

Ref.: Aprueba Informe Técnico “Fijación de Peajes de Distribución”.

SANTIAGO, 9 de septiembre de 2025

**RESOLUCIÓN EXENTA N°556**

**VISTOS:**

- a) El D.L. N°2.224 de 1978, que crea la Comisión Nacional de Energía (en adelante, la “**Comisión**”), modificado por la Ley N°20.402, que crea el Ministerio de Energía, en especial lo dispuesto en el artículo 9º letra h);
- b) El Decreto con Fuerza de Ley N°4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N°1 del Ministerio de Minería, de 1982, modificado por la Ley N°20.936 (en adelante, “**Ley General de Servicios Eléctricos**” o la “**Ley**”), en particular lo dispuesto en su artículo 120º;
- c) El artículo 48º letra b) de la Ley N°19.880, que Establece Bases de los Procedimientos Administrativos que Rigen los Actos de los Órganos de la Administración del Estado;
- d) El Decreto Supremo N°44 de 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba Reglamento del Panel de Expertos establecido en el Título VI de la Ley General de Servicios Eléctricos, en particular su artículo 28º, letra l);
- e) La Resolución Exenta N°270 de fecha 29 de mayo de 2024, que rectifica Informe Técnico Definitivo de propuesta de fórmulas tarifarias para concesionarias de servicio público de distribución, cuadriénio noviembre 2020 - noviembre 2024, aprobado mediante Resolución Exenta N°46 de la Comisión, de 9 de febrero de 2024, rectificado mediante Resolución Exenta N°164, de 10 de abril de 2024, y aprueba texto refundido;
- f) El Decreto N°5T del Ministerio de Energía, de fecha 31 de mayo de 2024, que Fija Fórmulas Tarifarias Aplicables a los Suministros Sujetos a Precios Regulados;
- g) El comunicado del Honorable Panel de Expertos de fecha 1 de septiembre de 2025, relativo a la Discrepancia N°24-2025;
- h) El Decreto N°12A de 21 de noviembre de 2022, del Ministerio de Energía, que nombra a don Marco Antonio Mancilla Ayancán en el cargo de Secretario Ejecutivo de la Comisión; y
- i) La señalado en la Resolución N°36, de 19 de diciembre de 2024, de la Contraloría General de la República, que “Fija normas sobre exención del trámite de toma de razón”, y sus modificaciones.

**CONSIDERANDO:**

- a) Que, de acuerdo con lo establecido en el inciso primero del artículo 120º de la Ley, los concesionarios de servicio público de distribución de electricidad estarán obligados a prestar el servicio de transporte, permitiendo el acceso a sus instalaciones de distribución, para que terceros den suministro a usuarios no sujetos a regulación de precios ubicados dentro de su zona de concesión;
- b) Que, en conformidad con lo señalado en el inciso segundo del mismo artículo 120º, quienes transporten electricidad y hagan uso de instalaciones de distribución, de acuerdo con lo señalado en el inciso primero del artículo antes referido, estarán obligados a pagar al concesionario un peaje por dicho uso, denominado peaje de distribución;
- c) Que, según lo dispuesto en el inciso cuarto del artículo 120º ya citado, corresponde al Ministerio de Energía, previo informe de la Comisión, fijar dichos peajes con ocasión de la fijación de tarifas de distribución correspondiente;

- d) Que, habiendo culminado el proceso de determinación de fórmulas tarifarias de distribución, cuadriénio noviembre 2020 — noviembre 2024, en términos de lo señalado en el Informe Técnico “Fijación de fórmulas tarifarias para concesionarias de servicio público de distribución cuadriénio noviembre 2020 — noviembre 2024”, aprobado por Resolución Exenta N°270 de la Comisión, de 29 de mayo de 2024, y habiéndose dictado el Decreto N°5T del Ministerio de Energía, de fecha 31 de mayo de 2024, que Fija Fórmulas Tarifarias Aplicables a los Suministros Sujetos a Precios Regulados, tomado de razón con alcance por la Contraloría General de la República con fecha 9 de abril de 2025 y, por consiguiente, con arreglo a los incisos primero y tercero del artículo 7º transitorio de la Ley N°21.667, publicado nuevamente en el Diario Oficial con fecha 21 de abril de 2025, corresponde que esta Comisión dé cuenta de las fórmulas y consideraciones técnicas generales que determinan los peajes de distribución; y
- e) Que, con ocasión del allanamiento de la Comisión a la Discrepancia N°24-2025 presentada por Empresa Eléctrica de Aisén S.A. y Sociedad Austral de Electricidad S.A, y el consecuente desistimiento de ambas discrepantes, el Honorable Panel de Expertos, mediante el comunicado indicado en el literal g) de Vistos, informó que dio por terminada la referida discrepancia. En consecuencia, corresponde modificar el Informe Técnico “Fijación de Peajes de Distribución” y aprobar una nueva versión del mismo, para efectos de incluir, en su Capítulo IV “Fórmulas Tarifarias del Peaje de distribución”, sección 4. “Cargos Tarifarios”, la potencia de facturación por compra utilizada para el cálculo del cargo de compras por potencia en los Sistemas Medianos.

**RESUELVO:**

**Artículo Primero:** Apruébese el siguiente Informe Técnico “Fijación de Peajes de Distribución”, cuyo texto íntegro se transcribe a continuación:



**INFORME TÉCNICO DEFINITIVO**

**FIJACIÓN DE PEAJES DE DISTRIBUCIÓN**

**ARTÍCULO 120° DE LA LEY GENERAL DE SERVICIOS  
ELÉCTRICOS**

**Septiembre de 2025**

## INFORME TÉCNICO

### FIJACIÓN DE PEAJES DE DISTRIBUCIÓN

#### ARTÍCULO 120° DE LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS

##### INTRODUCCIÓN

Mediante el presente Informe Técnico, y conforme con lo establecido en el artículo 120° del Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N°1 del Ministerio de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos (en adelante e indistintamente, la “LGSE” o la “Ley”), la Comisión Nacional de Energía (en adelante e indistintamente, la “Comisión”) da cuenta de las fórmulas y consideraciones técnicas generales que determinan los peajes de que trata la referida norma (en adelante e indistintamente, “Peaje(s) de Distribución”).

Téngase presente que el presente Informe Técnico tiene en consideración el allanamiento de la Comisión a la Discrepancia N°24-2025 presentada por Empresa Eléctrica de Aisén S.A. y Sociedad Austral de Electricidad S.A, el consecuente desistimiento de ambas discrepantes y el correspondiente comunicado del Honorable Panel de Expertos de fecha 1 de septiembre de 2025, mediante el cual este último dio por terminada la referida discrepancia. Lo anterior ha requerido la modificación del presente Informe Técnico para efectos de incluir, en su Capítulo IV “Fórmulas Tarifarias del Peaje de distribución”, sección 4. “Cargos Tarifarios”, la potencia de facturación por compra utilizada para el cálculo del cargo de compras por potencia en los Sistemas Medianos.

En conformidad con lo establecido en el referido artículo 120º de la LGSE, y habiendo culminado el proceso de determinación de fórmulas tarifarias de distribución, cuadriénio noviembre 2020 – noviembre 2024, en los términos señalados en el Decreto Supremo N°5T de 2024, del Ministerio de Energía, que “Fija Fórmulas Tarifarias Aplicables a los Suministros Sujetos a Precios Regulados que se señalan, Efectuados por las Empresas Concesionarias de Distribución que se Indican”, el Peaje de Distribución a pagar es igual al valor agregado de distribución (en adelante e indistintamente, “VAD”) vigente en la zona en que se encuentre cada usuario, dentro de la respectiva área típica. De acuerdo con la referida norma, el VAD debe ser ajustado de modo tal que, si los clientes no regulados adquirieran su potencia y energía a los precios de nudo considerados para establecer la tarifa de los clientes regulados de la concesionaria en la zona referida, el precio final resulte, para dichos clientes no regulados, igual al que pagaría si se les aplicaran las tarifas reguladas fijadas para la respectiva concesionaria en dicha zona.

Esta condición para la determinación de los peajes de distribución, establecida en el referido artículo 120º de la LGSE, fue incorporada con el fin de que los Peajes de Distribución no generasen costos de acceso a la red de distribución que resultasen discriminatorios entre clientes no regulados y regulados, considerando la forma en que los costos de distribución son traspasados a los clientes regulados en sus respectivas fórmulas tarifarias. En efecto, los costos de distribución que pagan los clientes finales poseen consecuencias económicas que, de ser tratadas diferenciadamente en la tarificación de los clientes regulados y no regulados, resultarían en tarifas distintas para unos y otros en la parte destinada a remunerar los costos de distribución. Dichas consecuencias económicas son básicamente dos:

1. La forma en que los diversos precios de compra - precios de nudo - que enfrenta la distribuidora son incorporados a la tarifa regulada, los cuales son traspasados como valores promedio; y
2. La forma en que estas fórmulas tarifarias incorporan el efecto de coincidencia en las demandas máximas de los clientes, asignando factores de coincidencia promedio por tipo de clientes.

De esta manera, el Peaje de Distribución, que, en lo sustantivo, es el VAD, debe ser ajustado, según la Ley lo dispone, para reflejar un costo de distribución regulado que resulte igual para clientes no regulados y para clientes finales sometidos a regulación de precios. Esta condición se verifica suponiendo que el cliente no regulado adquiere la energía y la potencia a precio de nudo, de manera que el precio final resultante de agregar el Peaje de Distribución sea el mismo que los clientes finales regulados pagan en la misma zona.

## CAPÍTULO I EMPRESAS CONCESIONARIAS DE DISTRIBUCIÓN

Las empresas concesionarias de servicio público de distribución, cuyos suministros de precio regulado están sujetos a lo dispuesto en el decreto de fijación tarifaria de peajes para el periodo 2020-2024, corresponden a aquellas con la calidad de concesionarias de servicio público de distribución al 31 de diciembre de 2019, en concordancia con lo establecido en el Decreto Supremo N°5T de 2024 del Ministerio de Energía.

Código	Sigla	Empresa
6	CHILQUINTA	Chilquinta Energía S.A.
8	EMELCA	Empresa Eléctrica de Casablanca S.A.
9	LITORAL	Compañía Eléctrica del Litoral S.A.
10	ENEL	Enel Distribución Chile S.A.
12	EEC	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.
13	TIL-TIL	Empresa Eléctrica Municipal de Til-Til
14	EEPA	Empresa Eléctrica Puente Alto Ltda.
18	CGE	Compañía General de Electricidad S.A.
20	COOPERSOL	Cooperativa de Abastecimiento de Energía Eléctrica Socoroma Ltda.
21	COOPELAN	Cooperativa Eléctrica Los Ángeles Ltda.
22	FRONTEL	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.
23	SAESA	Sociedad Austral de Electricidad S.A.
24	EDELAYSEN	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.
25	EDELMAG	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.
26	CODINER	Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica CODINER Ltda.
28	EDEC SA	Energía de Casablanca S.A.
29	CEC	Cooperativa Eléctrica Curicó Ltda.
31	LUZLINARES	Luzlinares S.A.
32	LUZPARRAL	Luzparral S.A.
33	COPELEC	Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda.
34	COELCHA	Sociedad Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Charrúa Ltda.
35	SOCOEGA	Cooperativa Eléctrica Paillaco Ltda.
36	COOPREL	Cooperativa Rural Eléctrica Río Bueno Ltda.
39	LUZ OSORNO	Compañía Eléctrica Osorno S.A.
40	CRELL	Cooperativa Regional Eléctrica de Llanquihue Ltda.
44	SASIPA	Sociedad Agrícola y Servicios Isla de Pascua SpA



Cabe señalar que las empresas Sociedad de Ingeniería Eléctrica Mataquito Ltda. y Distribuidora Eléctrica S.A.C. obtuvieron su calidad de concesionarias de servicio público de distribución mediante los Decretos Supremos N°4 de 2020 y N°59 de 2021, respectivamente, ambos del Ministerio de Energía, con posterioridad a la fijación de áreas típicas de distribución, efectuada con arreglo al artículo 183° de la Ley, para la tarificación del período 2020-2024. En dichos decretos, de acuerdo con el artículo 311° del Decreto N°327 de 1997 del Ministerio de Minería, que fija reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, se establecieron las condiciones tarifarias que regirán a las referidas empresas hasta la próxima fijación normal de tarifas de distribución.

## CAPÍTULO II CONCEPTOS Y CONSIDERACIONES GENERALES

Las principales consideraciones para estructurar el Peaje de Distribución son señaladas a continuación.

El VAD corresponde básicamente, de acuerdo con lo señalado en el artículo 182° de la Ley, a un costo medio que considera costos fijos, pérdidas medias de energía y potencia, y costos medios por unidad de potencia suministrada.

Las pérdidas, que representan un costo ineludible en la operación de transporte de electricidad a través del sistema de distribución, deben considerarse en la determinación del Peaje de Distribución, de acuerdo con el estándar de pérdidas reconocido en las tarifas reguladas de la distribuidora. Esta inclusión no sólo se ajusta a la normativa legal que define el VAD, sino que cumple con lo establecido en el artículo 120° de la Ley, al asegurar que los Peajes de Distribución no sean discriminatorios<sup>1</sup>. Además, al determinarse que el Peaje de Distribución debe cubrir el costo que ellas impliquen, la responsabilidad por las pérdidas queda radicada en la respectiva empresa distribuidora. Al reconocerse este costo en el estándar tarifario eficiente se evita incluir en este último el costo de las pérdidas reales, manteniéndose así una señal de eficiencia para el diseño y operación de la red de distribución que lleve a cabo el concesionario.

En cuanto al costo fijo, que incluye los costos de medición, facturación y atención al cliente, su inclusión es obligatoria, según lo establecido en las normativas legales vigentes. Esto tiene sentido a la hora de determinar el Peaje de Distribución, pues lo más eficiente es que sea el propio distribuidor quien realice las mediciones de consumo de los clientes sujetos a dicho peaje, ya que el servicio de transporte de electricidad requiere que el distribuidor mantenga registros de dichos consumos. Asimismo, el servicio requiere la emisión de una factura por parte de la empresa distribuidora, con el costo correspondiente que conlleva.

Adicionalmente, es importante destacar que la normativa que introduce el Peaje de Distribución también otorga determinadas garantías a la empresa distribuidora, las cuales, en la práctica, requieren que esta mantenga una supervisión activa sobre el consumo del cliente<sup>2</sup>.

De acuerdo con todas las consideraciones expuestas, es coherente con la conceptualización económica de la regulación, técnicamente consistente y legalmente adecuado que el Peaje de

---

<sup>1</sup> La Ley, al establecer que el peaje debe ser igual al VAD, impone un principio de no discriminación entre usuarios.

<sup>2</sup> Garantía de caución de la potencia conforme con el Artículo 126° de la Ley.



Distribución se estructure de manera que el cliente no regulado, no obstante ser abastecido bajo una modalidad comercial diferente, enfrente una estructura tarifaria idéntica a la de los clientes regulados.

### CAPÍTULO III ESTRUCTURACIÓN DE FÓRMULAS TARIFARIAS PARA EL PEAJE

#### 1. Primeras Consideraciones: Efecto Precio de Compra.

De forma simplificada, un cliente no regulado que se alimenta desde la red de distribución de un concesionario enfrenta, en condición de equilibrio, la siguiente estructura de precios cuando es suministrado comercialmente por un tercero:

$$P_{fr} = P_o + \Delta P_{dx} \quad (1.1)$$

Donde:

- $P_{fr}$  : Precio final real pagado por el cliente no sujeto a regulación de precios.  
 $P_o$  : Precio ofertado en condiciones competitivas, a la entrada del sistema de distribución, en la subestación primaria desde la cual se alimenta al cliente no regulado.  
 $\Delta P_{dx}$  : Peaje de Distribución.

La normativa establece que el Peaje de Distribución debe garantizar que, si el cliente no regulado adquiriere el suministro al precio de nudo utilizado para fijar la tarifa del cliente regulado en la misma zona, el precio resultante, tras aplicar el peaje, sería igual al precio final regulado en esa zona.

Desestimando por el momento el efecto de las pérdidas, los costos fijos y el efecto de coincidencia, la condición antes señalada se establece de la siguiente manera:

$$P_{fs} = P_n + \Delta P_{dx} \quad (1.2)$$

$$P_{reg} = P_{eq} + VAD \quad (1.3)$$

Donde:

- $P_{fs}$  : Precio final simulado pagado por el cliente no sujeto a regulación de precios al adquirir el suministro al precio de nudo utilizado para fijar la tarifa del cliente regulado en la misma zona.  
 $P_n$  : Precio de nudo a la entrada del sistema de distribución, en la subestación que alimenta al cliente, incorporando los ajustes asociados a la aplicación del artículo 157° de la Ley y a la aplicación de lo dispuesto en el inciso segundo del artículo séptimo transitorio de la Ley N°21.667.  
 $\Delta P_{dx}$  : Peaje de Distribución.  
 $P_{reg}$  : Precio final regulado en la zona de distribución en la que se ubica el cliente.  
 $P_{eq}$  : Precios de nudo a nivel de distribución aplicables a los clientes regulados de cada concesionario en la zona correspondiente, conforme con lo establecido en los Decretos de precios de nudo promedio vigentes. En adelante, este precio se denominará Precio de Nudo Equivalente.  
 $VAD$  : Valor agregado de distribución de la concesionaria de distribución en la zona en que se ubica el cliente.

Estableciendo la condición del artículo 120° de la Ley, se iguala el precio final pagado por el cliente  $P_{fs}$  con el precio final regulado en la zona de distribución  $P_{reg}$ , obteniendo que:

$$\Delta P_{dx} = VAD + P_{eq} - P_n \quad (1.4)$$

El valor correspondiente a la expresión  $P_{eq} - P_n$  corresponde al ajuste al que se refiere la Ley, que puede ser positivo, negativo o nulo, dependiendo de la diferencia que se establezca entre el valor de  $P_{eq}$  y  $P_n$  en el conjunto de subestaciones que alimentan una misma zona. De esta forma, la expresión  $P_{eq} - P_n$  corresponde a una diferencia de  $P_n$  respecto de su valor promedio.

Una vez determinado el valor del peaje de distribución  $\Delta P_{dx}$ , el precio final real del cliente no regulado ( $P_{fr}$ ) resulta igual a:

$$P_{fr} = P_0 + VAD + P_{eq} - P_n \quad (1.5)$$

La estructura de este precio final indica que el cliente no regulado pagará el mismo precio que el cliente regulado, aunque modulado por la componente de precio de generación. Esta modulación se determina por la diferencia entre el precio libre ofertado por el generador a la entrada del sistema de distribución ( $P_0$ ) y el Precio de Nodo traspasable a los clientes regulados vigente en el mismo punto ( $P_n$ ). La condición legal se verifica al igualar  $P_0$  a  $P_n$ , resultando en:

$$P_{fr} = P_{reg} = P_{eq} + VAD \quad (1.6)$$

## 2. Estructuración del Peaje: Consideración de las pérdidas.

De acuerdo con las consideraciones expuestas y la formulación general del problema planteado en la sección anterior, la consideración de las pérdidas requiere que la condición legal se exprese de la siguiente manera:

$$P_{fs} = P_n + \Delta P_{dx} \quad (2.1)$$

$$P_{reg} = P_{eq} \cdot FP + CD \quad (2.2)$$

Donde:

$FP$  : Factor de expansión de pérdidas tarifario que se incorpora como parte del VAD y cuyo valor es superior a 1.

$CD$  : Cargo unitario por unidad de potencia en el punto de suministro, incluido como parte del VAD en la zona de concesión en que se ubica el cliente. Este cargo corresponde al costo de inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones de distribución.

Al establecer la igualdad  $P_{fs} = P_{reg}$ , de acuerdo con la condición legal, se obtiene en la estructura planteada un valor de peaje de distribución  $\Delta P_{dx}$  que incorpora las pérdidas como parte del peaje.

$$\Delta P_{dx} = CD + P_{eq} \cdot FP - P_n \quad (2.3)$$

Sumando y restando simultáneamente el término  $P_n \cdot FP$  y reordenando adecuadamente, se obtiene:

$$\Delta P_{dx} = P_n \cdot FP - P_n + CD + P_{eq} \cdot FP - P_n \cdot FP \quad (2.4)$$

$$\Delta P_{dx} = P_n \cdot (FP - 1) + CD + FP \cdot (P_{eq} - P_n) \quad (2.5)$$

En esta expresión se identifican las funciones de los términos de la siguiente manera:

$P_n \cdot (FP - 1)$  : Costo eficiente de las pérdidas, de acuerdo con el precio de la subestación desde la cual se abastece al cliente.

$FP \cdot (P_{eq} - P_n)$  : Ajuste legal por desviación entre  $P_{eq}$  y  $P_n$ .

Es importante señalar que, en una situación sin pérdidas ( $FP = 1$ ), el peaje se simplifica a la formulación básica presentada en la sección anterior, donde el  $CD$  corresponde a la totalidad del VAD. Además, si no hay desviaciones entre  $P_{eq}$  y  $P_n$ , o si existe una única subestación de suministro, el ajuste se anula y el peaje se limita al VAD, que incluye tanto el costo de las instalaciones como el de las pérdidas.

De acuerdo con la expresión (2.5) estructurada para el peaje, se determina el precio final real que pagaría un cliente abastecido por un tercero ( $P_f$ ) como:

$$P_f = P_o + \Delta P_{dx} \quad (2.6)$$

$$P_f = P_o + P_n \cdot (FP - 1) + CD + FP \cdot (P_{eq} - P_n) \quad (2.7)$$

En esta expresión se verifica la condición que determina la estructura del ajuste. En efecto, si el cliente adquiriera el suministro al precio de nudo, es decir, al establecer  $P_o = P_n$ , el precio final sería igual al que pagaría si se le aplicara la tarifa fijada para la concesionaria ( $P_{fr} = FP \cdot P_{eq} + CD$ ).

En conclusión, la estructura del peaje, al considerar como VAD tanto el costo eficiente de las pérdidas como el de instalaciones, es la siguiente:

$$\Delta P_{dx} = P_n \cdot (FP - 1) + CD + FP \cdot (P_{eq} - P_n) \quad (2.8)$$

En este esquema se establecen, en general, las siguientes consideraciones:

1. El suministrador comercial del cliente reconoce, en la subestación que alimenta al cliente, un retiro de magnitud igual al consumo medido en el punto de suministro directo del cliente.
2. La mayor inyección al sistema de distribución, derivada de las pérdidas técnicas generadas por el cliente, es asumida por la empresa distribuidora a un costo equivalente al precio de nudo en la subestación que alimenta al cliente. Esto implica que la distribuidora no solo compra el volumen de consumo del cliente, sino que experimenta un aumento debido a las pérdidas ocasionadas por este, por lo que el mencionado aumento debe ser incorporado a la compra general de la distribuidora.
3. El peaje que debe recaudar la distribuidora reconoce el precio de las pérdidas, pero solo remunera la cantidad eficiente conforme al estándar tarifario. La distribuidora asume la diferencia entre las pérdidas físicas reales y las reconocidas en las tarifas.

### 3. Estructuración del Peaje: Energía, Potencia y Factores de Coincidencia.

De acuerdo con la conceptualización general establecida en los puntos anteriores, procede separar el peaje de energía del peaje de potencia. Se introduce un cargo por energía, que es necesario para registrar el costo de pérdidas de energía, incluso en presencia de ajustes nulos por desviaciones entre

$P_n$  y  $P_{eq}$ . Por otro lado, el cargo por potencia debe reflejar tanto el efecto de las pérdidas de potencia como el efecto de coincidencia tarifaria, para no incumplir la condición de no discriminación entre clientes estipulada en el Artículo 120° de la Ley.

Así, manteniendo la estructura de la expresión (2.5), el peaje de energía se determina conforme con la expresión señalada a continuación, en la cual se omite el término  $CD$ , ya que esta componente de costo se incorpora únicamente en el peaje de potencia, que es el que refleja, en definitiva, el costo de las instalaciones:

$$\Delta P_{dx,E} = P_{ne} \cdot (FPE - 1) + FPE \cdot (P_{eq,e} - P_{ne}) \quad (3.1)$$

Donde:

- $P_{ne}$  : Precio de nudo de energía a la entrada del sistema de distribución, en la subestación que alimenta al cliente, incorporando los ajustes asociados a la aplicación del artículo 157° de la Ley y de lo dispuesto en el inciso segundo del artículo séptimo transitorio de la Ley N°21.667.
- $FPE$  : Factor de pérdidas de energía tarifario.
- $P_{eq,e}$  : Precio de Nudo Equivalente de energía.

Por su parte, la componente de potencia del peaje también se calcula a partir de la expresión (2.5), pero incorporando factores de coincidencia tarifarios correspondientes a las puntas de distribución y generación, tal y como se muestra a continuación:

$$\Delta P_{dx,P} = P_{np} \cdot FCN \cdot (FPP - 1) + FCD \cdot CD + FPP \cdot FCN \cdot (P_{eq,p} - P_{np}) \quad (3.2)$$

Donde:

- $P_{eq,p}$  : Precio de Nudo Equivalente de potencia.
- $P_{np}$  : Precio de nudo de potencia a la entrada del sistema de distribución, en la subestación que alimenta al cliente.
- $FCN$  : Factor tarifario de coincidencia con punta de generación.
- $FPP$  : Factor de pérdidas de potencia tarifario.
- $FCD$  : Factor tarifario de coincidencia con punta de distribución.
- $CD$  : Cargo unitario por unidad de potencia en el punto de suministro, incluido como parte del VAD en la zona de concesión en que se ubica el cliente. Este cargo corresponde al costo de inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones de distribución.

Las expresiones (3.1) y (3.2) demuestran la misma consistencia que la expresión (2.5) de la que derivan. En particular, para lograr plena coherencia con la condición establecida en la Ley, el retiro de potencia del suministrador comercial debe computarse en la subestación que alimenta al cliente utilizando un factor de coincidencia igual al factor de coincidencia tarifario de la distribuidora. Es decir, para una lectura  $q_p$  no coincidente medida respecto del cliente, el retiro de potencia coincidente con la punta de generación debe establecerse como  $q_p$  multiplicado por  $FCN$ . Esta magnitud representa la potencia que la distribuidora deja de comprar al estar el cliente abastecido por otro suministrador comercial. Por otro lado, el producto entre  $FCD$  y  $CD$  representa la proporción de los costos de inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones de distribución que corresponde al cliente, en función de su consumo durante los períodos de máxima demanda.



#### 4. Incorporación de los costos fijos.

La incorporación de los costos fijos de distribución como parte del peaje presenta menor complejidad, dado que los cargos asociados no dependen ni de la energía ni de la potencia consumida por el cliente. Debido a esto, no están sujetos a la condición de ajuste establecida en la Ley y su inclusión se traduce en la simple adición de los cargos fijos de la distribuidora (CF) en la boleta o factura del peaje de distribución.

Por lo tanto, basta considerar el cargo fijo tarifario incorporado en el VAD para cubrir de manera eficiente los costos involucrados por este concepto.

#### 5. Estructura general del Peaje de Distribución.

De acuerdo con lo expuesto en este informe y la definición de términos previamente mencionada, la estructura del peaje de distribución se presenta de la siguiente manera:

- Peaje de energía, aplicable al consumo de energía del cliente:

$$\Delta P_{dx,E} = P_{ne} \cdot (FPE - 1) + FPE \cdot (P_{eq,e} - P_{ne}) \quad (5.1)$$

- Peaje de potencia, aplicable al consumo de potencia máxima del cliente:

$$\Delta P_{dx,P} = P_{np} \cdot FCN \cdot (FPP - 1) + FCD \cdot CD + FPP \cdot FCN \cdot (P_{eq,p} - P_{np}) \quad (5.2)$$

- Peaje por costo de medición, facturación y atención al cliente, independiente del consumo:

$$\Delta P_{dx,CF} = CF \quad (5.3)$$

Dado que los peajes dependen de las diferencias entre los precios de nudo equivalentes y los precios de nudo a la entrada de los sistemas de distribución, tanto de energía como de potencia, los peajes resultantes de las fórmulas anteriores deben actualizarse junto con las fijaciones de precio de nudo promedio. Estos deben establecerse para cada empresa concesionaria con el nivel de desagregación definido en el decreto de precio de nudo promedio correspondiente.

### CAPÍTULO IV FÓRMULAS TARIFARIAS DEL PEAJE DE DISTRIBUCIÓN

De acuerdo con el desarrollo expuesto, las fórmulas tarifarias de Peajes de Distribución aplicables a cada concesionario de distribución se construyen a partir de los mismos parámetros que determinan las fórmulas tarifarias aplicables a los clientes regulados, incorporando los ajustes mencionados anteriormente. Asimismo, considerando la necesidad de contar con un registro concreto de la energía y potencia transportada a través de las redes de distribución, correspondientes a los consumos de clientes, se establecen las siguientes fórmulas tarifarias para la determinación del peaje en cualquier zona de concesión:

#### 1. Peaje DX-AT: Correspondiente a estructura AT.

Opción tarifaria en alta tensión. Los clientes deberán contar, al menos, con medición de energía, de demanda máxima de potencia leída en horas de punta y de demanda máxima de potencia suministrada con resolución de 15 minutos o inferior y memoria masa para su registro.



Se entenderá por demanda máxima de potencia leída del mes el más alto valor de las demandas integradas en períodos sucesivos de 15 minutos.

La demanda máxima de potencia de cada hora corresponderá al máximo valor de los registros leídos que se encuentren dentro de ésta.

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Cargo fijo mensual	\$/mes	$CFHS$
Cargo por energía	\$/kWh	$(PEAT - 1) \times P_{e/s/e} + PEAT \times (P_e - P_{e/s/e}) + PEAT \times CMPC \times r$
Cargo por demanda máxima de potencia suministrada, en su componente de distribución	\$/kW/mes	$FDFPA \times CDAT$
Cargo por compra de potencia	\$/kW/mes	$FACP \times FNPPA \times (PPAT - 1) \times P_{p/s/e} + FACP \times FNPPA \times PPAT \times (P_p - P_{p/s/e})$
Cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta, en su componente de distribución	\$/kW/mes	$FDPPA \times CDAT - FDFPA \times CDAT$

## 2. Peaje DX-BT: Correspondiente a estructura BT.

Opción tarifaria en baja tensión. Los clientes deberán contar, al menos, con medición de energía, de demanda máxima de potencia leída en horas de punta y de demanda máxima de potencia suministrada con resolución de 15 minutos o inferior y memoria masa para su registro.

Se entenderá por demanda máxima de potencia leída del mes el más alto valor de las demandas integradas en períodos sucesivos de 15 minutos.

La demanda máxima de potencia de cada hora corresponderá al máximo valor de los registros leídos que se encuentren dentro de ésta.

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Cargo fijo mensual	\$/mes	$CFHS$
Cargo por energía	\$/kWh	$(PEBT \times PEAT - 1) \times P_{e/s/e} + PEBT \times PEAT \times (P_e - P_{e/s/e}) + PEBT \times PEAT \times CMPC \times r$
Cargo por demanda máxima de potencia suministrada, en su componente de distribución	\$/kW/mes	$FDFPB \times (CDBT - PMPBT \times CDAT)$
Cargo por compras de potencia	\$/kW/mes	$FACP \times FNPPB \times (PPBT \times PPAT - 1) \times P_{p/s/e} + FACP \times FNPPB \times PPBT \times PPAT \times (P_p - P_{p/s/e})$

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta, en su componente de distribución	\$/kW/mes	$FDPPB \times CDBT - FDFPB \times (CDBT - PMPBT \times CDAT)$

### 3. Parámetros de las fórmulas tarifarias.

Los términos establecidos en estas fórmulas son los siguientes:

#### 3.1 Precios de Nudo.

$P_e$  : Precio de nudo equivalente de energía. Corresponde al precio de nudo de energía a nivel de distribución traspasable a los clientes regulados de cada concesionario en la zona correspondiente, conforme con lo establecido en los decretos de precios de nudo promedio vigentes, sin considerar el Cargo MPC, establecido en el decreto vigente de precios de nudo promedio, al que se refiere el artículo 158° de la Ley.

$P_p$  : Precio de nudo de potencia en nivel de distribución aplicable a clientes regulados de la empresa concesionaria en la zona en que se ubica el cliente no sometido a regulación de precios, conforme con lo establecido en los decretos de precios de nudo promedio vigentes. Se expresa en \$/kW/mes.

$P_{e\ s/e}$ : Precio de nudo de energía a la entrada del sistema de distribución, en la subestación que alimenta al cliente, incorporando los ajustes para la aplicación del artículo 157° de la Ley y de lo dispuesto en el inciso segundo del artículo séptimo transitorio de la Ley N°21.667, conforme con lo fijado en el Decreto que fija Precios de Nudo Promedio para la comuna correspondiente. Además, no se deberá considerar el Cargo MPC, establecido en el decreto vigente de precios de nudo promedio, al que se refiere el artículo 158° de la Ley. Se expresa en \$/kWh.

$P_{p\ s/e}$ : Precio de nudo de potencia en nivel de distribución, vigente en la subestación de distribución primaria que alimenta al cliente no sometido a regulación de precios, conforme con lo fijado en el Decreto que fija Precios de Nudo Promedio para la comuna correspondiente. Se expresa en \$/kW/mes.

CMPC: Cargo MPC al que se refiere el artículo 9° de la Ley N°21.472, establecido en el decreto vigente de precios de nudo promedio al que se refiere el artículo 158° de la Ley. Los cargos MPC a utilizar para el cálculo de los Peajes de Distribución serán informados por la CNE cada vez que se publique un decreto PNP, en la resolución exenta que fija el listado de precios de energía y potencia de las subestaciones de distribución primaria del Sistema Eléctrico Nacional.

Adicionalmente, se deberá tener en consideración que, en virtud de lo indicado en el artículo 15° de la Ley N°21.472, los clientes sometidos a regulación de precios que hubieren optado por migrar al régimen de precios libres, deberán participar del mecanismo de estabilización de tarifas en igualdad de condiciones con el resto de los clientes regulados y en igualdad de condiciones entre tales clientes libres. La componente especificada en el presente informe entrará en vigor a partir de la publicación en el Diario Oficial del decreto de precio de nudo promedio al que se refiere el artículo 158° de la Ley, correspondiente al primer semestre de 2024, sin perjuicio de la fecha en la cual se emita el decreto asociado al presente informe.



**r** : Factor de participación del Mecanismo de Protección al Cliente, el cual se determina de conformidad con lo siguiente:

- Para aquellos clientes que hubieren optado por cambiar del régimen sujeto a regulación de precios al régimen de precios libres entre la publicación en el Diario Oficial de la Ley N°21.185 y el 1 de agosto de 2022, el factor r será igual a 1 (uno) hasta el 31 de diciembre de 2027. Posterior a este último plazo, el factor r será igual a 0 (cero) para los referidos clientes.
- Para aquellos clientes que hubieren optado por cambiar del régimen sujeto a regulación de precios al régimen de precios libres entre el 2 de agosto de 2022 y el 31 de diciembre de 2035, el factor r será igual a 1 (uno) hasta el 31 de diciembre de 2035. Posterior a este último plazo, el factor r será igual a 0 (cero) para los referidos clientes.
- Para el resto de los clientes no sujetos a regulación de precios este factor será 0 (cero).

Este valor se aplicará con independencia de los rangos de consumo correspondientes a clientes sujetos a regulación de precios, de acuerdo con lo definido en el artículo 3º de la Ley N°21.472 y las modificaciones introducidas por la Ley N°21.667.

### 3.2 Costos de Distribución.

**CDAT**: Costo de distribución sectorizado en alta tensión aplicable a clientes de la empresa concesionaria en la comuna respectiva. Se determina a partir de las fórmulas de indexación del valor base  $CDAT_0$  que establezca el decreto que se encuentre vigente para la fijación de fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados efectuados por las empresas concesionarias de distribución, considerando la condición de alimentación subterránea en los casos que corresponda. Se expresa en \$/kW/mes.

**CDBT**: Costo de distribución sectorizado en baja tensión aplicable a clientes de la empresa concesionaria en la comuna respectiva. Se determina a partir de las fórmulas de indexación del valor base  $CDBT_0$  que establezca el decreto que se encuentre vigente para la fijación de fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados efectuados por las empresas concesionarias de distribución, considerando la condición de alimentación subterránea en los casos que corresponda. Se expresa en \$/kW/mes.

**CFHS**: Cargo fijo para cliente con medidor de energía y medidor de demanda, con resolución de 15 minutos o inferior. Se determina a partir de la indexación del valor base  $CFH_0$ , conforme con el decreto que se encuentre vigente para la fijación de fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados efectuados por las empresas concesionarias de distribución. Se expresa en \$/mes.

### 3.3 Factores de Coincidencia.

**FNPPA**: Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas presentes en la punta del sistema.

**FDPPA**: Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas presentes en la punta del sistema de distribución.

**FDFPA**: Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas consumidas fuera de las horas de punta.

**FNPPB**: Factor de coincidencia en baja tensión de las demandas presentes en la punta del sistema.



**FDPPB** : Factor de coincidencia en baja tensión de las demandas presentes en la punta del sistema de distribución.

**FDFPB** : Factor de coincidencia en baja tensión de las demandas consumidas fuera de las horas de punta.

### **3.4 Factores de Expansión de Pérdidas.**

**PPAT** : Factor de expansión de pérdidas de potencia en alta tensión, en horas de punta del sistema eléctrico.

**PEAT** : Factor de expansión de pérdidas de energía en alta tensión.

**PPBT** : Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión, en horas de punta del sistema eléctrico.

**PEBT** : Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión.

**PMPBT**: Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión en horas de máxima utilización del sistema de distribución.

### **3.5 Factor de Ajuste de las Compras de Potencia.**

**FACP** : Factor de ajuste de las compras de potencia.

Con excepción de los precios  $P_e$ ,  $P_p$ ,  $P_{e/s/e}$  y  $P_{p/s/e}$ , cuyo valor se determina según el decreto de precios de nudo promedio que se encuentre vigente, el resto de los parámetros se obtiene directamente de la aplicación del decreto cuadrienal que establezca las fórmulas tarifarias aplicables a los clientes sometidos a regulación de precios de las empresas concesionarias, el cual, en el caso del presente informe, corresponde al Decreto 5T de 2024, que fija tales fórmulas para el período noviembre 2020 – noviembre 2024.

## **4. Cargos Tarifarios.**

Los peajes DX-BT y DX-AT comprenderán los siguientes cargos que se sumarán en la factura o boleta cuando corresponda:

- a) Cargo fijo mensual [\$/mes]
- b) Cargo por energía [\$/kWh]
- c) Cargo por demanda máxima de potencia suministrada, en su componente de distribución [\$/kW/mes]
- d) Cargo por compras de potencia [\$/kW/mes]
- e) Cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta, en su componente de distribución [\$/kW/mes]

El cargo fijo mensual es independiente del consumo y se aplica incluso si éste es nulo.



El cargo por energía se obtendrá multiplicando el consumo de energía mensual, en kWh, por su precio unitario.

La potencia utilizada para el cálculo del cargo por compras de potencia corresponderá al promedio de las 52 demandas máximas leídas en horas de punta registradas en los últimos 12 meses, incluyendo el mes que se factura, salvo en los Sistemas Medianos a los que hace referencia el Artículo 173º de la Ley, para los cuales la potencia de facturación por compra corresponderá al promedio de las 2 demandas máximas leídas en horas de punta registradas en los últimos 12 meses, incluyendo el mes que se factura.

Los cargos por demanda máxima de potencia leída en horas de punta, en su componente de distribución, se facturarán de la siguiente manera:

- i. Durante los meses que contengan horas de punta, incluido el propio mes que se factura, se aplicará el precio unitario correspondiente a la demanda máxima de potencia en horas de punta efectivamente leída en cada mes.
- ii. Durante los meses que no contengan horas de punta, se aplicará el precio unitario correspondiente al promedio de las dos mayores demandas máximas de potencia en horas de punta registradas durante los meses del período de punta inmediatamente anterior.

El cargo mensual por demanda máxima de potencia suministrada, en su componente distribución, se facturará aplicando el precio unitario correspondiente al promedio de las dos mayores demandas máximas de potencia registradas en los últimos 12 meses, incluido el mes que se facture.

Se entenderá por demanda máxima de potencia leída del mes, el más alto valor de las demandas integradas en períodos sucesivos de 15 minutos.

La demanda máxima de potencia de cada hora corresponderá al máximo valor de los registros leídos que se encuentren dentro de ésta.

## **CAPÍTULO V SUBESTACIÓN QUE ALIMENTA AL CLIENTE**

Para efectos de la determinación de los peajes de distribución, se entenderá que la subestación primaria de distribución que abastece o alimenta al cliente ubicado en una comuna específica es aquella que presente la menor distancia al punto de suministro o consumo, medida a lo largo de las líneas eléctricas que permitan la conexión. Dichas líneas deben ser las de propiedad del concesionario y, además, las establecidas mediante concesión o que utilicen en su trazado bienes nacionales de uso público, independientemente de sus características técnicas y de si los circuitos operan normalmente cerrados o no.

## **CAPÍTULO VI DESCUENTO DE COMPRA**

Conforme con la definición de las fórmulas tarifarias de peaje de distribución, desarrolladas en el numeral IV anterior, se determina la cantidad de energía y potencia que la distribuidora deja de comprar al segmento generación – transporte, como consecuencia de mantener clientes no regulados abastecidos por terceros que hacen uso del servicio de transporte que proveen las instalaciones de



distribución. Este descuento de compra se efectúa en la subestación que alimenta al cliente, determinada según lo señalado en el punto anterior.

Los descuentos se aplican en función de la energía consumida por el cliente ( $Q_e$ ) y de la demanda máxima no coincidente del cliente ( $Q_p$ )<sup>3</sup>, de acuerdo con lo siguiente:

### **1) Clientes con Peaje DX-AT**

Descuento compra de energía (DCE) :  $Q_e$

Descuento compra de potencia (DCP):  $Q_p \times FACP \times FNPPA$

### **2) Clientes con Peaje DX-BT**

Descuento compra de energía (DCE) :  $Q_e$

Descuento compra de potencia (DCP):  $Q_p \times FACP \times FNPPB$

Donde  $FNPPB$  y  $FNPPA$  corresponden a los factores de coincidencia de las demandas a que se refiere el numeral IV del presente informe.

---

<sup>3</sup> El valor de  $Q_p$  en cada caso se determina en consistencia con las condiciones que califican el consumo de potencia de los clientes en la estructura respectiva, siendo las que establezca el decreto de tarifas de distribución correspondiente e incorporando el efecto de las diferencias señaladas en la letra a) del título IV precedente.

**Artículo Segundo:** Comuníquese la presente resolución exenta al Ministerio de Energía, a las empresas concesionarias de servicio público de distribución y a los usuarios no sujetos a regulación de precios que hagan uso del servicio de transporte mediante instalaciones de distribución o tengan interés en él.

**Artículo Tercero:** Publíquese la presente resolución exenta en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía y un aviso de esta circunstancia en el Diario Oficial.

Anótese, comuníquese y publíquese.

SECRETARIO EJECUTIVO  
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

MFH/DZO/FCP/CSG/RES

**Distribución:**

1. Ministerio de Energía
2. Superintendencia de Electricidad y Combustibles
3. Gabinete Secretaría Ejecutiva CNE
4. Departamento Jurídico CNE
5. Departamento Eléctrico CNE