

ANEXO

Resolución Nro. ARCONEL - 0XX/2024

REGULACIÓN Nro. ARCONEL – 00X/24

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

EXPIDE:

La Regulación Nro. ARCONEL 00X/24 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 y elaboración de los pliegos tarifarios, tanto para el servicio público de energía eléctrica como para el servicio de alumbrado público general, que permitan a las empresas eléctricas habilitadas, 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 Nacional de Electricidad y los consumidores o usuarios finales que intervengan de forma directa o indirecta para la determinación de los costos y para la fijación de las tarifas de los servicios públicos de energía eléctrica y del servicio de alumbrado público general; así como, por parte de la Instituciones, según sean sus atribuciones y competencias, afines o relacionadas con el sector eléctrico.

ARTÍCULO 3.- SIGLAS, ACRÓNIMOS Y UNIDADES

ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de Electricidad
CENACE	Operador Nacional de Electricidad
FRC	Factor de Responsabilidad de la Carga
GNSE	Glosario Normativo del Sector Eléctrico
kV	Kilovoltio
kW	Kilovatio
kWh	Kilovatio Hora
LOSPEE	Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica
MEM	Ministerio de Energía y Minas
MEF	Ministerio de Economía y Finanzas
PME	Plan Maestro de Electricidad
PGE	Presupuesto General del Estado
RGLOSPEE	Reglamento General a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica

Resolución Nro. ARCONEL-00X/2024
Sesión de Directorio de XX de agosto de 2024

SAPG	Servicio de Alumbrado Público General
SBU	Salario Básico Unificado
SGDA	Sistema de Generación Distribuida para Autoabastecimiento
SCVE	Servicio de Carga de Vehículos Eléctricos
SNI	Sistema Nacional Interconectado
SPEE	Servicio Público de Energía Eléctrica
USD	Dólares de los Estados Unidos de América

ARTÍCULO 4.- DEFINICIONES

Las definiciones, concordantes con el documento denominado "Glosario de Definiciones, Acrónimos y Siglas de la Normativa del Sector Eléctrico"¹, relacionadas a la aplicación de la presente regulación son:

Nro.	Término
1	Activos en servicio
2	Activos en servicio del SAPG
3	Almacenamiento de energía
4	Alumbrado Público General
5	Alumbrado Público Intervenido
6	Alumbrado Público Ornamental
7	Anualidad del activo en servicio
8	Autogenerador
9	Balance de Electricidad
10	Base de Capital
11	Bienes afectos al servicio
12	Central de Generación
13	Cobertura de Costos
14	Consumo Propio o Consumos Propios
15	Consumidor o Usuario Final
16	Consumidor Regulado
17	Consumidor No Regulado
18	Contratos regulados
19	Costo del Sector Eléctrico
20	Curva de carga representativa
21	Demanda Máxima Coincidente
22	Demanda Máxima No Coincidente
23	Despacho Económico
24	Eficiencia Energética
25	Empresa Eléctrica
26	Equidad
27	Etapas Funcionales
28	Factores de Responsabilidad de la Carga
29	Fideicomiso
30	Generación distribuida
31	Horarios de Consumo
32	Industria Básica

¹ Glosario de Definiciones, Acrónimos y Siglas de la Normativa del Sector Eléctrico

33	Niveles de Voltaje
34	Peaje
35	Peaje de Distribución
36	Peaje de Transmisión
37	Pérdidas Eléctricas
38	Pérdidas Técnicas
39	Pérdidas No Técnicas
40	Pliego Tarifario del SPEE
41	Pliego Tarifario del SAPG
42	Prelaciones de pago
43	Recursos Propios de las Empresas Eléctricas
44	Responsabilidad Social y Ambiental
45	Servicios Complementarios
46	Servicio de Alumbrado Público General
47	Servicio de Carga de Vehículos Eléctricos
48	Servicio Público de Energía Eléctrica
49	Simulaciones Energéticas
50	Sistema de Generación Distribuida para Autoabastecimiento
51	Solidaridad
52	Tarifa del Servicio Público de Energía Eléctrica
53	Tarifa del Servicio de Alumbrado Público General
54	Tasa de Descuento
55	Vida Útil

ARTÍCULO 5.- RESPONSABILIDADES EN LA PRESTACIÓN DE LOS SERVICIOS

A efectos de la aplicación de la presente regulación, las responsabilidades de cada uno de los participantes que intervienen para la determinación del costo y para la 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 en el RGLOSPEE son:

5.1 ARCONEL

Le corresponde:

- Gestionar ante el MEM las políticas y directrices complementarias, para la determinación del costo y del pliego tarifario del SPEE y del SAPG.
- Entregar al CENACE la información técnica para la elaboración de las simulaciones energéticas.
- Determinar y aprobar anualmente el costo del SPEE y del SAPG, en cada una de las etapas, que respondan a principios de eficiencia técnica y económica para la correcta prestación de los servicios.
- 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.
- 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 del pliego tarifario del SPEE y del SAPG.
- Supervisar y controlar que las empresas eléctricas cumplan con el contenido de la presente Regulación.

Resolución Nro. ARCCONEL-00X/2024
Sesión de Directorio de XX de agosto de 2024

- g) Supervisar y controlar a las empresas eléctricas la utilización, ejecución y gestión 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) Efectuar audiencias tarifarias con las empresas eléctricas, previo a la determinación del costo y del pliego tarifario del SPEE y del SAPG.
- j) 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.
- k) Socializar los resultados del costo y Publicar el pliego tarifario del SPEE y del SAPG.

5.2 CENACE

Le corresponde:

- a) Efectuar y reportar las simulaciones energéticas, para lo cual considerará los pronósticos de escenarios hidrológicos recomendados a la ARCONEL.
- b) Entregar a la ARCONEL 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 ARCONEL.

5.3 EMPRESAS ELÉCTRICAS

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

- a) Presentar a la ARCONEL la información técnica y económica para el análisis del costo del SPEE y del SAPG.
- b) Entregar a la ARCONEL la información para la elaboración del pliego tarifario del SPEE y del SAPG.
- c) Presentar a la ARCONEL la información técnica y comercial que sea requerida para la aplicación de la presente regulación, incluyendo a los autoproductores y grandes consumidores (consumidores no regulados), base para las simulaciones energéticas que efectúe el CENACE.
- d) Actualizar los inventarios de los activos en servicio y su valoración en el registro contable.
- e) Presentar a la ARCONEL la planificación, utilización, ejecución y gestión económica resultante del análisis del costo del SPEE y del SAPG.

Les corresponde a las empresas eléctricas de generación, transmisión, distribución y comercialización, privadas, estatales extranjeras y de economía popular y solidaria, según corresponda:

- a) Presentar a la ARCONEL la información económica a partir de los términos establecidos en los contratos regulados.

5.4 CONSUMIDOR

Le corresponde al consumidor:

Resolución Nro. ARCCONEL-00X/2024
Sesión de Directorio de XX de agosto de 2024

- Participar, libre y voluntariamente, en las audiencias tarifarias conforme la convocatoria que para el efecto realice la ARCONEL.
- 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 del 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 de pliegos tarifarios.

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

- Iniciar la planificación y desarrollo del análisis y determinación del costo del SPEE y del SAPG a partir del mes de diciembre del **año a-1**.
- Aprobar los costos del SPEE y del SAPG del **año a+1** hasta el último día laborable del mes de junio del **año a**.
- Informar el costo total del sector eléctrico del **año a+1** hasta el último día laborable del mes de septiembre del **año a**.
- Iniciar la planificación y desarrollo del análisis y determinación del pliego tarifario del SPEE y del SAPG a partir del mes de agosto del **año a**. 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**.
- Aplicar los resultados del análisis y determinación del costo y del pliego tarifario del SPEE y del SAPG a partir del primero de enero hasta el 31 de diciembre del **año a+1**.

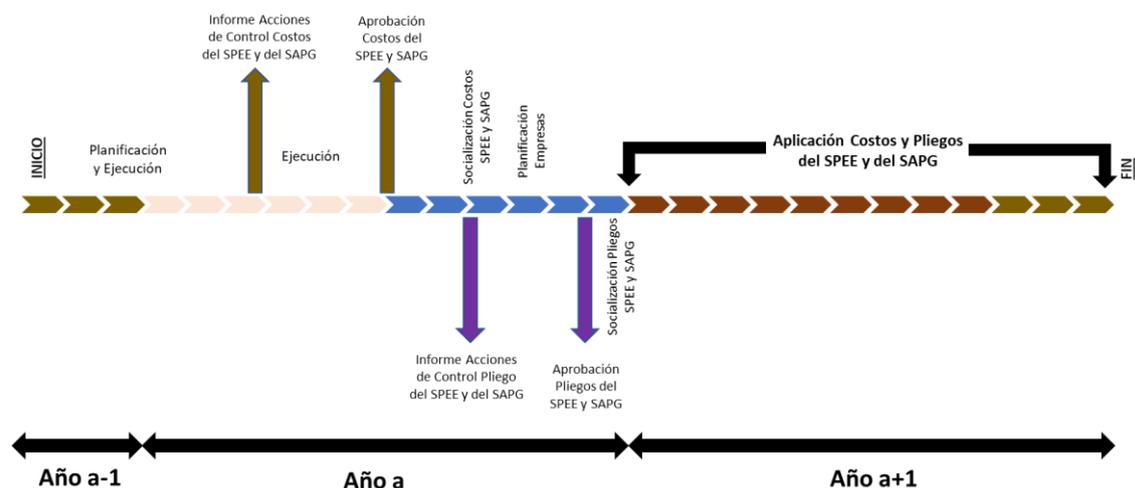


Figura 1: Periodo de aplicación del régimen económico y tarifario

Resolución Nro. ARCCONEL-00X/2024
Sesión de Directorio de XX de agosto de 2024

CAPÍTULO II COSTOS DEL SERVICIO

SECCIÓN I ESTRUCTURA Y COMPONENTES DE LOS COSTOS DEL SERVICIO

ARTÍCULO 7.- ESTRUCTURA DE COSTOS

La estructura de costos del SPEE y del SAPG, según corresponda la etapa, comprenden costos fijos y costos variables.

7.1 COSTOS FIJOS

La estructura de costos fijos afectos al servicio considerará los siguientes rubros:

- a) **Operación y mantenimiento de los activos en servicio:** Corresponden al monto anual requerido para operar y mantener, en forma eficiente, los activos en servicio, conforme a la planificación operativa de las empresas eléctricas;
- b) **Anualidad del Activo (Capital):** Corresponden al monto de los activos en servicio, que considera conceptos de calidad, confiabilidad y disponibilidad, determinada conforme lo establecido en la presente regulación, y la planificación operativa de las empresas eléctricas;
- c) **Responsabilidad ambiental:** Corresponden al monto anual de los costos asociados con la gestión ambiental concordante con el Plan de Manejo, Remediación y Mitigación de los impactos ambientales de las empresas eléctricas;
- d) **Expansión de la infraestructura:** Corresponden al monto anual de inversión requerida para ejecutar los proyectos conforme lo establecido en el PME, en los casos que corresponda y conforme a la instrucción del MEM;
- e) **Comercialización:** Corresponden al monto anual de los costos relacionados con la comercialización del SPEE y considera, entre otras, 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.
- f) **Administración:** Corresponden al monto anual requerido para administrar, en forma eficiente, las operaciones internas y manejo de trámites de las empresas eléctricas; y,
- g) **Servicios complementarios:** Corresponden al monto anual requerido para satisfacer los requerimientos de seguridad y calidad en la operación del SNI, conforme lo establezca la ARCONEL en la respectiva regulación de despacho operativo y transacciones comerciales.

7.2 COSTOS VARIABLES

La estructura de costos variables afectos al servicio considerará los siguientes rubros:

- a) **Producción:** Corresponden a los costos asociados a la producción de energía eléctrica que considera: suministro y transporte de combustibles, lubricantes, productos químicos, entre otros, conforme lo establezca la ARCONEL en la respectiva regulación de despacho operativo y transacciones comerciales; y

Resolución Nro. ARCCONEL-00X/2024
Sesión de Directorio de XX de agosto de 2024

- b) **Transacciones Internacionales de Energía Eléctrica:** Corresponden a 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.

Para el caso de las empresas mixtas, se podrá considerar el reconocimiento de una utilidad razonable, conforme lo establecido en la regulación relacionada con las Transacciones Comerciales vigente.

Adicionalmente, se incluirá los costos de las empresas privadas, estatales extranjeras y de economía popular y solidaria 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 ARCONEL, en forma anual, considerando tanto los costos que son de naturaleza fija, 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 análisis, desglosada por central de generación; y, la información de las simulaciones energéticas realizadas por el CENACE.

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

- a) **Costo de Administración, Operación, Mantenimiento y Responsabilidad Ambiental**
- b) **Costo de Anualidad del Activo (Costo de Capital)**
- c) **Costo de Transacciones Internacionales de Energía**
- d) **Costo Variable de Producción**
- e) **Costos por Servicios Complementarios**

La anualidad de los activos en servicio del generador, público y mixto, será determinada en función de la vida útil y tasa de descuento y se podrá incluir la inversión requerida para ejecutar los proyectos de generación del PME, en los casos que corresponda y conforme la instrucción del MEM.

Las empresas deberán informar anualmente a la ARCONEL sobre el uso de los recursos, los cuales no podrán ser destinados a cubrir partidas de costos y gastos, y

Resolución Nro. ARCCONEL-00X/2024
Sesión de Directorio de XX de agosto de 2024

viceversa, así como deberán tener una separación de las cuentas por cada actividad y/o prestación del servicio de la empresa eléctrica.

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

8.1.2 COMPONENTE DE TRANSMISIÓN

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

Para el caso de los transmisores públicos y mixtos, los costos afectos a esta componente son:

- a) **Costo de Administración, Operación, Mantenimiento y Responsabilidad Ambiental**
- b) **Costo de Anualidad del Activo (Costo de Capital)**

La anualidad de los activos en servicio del transmisor, público y mixto, será determinada en función de la vida útil y tasa de descuento y se podrá incluir la inversión requerida para ejecutar los proyectos de transmisión del PME, en los casos que corresponda y conforme la instrucción del MEM.

Las empresas deberán informar anualmente a la ARCONEL sobre el uso de los recursos, los cuales no podrán ser destinados a cubrir partidas de costos y gastos, y viceversa, así como deberán tener una separación de las cuentas por cada actividad y/o prestación del servicio de la empresa eléctrica.

Para el caso de las empresas de transmisión, privadas, estatales extranjera y 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 dichas empresas.

8.1.3 COMPONENTE DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

La componente de distribución y comercialización será determinada por la ARCONEL, 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, Mantenimiento y Responsabilidad Ambiental**
- b) **Costo de Comercialización**
- c) **Costo de Anualidad del Activo (Costo de Capital)**
- d) **Costo para la Expansión**

Resolución Nro. ARCCONEL-00X/2024
Sesión de Directorio de XX de agosto de 2024

La anualidad de los activos en servicio del distribuidor y comercializador será determinada en función de la vida útil y tasa de descuento.

Adicionalmente, como parte del costo de expansión se podrá incluir la inversión requerida para ejecutar los proyectos de distribución y comercialización del PME, en los casos que corresponda y conforme la instrucción del MEM.

Las empresas deberán informar anualmente a la ARCONEL sobre el uso de los recursos, los cuales no podrán ser destinados a cubrir partidas de costos y gastos, y viceversa, así como deberán tener una separación de las cuentas por cada actividad y/o prestación del servicio de la empresa eléctrica.

8.2 COSTOS DEL SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO GENERAL

Comprende los costos para la prestación del SAPG, cuya responsabilidad les corresponde a las empresas eléctricas de distribución y comercialización, y, según sea el caso, de las empresas mixtas autorizadas y de las empresas privadas, empresas estatales extranjeras y empresas de economía popular y solidaria delegadas por el MEM.

El costo del SAPG será determinado, de forma anual, por la ARCONEL sobre la base de la información reportada por las empresas eléctricas y comprende los siguientes conceptos relacionados con dichos costos:

- a) **Costo de Administración, Operación y Mantenimiento**
- b) **Costo de Anualidad del Activo (Costo de Capital)**
- c) **Costo para Expansión**

La anualidad de los activos en servicio del distribuidor y comercializador, público y mixto, será determinada en función de la vida útil y tasa de descuento y se podrá incluir la inversión requerida para ejecutar los proyectos de AP del PME, en los casos que corresponda y conforme la instrucción del MEM.

Las empresas deberán informar anualmente a la ARCONEL sobre el uso de los recursos, los cuales no podrán ser destinados a cubrir partidas de costos y gastos, y viceversa, así como deberán tener una separación de las cuentas por cada actividad y/o prestación del servicio de la empresa eléctrica.

Para el caso de las empresas privadas, estatales extranjera y 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 para la prestación del SAPG.

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

Resolución Nro. ARCCONEL-00X/2024
Sesión de Directorio de XX de agosto de 2024

pérdidas totales, los sistemas de generación distribuida 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 Tabla 1:

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, 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, así como las condiciones de los usuarios con SGDA, conforme la normativa relacionada en dicha materia.

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, sistemas de seguridad ciudadana e iluminación de escenarios deportivos conforme la normativa técnica en dicha materia.

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 la Tabla 1 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, conforme la regulación técnica vigente.

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, conforme la regulación técnica vigente.

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:

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

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_{NRDx} = 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:

- P_{Dx} = Pérdidas de potencia y energía de la componente de distribución y comercialización, y del SAPG.
- 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.

Resolución Nro. ARCCONEL-00X/2024
Sesión de Directorio de XX de agosto de 2024

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:

- 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 ARCONEL 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 ARCONEL.

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

Resolución Nro. ARCCONEL-00X/2024
Sesión de Directorio de XX de agosto de 2024

empresas eléctricas. Los valores de los activos en servicio serán obtenidos del último estado de situación financiera, que servirá para determinar la base de capital.

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

10.3 VIDAS ÚTILES DE LOS ACTIVOS EN SERVICIO

Para la determinación de la anualidad del activo que considera los conceptos de calidad, disponibilidad y confiabilidad, de empresas públicas y mixtas, se podrá considerar la depreciación lineal de los activos en servicio con base en las vidas útiles del Anexo 1.

La ARCONEL 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 privadas, estatales extranjeras y 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 y su RGLOSPEE.

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 ARCONEL 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 ARCONEL.

10.5 AUDIENCIAS TARIFARIAS

La ARCONEL 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 ARCONEL 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 ARCONEL, para cada estructura de costos de las componentes del servicio.

Resolución Nro. ARCCONEL-00X/2024
Sesión de Directorio de XX de agosto de 2024

10.7 REVISIÓN Y/O REFORMA 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 jurídico, técnico y económico de las partes involucradas, bajo las siguientes condiciones:

- a) Cuando la ARCONEL 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 de las distribuidoras y considerada por la ARCONEL en el análisis del costo.

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

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 ARCONEL 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 ARCONEL, efectuará las simulaciones energéticas, conforme la metodología establecida por el Operador en un procedimiento y aprobado por la ARCONEL, para el cubrimiento de la demanda considerando un despacho económico de las centrales de generación, bajo despacho centralizado, considerando la red de transmisión.

La ARCONEL informará oportunamente al CENACE los plazos, formatos y requerimientos específicos para la presentación de los resultados de las simulaciones energéticas.

11.1.2 COSTOS FIJOS Y COSTOS VARIABLES

Los costos fijos de la componente de generación serán determinados por la ARCONEL, 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.

Resolución Nro. ARCCONEL-00X/2024
Sesión de Directorio de XX de agosto de 2024

Los costos variables de la componente de generación serán determinados por el CENACE y remitidos a la ARCONEL, para el caso de los generadores térmicos e hidráulicos públicos y mixtos se deberá considerar lo establecido en la regulación que para el efecto emita la ARCONEL, 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.

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

$$C_{Gx} = C_{AOM\&RA} + C_{AA} + C_{TIES} + C_{VP} + C_{SC} - I_A \text{ [USD]} \quad (5)$$

Donde:

- C_{Gx} = Costo de Generación.
- $C_{AO\&M}$ = Costo de Administración, Operación, Mantenimiento y Responsabilidad Ambiental de las centrales de generación pública y mixta.
- C_{AA} = Costo de Anualidad del Activo (Costo de Capital) generación pública y mixta.
- C_{TIES} = Costo de las Transacciones Internacionales de Electricidad.
- C_{VP} = Costo Variable de Producción de las centrales de generación pública, mixta, privada, estatal extranjera y/o de economía popular y solidaria.
- C_{SC} = Costo de los Servicios Complementarios de las centrales de generación pública y mixta.
- 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 públicas y mixtas.

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:

$$C_{Tx} = C_{AOM\&RA} + C_{AA} + C_{CEP} - I_A \text{ [USD]} \quad (7)$$

Donde:

- C_{Tx} = Costo propio de la componente de transmisión.
- $C_{AOM\&M}$ = Costo de Administración, Operación, Mantenimiento y Responsabilidad Ambiental de la componente de transmisión de empresas públicas y mixtas.
- C_{AA} = Costo de Anualidad del Activo (Costo de Capital) transmisión de empresas públicas y mixtas.
- C_{CEP} = Costos de concesión de empresas de transmisión privados, estatales extranjeras y/o de economía popular y solidaria.
- I_A = Ingresos Adicionales de la componente de transmisión pública y mixta.

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 pública y mixta.

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:

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

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

Resolución Nro. ARCCONEL-00X/2024
Sesión de Directorio de XX de agosto de 2024

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:

$$C_{Dx\&Cx} = C_{AOM\&RA} + C_{Cx} + C_{AA} + C_E - I_A \text{ [USD]} \quad (10)$$

Donde:

- $C_{Dx\&Cx}$ = Costo de distribución y comercialización, por empresa eléctrica de distribución.
 $C_{AOM\&M}$ = Costo de administración, operación, mantenimiento y responsabilidad ambiental de distribución y comercialización.
 C_{Cx} = Costo de comercialización.
 C_{AA} = Costo de Anualidad del Activo (Costo de Capital).
 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.

Resolución Nro. ARCCONEL-00X/2024
Sesión de Directorio de XX de agosto de 2024

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:

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

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, así como excluye el uso de la red de distribución para la prestación del SAPG definido en el numeral 12.3.

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:

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

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:

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

Donde:

CP_{SAPG}	=	Costo Propio del SAPG.
$C_{AO\&M}$	=	Costo de Administración, Operación y Mantenimiento.
C_{AA}	=	Costo de Anualidad del Activo (Costo de Capital).
C_E	=	Costo para la Expansión del SAPG.
C_{CEP}	=	Costos de concesión de empresas de AP privados, estatales extranjeras y/o de economía popular y solidaria.

Resolución Nro. ARCCONEL-00X/2024
Sesión de Directorio de XX de agosto de 2024

12.2 COSTO DE LA ENERGÍA

El costo de la energía del SAPG será determinado por la ARCONEL, 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 USO DE RED DE DISTRIBUCIÓN

El costo del uso de red de distribución para la provisión del SAPG será determinado por la ARCONEL, con base en la valoración económica de la infraestructura requerida hasta el punto de conexión del alumbrado público.

12.4 COSTO DEL SAPG

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

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

Donde:

C_{SAPG}	=	Costo del SAPG.
CP_{SAPG}	=	Costo Propio del SAPG.
C_{EE}	=	Costo de Energía del SAPG.
C_{UR}	=	Costo del Uso de Red de Distribución del SAPG.

12.5 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:

Resolución Nro. ARCCONEL-00X/2024
Sesión de Directorio de XX de agosto de 2024

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

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 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:

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

Resolución Nro. ARCCONEL-00X/2024
Sesión de Directorio de XX de agosto de 2024

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:

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

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.

Resolución Nro. ARCCONEL-00X/2024
Sesión de Directorio de XX de agosto de 2024

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:

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

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

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, así como para los consumidores regulados que dispongan de SGDA conforme la normativa vigente y los términos de aplicación establecidos en dicha normativa.

La ARCONEL 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.

Resolución Nro. ARCCONEL-00X/2024
Sesión de Directorio de XX de agosto de 2024

$CAE_{E/F}$ = 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:

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

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

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 ARCONEL los ingresos por la aplicación de peajes de potencia y energía a los consumidores no regulados, respectivamente.

ARTÍCULO 14.- COSTO DEL SECTOR ELÉCTRICO

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

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

Resolución Nro. ARCCONEL-00X/2024
Sesión de Directorio de XX de agosto de 2024

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 15.- COSTO TOTAL DEL SECTOR ELÉCTRICO

La ARCONEL, con fines informativos, determinará anualmente, el costo total del sector eléctrico, con base en los costos aprobados por el Directorio de la ARCONEL, en el cual se incluya, entre otros, los costos internacionales de los combustibles para la generación eléctrica, la remuneración de los activos en servicio y otros rubros que el MEM considere deban ser incluidos.

ARTÍCULO 16.- SOCIALIZACIÓN DE LOS RESULTADOS DEL COSTO DEL SERVICIO

La ARCONEL, 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 y mixta, los costos de transmisión pública y mixta, 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 17.- PRINCIPIOS TARIFARIOS

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

- a) Cobertura de Costos
- b) Eficiencia Energética
- c) Solidaridad
- d) Equidad
- e) Responsabilidad Social y Ambiental

ARTÍCULO 18.- SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

18.1 TARIFA ÚNICA

Las tarifas eléctricas aprobadas por la ARCONEL 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 ARCONEL establecerá mecanismos de compensación entre las empresas eléctricas de distribución y comercialización resultantes de la aplicación de la tarifa única y los costos aprobados.

Resolución Nro. ARCCONEL-00X/2024
Sesión de Directorio de XX de agosto de 2024

18.2 TARIFAS DIFERENCIADAS O ESPECIALES

La ARCONEL 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 ARCONEL 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 ARCONEL.

18.3 CLASIFICACIÓN TARIFARIA

Para la clasificación tarifaria la ARCONEL 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.

18.4 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.

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 ARCONEL 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.
- c) La curva de carga representativa de los consumidores.

18.5 GESTIÓN DE LA DEMANDA

La ARCONEL 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 gestión de la demanda; y, la demanda en el horario de consumo de horas punta, a fin de que los consumidores regulados desplacen sus consumos, así como de los conceptos derivados de la normativa de calidad del servicio.

Resolución Nro. ARCCONEL-00X/2024
Sesión de Directorio de XX de agosto de 2024

ARTÍCULO 19.- SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO GENERAL

Las tarifas eléctricas aprobadas por la ARCONEL 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 20.- CONTENIDO DEL PLIEGO TARIFARIO DEL SPEE

El pliego tarifario del SPEE deberá contener lo siguiente:

20.1 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 ARCONEL.

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 ARCONEL para cada tipo de consumidor.

El valor correspondiente al uso de red o disponibilidad para los usuarios regulados que dispongan de SGDA, conforme la normativa emitida para dicho efecto.

20.2 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.

Resolución Nro. ARCCONEL-00X/2024
Sesión de Directorio de XX de agosto de 2024

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].

20.3 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 21.- 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 jurídico, 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 ARCONEL;
- 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 reformas del pliego tarifario del SPEE deberán ser conocidas y aprobadas por el Directorio de la ARCONEL.

ARTÍCULO 22.- 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 ARCONEL y que se actualizará con las revisiones tarifarias, de ser el caso.

ARTÍCULO 23.- PUBLICACIÓN DE LOS PLIEGOS TARIFARIOS

La ARCONEL 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 24.- 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. ARCCONEL-00X/2024
Sesión de Directorio de XX de agosto de 2024

24.1 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 25.- CONTENIDO DEL PLIEGO TARIFARIO DEL SAPG

El pliego tarifario del SAPG deberá contener lo siguiente:

25.1 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 ARCONEL.

25.2 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 ARCONEL.

25.3 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.

Resolución Nro. ARCCONEL-00X/2024
Sesión de Directorio de XX de agosto de 2024

ARTÍCULO 26.- PUBLICACIÓN, REVISIÓN Y FACTURACIÓN

La publicación del pliego tarifario del SAPG será concordante con el ARTÍCULO 23.-de la presente Regulación.

La revisión tarifaria del SAPG será concordante con el ARTÍCULO 21.-de la presente Regulación.

La facturación del SAPG será concordante con el ARTÍCULO 24.-de la presente Regulación.

SECCIÓN IV DE LOS COBROS Y PAGOS EN EL MERCADO ELÉCTRICO

ARTÍCULO 27.- 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 28.- 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.

28.1 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 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 ARCONEL.

28.2 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

Resolución Nro. ARCCONEL-00X/2024
Sesión de Directorio de XX de agosto de 2024

las obligaciones de las transacciones comerciales, deberán considerar el siguiente orden de prelación:

28.2.1 Servicio Público de Energía Eléctrica

1. Costos de las empresas privadas, empresas estatales extranjeras o de economía popular y solidaria de generación y transmisión;
2. Costos de la anualidad del activo en servicio y de administración, operación, mantenimiento y comercialización, responsabilidad ambiental de las empresas eléctricas de distribución y comercialización;
3. Costos de importación de energía;
4. Costos de las empresas de transmisión pública y mixtas;
5. Costos de la generación pública y mixta;
6. Costo de la expansión de las empresas eléctricas de distribución y comercialización;
7. Costos de generación de las transacciones de corto plazo; y,
8. Saldos anteriores.

28.2.2 Servicio de Alumbrado Público General

1. Costo de la Energía;
2. Costos de las empresas privadas, empresas estatales extranjeras o de economía popular y solidaria;
3. Costos de la anualidad del activo en servicio y de administración, operación, mantenimiento de las empresas eléctricas de distribución y comercialización pública y mixta; y,
4. Costos de uso de red;

El detalle y desglose en cada una de las precitadas prelación se establecerá en el procedimiento y/o instructivo que para el efecto expida Ministerio del ramo.

28.3 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 ARCONEL, 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 28.2.1, conforme al procedimiento que para el efecto defina.

28.4 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

Resolución Nro. ARCCONEL-00X/2024
Sesión de Directorio de XX de agosto de 2024

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, conforme la regulación de tratamiento de subsidios vigente.

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 29.- ACCIONES DE CONTROL PARA LOS COSTOS DEL SERVICIO

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

29.1 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, Anualidad del Activo (Costo de Capital) y Expansión 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 y transmisión 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**.

Resolución Nro. ARCCONEL-00X/2024
Sesión de Directorio de XX de agosto de 2024

29.2 SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO GENERAL

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

- a) La utilización y ejecución para los costos de: Administración, Operación y Mantenimiento, Anualidad del Activo (Costo de Capital) 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**.

29.3 PRODUCTO DE LAS ACCIONES DE CONTROL

La ARCONEL, 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 30.- ACCIONES DE CONTROL PARA LOS PLIEGOS TARIFARIOS

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

30.1 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.

30.2 SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO GENERAL

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

Resolución Nro. ARCCONEL-00X/2024
Sesión de Directorio de XX de agosto de 2024

- 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.

30.3 PRODUCTO DE LAS ACCIONES DE CONTROL

La ARCONEL, 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 31.- ENTREGA DE INFORMACIÓN

El retraso, no justificado, en la entrega de información, conforme los plazos establecidos por la ARCONEL 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 32.- EXACTITUD DE INFORMACIÓN

La inexactitud o distorsión en la información, conforme los formatos y directrices establecidas por la ARCONEL, 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: La determinación de los costos del SPEE y del SAPG, deberá considerar los niveles admisibles de pérdidas técnicas y no técnicas, establecidos en la respectiva regulación técnica que para el efecto emita la ARCONEL.

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 ARCONEL 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.

Resolución Nro. ARCCONEL-00X/2024
Sesión de Directorio de XX de agosto de 2024

Tercera: Las empresas eléctricas de distribución y comercialización deberán entregar a la ARCONEL, 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 ARCONEL 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.

Quinta: En los costos de comercialización 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, conforme el procedimiento emitido por la ARCONEL, y cuyos valores serán revisados como parte del análisis y determinación de los costos del SPEE.

Sexta: En los costos de expansión se excluye 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 a cargo del PGE.

Séptima: En los costos de distribución y comercialización se excluye el SCVEE y el SAPG, dado que son servicios independientes, y las empresas eléctricas de distribución, deberán tener una separación de las cuentas por cada actividad y/o prestación del servicio.

Octava: 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, a cargo del PGE.

Novena: En los costos del SAPG se excluye el SCVEE y el SPEE, dado que son servicios independientes, y las empresas eléctricas de distribución, deberán tener una separación de las cuentas por cada actividad y/o prestación del servicio.

Décima: 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 ARCONEL para el efecto defina.

El financiamiento del resultado tarifario anual será concordante con lo establecido en la regulación de tratamiento de subsidios vigente.

Décima Primera: Las empresas eléctricas efectuarán cada dos años las auditorías tarifarias, cuyos informes resultantes serán entregados a la ARCONEL, conforme las fechas y formatos que se establezcan para el efecto, a partir de la primera solicitud de dichas auditorías tarifarias.

Décima Segunda: Las empresas eléctricas deberán entregar a la ARCONEL, conforme los formatos establecidos, la información respecto de los ingresos adicionales resultantes del balance de resultados.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

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

Segunda: Hasta que la ARCONEL defina la metodología de costos eficiente, para la determinación de los valores referenciales de costos de administración, operación, mantenimiento, responsabilidad ambiental, 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 ARCONEL.

Cuarta: La ARCONEL 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 ARCONEL 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 ARCONEL, 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 articulación 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 ARCONEL 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 ARCONEL 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.

Décima: 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 28.4 de esta Regulación. Estos procedimientos y/o instructivos serán remitidos a la ARCONEL, 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.

Resolución Nro. ARCCONEL-00X/2024
Sesión de Directorio de XX de agosto de 2024

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.

Décima Primera: El CENACE en un término de 60 días elaborará el Procedimiento para efectuar las Simulaciones Energéticas para aprobación por parte de la ARCONEL.

Décima Segunda: La ARCONEL, en un término de 60 días elaborará el procedimiento para el mecanismo de costeo de corte y reconexión aplicado por las empresas eléctricas de distribución y comercialización.

Décima Tercera: Las empresas eléctricas de distribución y comercialización, hasta el 31 de diciembre de 2024, mantendrán el mecanismo de cobro y pago conforme lo dispuesto en la Resolución Nro. ARCERNNR 008/24 y el orden de prelación establecida en la Regulación Nro. ARCERNNR 006/21, así como del Acuerdo Ministerial emitido por parte del MEM.

Décima Cuarta: Hasta que la ARCONEL emita la regulación de costos del SPEE y del SAPG, se aplicará respecto a la metodología para la determinación de la anualidad del activo (costo de capital) para el análisis y determinación de los costos del SPEE y del SAPG, lo siguiente:

- La metodología referente a la determinación de la base de capital del activo en servicio, se considerará el Valor Nuevo de Reposición. La metodología para la determinación de la utilidad razonable para empresas mixtas, a través de la Tasa de Descuento.
- La Tasa de Descuento en el valor de 0% para la determinación de la anualidad del activo en servicio para el SPEE y el SAPG para las empresas eléctricas sujetas a regulación de costos, para el periodo desde el 2025 al 2028.
- La metodología para la determinación de la anualidad del activo en servicio del SPEE y del SAPG.

Décima Quinta: La ARCONEL, en un término de 60 días elaborará los procedimientos e instructivos para convocar a las audiencias tarifarias.

Décima Sexta: La ARCONEL, en un término de 60 días elaborará los procedimientos, instructivos y/o formatos para las auditorías tarifarias que observarán las empresas eléctricas.

Décima Séptima: La ARCONEL, hasta que se emita la regulación económica y tarifaria para el SCVE, aprobará el Pliego Tarifario del **SCVE** del **año a+1** hasta el último día laborable del mes de noviembre del **año a**.

Décima Octava: La ARCONEL, en un término de 60 días elaborará los procedimientos, instructivos y/o formatos para la determinación de los ingresos adicionales de las empresas eléctricas.

Resolución Nro. ARCCONEL-00X/2024
Sesión de Directorio de XX de agosto de 2024

Décima Novena: La ARCONEL, hasta que defina el procedimiento para la determinación del uso de red de distribución para el SAPG, excluirá el monto resultante del análisis como componente del costo de dicho servicio.

DISPOSICIÓN FINAL

La presente Regulación entrará en vigencia a partir de la fecha de su expedición.

Mgs. Franklin Fabián Erreyes Tocto
Director Ejecutivo
Secretario Directorio
Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables

ANEXO 1. Vidas útiles de activos en servicio empresas públicas y mixtas

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

BIENES E INSTALACIONES	TIPO DE CENTRAL									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	AÑOS DE VIDA ÚTIL									
Edificios y Estructuras	50	40	33	20	40	30	25	12	20	12
Infraestructura Civil-Obras Hidráulicas	50	40	33	20						
Carreteras Caminos y Puentes	60	50	40	20	50	50	50	20	50	30
Equipos e Instalaciones Electromecánicas	35	33	30	20	30	15	14	6	20	6
Equipos e Instalaciones Mecánicas	35	33	30	20	30	15	14	6	20	6
Subestaciones y Líneas de Transmisión	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Depósito de Combustibles					25	20	14	10	20	6
Otros Equipos de la central	10	10	10	10	10	10	10	6	10	6
Instalaciones Generales	10	10	10	10	10	10	10	6	10	6

No.	TIPO DE CENTRAL
1	Hidráulica > 50MW
2	Hidráulica 5 - 50MW
3	Hidráulica 0,5 - 5MW
4	Hidráulica 0 - 0.5MW
5	Térmica de Vapor
6	Térmica MCI < 514rpm
7	Térmica MCI 514 - 900 rpm
8	Térmica MCI > 900rpm
9	Térmica Gas Industrial
10	Térmica Gas Tipo Jet
11	Eólica (25 años)
12	Fotovoltaica (25 años)

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

Resolución Nro. ARCCONEL-00X/2024
Sesión de Directorio de XX de agosto de 2024

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 ARCONEL 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 ² (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:

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

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.

² Fondo de Desarrollo Infantil

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:

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

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 ARCONEL 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.