasificación que defina la ARCERNNR.

Para el diseño de las tarifas eléctricas del SPEE se deberá considerar la aplicación de los factores de responsabilidad de la carga.

El diseño tarifario del SPEE deberá considerar estructuras tarifarias: monomías, binomías y binomías horarias, así como podrá establecer parámetros de estacionalidad. También se podrá considerar estructuras tarifarias que consideren bloques o rangos de consumo. Las tarifas consideran lo siguiente:

Tipo Tarifa	Cargos
Monomía:	Un cargo por energía.
Binomía:	Un cargo por potencia y un cargo por energía.
Binomías horaria:	Cargos por potencia y energía dependiendo de los períodos de consumo: hora punta, hora media y hora base.

Las estructuras tarifarias deberán considerar los niveles de voltaje según lo siguiente:

Nivel de Voltaje	Tarifa Aplicable
Bajo Voltaje:	Monomías, binomías y binomías horarias.
Medio Voltaje:	Binomías y binomías horaria.
Alto Voltaje:	Binomías y binomías horaria.

El valor correspondiente a la comercialización será establecido en cada una de las estructuras tarifarias definidas por la ARCERNNR para cada tipo de consumidor regulado.

21.2 NIVEL TARIFARIO DEL SPEE

Corresponde a los cargos tarifarios por potencia, energía y comercialización, conforme la estructura definida y aplicada a los consumidores regulados en la facturación mensual.

El cargo por potencia estará expresado en dólares por kilovatio [USD/kW], el cargo por energía en dólares por kilovatio hora [USD/kWh] y el cargo por comercialización en dólares por usuario [USD/Consumidor].

21.3 RÉGIMEN TARIFARIO DEL SPEE

Corresponde al período de vigencia y aplicación de la estructura y nivel tarifario a los consumidores regulados.

La vigencia del pliego tarifario del SPEE será de un año calendario.

ARTÍCULO 22.- REVISIONES TARIFARIAS DEL SPEE

A partir de su aprobación, la revisión del pliego tarifario del SPEE se efectuará, única y exclusivamente, previa motivación y sustento técnico y económico, bajo las siguientes condiciones:

- a) Cuando se presente una variación de los costos del SPEE;
- b) Como resultado del control tarifario ejecutado por parte de la ARCERNNR;
- c) Para plantear nuevas estructuras y niveles tarifarias cuando representen y agrupen al menos el 10% de los consumidores regulados a nivel nacional.
- d) Por disposiciones legales o cuando se emita una política prioritaria por parte del Ministerio rector.

Las revisiones y/o actualizaciones del pliego tarifario del SPEE deberán ser conocidas y aprobadas por el Directorio de la ARCERNNR.

ARTÍCULO 23.- APLICACIÓN TARIFARIA

Las empresas distribuidoras deberán aplicar de forma obligatoria las tarifas establecidas en el pliego tarifario a los consumidores regulados; no se podrá aplicar otras tarifas que no se encuentren definidas en dicho pliego.

El CENACE deberá aplicar los peajes de transmisión y distribución a los consumidores no regulados, conforme la información remitida oficialmente por la ARCERNNR y que se actualizará con las revisiones tarifarias, de ser el caso.

ARTÍCULO 24.- PUBLICACIÓN DE LOS PLIEGOS TARIFARIOS

La ARCERNNR deberá remitir el pliego tarifario del SPEE aprobado al Registro Oficial para su publicación; y dispondrá a las empresas eléctricas de distribución y comercialización su difusión en los medios de comunicación de mayor cobertura en su área de prestación de servicio, para lo cual podrán considerar los medios: televisivos, radiales, prensa escrita, redes sociales, factura eléctrica, entre otros.

ARTÍCULO 25.- FACTURACIÓN DEL SERVICIO

Las empresas eléctricas de distribución y comercialización deberán emitir las facturas a sus consumidores, las cuales deberán reflejar transparencia en la aplicación tarifaria vigente, conforme la regulación de modelo de factura para el pago del SPEE y del SAPG.

Resolución Nro. ARCERNNR-008/2024
Sesión de Directorio de 12 de junio de 2024

25.1 PRECIO MEDIO DEL SERVICIO

El precio medio del SPEE es la relación entre la aplicación del pliego tarifario (facturación a los consumidores regulados) y las ventas totales de energía conforme la siguiente expresión:

$$PM_{SPEE} = \frac{F_{SPEE}}{V_R} \left[\text{USD}/kWh \right] \quad (30)$$

Donde:

- PM_{SPEE} = Precio medio del SPEE
- F_{SPEE} = Facturación por SPEE a nivel nacional
- V_R = Ventas totales de energía a consumidores regulados a nivel nacional, excluye las ventas del SAPG

Para la determinación de los precios medios de cada una de las empresas eléctricas distribuidoras se considerará la facturación y ventas de energía propias.

SECCIÓN III PLIEGO TARIFARIO DEL SAPG

ARTÍCULO 26.- CONTENIDO DEL PLIEGO TARIFARIO DEL SAPG

El pliego tarifario del SAPG deberá contener lo siguiente:

26.1 ESTRUCTURA TARIFARIA DEL SAPG

La estructura contendrá las definiciones para su aplicación, así como, el diseño de las tarifas eléctricas para la clasificación que defina la ARCERNNR.

26.2 NIVEL TARIFARIO DEL SAPG

Corresponde a los cargos tarifarios, mensuales, conforme la estructura tarifaria definida y aplicada a los consumidores regulados y no regulados.

Para la determinación del nivel tarifario del SAPG se deberá considerar variables que permitan la estimación del grado de utilización del alumbrado público, que servirán de base para la repartición de los costos del servicio.

El nivel tarifario del SAPG podrá ser fijo expresado en dólares por consumidor [USD/Consumidor], variable expresada en dólares por kilovatio hora [USD/kWh], u otro que defina la ARCERNNR.

26.3 RÉGIMEN TARIFARIO DEL SAPG

Corresponde al período de vigencia y aplicación de la estructura y nivel tarifario a los consumidores regulados y no regulados.

La vigencia del pliego tarifario del SAPG será de un año calendario.

ARTÍCULO 27.- PUBLICACIÓN, REVISIÓN Y FACTURACIÓN

La publicación del pliego tarifario del SAPG será concordante con el ARTÍCULO 24.-de la presente Regulación.

La revisión tarifaria del SAPG será concordante con el ARTÍCULO 22.-de la presente Regulación.

La facturación del SAPG será concordante con el ARTÍCULO 25.-de la presente Regulación.

SECCIÓN IV SUBSIDIOS

ARTÍCULO 28.- ESTABLECIMIENTO DE SUBSIDIOS

El establecimiento de subsidios observará lo dispuesto en la LOSPEE y en su reglamento general.

28.1 COMPENSACIONES, SUBSIDIOS O REBAJAS DIRECTAS

Las compensaciones, subsidios o rebajas del SPEE serán establecidos y otorgados por el Estado, a través de leyes o políticas sectoriales que consideren circunstancias de carácter social o económico, a un determinado segmento de la población.

Las compensaciones, subsidios o rebajas del SPEE deberán ser temporales, contar con fuente de financiamiento claramente identificada, y ser focalizadas.

28.1.1 CRITERIOS DE FOCALIZACIÓN DE LAS COMPENSACIONES, SUBSIDIOS O REBAJAS DIRECTAS

La ARCERNNR podrá realizar los análisis técnicos y económicos, previa coordinación con el Ministerio rector, a fin de proponer mejoras en la aplicación de una compensación, subsidio o rebaja directa. Para lo cual se podrá considerar lo siguiente:

- a) *Focalización Categórica:* Aquella que considera a un grupo determinado de consumidores o usuario finales.
- b) *Focalización Geográfica:* Aquella que considera una determinada región de los consumidores o usuarios finales.
- c) *Focalización por Consumo:* Aquella que considera las cantidades de energía consumida por los usuarios.
- d) *Focalización por Estratificación:* Aquella que considera los ingresos económicos de los consumidores o usuarios finales.
- e) *Focalización por Comprobación:* Aquella que considera una comprobación de las condiciones establecidas para la compensación.

28.1.2 FINANCIAMIENTO DE LAS COMPENSACIONES, SUBSIDIOS O REBAJAS DIRECTAS

Las compensaciones, subsidios o rebajas directas del SPEE deberán ser cubiertos por el Estado ecuatoriano, y constarán obligatoriamente en el PGE, conforme lo dispone la LOSPEE y el RGLOSPEE.

28.1.3 PROYECCIÓN DE LAS COMPENSACIONES, SUBSIDIOS O REBAJAS DIRECTAS

Las empresas eléctricas de distribución y comercialización, hasta el último día laborable de abril del **año a**, deberá remitir a la ARCERNNR el estudio con los respectivos justificativos de la proyección por concepto de las compensaciones, subsidios o rebajas directas vigentes otorgados por el Estado, correspondiente al **año a+1**.

La ARCERNNR consolidará e informará al Ministerio Rector para su gestión ante el MEF, hasta el último día laborable de junio del **año a**, a fin de que éstos sean considerados en el PGE.

Las empresas eléctricas de distribución y comercialización, para la estimación de subsidios compensaciones o rebajas, deberán aplicar la metodología definida y homologada por la ARCERNNR.

28.2 RESULTADO TARIFARIO DEL SPEE

El resultado tarifario será determinado como la diferencia entre los costos del servicio y los ingresos provenientes de la aplicación tarifaria y otros ingresos relacionados con la prestación del SPEE, conforme la metodología y procedimiento que la ARCERNNR para el efecto defina.

El financiamiento del resultado tarifario anual será concordante con lo establecido en el numeral 28.1.2 de la presente Regulación.

28.3 DIFERENCIAL DE SISTEMAS AISLADOS E INSULARES

Los costos fijos y variables de la generación que por condiciones especiales no puedan estar conectados al SNI, serán cubiertos por los consumidores del SNI o asumidos por el Estado.

28.4 SUBSIDIO CRUZADO

Los consumidores o usuarios finales residenciales de bajos consumos serán subsidiados por los restantes consumidores o usuarios finales residenciales.

Se consideran como usuarios de bajos consumos a aquellos que no superen el consumo promedio mensual en su área de prestación de servicio, pero que no supere en ningún caso el consumo promedio residencial a nivel nacional.

Los valores correspondientes de consumos promedios serán determinados por la ARCERNNR, con base en las estadísticas del año inmediato anterior.

El mecanismo de aplicación de subsidio será establecido por la ARCERNNR en la normativa correspondiente, y reflejado en los pliegos tarifarios.

Resolución Nro. ARCERNNR-008/2024
Sesión de Directorio de 12 de junio de 2024

Para el diseño tarifario se podrá considerar la aplicación de subsidios cruzados relacionados con los costos del servicio.

28.5 SUBSIDIO POR COMBUSTIBLES

Las centrales de generación térmica, para la determinación de sus costos variables de producción considerarán los precios de los combustibles establecidos por el Estado a través de los respectivos Decretos Ejecutivos.

El subsidio por combustibles será la diferencia entre el precio establecido por el Estado para la generación de energía eléctrica térmica respecto al precio de importación o exportación de los combustibles usados para la generación de energía eléctrica, según corresponda.

La ARCERNNR determinará anualmente, en el caso de ser diferentes, con el carácter de informativo dentro del análisis del costo, el monto por la aplicación de esta compensación, subsidio y/o rebaja.

SECCIÓN Vª DE LOS COBROS Y PAGOS EN EL MERCADO ELÉCTRICO

ARTÍCULO 29.- CONTRATOS DE FIDEICOMISO Y OTROS MECANISMOS

Las empresas eléctricas de distribución y comercialización, en coordinación con el Ministerio del ramo, podrán constituir contratos de fideicomiso con entidades financieras (fiduciarias) y/u otros mecanismos expresamente reconocidos por la normativa vigente, a fin de garantizar el cumplimiento y pago del esquema de prelación establecido en la presente Regulación.

ARTÍCULO 30.- ESQUEMA DE PRELACIONES

Las empresas eléctricas de distribución y comercialización o las fiduciarias, según corresponda y de acuerdo a los mecanismos de así haberlos establecido, para el pago de obligaciones deberán considerar y aplicar el esquema de prelación, en orden subsecuente, en función de la disponibilidad de recursos.

30.1 INGRESOS PARA EL PAGO DE OBLIGACIONES

Para la aplicación del esquema de prelación, las empresas eléctricas de distribución y comercialización y/o las fiduciarias, según corresponda y de acuerdo a los mecanismos de así haberlos establecido, deberán considerar los valores de la recaudación desglosada en los siguientes rubros: SPEE, SAPG, Terceros y Otros ingresos.

Los rubros correspondientes a Terceros y Otros ingresos deberán estar debidamente respaldados, claramente identificados y desglosados, es decir, para el caso de Terceros: recolección de basura, impuesto de bomberos, financiamiento de cocinas de inducción, entre otros; y, para el caso de Otros ingresos: intereses por mora, peajes de distribución

¹ Codificado mediante Resolución No. ARCERNNR-008/2024 de 12 de junio de 2024.

y aplicación tarifaria a usuarios no regulados, corte y reconexión, arriendo de activos, entre otros.

Los rubros correspondientes a Terceros deberán ser transferidos a las instituciones correspondientes, responsables del manejo de dichos recursos; en tanto que, los rubros de Otros ingresos deberán devolverse a las empresas eléctricas de distribución y comercialización para su gestión de dichos valores, y, según el caso, complementen el cubrimiento de los costos operativos aprobados por la ARCERNNR.

30.2 ORDEN DE PRELACIONES

Las empresas eléctricas de distribución y comercialización o las fiduciarias, según corresponda y de acuerdo a los mecanismos de así haberlos establecido, para el pago de las obligaciones de las transacciones comerciales, deberán considerar el siguiente orden de prelación:

- 1. Costos de la generación y transmisión privada;*
- 2. Costos de administración, operación, mantenimiento, calidad, responsabilidad ambiental y disponibilidad de la distribución y comercialización;*
- 3. Costos de importación de energía;*
- 4. Costos de transmisión estatal;*
- 5. Costos de la generación estatal;*
- 6. Costos de expansión de la distribución y comercialización;*
- 7. Costos de generación de las transacciones de corto plazo; y,*
- 8. Saldos anteriores*

30.3 OBLIGACIONES DE LAS TRANSACCIONES COMERCIALES

El CENACE, de manera mensual, determinará las obligaciones de pago, según corresponda, sobre la base del orden de prelación y de los procedimientos y/o instructivos de detalle de dichas prelación emitidos por el Ministerio del ramo, para lo cual, empleará los resultados de la liquidación singularizada de las transacciones comerciales del mercado eléctrico, cuyo detalle constará en un procedimiento que será puesto a consideración del Ministerio rector del sector eléctrico para su aprobación. Los resultados de la liquidación singularizada, por orden de prelación, serán notificados a los participantes del sector hasta el día 20 de cada mes posterior al mes de operación.

La ARCERNNR, como parte de los resultados del costo del SPEE y del SAPG, establecerá los valores mensuales de las obligaciones de las empresas eléctricas de distribución y comercialización por componente de las prelación 2) y 6) descritas en el numeral 30.2, conforme la metodología que para el efecto defina.

30.4 CUBRIMIENTO DE LAS OBLIGACIONES

Las empresas eléctricas de distribución y comercialización o las fiduciarias, según corresponda y de acuerdo a los mecanismos de así haberlos establecido, para el pago de las obligaciones deberán considerar los ingresos provenientes de la recaudación correspondiente al rubro del SPEE y otros relacionados con la aplicación tarifaria, así como los rubros de compensaciones, subsidios o rebajas otorgados por el Estado y que fueren reconocidos por el MEF.

Adicional, deberán considerar para el pago de las obligaciones, los valores del costo de la energía del SAPG obtenidos con base en la metodología del Anexo 2 de la presente regulación, así como los valores recaudados de los usuarios regulados conectados al sistema de transmisión tanto en la prestación del SPEE como del SAPG.

El Ministerio rector en coordinación con las empresas eléctricas de distribución y comercialización y el CENACE, establecerá las directrices para la aplicación de cada una de las prelación establecidas y para el pago de las obligaciones a los acreedores, a través de procedimientos y/o instructivos, así como sus reformas o actualizaciones, los mismos que serán parte de los contratos de fideicomiso y/o mecanismos de así haberlos establecido.

CAPÍTULO IV ACCIONES DE CONTROL

SECCIÓN I COSTOS DEL SERVICIO

ARTÍCULO 31.- ACCIONES DE CONTROL PARA LOS COSTOS DEL SERVICIO

La ARCERNNR será la responsable de efectuar el seguimiento y control del costo del periodo enero - diciembre del **año a-1** del SPEE y del SAPG.

31.1 SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El seguimiento y control de los recursos económicos resultantes de la determinación del costo del SPEE, se orientarán a:

- a) La utilización y ejecución para las componentes de: generación, transmisión, distribución y comercialización, conforme su estructura de costos.
- b) La utilización y ejecución para los costos de: Administración, Operación y Mantenimiento, Comercialización, Calidad, Disponibilidad y Confiabilidad, Expansión y Responsabilidad Ambiental para las componentes del SPEE, según corresponda.
- c) La elaboración de los informes de cubrimiento de costos del SPEE, resultantes de la participación en los comités de pagos del mercado o el que lo sustituya.
- d) La correcta aplicación de los peajes de distribución por parte del CENACE.
- e) El mecanismo de costeo de los costos de corte y reconexión aplicado por las empresas eléctricas de distribución y comercialización.
- f) La aplicación de la presente Regulación.

Con base en los informes del control, se determinará el diferencial no ejecutado respecto de los costos aprobados, mismos que serán considerados y ajustados del monto aprobado para el **año a+1**.

31.2 SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO GENERAL

El seguimiento y control de los recursos económicos resultantes de la determinación del costo del SAPG, se orientarán a:

Resolución Nro. ARCERNNR-008/2024
Sesión de Directorio de 12 de junio de 2024

- a) La utilización y ejecución para los costos de: Administración, Operación y Mantenimiento, Calidad, Confiabilidad y Expansión.
- b) La aplicación de la metodología para la liquidación mensual del costo de la energía.
- c) La elaboración de los informes de cubrimiento de costos del SAPG, resultantes de la participación en los comités de pagos del mercado o el que lo sustituya.
- d) La aplicación de la presente Regulación.

Con base en los informes del control, se determinará el diferencial no ejecutado respecto de los costos aprobados, mismos que serán considerados y ajustados del monto aprobado para el **año a+1**.

31.3 PRODUCTO DE LAS ACCIONES DE CONTROL

La ARCERNNR, hasta el último día laborable del mes de marzo del **año a**, deberá elaborar un informe del resultado de las acciones de control de los costos del SPEE y del SAPG del período enero - diciembre del **año a-1**; en dicho informe deberán constar las observaciones y justificaciones de las variaciones de los costos con respecto a los valores aprobados.

SECCIÓN II PLIEGOS TARIFARIOS

ARTÍCULO 32.- ACCIONES DE CONTROL PARA PLIEGOS TARIFARIOS

La ARCERNNR será la responsable de efectuar el seguimiento y control de la aplicación de los pliegos tarifarios del periodo enero - diciembre del **año a-1** del SPEE y del SAPG.

32.1 SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El seguimiento y control resultantes de la aplicación del pliego tarifario del SPEE se orientarán a:

- a) La concordancia de la tarifa respecto del uso de la energía eléctrica del consumidor regulado, in situ.
- b) La concordancia de la tarifa respecto de su estructura, nivel y régimen tarifario del SPEE.
- c) La veracidad de los rubros reportados por las empresas eléctricas de distribución y comercialización en los comités de pagos del mercado o el que lo sustituya.
- d) La concordancia de los resultados del balance de electricidad.
- e) La aplicación de la presente Regulación.

32.2 SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO GENERAL

El seguimiento y control resultantes de la aplicación del pliego tarifario del SAPG, se orientarán a:

- a) La concordancia de la tarifa aplicada al consumidor regulado y no regulado, respecto de su estructura, nivel y régimen tarifario del SAPG, in situ.
- b) La veracidad de los rubros reportados por las empresas eléctricas de distribución y comercialización en los comités de pagos del mercado o el que lo sustituya.

- c) La concordancia de los resultados del consumo del alumbrado público.
- d) La aplicación de la presente Regulación.

32.3 PRODUCTO DE LAS ACCIONES DE CONTROL

La ARCERNNR, hasta el último día laborable del mes de agosto del **año a**, deberá elaborar un informe del resultado de las acciones de control de los pliegos tarifarios del SPEE y del SAPG del periodo enero - diciembre del **año a-1**; en dicho informe deberán constar las observaciones y justificaciones de la aplicación tarifaria.

CAPÍTULO V RÉGIMEN DE LAS SANCIONES

ARTÍCULO 33.- ENTREGA DE INFORMACIÓN

El retraso, no justificado, en la entrega de información, conforme los plazos establecidos por la ARCERNNR o CENACE, para la determinación del costo y fijación de las tarifas, para la aplicación de esta regulación por parte de CENACE en lo que sea pertinente, así como de las acciones de control, para el SPEE y el SAPG, conforme la LOSPEE, se considerarán como una infracción leve.

La sanción que se aplicará corresponde a 20 SBU y su reincidencia a 30 SBU.

ARTÍCULO 34.- EXACTITUD DE INFORMACIÓN

La inexactitud o distorsión en la información, conforme los formatos y directrices establecidas por la ARCERNNR, para la determinación del costo y fijación de las tarifas, o de CENACE para la aplicación de la presente regulación en su ámbito de competencia, así como de las acciones de control, conforme la LOSPEE, se considerarán como una infracción grave.

La sanción que se aplicará corresponde a 30 SBU y su reincidencia a 40 SBU.

DISPOSICIONES

DISPOSICIONES GENERALES

Primera: Para la determinación de los costos del SPEE y del SAPG, se deberá considerar los niveles admisibles de pérdidas técnicas y no técnicas, establecidos en la respectiva regulación que para el efecto emita la ARCERNNR.

Segunda: Las empresas eléctricas, para la determinación de los costos del servicio, deberán elaborar los estudios que sustenten los valores de pérdidas eléctricas reportados en el balance de electricidad.

La ARCERNNR revisará dichos estudios y efectuará los ajustes en el caso de que los valores de pérdidas no sean concordantes con los niveles de pérdidas admisibles.

Tercera: Las empresas eléctricas de distribución y comercialización deberán entregar a la ARCERNNR, los resultados del análisis de factores de responsabilidad de la carga, en el plazo de dos años a partir de la expedición de la presente Regulación y serán actualizados cada cuatro años o en períodos intermedios, cuando la ARCERNNR lo considere necesario.

Cuarta: Las empresas eléctricas deberán disponer del inventario actualizado de los activos en servicio para la prestación del SPEE y del SAPG.

Para el cumplimiento de esta actividad, los recursos necesarios serán considerados en el presupuesto de dichos servicios. El plazo máximo para la ejecución de esta actividad será de dos años, a partir de la entrada en vigencia de la presente Regulación.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Primera: Hasta que la ARCERNNR defina la metodología de costo eficiente, los costos del SPEE y del SAPG se determinarán con base en los costos reportados por las empresas eléctricas, cuyos costos serán revisados y regulados por la ARCERNNR, conforme los formularios y/o formatos que para dicho propósito establezca esta Agencia.

Segunda: Hasta que la ARCERNNR defina la metodología de costos eficiente, para la determinación de los valores referenciales de costos de administración, operación, mantenimiento, comercialización y de alumbrado público general, podrá considerar los índices de gestión y/o funciones de costos, los cuales serán establecidos y actualizados anualmente por la ARCERNNR.

Tercera: Hasta que la ARCERNNR defina el valor de costo variable de producción para los generadores hidráulicos públicos se deberá considerar el valor de 2 USD/MWh, cuyo ingreso será parte de los costos fijos aprobados por la Agencia. El tratamiento de este ingreso será establecido conforme la regulación que para el efecto emita la ARCERNNR.

Cuarta: La ARCERNNR a partir de la entrada en vigencia de la presente Regulación contará con un plazo máximo de 3 años para implementar los criterios para el cálculo de los costos del SPEE y del SAPG, definidos en el artículo 10.

Quinta: La ARCERNNR a partir de la entrada en vigencia de la presente Regulación contará con un plazo máximo de 180 días para emitir, actualizar y/o modificar los procedimientos para la determinación del costo y pliego tarifario del SPEE y del SAPG.

Sexta: La ARCERNNR, hasta que se expida la regulación respectiva para este efecto, considerará los niveles de pérdidas establecidos por esta Agencia en coordinación con el Ministerio Rector en concordancia con los planes y políticas establecidas para este propósito.

La determinación de los niveles admisibles de pérdidas eléctricas deberá considerar la composición de las zonas de prestación de servicio, es decir:

- a) zonas concentradas
- b) zonas mixtas concentradas y dispersas equilibradas
- c) zonas predominantemente dispersas

Séptima: Hasta que la ARCERNNR establezca los formatos y directrices para el reporte de información para la determinación del costo y pliego tarifarios del SPEE y del SAPG, no se aplicará el régimen de sanciones en cuanto a la exactitud de la información.



Octava: Hasta que la ARCERNNR defina el instructivo para la determinación de los factores de responsabilidad de la carga y consecuentemente sus resultados, para la determinación de la estructura y el nivel tarifario del SPEE no se considerará dicho concepto.

Novena: Las empresas eléctricas de distribución y comercialización a partir de la entrada en vigencia de la presente Regulación contarán con un plazo máximo de 90 días para aplicar y determinar el costo mensual de la energía del SAPG.

²Décima: El Ministerio del ramo, en el plazo de 30 días contados a partir de la aprobación de la reforma a esta Regulación, emitirá, a través del acto administrativo que sustente y corresponda, los procedimientos y/o instructivos conforme lo dispuesto en el numeral 30.4 de esta Regulación. Estos procedimientos y/o instructivos serán remitidos a la ARCERNNR, CENACE y empresas distribuidoras.

El CENACE efectuará las acciones pertinentes para la implementación y aplicación de las disposiciones de la presente regulación, en la liquidación de las transacciones comerciales del mes que corresponda, una vez que se apruebe la presente regulación y se emitan los procedimientos y/o instructivos por parte del MEM.

Concomitante con lo anterior, el CENACE continuará determinando los montos económicos correspondientes a cada prelación aplicando el esquema de prelación vigente hasta antes de la emisión de la presente Regulación, mientras se establezcan los precitados procedimientos y/o instructivos.

El MEM continuará determinando los montos económicos correspondientes a cada prelación aplicando el esquema de prelación vigente hasta antes de la emisión de la presente Regulación, mientras se establezcan los precitados procedimientos y/o instructivos.

DISPOSICIONES DEROGATORIAS

Se deroga las siguientes normativas en los articulados correspondientes a los aspectos económicos y tarifarios:

NORMATIVA	ARTÍCULOS Y NUMERALES
REGULACIÓN Nro. CONELEC 003/99 REDUCCIÓN ANUAL DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN	Toda la regulación.
REGULACIÓN Nro. CONELEC 009/00 ÍNDICES DE GESTIÓN PARA ELABORACIÓN DE PLIEGOS TARIFARIOS	Toda la regulación.
REGULACIÓN Nro. CONELEC 006/08 APLICACIÓN DEL MANDATO CONSTITUYENTE Nro. 15	Capítulo II.- Principios para el Cálculo de Tarifas 4.- Estructura de Costos 5.- Cálculo de la Componente de Generación 6.- Cálculo del Costo de Transmisión 7.- Cálculo del Componente de Distribución 8.- Tarifa Única a Nivel Nacional 9.- Diferencia con la Tarifa Única a Nivel Nacional y Déficit Tarifario

² Codificado mediante Resolución No. ARCERNNR-008/2024 de 12 de junio de 2024.

NORMATIVA	ARTÍCULOS Y NUMERALES
	<i>11.- Plazos para el cálculo tarifario y periodo de vigencia</i>
REGULACIÓN Nro. CONELEC 013/08 REGULACIÓN COMPLEMENTARIA No.1 PARA LA APLICACIÓN DEL MANDATO CONSTITUYENTE Nro. 15	Capítulo III.- Transacciones de Corto Plazo <i>10.- Fijación de Precios</i> <i>11.- Costo Horario de la Energía</i> <i>12.- Costo de Potencia</i> <i>13.- Costo de Pérdidas de Transmisión</i> <i>14.- Costo de Servicios Complementarios</i> Capítulo VII.- FERUM <i>28.- Déficit Operacional de Sistemas Aislados</i> Disposiciones Transitorias <i>Tercera. - Declaración de Costos Variables de Producción</i>
REGULACIÓN Nro. CONELEC 004/09 REGULACIÓN COMPLEMENTARIA No.2 PARA LA APLICACIÓN DEL MANDATO CONSTITUYENTE Nro. 15	Capítulo V.- Empresas Integradas <i>13.- Segmentación de Actividades</i> Capítulo V.- Aspectos Tarifarios <i>22.- Estudio de Costos de Empresas Integradas</i> <i>23.- Sistema Uniforme de Cuentas</i> <i>24.- Administración del Fondo de Reposición</i>
RESOLUCIÓN Nro. 029/03 RESOLUCIÓN Nro. 083/10 RESOLUCIÓN Nro. 064/12	Toda la regulación.

DISPOSICIÓN FINAL

La presente Regulación entrará en vigencia a partir de la fecha de su expedición y publicación en el portal web institucional, sin perjuicio de su publicación en el Registro Oficial.

De su aplicación se encargará el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables y la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, en el ámbito de sus competencias.

Encárguese de su difusión y publicación a la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables.

Dado en la ciudad de San Francisco de Quito, Distrito Metropolitano, a los 12 días del mes de junio de dos mil veinticuatro.

Mgs. Juan Carlos Herrera Heredia
Director Ejecutivo
Secretario Directorio

Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables

ANEXO 1. Vidas útiles de activos en servicio

Tabla 2. Vidas útiles de los activos en servicio para la actividad de generación

TECNOLOGÍA	VIDA ÚTIL (años)
Hidroeléctrica	50
Térmica a vapor	30
Térmica a gas de ciclo simple	25
Térmica a gas de ciclo simple con turbinas de tipo aeroderivativo	20
Térmica a gas con ciclo combinado	30
Térmica de combustión interna	20
Eólica	25
Fotovoltaica	25

Tabla 3. Vidas útiles de los activos en servicio para la actividad de: transmisión, distribución, comercialización y alumbrado público general

ETAPA FUNCIONAL	VIDA ÚTIL (años)
Líneas de Transmisión	45
Subestaciones de Transmisión	30
Líneas de Subtransmisión	45
Subestaciones de Subtransmisión	30
Alimentadores Primarios	35
Transformadores de Distribución	30
Redes Secundarias	35
Acometidas y Medidores	20
Instalaciones Generales	10
Alumbrado Público General	25

ANEXO 2. Metodología para el cálculo del costo de la energía del SAPG

Las empresas eléctricas de distribución y comercialización deberán aplicar la metodología y procedimiento para la determinación del costo de la energía del SAPG, misma que considera la siguiente información:

- Liquidación singularizada emitida por el CENACE como resultado de las transacciones comerciales; cuyos resultados de facturación, expresados en [USD], no deberán considerar la aplicación del mecanismo de liquidación de la generación y transmisión de energía eléctrica.
- Información de impuestos por importación de energía eléctrica emitido por el CENACE, expresados en [USD].
- Factores de expansión de pérdidas de energía aprobados por la ARCERNNR para el año de análisis.

Para la determinación del valor de los impuestos se deberá considerar la siguiente estructura de información, conforme la siguiente tabla:

Tabla 4. Estructura de información de impuestos de importación de energía

EMPRESA DISTRIBUIDORA	FODINFA ³ (A)	CARGOS ADICIONALES IMPORTACIÓN (B)	IMPUESTO SALIDA DIVISAS (C)	TOTAL IMPUESTOS (D)=(A)+(B)+(C)
--------------------------	-----------------------------	---	--------------------------------------	---------------------------------------

Una vez determinado los valores de impuestos, se deberá considerare la información de la liquidación singularizada conforme la siguiente estructura:

Tabla 5. Estructura de información de la liquidación singularizada mensual

EMPRESA DISTRIBUIDORA	ENERGÍA (kWh)	AGENTE DEUDOR (1)	AGENTE ACREEDOR (2)	TOTAL IMPUESTOS (3)	TOTAL FACTURACIÓN (4)=(1)-(2)+(3)
--------------------------	------------------	-------------------------	---------------------------	---------------------------	---

Para la determinación del costo unitario de energía en bornes de entrega del transmisor, se deberá considerar la siguiente expresión:

³ Fondo de Desarrollo Infantil

$$CE_{Gx+Tx} = \frac{\text{Total Facturación}}{\text{Energía}} \left[\text{USD}/\text{kWh} \right] \quad (31)$$

Donde:

- CE_{Gx+Tx} = Costo unitario de energía en bornes de entrega del transmisor, que incluye el costo de la generación, resultado de las transacciones comerciales en el mercado eléctrico.

Para reflejar el costo de la energía en bornes de transmisor, se deberá considerar los factores de expansión de pérdidas hasta el punto de entrega del alumbrado público, conforme la siguiente expresión:

$$CE_{SAPG} = CE_{Gx+Tx} * FEPE_{Lineas\ S/T} * FEPE_{S/E} * FEPE_{Primaria} * FEPE_{Trafos} * FEPE_{Secundaria} \left[\text{USD}/\text{kWh} \right] \quad (32)$$

Donde:

- CE_{SAPG} = Costo unitario de energía del SAPG.
- $FEPE_{Lineas\ S/T}$ = Factor de expansión de pérdidas de energía de líneas de subtransmisión.
- $FEPE_{S/E}$ = Factor de expansión de pérdidas de energía de subestaciones de subtransmisión.
- $FEPE_{Primaria}$ = Factor de expansión de pérdidas de energía de alimentadores primarios de distribución.
- $FEPE_{Trafos}$ = Factor de expansión de pérdidas de energía de transformadores de distribución.
- $FEPE_{Secundaria}$ = Factor de expansión de pérdidas de energía de redes secundarias de distribución.

Las empresas eléctricas de distribución y comercialización deberán aplicar el costo unitario de la energía del SAPG a las ventas del SAPG, para obtener el valor mensual a ser considerado para el pago de las obligaciones del sector eléctrico.

La ARCERNNR efectuará la supervisión y control de la correcta determinación y aplicación por parte de las empresas eléctricas de distribución y comercialización respecto del costo de la energía del SAPG.