

LEYES, REGLAMENTOS, DECRETOS Y RESOLUCIONES DE ORDEN GENERAL

Núm. 44.433

Viernes 24 de Abril de 2026

Página 1 de 18

Normas Generales

CVE 2797040

MINISTERIO DE ENERGÍA

FIJA PRECIOS DE NUDO PARA SUMINISTROS DE ELETRICIDAD

Núm. 4T.- Santiago, 16 de febrero de 2026.

Vistos:

Lo dispuesto en los artículos 32 N° 6 y 35 del decreto supremo N° 100, de 2005, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado de la Constitución Política de la República; en la ley N° 19.880, que establece bases de los procedimientos administrativos que rigen los actos de los órganos de la Administración del Estado; en el decreto ley N° 2.224, de 1978, del Ministerio de Minería, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante “Comisión”; en el decreto con fuerza de ley N° 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica, en adelante “Ley General de Servicios Eléctricos” o “Ley”; en la ley N° 20.936, que establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional; en el decreto supremo N° 88, de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para medios de generación de pequeña escala, en adelante “decreto N° 88/2019”; en el decreto supremo N° 62, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos, y sus modificaciones posteriores, en adelante “decreto N° 62/2006”; en el decreto supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para la fijación de precios de nudo, y sus modificaciones posteriores, en adelante “decreto N° 86/2012”; en la resolución exenta N° 641, de 2016, de la Comisión, que establece plazos, requisitos y condiciones para la fijación de precios de nudo de corto plazo, y sus modificaciones posteriores, en adelante “resolución N° 641/2016”; 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, en adelante “decreto 5T/2024”; en la resolución exenta N° 778, de 2016, de la Comisión, que establece plazos, requisitos y condiciones para la fijación de precios de nudo promedio, y sus modificaciones posteriores, cuyo texto refundido fue fijado mediante resolución exenta N° 703, de 2018, del mismo origen, en adelante “resolución exenta N° 703”; en la resolución exenta N° 668, de 2017, de la Comisión, que tiene por conformado, a partir de la fecha que indica, el Sistema Eléctrico Nacional por interconexión del Sistema Interconectado del Norte Grande con el Sistema Interconectado Central, para todos los efectos legales, en adelante “resolución N° 668/2017”; en el decreto supremo N° 4T, de 2018, del Ministerio de Energía, que fija peajes de distribución aplicables al servicio de transporte que presten las empresas concesionarias de servicio público de distribución de electricidad que se indican, en adelante “decreto 4T/2018”; en la resolución exenta N° 45, de 2026, de la Comisión, que aprueba modificación de la norma técnica de seguridad y calidad de servicio, incorpora los nuevos anexos técnicos que se indican, modifica la norma técnica de servicios complementarios, y fija el texto refundido de ambas normas, en conformidad con lo dispuesto en el artículo 72°-19 de la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante “resolución N° 45/2026”; en la resolución exenta N° 803, de 2025, de la Comisión, que aprueba Informe Técnico Definitivo “Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la Unidad de Punta del SEN y de los SSMM”, en adelante “resolución N° 803/2025”; en la resolución exenta N° 54, de 2016, de la Comisión, que aprueba “norma técnica de transferencias de potencia entre empresas generadoras”, en adelante “resolución N° 54/2016”; en el oficio Ord. N° 101/2026, de 27 de enero de 2026, que informa resultado de la Licitación de Suministro 2025/01, para efectos de lo establecido en el artículo 156° de la Ley General de Servicios Eléctricos, rectificado por el oficio Ord. N° 166/2026, de 12 de febrero de 2026, ambos de la Comisión, en adelante “oficio Ord. N° 101”; en el oficio Ord. N°

CVE 2797040

Director: Giovanni Calderón Bassi
Sitio Web: www.diarioficial.cl

Mesa Central: 600 712 0001 E-mail: consultas@diarioficial.cl
Dirección: Dr. Torres Boonen N°511, Providencia, Santiago, Chile.

102/2026, de 27 de enero de 2026, que informa resultado de la Licitación de Suministro 2025/02, para efectos de lo establecido en el artículo 156° de la Ley General de Servicios Eléctricos, rectificado por el oficio Ord. N° 166/2026, de 12 de febrero de 2026, ambos de la Comisión, en adelante “oficio Ord. N° 102”; en la resolución exenta N° 59, de la Comisión, que aprueba Informe Técnico Definitivo, de enero de 2026, para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante “resolución N° 59/2026”; remitida a este Ministerio, mediante oficio Ord. N° 129, ambos de 2 de febrero de 2026; en la resolución exenta N° 87, de 18 de febrero de 2026, que rectifica Informe Técnico Definitivo, de enero de 2026, para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional, aprobado mediante resolución exenta N° 59, de 2 de febrero de 2026, de la Comisión, remitida a esta Secretaría de Estado mediante el oficio Ord. N° 201, de 18 de febrero de 2026, ambas de la Comisión; en la resolución N° 36, de 2024, de la Contraloría General de la República, y sus modificaciones posteriores; y

Considerando:

1. Que, de conformidad a lo establecido en los artículos 151° y 171° de la Ley General de Servicios Eléctricos, corresponde fijar los precios de nudo de corto plazo por decreto del Ministerio de Energía, expedido bajo la fórmula “Por orden del Presidente de la República”.

2. Que, en el mismo sentido, el artículo 160° de la Ley General de Servicios Eléctricos dispone que los precios de nudo de corto plazo deben ser fijados semestralmente y se reajustarán en las oportunidades que la misma ley determina.

3. Que, el artículo vigésimo transitorio de la ley N° 20.936 estableció que mientras los reglamentos emanados de la mencionada ley no entren en vigencia, dichas disposiciones se sujetarán en cuanto a los plazos, requisitos y condiciones a las disposiciones de la ley N° 20.936 y a las que se establezcan por resolución exenta de la Comisión.

4. Que, mediante la resolución N° 641/2016, la Comisión estableció los plazos, requisitos y condiciones a los que deberá sujetarse el proceso de fijación de precios de nudo de corto plazo regulado en los artículos 160° y siguientes de la Ley.

5. Que, sin perjuicio de lo anterior, respecto de aquellas materias que no se encuentren especialmente reguladas en la resolución citada en el considerando precedente, se continuarán aplicando las disposiciones contenidas en los reglamentos que le sean aplicables, siempre que no sean incompatibles o contrarias a la Ley.

6. Que, mediante la resolución N° 803/2025, la Comisión aprobó el Informe Técnico Definitivo “Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la Unidad de Punta del SEN y de los SSMM”, de conformidad con lo establecido en el artículo 49° del decreto N° 86/2012, que dispone que la Comisión realizará, a más tardar cada cuatro años, un estudio de costos de unidad de punta para los sistemas eléctricos respectivos, con el objetivo de determinar los costos de inversión y costos de fijos de operación de la unidad de punta de los respectivos subsistemas definidos por la Comisión.

7. Que, mediante el oficio Ord. N° 101, la Comisión informó a esta Secretaría de Estado el resultado de las licitaciones de suministro a que se refiere el artículo 131° de la Ley General de Servicios Eléctricos, correspondiente al proceso 2025/01. Por su parte, mediante el oficio Ord. N° 102, la Comisión dio cuenta de los resultados de la licitación de suministro a que se refiere el artículo 135° quinquies de la Ley, correspondiente al proceso 2025/02.

8. Que, los oficios mencionados en el considerando precedente fueron rectificadas a través de los oficios Ord. N° 166 y 167, ambos de 12 de febrero de 2026, respectivamente.

9. Que, según lo dispuesto en el artículo 169° de la ley, la Comisión remitió a este Ministerio, mediante oficio Ord. N° 129, de 2 de febrero de 2026, la resolución N° 59, de igual fecha, que aprueba Informe Técnico Definitivo, de enero de 2025, para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional.

10. Que, a través del oficio Ord. N° 201, de 18 de febrero de 2026, la Comisión remitió al Ministerio de Energía la resolución exenta N° 87, de 18 de febrero de 2026, que rectifica Informe Técnico Definitivo, de enero de 2026 para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional, aprobado mediante resolución exenta N° 59/2026.

11. Que, el informe técnico señalado en el considerando anterior, en virtud de lo establecido en el literal b) del artículo 225° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y de acuerdo a lo dispuesto en la resolución N° 668/2017 de la Comisión, que da por conformado el Sistema Eléctrico Nacional, a partir de la interconexión del Sistema Interconectado del Norte Grande, en adelante “SING”, con el Sistema Interconectado Central, en adelante “SIC”, considera la existencia del denominado Sistema Eléctrico Nacional, en adelante “SEN”, para la determinación de los precios de nudo de corto plazo.

12. Que, el mencionado informe técnico contiene el cálculo de los nuevos precios de nudo de corto plazo, según lo establecido en el artículo 162° de la Ley, por lo que procede que éstos sean fijados por medio del presente acto administrativo.

Decreto:

Artículo primero: Fíjense los siguientes precios de nudo, sus fórmulas de indexación y las condiciones de aplicación de los mismos, para los suministros de electricidad a que se refiere el número 3 del artículo 147° de la Ley, que se efectúen desde las subestaciones de generación-transporte que se señalan.

Estos precios se aplicarán desde la publicación del presente decreto en el Diario Oficial, sin perjuicio de su entrada en vigencia a contar del 1 de abril de 2026, conforme a lo dispuesto en el artículo 2° de la resolución N° 641/2016, para efectos de las reliquidaciones señaladas en el inciso tercero del artículo 171° de la Ley.

1 Precios de Nudo

1.1. Precios básicos de nudo en subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional

A continuación, se detallan los precios básicos por potencia de punta y por energía que se aplicarán a los suministros servidos en las subestaciones denominadas “Subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional” y para los niveles de tensión que se indican.

Subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional	Subsistema	Tensión [kV]	Precio Base de la Potencia de punta [\$/kW/mes]	Precio Base de la Energía [\$/kWh]
Parinacota	Centro - Norte	220	8.717,93	50,250
Pozo Almonte	Centro - Norte	220	8.545,91	52,000
Cóndores	Centro - Norte	220	8.722,23	49,093
Tarapacá	Centro - Norte	220	8.632,78	50,771
Lagunas	Centro - Norte	220	8.574,29	50,504
Nueva Victoria	Centro - Norte	220	8.549,35	50,357
Crucero	Centro - Norte	220	8.359,27	49,738
Encuentro	Centro - Norte	220	8.439,26	51,875
Chuquicamata	Centro - Norte	220	8.486,56	52,236
Calama	Centro - Norte	220	8.434,96	52,979
El Tesoro	Centro - Norte	220	8.620,74	51,675
Esperanza SING	Centro - Norte	220	8.619,88	51,666
Atacama	Centro - Norte	220	8.926,93	52,774
El Cobre	Centro - Norte	220	8.650,84	48,728
Laberinto	Centro - Norte	220	8.645,68	48,679
O'Higgins	Centro - Norte	220	8.694,70	49,462
D. De Almagro	Centro - Norte	220	8.420,33	51,474
Carrera Pinto	Centro - Norte	220	8.388,51	51,287
Cardones	Centro - Norte	220	8.447,86	51,563
Maitencillo	Centro - Norte	220	8.372,17	50,424
Punta Colorada	Centro - Norte	220	8.411,73	50,642
Pan de Azúcar	Centro - Norte	220	8.506,34	51,737
Los Vilos	Centro - Norte	220	8.802,22	52,988
Nogales	Centro - Norte	220	8.600,95	51,461
Quillota	Centro - Norte	220	8.788,46	52,236
Polpaico	Centro - Norte	220	8.836,62	48,715
El Llano	Centro - Norte	220	8.732,55	56,847
Los Maquis	Centro - Norte	220	8.797,06	57,239
Lampa	Centro - Norte	220	8.786,74	49,640
Cerro Navia	Centro - Norte	220	8.864,14	48,853
Melipilla	Centro - Norte	220	8.891,67	49,324
Rapel	Centro - Norte	220	8.840,92	49,040
Chena	Centro - Norte	220	8.853,82	48,790
Maipo	Centro - Norte	220	8.603,53	51,096

Subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional	Subsistema	Tensión [kV]	Precio Base de la Potencia de punta [\$/kW/mes]	Precio Base de la Energía [\$/kWh]
Alto Jahuel	Centro - Norte	220	8.606,11	52,970
Itahue	Centro - Norte	220	7.407,14	44,464
Ancoa	Centro - Norte	220	7.291,03	45,817
Charrúa	Centro - Norte	220	7.363,28	45,990
Colbún	Centro - Norte	220	7.291,89	45,821
Candelaria	Centro - Norte	220	8.114,14	50,606
Hualpén	Centro - Norte	220	7.613,56	47,321
Lagunillas	Centro - Norte	220	7.602,38	47,166
Cautín	Centro - Norte	220	6.910,87	42,478
Temuco	Centro - Norte	220	7.089,77	42,140
Ciruelos	Sur	220	8.641,51	47,388
Valdivia	Sur	220	8.607,70	50,090
Rahue	Sur	220	8.657,57	48,461
Puerto Montt	Sur	220	8.452,18	48,301
Melipulli	Sur	220	8.452,18	48,301
Chiloé	Sur	220	8.451,33	48,652

1.2. Fórmulas de indexación

Las fórmulas de indexación aplicables a los precios de nudo son las siguientes:

Precio por potencia de las Subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional:

$$P_{bpot} \left[\frac{\$}{\frac{kW}{mes}} \right] = Dol_i \cdot \{ [(C_{TG} FRC_{TG} + C_{SE} FRC_{SE} + C_{LT} FRC_{LT}) CF + C_{fijo}] (1 + MRT)(1 + FP) \}$$

La indexación del precio básico de la potencia se determina en base a las indexaciones de las componentes de generación, de la subestación eléctrica del proyecto, de la línea que conecta la subestación al Sistema de Transmisión Nacional y del costo fijo de operación y mantenimiento. Las indexaciones de cada componente que conforman el precio de la potencia son las siguientes:

Fórmula de indexación y sus coeficientes correspondientes a la componente de la central generadora:

$$C_{TG} = C_{TG-0} \cdot \left[Coef_1 \cdot \frac{PPI_{turb_i}}{PPI_{turb_0}} + Coef_2 \cdot \frac{PPI_i}{PPI_0} + Coef_3 \cdot \frac{Dol_0}{Dol_i} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} \right]$$

Subsistema	Barra	Potencia	C _{TG-0}	PPI _{turb}	PPI	IPC
		[MW]	[US\$/kW]	Coef 1	Coef 2	Coef 3
Centro - Norte	Nogales 220	70	649,06	0,63989	0,07697	0,28314
Sur	Puerto Montt 220	70	639,09	0,63884	0,07685	0,28431

Fórmula de indexación y sus coeficientes correspondientes a la componente de la subestación:

$$C_{SE} = C_{SE-0} \cdot \left[Coef_1 \cdot \frac{PPI_i}{PPI_0} + Coef_2 \cdot \frac{Dol_0}{Dol_i} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} \right]$$

Subsistema	Barra	Potencia	C _{SE-0}	PPI	IPC
		[MW]	[US\$/kW]	Coef 1	Coef 2
Centro - Norte	Nogales 220	70	78,52	0,53618	0,46382
Sur	Puerto Montt 220	70	74,62	0,52959	0,47041

Fórmula de indexación y sus coeficientes correspondientes a la componente de la línea de transmisión:

$$C_{LT} = C_{LT-0} \cdot \left[Coef_1 \cdot \frac{PPI_i}{PPI_0} + Coef_2 \cdot \frac{Dol_0}{Dol_i} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} \right]$$

Subsistema	Barra	Potencia	C_{LT-0}	PPI	IPC
		[MW]	[US\$/kW]	Coef 1	Coef 2
Centro - Norte	Nogales 220	70	14,08	0,13100	0,86900
Sur	Puerto Montt 220	70	14,51	0,12499	0,87501

Fórmula de indexación y sus coeficientes correspondientes a la componente asociada a los costos fijos de operación y mantenimiento:

$$C_{fijo} = C_{fijo-0} \cdot \left[\frac{Dol_0}{Dol_i} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} \right]$$

Subsistema	Barra	Potencia	Cfijo-0
		[MW]	[US\$/kW]
Centro - Norte	Nogales 220	70	1,171
Sur	Puerto Montt 220	70	1,156

Una vez indexados los parámetros de acuerdo con las fórmulas antes indicadas, se debe determinar el Precio Básico de la Potencia, de acuerdo con la expresión establecida en este numeral, denominada como Pbpot.

Precio de la energía de las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional:

$$\text{Precio energía} = \text{Precio base} \left[\frac{PMM_i}{PMM_0} \right]$$

En estas fórmulas:

- Pbpot : Precio básico de la potencia actualizado en \$/kW/mes.
- C_{TG} : Costo unitario de inversión actualizado de la componente Central Generadora (Unidad de Punta).
- C_{TG-0} : Costo unitario de inversión inicial de la componente Central Generadora (Unidad de Punta) calculado para enero de 2024.
- FRC_{TG} : Factor de recuperación de capital de la unidad generadora (0,008785).
- C_{SE} : Costo unitario actualizado del componente Subestación Eléctrica de la Unidad de Punta.
- C_{SE-0} : Costo unitario inicial del componente Subestación Eléctrica de la Unidad de Punta calculado para enero de 2024.
- FRC_{SE} : Factor de recuperación de capital de la subestación eléctrica (0,008138).
- C_{LT} : Costo unitario actualizado del componente Línea de Transmisión de la Unidad de Punta.
- C_{LT-0} : Costo unitario inicial del componente Línea de Transmisión de la Unidad de Punta calculado para enero de 2024.
- FRC_{LT} : Factor de recuperación de capital de la línea de transmisión (0,008057).
- CF : Costo financiero (1,048809).
- C_{fijo} : Costo fijo de operación y mantenimiento de la Unidad de Punta.
- C_{fijo-0} : Costo fijo de operación y mantenimiento de la Unidad de Punta calculado para enero de 2024.
- MRT : Margen de Reserva Teórico (0,1).
- FP : Factor de pérdidas (0,0044 para Subsistema Centro-Norte y 0,0043 para Subsistema Sur).
- Dol_i : Dólar de los Estados Unidos observado promedio publicado por el Banco Central correspondiente al promedio del segundo mes anterior al cual se registre la indexación.
- IPC_i : Índices de precios al consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas para el segundo mes anterior al cual se registre la indexación (Base 2023=100).

- PPI_{turb_i} : Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg, publicados por el Bureau of Labor Statistics (www.bls.gov, PCU333611333611), correspondiente al séptimo mes anterior al cual se registre la indexación.
- PPI_i : Producer Price Index – Commodities, publicados por el Bureau of Labor Statistics (www.bls.gov, WPU00000000) correspondiente al séptimo mes anterior al cual se registre la indexación.
- Dol₀ : Dólar de los Estados Unidos observado promedio del mes de noviembre de 2023 publicado por el Banco Central (886,61 [\$/US\$]).
- IPC₀ : Índice de precios al consumidor correspondiente a noviembre de 2023 publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas (101,58). (Base anual 2023=100).
- PPI_{turb₀} : Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg, publicados por el Bureau of Labor Statistics (www.bls.gov, PCU333611333611) correspondiente al mes de junio de 2023 (256,335).
- PPI₀ : Producer Price Index – Commodities, publicados por el Bureau of Labor Statistics (www.bls.gov, WPU00000000) correspondiente al mes de junio de 2023 (253,86).
- PMM_i : Precio Medio de Mercado determinado con los precios medios de los contratos de clientes libres y ventas efectuadas a precio de nudo de largo plazo de las empresas distribuidoras según corresponda, informados a la Comisión, por las empresas generadoras, correspondientes a la ventana de cuatro meses que finaliza el tercer mes anterior a la fecha de publicación de este precio, expresado en [\$/kWh].
- PMM₀ : Precio Medio de Mercado determinado con los precios medios de los contratos de clientes libres y ventas efectuadas a precio de nudo de largo plazo de las empresas distribuidoras según corresponda, informados a la Comisión, por las empresas generadoras, correspondientes a la ventana de cuatro meses establecida en la normativa vigente. Para la presente fijación este valor corresponde a 99,010 [\$/kWh].

A más tardar el quinto día hábil de cada mes, la Comisión publicará en su sitio web, el valor del Precio Medio de Mercado respectivo, para efectos de la aplicación de la fórmula anterior.

Las fórmulas de indexación se aplicarán según lo dispuesto en el artículo 172° de la Ley.

2 Precios de Nudo en Subestaciones distintas a las Subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional

Los precios de nudo en niveles de tensión diferentes a los señalados en el numeral 1.1 del presente artículo se determinarán incrementando los precios de la energía y de la potencia de punta de las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional que correspondan, aplicando los factores de referenciación y los factores esperados de pérdidas de energía y potencia; definidos por el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante “Coordinador”, de acuerdo a lo señalado en los artículos 23 y 25 de la Resolución N° 703, según corresponda.

Para la determinación de los precios de nudo en puntos de compra destinados al abastecimiento de usuarios sometidos a regulación de precios de empresas distribuidoras que para su suministro utilicen líneas en tensiones de distribución de terceros, los precios establecidos conforme lo señalado en el inciso anterior deberán incrementarse de conformidad a lo señalado en las expresiones siguientes:

$$PNE_{Dx} = PNE_{SP} \cdot (1 + 0,29\% \cdot km)$$

$$PNP_{Dx} = PNP_{SP} + CBLPDx \cdot km$$

Donde:

- PNE_{Dx} : Precio de nudo de energía en el punto de compra de la empresa distribuidora.
- PNP_{Dx} : Precio de nudo de potencia en el punto de compra de la empresa distribuidora.
- PNE_{SP} : Precio de nudo de energía en la subestación primaria determinado aplicando los factores de referenciación, así como los factores esperados de pérdidas de energía, definidos por el Coordinador, según corresponda.
- PNP_{SP} : Precio de nudo de potencia en la subestación primaria determinado aplicando los factores de referenciación, así como los factores esperados de pérdidas de potencia, definidos por el Coordinador, según corresponda.
- CBLPDx : Cargo de transporte de la potencia mediante líneas en tensión de distribución.
- km : Longitud total en kilómetros de las líneas en tensión de distribución desde la subestación primaria hasta el punto de compra de la empresa distribuidora.

El Cargo de transporte de la potencia CBLPDx será el que a continuación se indica:

Sistema Eléctrico Nacional	CBLPDx [\$/kW/mes/km]
Interconectado del Norte Grande	211,29
Interconectado Central	279,83

2.1 Indisponibilidad de generación y transmisión

Las indisponibilidades de generación y transmisión se sujetarán a lo establecido en la Resolución N° 45/2026.

2.2 Precio de Nudo aplicables a las Inyecciones de Medios de generación de pequeña escala

Tanto el precio de nudo de energía como el precio de nudo de potencia aplicables a las inyecciones efectuadas por los medios de generación de pequeña escala a que se refiere el artículo segundo transitorio del decreto N° 88/2019, corresponderán al precio de nudo de la subestación del Sistema de Transmisión Nacional más cercana. A estos efectos, la subestación del Sistema de Transmisión Nacional más cercana corresponderá a la que se encuentre a la mínima distancia eléctrica entre el punto de inyección y la subestación respectiva del Sistema de Transmisión Nacional, determinada por el Coordinador.

3 Definiciones

3.1 Cliente

Se considerará cliente a toda empresa de servicio público de distribución que esté recibiendo suministro eléctrico de una empresa generadora, aunque no esté vigente un contrato entre las partes para ese objeto.

3.2 Entrega y medida

Cuando la medida se efectúe a una tensión o en un punto diferente al de entrega, la medida se afectará por un coeficiente que, tomando en consideración las pérdidas, las refiera a la tensión y punto de entrega. Si el suministro se entrega a través de líneas de terceros, serán de cargo del cliente los pagos en que se incurra por este concepto.

Si un mismo cliente recibe suministro en dos o más puntos de entrega, cada uno será facturado por separado a los precios de nudo en la subestación de generación-transporte correspondiente.

3.3 Horas de punta y fuera de punta del SEN

En el SEN, para efectos de las disposiciones establecidas en el presente decreto de precios de nudo de corto plazo que inicia su vigencia el 1° de abril de 2026, se entenderá por horas de punta el período del día comprendido entre las 18:00 y las 22:00 horas durante los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre, exceptuándose los sábados, domingos y festivos de dichos meses. El resto de las horas del año serán horas fuera de punta.

En el SEN, para los efectos de las disposiciones establecidas en el decreto que fija las fórmulas tarifarias aplicables a suministros de precio regulado efectuados por las empresas concesionarias de distribución, así como en el decreto que fija los peajes de distribución aplicables al servicio de transporte que presten los concesionarios de distribución, se entenderá por horas de punta el período comprendido entre las 18:00 y las 22:00 horas de cada día de los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre exceptuándose a solicitud del cliente, los días sábados, domingos y festivos de dichos meses, siempre y cuando y de ser necesario, el usuario asuma los costos de inversión correspondientes.

4 Demanda Máxima

4.1 Determinación de la demanda máxima y del cargo por demanda máxima

Los clientes podrán optar por cualquiera de los sistemas de facturación siguientes:

1. Demanda máxima leída.
2. Potencia contratada.

En el caso que un cliente no opte por uno de los sistemas de facturación mencionados, la empresa vendedora le aplicará el sistema de facturación de demanda máxima leída. En todo caso, para los efectos de calcular la demanda de facturación que se señala en el numeral 4.1.1 del presente artículo, la empresa vendedora considerará el promedio de las 52 demandas máximas leídas, en horas de punta o fuera de punta, según corresponda, en los últimos 12 meses, incluido el mes que se factura, independientemente que en algunos de estos meses el cliente hubiere tenido otro suministrador. Si el cliente tuviere simultáneamente potencias contratadas con otros suministradores, estas potencias se

restarán de la demanda de facturación calculada como se indicó anteriormente. Si el cliente estuviere acogido al sistema de demanda máxima leída con varios suministradores simultáneamente, la demanda de facturación será prorrateada entre todos ellos en función de las potencias de suficiencia que tuvieren disponibles para abastecerlo. Estas potencias de suficiencia se determinarán conforme al decreto N° 62/2006, a la Norma Técnica de Transferencias de Potencia entre empresas generadoras, aprobada mediante resolución N° 54/2016, y de acuerdo con el procedimiento del Coordinador.

Si un mismo cliente recibe energía en dos o más puntos de entrega, cuyos precios de nudo se calculan sobre la base de los precios de nudo en la misma subestación del Sistema de Transmisión Nacional, los clientes podrán solicitar al vendedor, o a los vendedores, que, para los fines de facturación, se consideren las demandas máximas de cada punto afectadas por un coeficiente, para compensar el posible efecto de diversidad. El valor de dicho coeficiente se determinará conforme el aporte de cada punto de entrega a la demanda máxima del cliente, determinada ésta como la suma de las demandas individuales de cada punto de entrega. Las demás normas de aplicación a este respecto se establecerán de común acuerdo entre el vendedor, o los vendedores y el cliente.

Los clientes tendrán el derecho de instalar a su cargo los equipos necesarios de medición y registro de demanda, en los grupos de puntos de compra cuyos precios de nudo se calculen sobre la base de precios en la misma subestación del Sistema de Transmisión Nacional, para establecer mensualmente el factor de diversidad del grupo correspondiente. En este caso, la demanda máxima en horas de punta a considerar en cada punto de entrega para fines de facturación será su aporte a la demanda máxima conjunta del grupo. Asimismo, la demanda máxima en horas fuera de punta a considerar en cada punto de entrega para fines de facturación será su aporte a la demanda máxima conjunta en horas fuera de punta del grupo. La empresa vendedora tendrá acceso a los equipos para su control e inspección. Lo anterior será igualmente aplicable en el caso de más de un suministrador.

4.1.1 Demanda máxima leída

En esta modalidad de facturación se toman como referencia las demandas máximas leídas en horas de punta y en horas fuera de punta, aplicándose para el kW de demanda máxima leída en horas de punta el precio de nudo de la potencia de punta en el punto de entrega. Adicionalmente, la empresa compradora deberá convenir una potencia máxima conectada con la empresa vendedora.

En el caso que no existan o no hayan existido instrumentos que permitan obtener dichas demandas máximas directamente, la empresa vendedora las determinará mediante algún método adecuado.

Para los efectos de facturación se consideran los dos casos siguientes:

Caso a): Empresas distribuidoras cuya mayor demanda máxima leída se produce en horas de punta.

Caso b): Empresas distribuidoras cuya mayor demanda máxima leída se produce en horas fuera de punta.

Para la clasificación de las empresas distribuidoras en los casos a) o b) señalados anteriormente, se considerarán las demandas máximas leídas en los últimos 12 meses de consumo, incluido el mes que se factura.

Se entenderá por demanda máxima leída al más alto valor de las demandas integradas en períodos sucesivos de 15 minutos.

Para las empresas distribuidoras clasificadas en el caso a); la demanda de facturación, en la cual se basa el cargo mensual por demanda máxima, será el promedio de las 52 demandas máximas leídas durante las horas de punta de los últimos 12 meses, incluido el propio mes que se factura.

Para las empresas distribuidoras clasificadas en el caso b), la facturación mensual de la demanda máxima incluirá los dos siguientes elementos que se sumarán en la factura:

1. Cargo por demanda máxima de punta, y
2. Cargo por demanda máxima fuera de punta

La demanda de facturación, en la cual se basa el cargo por demanda máxima de punta, será el promedio de las 52 demandas máximas leídas durante las horas de punta de los últimos 12 meses, incluido el propio mes que se factura.

La demanda de facturación, en la cual se basa el cargo por demanda máxima fuera de punta, será el promedio de las 52 demandas máximas leídas fuera de las horas de punta de los últimos 12 meses, incluido el propio mes que se factura.

El cargo por demanda máxima fuera de punta se aplicará a la diferencia entre la demanda de facturación fuera de punta y la demanda de facturación de punta. El precio que se aplicará a esta diferencia de demandas máximas será establecido de común acuerdo entre la empresa vendedora y la empresa compradora, y se basará en los costos adicionales en que incurra la empresa vendedora para suministrarla.

Para cualquier empresa, ya sea clasificada en el caso a) o en el caso b), si la demanda de facturación, dentro o fuera de punta, sobrepasa la potencia conectada, cada kW de exceso sobre dicha potencia se cobrará al doble del precio establecido.

Adicionalmente, si la potencia conectada es excedida en más de 2 días, en el período de un año, la empresa vendedora podrá obligar a la empresa compradora a redefinir la potencia conectada en forma inmediata por un monto igual a la suma de la potencia conectada vigente y del máximo exceso registrado, y cobrar los aportes reembolsables correspondientes.

Si la empresa compradora no contara con un dispositivo de medida de demanda en horas de punta, se considerará como demanda máxima leída en horas de punta, la registrada en cualquiera de las horas de cada uno de los meses en que se han definido horas de punta conforme a lo señalado en el punto 3.3.

4.1.2 Potencia contratada

En esta modalidad de facturación, las empresas compradoras deberán contratar las demandas máximas que tendrán derecho a tomar en horas de punta o fuera de punta.

La contratación de las potencias registrará por un período mínimo de un año y se realizará bajo las siguientes condiciones generales:

Aquellas empresas cuya demanda máxima anual se produce durante las horas de punta, deberán contratar una potencia de punta. Aquellas empresas cuya demanda máxima anual se produce fuera de las horas de punta deberán contratar una potencia fuera de punta y una potencia de punta.

La potencia de punta contratada se facturará mensualmente al precio de nudo de la potencia de punta en el punto de entrega.

A las empresas que contraten potencia fuera de punta, por aquella parte en que la potencia fuera de punta excede de la potencia de punta, se les aplicará un precio establecido de común acuerdo entre la empresa vendedora y la empresa compradora.

Dicho precio se basará en los costos adicionales en que incurra la empresa vendedora para suministrar la diferencia entre la potencia fuera de punta y la potencia de punta.

Si en cualquier mes las demandas máximas registradas sobrepasan las potencias de contrato respectivas, por aquella parte que las demandas máximas excedan la potencia de contrato, la empresa vendedora podrá aplicar, a ese mes, un precio igual al doble del estipulado.

De manera similar, si en cualquier mes la demanda máxima registrada de una empresa compradora excede las sumas de las potencias contratadas con diferentes suministradores, este exceso de potencia será prorrateado entre las empresas vendedoras, en proporción a las potencias contratadas que el cliente tenga con cada una de ellas, quienes podrán aplicar en ese mes, a la proporción del exceso que les corresponda, un precio igual al doble del estipulado.

Adicionalmente, si la potencia de contrato es excedida en más de 2 días, en el período de vigencia de la potencia contratada, la empresa vendedora podrá obligar a la empresa compradora a recontractar potencia en forma inmediata por un monto igual a la suma de la potencia contratada vigente, del exceso registrado y del crecimiento de la demanda máxima correspondiente verificada en el último año, siempre que este crecimiento sea positivo.

Igualmente, si la suma de las potencias contratadas por una empresa compradora con los diferentes suministradores, es excedida en más de 2 días en el período de vigencia de las potencias contratadas, la empresa compradora estará obligada a recontractar potencia en forma inmediata por un monto igual a la suma de las potencias contratadas vigentes con los diferentes suministradores, del exceso registrado y del crecimiento de la demanda máxima verificada en el último año, siempre que este crecimiento sea positivo.

En todo caso, la empresa vendedora no estará obligada a suministrar más potencia que la contratada.

Se entenderá por exceso registrado a la diferencia entre la mayor demanda máxima leída, ocurrida en el período de vigencia hasta el momento en que se efectúa recontractación obligada, y la potencia de contrato. El crecimiento registrado se obtendrá como la diferencia entre dicha demanda máxima leída y la mayor demanda máxima leída ocurrida en el período de vigencia anterior. El período máximo de vigencia de la potencia recontractada será de 12 meses. Los clientes podrán recontractar una nueva potencia con la respectiva empresa suministradora la que registrará por un plazo mínimo de un año. Durante dicho período los clientes no podrán disminuir su potencia contratada sin el acuerdo de la empresa suministradora. Al término de la vigencia anual del contrato los clientes podrán recontractar la potencia.

5 Energía Reactiva

5.1 Cargo por factor de potencia

En cada uno de los puntos de compra de toda empresa distribuidora de servicio público que esté recibiendo energía eléctrica de una empresa generadora o de otra empresa distribuidora de servicio público, se deberá aplicar de manera horaria el siguiente procedimiento:

- a) Medir y registrar energía activa, reactiva inductiva y reactiva capacitiva;
- b) Calcular el cociente entre energía reactiva inductiva y energía activa;

- c) Conforme al cociente anterior y de acuerdo con el nivel de tensión del punto de compra, aplicar los cargos por energía reactiva inductiva presentados en los cuadros 5.1.1 y 5.1.2, para cada una de las horas del período comprendido entre las 08:00 y 24:00 horas.; y,
- d) Se exceptúa la aplicación de los cargos por energía reactiva inductiva presentados en los cuadros 5.1.1 y 5.1.2, sólo para aquellas horas correspondientes a los días domingo y festivos.

Cuadro 5.1.1:
Cargos aplicables a la Energía Reactiva Inductiva para el SEN-SIC
según Nivel de Tensión de Punto de Compra

Cociente entre Energía Reactiva Inductiva y Energía Activa [%]	Cargo para tensión mayor a 100 kV [\$/kVArh]	Cargo para tensión entre 100 kV y 30 kV [\$/kVArh]	Cargo para tensión menor a 30 kV [\$/kVArh]
Desde 0 y hasta 20	0,000	0,000	0,000
Sobre 20 y hasta 30	12,685	0,000	0,000
Sobre 30 y hasta 40	22,841	22,841	0,000
Sobre 40 y hasta 50	22,841	22,841	22,841
Sobre 50 y hasta 80	30,439	30,439	30,439
Sobre 80	38,031	38,031	38,031

Cuadro 5.1.2:
Cargos aplicables a la Energía Reactiva Inductiva para el SEN-SING
según Nivel de Tensión de Punto de Compra

Cociente entre Energía Reactiva Inductiva y Energía Activa [%]	Cargo para tensión mayor a 100 kV [\$/kVArh]	Cargo para tensión entre 100 kV y 30 kV [\$/kVArh]	Cargo para tensión menor a 30 kV [\$/kVArh]
Desde 0 y hasta 20	0,000	0,000	0,000
Sobre 20 y hasta 30	12,580	0,000	0,000
Sobre 30 y hasta 40	22,648	22,648	0,000
Sobre 40 y hasta 50	22,648	22,648	22,648
Sobre 50 y hasta 80	30,181	30,181	30,181
Sobre 80	37,710	37,710	37,710

La aplicación de los cargos presentados en los cuadros 5.1.1 y 5.1.2, se deberá realizar considerando el desglose del cociente entre la energía reactiva inductiva y energía activa, para cada uno de los tramos indicados. Así, en caso de que dicho cociente exceda el rango exento de pago, comprendido entre 0% y 20%, sólo se deberá aplicar el cargo al exceso por sobre el 20%. Dicho exceso deberá dividirse en cada uno de los rangos indicados en los cuadros 5.1.1 y 5.1.2, pagando el valor del rango respectivo, hasta alcanzar el valor total del cociente.

En aquellos casos en que existan puntos de compra con mediciones que incluyan inyecciones o consumos de energía activa o reactiva, distintos a los reconocidos por la empresa distribuidora consumidora, el coordinador deberá realizar un balance horario que permita identificar el consumo de energía activa y reactiva al cual se deben aplicar los cargos presentados en los cuadros 5.1.1 y 5.1.2, según corresponda.

5.2 Cargo por factor de potencia medio mensual

La facturación por consumos efectuados en instalaciones de clientes cuyo factor de potencia medio mensual sea inferior a 0,93, se cargará en un 1% por cada 0,01 en que dicho factor baje de 0,93.

La facturación por consumos efectuados en instalaciones de los clientes definidos en el decreto 5T/2024 o el que lo reemplace y en el decreto 4T/2018 o el que lo reemplace, cuyo factor de potencia medio mensual sea inferior a 0,93, se cargará en un 1% por cada 0,01 en que dicho factor baje de 0,93. En el caso de los clientes en baja tensión cuyas tarifas correspondan a aquellas destinadas a usuarios residenciales definidos en el decreto 5T/2024 o el que lo reemplace, la facturación se cargará en un 0%. La metodología de medición y cálculo del factor de potencia será la establecida en la normativa técnica aplicable al segmento de distribución.

5.3 Facturación de la energía reactiva

El cargo de energía por energía reactiva que se aplique a la facturación de un mes cualquiera será el más alto que resulte de comparar los cargos calculados de acuerdo con los numerales 5.1 y 5.2, párrafo primero precedentes.

6 Pago de las Facturas

Los clientes deberán pagar las facturas dentro del plazo de 30 días corridos a contar de la fecha de su recepción, en los términos previstos en la normativa aplicable.

7 Gravámenes e Impuestos

Las tarifas del presente pliego son netas y no incluyen el Impuesto al Valor Agregado ni otros impuestos o tributos que sean de cargo de los clientes.

Artículo segundo: Establézcanse, para efectos de determinar los precios en los puntos de compra resultantes de los procesos de licitación, conforme a lo dispuesto en el artículo 133° inciso cuarto de la ley y para efectos de la comparación de los precios promedio de energía que se deban traspasar a los clientes finales de conformidad al artículo 157° de la ley, los siguientes factores de modulación de referencia:

Subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional	Tensión [kV]	Factores de Modulación	
		Potencia	Energía
PARINACOTA	220	0,9872	1,0161
POZO ALMONTE	220	0,9718	1,0599
CÓNDORES	220	0,9919	0,9953
TARAPACÁ	220	0,9780	1,0170
LAGUNAS	220	0,9716	1,0112
NUEVA VICTORIA	220	0,9683	1,0079
FRONTERA	220	0,9654	1,0432
MARÍA ELENA	220	0,9525	1,0174
CRUCERO	220	0,9597	1,0373
ENCUENTRO	220	0,9554	1,0496
SALAR	220	0,9585	0,9935
CHUQUICAMATA	220	0,9604	1,0568
CALAMA	220	0,9551	1,0730
EL TESORO	220	0,9712	1,0361
ESPERANZA SING	220	0,9711	1,0359
ATACAMA	220	1,0048	1,0640
EL COBRE	220	0,9712	0,9688
LABERINTO	220	0,9703	0,9673
O'HIGGINS	220	0,9807	0,9950
D. DE ALMAGRO	220	0,9601	1,0532
CARRERA PINTO	220	0,9564	1,0492
SAN ANDRÉS	220	0,9584	1,0504
CARDONES	220	0,9623	1,0531
MAITENCILLO	220	0,9494	1,0326
PUNTA COLORADA	220	0,9537	1,0366
PAN DE AZÚCAR	220	0,9674	1,0548
DON GOYO	220	0,9674	1,0599
LA CEBADA	220	0,9691	1,0644
LAS PALMAS	220	0,9766	1,0714
LOS VILOS	220	0,9946	1,0746
NOGALES	220	0,9579	1,0281
QUILLOTA	220	0,9940	1,0617
POLPAICO	500	0,9837	1,0499
POLPAICO	220	1,0000	1,0000

Subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional	Tensión [kV]	Factores de Modulación	
		Potencia	Energía
EL LLANO	220	0,9897	1,1628
LOS MAQUIS	220	0,9969	1,1708
LAMPA	220	0,9941	1,0096
CERRO NAVIA	220	1,0029	1,0028
MELIPILLA	220	1,0039	0,9933
RAPEL	220	0,9983	0,9879
CHENA	220	1,0016	1,0014
MAIPO	220	0,9730	1,0382
EL RODEO	220	0,9759	1,0835
PAINE	154	0,9592	1,0912
ALTO JAHUEL	500	0,9807	1,0852
ALTO JAHUEL	220	0,9732	1,0811
RANCAGUA	154	0,9568	1,0961
PUNTA CORTÉS	154	0,9482	1,0842
TILCOCO	154	0,9329	1,0696
SAN FERNANDO	154	0,8985	0,9541
TENO	154	0,8692	0,9357
ITAHUE	220	0,8374	0,8973
ITAHUE	154	0,8440	0,8999
ANCOA	500	0,8083	0,9217
ANCOA	220	0,8214	0,9283
CHARRÚA	500	0,8301	0,9423
CHARRÚA	220	0,8289	0,9392
COLBÚN	220	0,8215	0,9284
CANDELARIA	220	0,9193	1,0310
HUALPÉN	220	0,8592	0,9665
LAGUNILLAS	220	0,8586	0,9634
EL ROSAL	220	0,8191	0,9300
DUQUECO	220	0,8055	0,8281
CAUTÍN	220	0,7766	0,8651
TEMUCO	220	0,7963	0,8574
CIRUELOS	220	0,9618	1,0841
VALDIVIA	220	0,9539	1,1253
RAHUE	220	0,9618	1,1049
PUERTO MONTT	220	0,9413	1,1022
MELIPULLI	220	0,9413	1,1023
CHILOÉ	220	0,9411	1,1079

Para determinar los precios en los puntos de compra a que se refiere el inciso primero de este artículo, para cada punto de oferta, se deberá ponderar el precio de potencia en el respectivo punto de oferta por el cociente entre el factor de modulación asociado al punto de compra respectivo y el factor de modulación asociado al punto de oferta, utilizando los factores de modulación del precio de la potencia establecidos en el cuadro anterior.

Del mismo modo, para determinar los precios de energía en los puntos de compra, para cada punto de oferta, el precio de energía que resulte de las licitaciones respectivas para el punto de oferta se deberá ponderar por el cociente entre el factor de modulación asociado al punto de compra respectivo y el factor de modulación asociado al punto de oferta, utilizando los factores de modulación del precio de la energía establecidos en el cuadro anterior.

Artículo tercero: Señálense los precios de energía y potencia obtenidos en la licitación de suministro a que se refieren los artículos 131° y siguientes de la ley, efectuada con anterioridad al periodo de vigencia del presente decreto, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 156° de la ley.

1. Licitación de Suministro 2025/01

1.1. Precios de nudo de largo plazo

1.1.1. Precios de energía de largo plazo

A continuación, se detallan los precios de energía de largo plazo, en adelante “PNELP”, obtenidos en la Licitación de Suministro 2025/01, adjudicada el 11 de diciembre de 2025.

Para esta licitación se licitó 1 bloque de suministro, en adelante “Bloque de Suministro N° 1”, el cual está dividido en 4 Bloques de Suministro Zonales, cada uno de los cuales está dividido en 3 Bloques de Suministro Horario, según se detalla a continuación:

El Bloque de Suministro N° 1 tiene la siguiente segmentación zonal:

- Bloque Zona 1: incluye los consumos de la licitante Mataquito y los consumos de CGE ubicados en las siguientes barras de la zona norte del SEN que actualmente son puntos de compra de dicha empresa distribuidora:

PARINACOTA 220	CRUCERO 220	DIEGO DE ALMAGRO 220
CÓNDORES 220	CALAMA 220	CARDONES 220
POZO ALMONTE 220	EL TESORO 220	MAITENCILLO 220
TARAPACÁ 220	ATACAMA 220	PAN DE AZÚCAR 220
LAGUNAS 220	LABERINTO 220	LOS VILOS 220

- Bloque Zona 2: incluye los consumos de las licitantes Chilquinta, Emelca, Litoral, ENEL, EEPA, y los consumos de CGE ubicados en las siguientes barras de la zona centro del SEN que actualmente son puntos de compra de dicha empresa distribuidora:

NOGALES 220	CERRO NAVIA 220
LOS MAQUIS 220	CHENA 220
QUILLOTA 220	ALTO JAHUEL 220
MELIPILLA 220	MAIPO 220
POLPAICO 220	RAPEL 220

- Bloque Zona 3: incluye los consumos de las licitantes Luzlinares, Copelec, Frontel, Coelcha, Coopelan, y los consumos de CGE ubicados en las siguientes barras de la zona sur del SEN que actualmente son puntos de compra de dicha empresa distribuidora:

ITAHUE 220	CHARRÚA 220	TEMUCO 220
ANCOA 220	HUALPÉN 220	CAUTÍN 220
COLBÚN 220	LAGUNILLAS 220	

- Bloque Zona 4: incluye los consumos de las licitantes Saesa, Cooprel, Luzosorno y Crell.

Por otro lado, los Bloques de Suministro Horario son los siguientes:

El Bloque de Suministro Horario A abastece únicamente los consumos que realicen las licitantes durante los períodos horarios comprendidos entre las 00:00 hrs y las 07:59 hrs y entre las 23:00 hrs y 23:59 hrs.

El Bloque de Suministro Horario B abastece únicamente los consumos que realicen las licitantes durante el período horario comprendido entre las 08:00 hrs y las 17:59 hrs.

El Bloque de Suministro Horario C abastece únicamente los consumos que realicen las licitantes durante el período horario comprendido entre las 18:00 hrs y las 22:59 hrs.

Finalmente, la adjudicación para el Bloque de Suministro N° 1, compuesto por los bloques de suministro zonal-horario N° 1-Z1-A, N° 1-Z1-B, N° 1-Z1-C, N° 1-Z2-A, N° 1-Z2-B, N° 1-Z2 C, N° 1-Z3-A, N° 1-Z3-B, N° 1-Z3-C, N° 1-Z4-A, N° 1-Z4-B y N° 1-Z4-C, vigentes desde el 1 de enero de 2027 hasta el 31 de diciembre de 2030, se presenta a continuación:

Bloque de Suministro	Adjudicatario	Energía [GWh-año]	PNELP (US\$/MWh)
N° 1-Z1-A N° 1-Z1-B N° 1-Z1-C	Enel Generación Chile S.A.	770	64,499
N° 1-Z2-A N° 1-Z2-B N° 1-Z2-C	Enel Generación Chile S.A.	1.033	64,499
N° 1-Z3-A N° 1-Z3-B N° 1-Z3-C	Enel Generación Chile S.A.	1.223	64,499
N° 1-Z4-A N° 1-Z4-B N° 1-Z4-C	Enel Generación Chile S.A.	334	64,499

Cabe señalar que las ofertas adjudicadas a Enel Generación Chile S.A. corresponden a ofertas con restricción por igual número de sub-bloques en cada Bloque de Suministro Horario, por lo que la adjudicación resultante se considera como un solo bloque de suministro en modalidad de 24 horas para el adjudicatario en cada Bloque de Suministro Zonal, de conformidad a lo dispuesto en las bases a que se sujetó el proceso de licitación.

1.1.2. Precios de potencia de largo plazo

El precio de potencia de largo plazo, en adelante “PNPLP”, en los puntos de ofertas del proceso para cada zona son:

- Atacama 220kV para la Zona 1, es igual a 9,2274 US\$/kW/mes.
- Alto Jahuel 220kV para la Zona 2, es igual a 8,5554 US\$/kW/mes.
- Charrúa 220kV para la Zona 3, es igual a 7,2158 US\$/kW/mes.
- Melipulli 220kV para la Zona 4, es igual a 8,2797 US\$/kW/mes.

1.2. Fórmulas de indexación de precios de nudo de largo plazo

Las fórmulas de indexación aplicables a los precios de nudo de largo plazo son las siguientes:

1.2.1. Fórmulas de indexación para el precio de nudo de energía de largo plazo

La fórmula de indexación aplicable a todos los precios de energía adjudicados en el Bloque de Suministro N° 1, correspondientes a los bloques de suministro zonal Z1, Z2, Z3 y Z4, es la siguiente:

$$PNELP = PNELP_{Base} \cdot \left(0,7 \frac{Pgn}{Pgn_0} + 0,3 \frac{CPI}{CPI_0} \right) + CS$$

1.2.2. Fórmulas de indexación para el precio de nudo de potencia de largo plazo

La fórmula de indexación aplicable a los precios de potencia en el Bloque de Suministro N° 1, correspondientes a los bloques de suministro zonal Z1, Z2, Z3 y Z4, es la siguiente:

$$PNPLP = PNPLP_{Base} \cdot \frac{CPI}{CPI_0}$$

1.2.3. Definiciones de índices

La definición de los índices contenidos en las fórmulas anteriores es la siguiente:

Pgn: Precio Promedio Mensual Gas Natural Henry Hub, en base a los valores publicados por el Natural Gas Intelligence en su NGI's Daily Gas Price Index, o en su defecto, cualquier otra publicación que use ésta como fuente. Dicho precio será publicado en el sitio web de la Comisión (www.cne.cl) dentro de los primeros 10 días de cada mes. Se considerará el promedio de los valores mensuales del índice de los últimos 6 meses contados regresivamente desde el tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación.

CPI: Consumer Price Index (USA), publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA, cuyo valor se encuentra en el sitio web <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>, clave “CUUR0000SA0”, identificación “Consumer Price Index-All Urban Consumers (CPI)”, o en su defecto, una nueva publicación que reemplace a la mencionada para efectos de la publicación de este índice. Se considerará el promedio de los valores mensuales del índice de los últimos 6 meses contados regresivamente desde el tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación.

CS: Promedio mensual de Costos Sistémicos a cargo del Suministrador, determinado por la Comisión semestralmente con ocasión del Informe Técnico de fijación de Precios de Nudo Promedio, y asociados al suministro del presente contrato. Se determinará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$CS = \frac{SSCC + CPE + SE + SPD + RH + CIE}{S_contrato}$$

Donde:

SSCC: Pagos realizados por concepto de Servicios Complementarios en los últimos 6 meses, asociados al suministro del presente contrato, determinados por el Coordinador, en US\$.

CPE: Pagos realizados o ingresos recibidos en los últimos 6 meses, por concepto de compensaciones por precio estabilizado de inyecciones de Pequeños Medios de Generación y Pequeños Medios de Generación Distribuida, asociados al suministro del presente contrato, determinados por el Coordinador, en US\$.

SE: Pagos realizados por concepto de sobrecostos de energía en los últimos 6 meses, producto de la operación de centrales de generación por fuera de su orden de mérito, asociados al suministro del presente contrato, determinados por el Coordinador, en US\$.

SPD: Pagos realizados por concepto de sobrecostos de partida y detención de unidades generadoras en los últimos 6 meses, asociados al suministro del presente contrato, determinados por el Coordinador, en US\$.

RH: Pagos realizados por concepto de constitución, uso y mantención de reserva hídrica en los últimos 6 meses, asociados al suministro del presente contrato, determinados por el Coordinador, en US\$.

CIE: Pagos por concepto de compensaciones del impuesto a las emisiones en los últimos 6 meses, asociado al suministro del presente contrato, determinado por el Coordinador, en US\$.

S_contrato: Suministro esperado de energía activa del presente contrato para los próximos 6 meses, en MWh.

El tipo de cambio a utilizar en la determinación en US\$ de los Costos Sistémicos, corresponderá al tipo de cambio utilizado en el mismo Informe Técnico de Precios de Nudo Promedio correspondiente al cálculo del valor CS. Para el primer semestre de suministro, el valor CS a traspasar en la fórmula de indexación corresponderá al promedio en los últimos 6 meses de los costos sistémicos por unidad de energía pagados por todos los retiros del SEN en el bloque horario respectivo, en US\$/MWh.

1.2.4. Valores base de indexadores de precios de nudo de largo plazo

Los valores base aplicables a las fórmulas de indexación del precio de nudo de energía de largo plazo y del precio de nudo de potencia de largo plazo son los siguientes:

Indexador	Período	Valor Base
Pgn ₀	Promedio mar.25 – ago.25	3,295
CPI ₀	Promedio mar.25 – ago.25	321,941

2. Licitación de Suministro 2025/02 (Licitación Excepcional de Corto Plazo)

2.1. Precios de nudo de largo plazo

2.1.1. Precios de energía de largo plazo

A continuación, se detallan los precios de energía de largo plazo, en adelante “PNELP”, obtenidos en la Licitación de Suministro 2025/02, adjudicada el 23 de diciembre de 2025.

Para esta licitación se licitó 1 bloque de suministro, en adelante “Bloque de Suministro N° 1”, el cual está dividido en 2 Bloques de Suministro Zonales, cada uno de los cuales está dividido en 3 Bloques de Suministro Horario, según se detalla a continuación:

El Bloque de Suministro N° 1 tiene la siguiente segmentación zonal:

- Bloque Zona 2: Incluye los consumos de las licitantes Emelca, Litoral, y los consumos de CGE ubicados en las siguientes barras de la zona centro del SEN que actualmente son puntos de compra de dicha empresa distribuidora:

NOGALES 220	CERRO NAVIA 220
LOS MAQUIS 220	CHENA 220
QUILLOTA 220	ALTO JAHUEL 220
MELIPILLA 220	MAIPO 220
POLPAICO 220	RAPEL 220

• Bloque Zona 3: Incluye los consumos de las licitantes Luzlinares, Luzparral, Copelec, Frontel, Coelcha, Coopelan, Socoepe, y los consumos de CGE ubicados en las siguientes barras de la zona sur del SEN que actualmente son puntos de compra de dicha empresa distribuidora:

ITAHUE 220	CHARRÚA 220	TEMUCO 220
ANCOA 220	HUALPÉN 220	CAUTÍN 220
COLBÚN 220	LAGUNILLAS 220	

Por otro lado, los Bloques de Suministro Horario son los siguientes:

El Bloque de Suministro Horario A abastece únicamente los consumos que realicen las licitantes durante los períodos horarios comprendidos entre las 00:00 hrs y las 07:59 hrs y entre las 23:00 hrs y 23:59 hrs.

El Bloque de Suministro Horario B abastece únicamente los consumos que realicen las licitantes durante el período horario comprendido entre las 08:00 hrs y las 17:59 hrs.

El Bloque de Suministro Horario C abastece únicamente los consumos que realicen las licitantes durante el período horario comprendido entre las 18:00 hrs y las 22:59 hrs.

Finalmente, a adjudicación para el Bloque de Suministro N° 1, compuesto por los bloques de suministro zonal-horario N° 1-Z2-A, N° 1-Z2-B, N° 1-Z2-C, N° 1-Z3-A, N° 1-Z3-B y N° 1 Z3-C, vigentes desde el 1 de enero hasta el 31 de diciembre de 2026, se presenta a continuación:

Bloque de Suministro	Adjudicatario	Energía [GWh-año]	PNELP (US\$/MWh)
N° 1-Z2-A N° 1-Z2-B N° 1-Z2-C	Enel Generación Chile S.A.	298	98,699
N° 1-Z3-A N° 1-Z3-B N° 1-Z3-C	Enel Generación Chile S.A.	1.172	98,699

Sin perjuicio del PNELP señalado en la tabla anterior, los contratos resultantes de las Licitaciones Excepcionales de Corto Plazo a las que se refiere el artículo 135 quinquies de la ley, además de su fórmula de indexación, están sujetos a un mecanismo de ajuste del precio de la energía del contrato, de acuerdo con lo indicado en el numeral 2.2.3 del presente decreto.

Cabe señalar que las ofertas adjudicadas a Enel Generación Chile S.A., corresponden a ofertas con restricción por igual número de sub-bloques en cada Bloque de Suministro Horario, por lo que la adjudicación resultante se considera como un solo bloque de suministro en modalidad de 24 horas para el adjudicatario en cada Bloque de Suministro Zonal, de conformidad a lo dispuesto en las bases a que se sujetó el proceso de licitación.

2.1.2. Precios de potencia de largo plazo

El precio de potencia de largo plazo, en adelante “PNPLP”, en los puntos de ofertas del proceso para cada zona son:

- Alto Jahuel 220kV para la Zona 2, es igual a 8,5554 US\$/kW/mes.
- Charrúa 220kV para la Zona 3, es igual a 7,2158 US\$/kW/mes.

2.2. Fórmulas de indexación de precios de nudo de largo plazo

Las fórmulas de indexación aplicables a los precios de nudo de largo plazo son las siguientes:

2.2.1. Fórmulas de indexación para el precio de nudo de energía de largo plazo

La fórmula de indexación aplicable al precio de energía adjudicado en el Bloque de Suministro N° 1, correspondiente a los bloques de suministro zonal Z2 y Z3, es la siguiente:

$$PNELP = PNELP_{Base} \cdot \frac{CPI}{CPI_0}$$

Cabe señalar que el precio de la energía de esta Licitación Excepcional de Corto Plazo se encuentra sujeto al mecanismo de ajuste de precios indicados en el numeral 2.2.3 del presente decreto.

2.2.2. Fórmulas de indexación para el precio nudo de potencia de largo plazo

La fórmula de indexación aplicable a los precios de potencia en el Bloque de Suministro N° 1, correspondiente a los bloques de suministro zonal Z2 y Z3, es la siguiente:

$$PNPLP = PNPLP_{Base} \cdot \frac{CPI}{CPI_0}$$

2.2.3. Mecanismo de ajuste de precios de energía de licitación excepcional de corto plazo

Los contratos resultantes de las Licitaciones Excepcionales de Corto Plazo, además de la fórmula de indexación establecida en las respectivas Bases de Licitación, están sujetos a un Mecanismo de Ajuste del precio de la energía del contrato. Para estos efectos, el Coordinador monitoreará la diferencia entre la componente de energía del Precio Medio de Mercado vigente a la fecha del llamado a Licitación (equivalente a 86,072 US\$/MWh¹), y el costo marginal horario en el punto de oferta correspondiente.

El Coordinador deberá llevar una contabilización de las diferencias que se produzcan en el precio del contrato como consecuencia de la aplicación del Mecanismo de Ajuste. Semestralmente el Coordinador informará a la Comisión, en la forma y plazos que ésta establezca, el total de las señaladas valorizaciones contabilizadas.

Dichas diferencias de valorización se internalizarán en el cálculo de las diferencias de facturación a las que se refiere el inciso final del artículo 158° de la ley.

Conforme a lo anterior, el Contrato de Suministro resultante del referido proceso de licitación considera, adicionalmente a la facturación del precio del contrato, el pago de las diferencias de valorización del contrato resultantes de la aplicación del Mecanismo de Ajuste. El Mecanismo de Ajuste se encuentra definido de la siguiente forma:

1. Si $CMg_i > 146,322$ [US\$/MWh], entonces
 $MA_i = 146,322$ [US\$/MWh] - Precio_{energía}
2. Si $129,108$ [US\$/MWh] $\leq CMg_i \leq 146,322$ [US\$/MWh], entonces
 $MA_i = CMg_i - Precio_{energía}$
3. Si $43,036$ [US\$/MWh] $< CMg_i < 129,108$ [US\$/MWh], entonces
 $MA_i = 0$
4. Si $25,822$ [US\$/MWh] $\leq CMg_i \leq 43,036$ [US\$/MWh], entonces
 $MA_i = CMg_i - Precio_{energía}$
5. Si $CMg_i < 25,822$ [US\$/MWh], entonces
 $MA_i = 25,822$ [US\$/MWh] - Precio_{energía}

Donde:

MA_i : Mecanismo de Ajuste del precio de energía del contrato en la hora “i”, determinado por el Coordinador, en US\$/MWh.

CMg_i : Costo marginal horario en el punto de oferta del contrato, en la hora “i”, determinado por el Coordinador, en US\$/MWh.

$Precio_{energía}$: Precio de energía del contrato en el punto de oferta, conforme lo indicado en el numeral 2.2.1.

En cada mes, la diferencia de valorización del contrato producto de la aplicación del mecanismo de ajuste será determinado según lo siguiente:

$$DVC = \sum_{i=1}^{NHM} \left(MA_i \cdot \sum_{j=1}^{NPR} \sum_{k=1}^{NPC} E_{ij} \cdot FPZ_j \cdot fR_{jk} \cdot \frac{fm_k}{f_{m_{PO_{ji}}}} \right)$$

¹ De acuerdo con el valor determinado para la componente de energía del Precio Medio de Mercado, establecido en el informe técnico definitivo asociado al Decreto Supremo N° 1T, de 2025, del Ministerio de Energía.

Donde:

DVC: Diferencia de valorización mensual del contrato producto de la aplicación del mecanismo de ajuste, determinado por el Coordinador, en US\$.

E_{ij}: Energía efectivamente retirada por el contrato en la subestación primaria de la distribuidora en la hora “i”, desde el punto de retiro “j”, en MWh.

FPZ_j: Factor de expansión de pérdidas asociados al sistema de transmisión zonal del correspondiente mes, asociado al punto de retiro “j”.

fR_{jk}: Factor de referenciación de la demanda de energía eléctrica desde el punto de retiro “j” hacia el punto de compra “k”, para el correspondiente mes.

f_{m_k}: Factor de modulación de energía del punto de compra “k” del correspondiente mes.

f_{m_{PO}}: Factor de modulación de energía del punto de oferta del correspondiente mes.

NHM: Número total de horas del correspondiente mes.

NPR: Número total de puntos de retiro del correspondiente mes.

NPC: Número total de puntos de compra del correspondiente mes.

2.2.4. Definiciones de índices

La definición de los índices contenidos en las fórmulas anteriores es la siguiente:

CPI: Consumer Price Index (USA), publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA, cuyo valor se encuentra en el sitio web <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>, clave “CUUR0000SA0”, identificación “Consumer Price Index-All Urban Consumers (CPI)”, o en su defecto, una nueva publicación que reemplace a la mencionada para efectos de la publicación de este índice. Se considerará el promedio de los valores mensuales del índice de los últimos 6 meses contados regresivamente desde el tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación.

2.2.5. Valores base de indexadores de precios de nudo de largo plazo

Los valores base aplicables a las fórmulas de indexación del precio de nudo de energía de largo plazo y del precio de nudo de potencia de largo plazo son los siguientes:

Indexador	Período	Valor Base
CPI ₀	Promedio abr.25 – sep.25	322,774

Anótese, tómesese razón y publíquese.- Por orden del Presidente de la República, Álvaro García Hurtado, Ministro de Energía.

Lo que transcribo a Ud. para su conocimiento.- Saluda Atte. a Ud., Andrea Verónica Soto Araya, Jefa División Jurídica, Subsecretaría de Energía.