

# DIARIO OFICIAL

DE LA REPUBLICA DE CHILE

Ministerio del Interior

I

SECCIÓN

## LEYES, REGLAMENTOS, DECRETOS Y RESOLUCIONES DE ORDEN GENERAL

Núm. 44.261

Lunes 29 de Septiembre de 2025

Página 1 de 13

### Normas Generales

CVE 2701398

#### MINISTERIO DE ENERGÍA

#### FIJA PRECIOS A NIVEL DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN EN SISTEMA MEDIANO DE COCHAMÓ, Y ESTABLECE SU PLAN DE EXPANSIÓN

Núm. 11T.- Santiago, 16 de mayo de 2025.

Vistos:

Lo dispuesto en el artículo 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 los artículos 173º y siguientes 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, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica, en adelante “Ley”; 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 el decreto supremo N° 229, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba el reglamento de valorización y expansión de los sistemas medianos establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos; en el decreto supremo N° 23, de 2015, del Ministerio de Energía, que aprueba el reglamento de operación y administración de los sistemas medianos establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos; 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 “DS 4T/2018”; 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 “DS 5T/2024”; en la resolución exenta N° 120, de 3 de marzo de 2022, de la Comisión Nacional de Energía, en adelante “Comisión”, que aprueba las bases definitivas para la realización de los estudios de los sistemas medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó, Hornopirén y Puerto Cisnes, en adelante “resolución exenta N° 120”; en la resolución exenta N° 429, de 13 de junio de 2022, de la Comisión, que establece catastro de proyectos de generación y transmisión a que se refieren las bases definitivas para la realización de los estudios de los sistemas medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó, Hornopirén y Puerto Cisnes; en la Carta N° 1517049, de 2 de mayo de 2022, mediante la cual Empresa Eléctrica de Aisén S.A., Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A., en adelante “Sagesa S.A.”, y Empresa Eléctrica Cuchildeo SpA, en adelante las “Empresas”, remitieron a la Comisión el Informe Final de los Estudios de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera, Palena, Cochamó, Hornopirén y Puerto Cisnes, realizado por GTD Ingenieros Consultores Ltda.; en el oficio ordinario CNE N° 312, de 9 de mayo de 2022, de la Comisión, que comunica observaciones al Informe Final de los Estudios de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Cochamó, Hornopirén y Puerto Cisnes; en la Carta N° 1515065, de 13 de mayo de 2022, mediante la cual las Empresas remitieron a la Comisión una segunda versión del Informe Final de los Estudios de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera, Palena, Cochamó, Hornopirén, y Puerto Cisnes; en el oficio ordinario CNE N° 350, de 30 de mayo de 2022, de la Comisión, que comunica observaciones a la nueva versión del Informe Final de los Estudios de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Cochamó, Hornopirén y Puerto Cisnes; en la Carta N° 1519216, de 6 de junio de 2022, mediante la cual las Empresas

CVE 2701398

Director: Felipe Andrés Perotí Díaz

Sitio Web: www.diarioficial.cl

Mesa Central: 600 712 0001 Email: consultas@diarioficial.cl

Dirección: Dr. Torres Boonen N°511, Providencia, Santiago, Chile.

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

remitieron a la Comisión una tercera versión del Informe Final de los Estudios de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera, Palena, Cochamó, Hornopirén y Puerto Cisnes; en el oficio ordinario CNE N° 401, de 15 de junio de 2022, que comunica observaciones a la tercera versión del Informe Final de los Estudios de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera, Palena, Cochamó, Hornopirén y Puerto Cisnes; en la Carta N° 1519733, de 22 de junio de 2022, mediante la cual las Empresas remitieron a la Comisión una cuarta versión del Informe Final de los Estudios de Planificación y Tarificación de los sistemas medianos de Aysén, General Carrera, Palena, Cochamó, Hornopirén y Puerto Cisnes; en la Carta N° 1520522, de 4 de julio de 2022, mediante la cual las Empresas remitieron a la Comisión una quinta versión del Informe Final de los Estudios de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera, Palena, Cochamó, Hornopirén y Puerto Cisnes; en el oficio ordinario CNE N° 487, de 28 de julio de 2022, mediante el cual se comunica la recepción conforme de la quinta versión del Informe Final de los Estudios de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera, Palena, Cochamó, Hornopirén y Puerto Cisnes; en la Carta N° 1527947, de 22 de diciembre de 2022, de SAGESA S.A. y Sociedad Austral de Electricidad S.A., en adelante “SAESA S.A.”, mediante la cual se informa del cambio de propiedad de activos de SAGESA S.A. y consulta por boletas de garantía; en la resolución exenta N° 188, de 11 de mayo de 2023, de la Comisión, que aprueba Informe Técnico del Estudio de Planificación y Tarificación del sistema mediano de Cochamó, Cuadriénio 2022 - 2026, en adelante “resolución exenta N° 188”; en el Oficio CNE N° 315, de 11 de mayo de 2023, de la Comisión, que comunica Informe Técnico del Estudio de Planificación y Tarificación del sistema mediano de Cochamó, cuadriénio 2022 - 2026; en la Carta N° 1537320, de 8 de junio de 2023 de SAESA S.A., y en los correos electrónicos de Energía Limpia SpA y Compañía Hidroeléctrica Hidroner SpA, de 30 de mayo y 7 de junio, ambos de 2023, respectivamente, mediante los cuales comunicaron sus observaciones al Informe Técnico aprobado por la resolución exenta N° 188; en la resolución exenta N° 449, de 27 de agosto de 2024, de la Comisión, que aprueba Informe Técnico Final del Estudio de Planificación y Tarificación del sistema mediano de Cochamó, cuadriénio 2022 - 2026, en adelante “resolución exenta N° 449”; en el oficio ordinario CNE N° 620, de 27 de agosto de 2024, de la Comisión, que comunica Informe Técnico del Estudio de Planificación y Tarificación del sistema mediano de Cochamó, Cuadriénio 2022 - 2026; en la Carta N° 1558878, de 23 de septiembre de 2024, de SAESA S.A., y la Carta S/N, de 17 de septiembre de 2024, de Hidroner SpA, mediante las cuales plantearon su desacuerdo respecto al Informe Técnico Final aprobado mediante resolución exenta N° 449; en el oficio ordinario CNE N° 691, de 25 de septiembre de 2024, de la Comisión, que remite antecedentes y comunica al H. Panel de Expertos las materias en las cuales no se lograron acuerdo con las Empresas, respecto del Informe Técnico Final aprobado mediante resolución exenta N° 449; en los dictámenes N° 32-2024 y 33-2024, ambos de 13 de enero de 2025, del H. Panel de Expertos, respecto de las discrepancias presentadas por SAESA S.A. e Hidroner SpA, en relación con el Informe Técnico Final aprobado por la resolución exenta N° 449; en la resolución exenta N° 204, de 25 de abril de 2025, de la Comisión, que aprueba Informe Técnico Definitivo del Estudio de Planificación y Tarificación del sistema mediano Cochamó, cuadriénio 2022-2026, en adelante “resolución exenta N° 204”; en el oficio ordinario CNE N° 319, de 25 de abril de 2025, de la Comisión, que remite Informes Técnicos Definitivos de los Estudios de Planificación y Tarificación de los sistemas medianos de Aysén, Palena, General Carrera y Puerto Cisnes; Cochamó; y Hornopirén, cuadriénio 2022 - 2026; en la resolución N° 36, de 2024, de la Contraloría General de la República; y

Considerando:

1. Que, en virtud de lo dispuesto en el artículo 174º de la ley, los planes de expansión de las instalaciones de generación y de transmisión y los precios regulados a nivel de generación y de transmisión de cada sistema mediano, se determinarán conjuntamente, cada cuatro años.
2. Que, mediante la resolución exenta N° 120, la Comisión aprobó las bases definitivas para la realización de los estudios de los sistemas medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó, Hornopirén y Puerto Cisnes.
3. Que, de conformidad a lo señalado precedentemente, la Comisión, el 3 de marzo de 2022, mediante la antedicha resolución exenta N° 120, dio inicio al proceso de realización de los estudios de expansión y de costos de los sistemas medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó, Hornopirén y Puerto Cisnes.
4. Que, mediante la Carta N° 1517049, de 2 de mayo de 2022, las Empresas remitieron a la Comisión el Informe Final de los Estudios de Planificación y Tarificación de los sistemas

medianos de Aysén, General Carrera, Palena, Cochamó, Hornopirén y Puerto Cisnes, realizado por GTD Ingeniero Consultores Ltda., el que fue observado por la Comisión mediante oficio ordinario CNE N° 312, de 9 de mayo de 2022.

5. Que, en atención a las observaciones realizadas por la Comisión, mediante Carta N° 1515065, de 13 de mayo de 2022, las Empresas presentaron una segunda versión del Informe Final de los Estudios de Planificación y Tarificación de los sistemas medianos de Aysén, General Carrera, Palena, Cochamó, Hornopirén y Puerto Cisnes, el cual fue observado nuevamente por la Comisión mediante el oficio ordinario CNE N° 350, de 30 de mayo de 2022.

6. Que, en respuesta a estas nuevas observaciones, a través de la Carta N° 1519216, de 6 de junio de 2022, las Empresas presentaron una tercera versión del Informe Final de los Estudios de Planificación y Tarificación de los sistemas medianos de Aysén, General Carrera, Palena, Cochamó, Hornopirén y Puerto Cisnes, el que fue observado nuevamente por la Comisión mediante el oficio ordinario CNE N° 401, de 15 de junio de 2022.

7. Que, para dar respuestas a las observaciones realizadas por la Comisión, las Empresas remitieron las Cartas N° 1519733 y N° 1520522, de 22 de junio y 4 de julio, ambas de 2022, respectivamente, mediante las cuales acompañaron la cuarta y quinta versión del Informe Final de los Estudios de Planificación y Tarificación de los sistemas medianos de Aysén, General Carrera, Palena, Cochamó, Hornopirén y Puerto Cisnes.

8. Que, mediante oficio ordinario CNE N° 487, de 28 de julio de 2022, la Comisión comunicó la recepción conforme de la quinta versión del Informe Final de los Estudios de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera, Palena, Cochamó, Hornopirén y Puerto Cisnes, a efectos de lo señalado en el artículo 177º de la Ley.

9. Que, mediante resolución exenta N° 188, la Comisión aprobó el Informe Técnico del “Estudio de Planificación y Tarificación del sistema mediano de Cochamó, Cuadriénio 2022 - 2026”, comunicándolo a las Empresas mediante oficio ordinario CNE N° 315, de 11 de mayo de 2023.

10. Que, SAESA S.A. presentó observaciones al Informe Técnico aprobado por resolución exenta N° 187, mediante Carta N° 1537320, de 8 de junio de 2023. Asimismo, con fecha 30 de mayo y 7 de junio, ambas de 2023, Energía Limpia SpA e Hidroner SpA, respectivamente, presentaron observaciones al referido informe mediante correos electrónicos.

11. Que, mediante resolución exenta N° 449, la Comisión aprobó el Informe Técnico Final del Estudio de Planificación y Tarificación del sistema mediano de Cochamó, cuadriénio 2022 - 2026, comunicándolo a las Empresas mediante el oficio ordinario CNE N° 620, de 27 de agosto de 2024.

12. Que, mediante la Carta N° 1558878, de 23 de septiembre de 2024, y la Carta S/N, de 17 de septiembre de 2024, SAESA S.A. e Hidroner SpA, respectivamente, plantearon su desacuerdo respecto al Informe Técnico Final del Estudio de Planificación y Tarificación del sistema mediano de Cochamó, cuadriénio 2022 - 2026.

13. Que, mediante oficio ordinario CNE N° 691, de 25 de septiembre de 2024, la Comisión comunicó al H. Panel de Expertos las materias en que no se había logrado acuerdo con las Empresas respecto del Informe Técnico Final del Estudio de Planificación y Tarificación del sistema mediano de Cochamó, Cuadriénio 2022 - 2026, aprobado mediante resolución exenta N° 449, junto con los antecedentes respectivos.

14. Que, el H. Panel de Expertos, a través de los dictámenes N° 32-2024 y 33-2024, ambos de 13 de enero de 2025, resolvió las discrepancias presentadas por SAESA S.A. e Hidroner SpA en relación con el Informe Técnico Final del Estudio de Planificación y Tarificación del sistema mediano Cochamó, cuadriénio 2022 - 2026.

15. Que, mediante oficio ordinario CNE N° 319, de 25 de abril de 2025, de la Comisión, dicha entidad remitió a este Ministerio la resolución exenta N° 204, mediante la cual fue aprobado el Informe Técnico Definitivo del “Estudio de Planificación y Tarificación del sistema mediano Cochamó, cuadriénio 2022 - 2026”.

16. Que, se han cumplido todas las etapas y actuaciones previstas en la Ley para que se dicte el presente decreto.

Decreto:

**Artículo primero:** Fíjanse los siguientes precios a nivel de generación y transmisión, en adelante “precios de nudo”, sus fórmulas de indexación y las condiciones de aplicación de estos, para los suministros de electricidad a que se refieren los artículos 174º y siguientes de la Ley, que se efectúen en el sistema mediano de Cochamó. Estos precios se aplicarán desde la publicación del presente decreto en el Diario Oficial, sin perjuicio de su entrada en vigencia a contar del 1º

noviembre de 2022, conforme a lo dispuesto en el artículo 178º de la Ley, para efectos de las reliquidaciones señaladas en el inciso cuarto del mismo artículo.

## 1. PRECIOS DE NUDO

### 1.1 Precios de nudo en barras de retiro

A continuación, se detallan los precios de nudo de energía y potencia de punta que se aplicarán a los suministros servidos en las barras de retiro para el nivel de tensión que se indica.

Barra de Retiro	Tensión [kV]	Precio Base de Potencia de punta [\$/kW/mes]	Precio Base de Energía [\$/kWh]
Cochamó	23	6.175,83	243,483

### 1.2 Fórmulas de Indexación

Las fórmulas de indexación aplicables a los precios de nudo en la barra de retiro del sistema mediano de Cochamó, son las siguientes.

#### 1.2.1 Precio de nudo de la potencia

$$Pb[\$/kW/mes] = Pb_0 \cdot \left[ \left( \frac{DOL_i}{DOL_0} \right) \cdot \left( \alpha_{CPI\_P} \frac{CPI_i}{CPI_0} \right) + \alpha_{IPC\_P} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} \right]$$

Donde:

- IPC<sub>i</sub>** : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al segundo mes anterior a aquel en que se aplique la indexación.  
**IPC<sub>0</sub>** : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de septiembre de 2022 (126,75).  
**CPI<sub>i</sub>** : Consumer Price Index, publicado por el Bureau of Labor Statistics del gobierno de los Estados Unidos de América, cuyo valor se encuentra en el sitio web: <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgat>, Código BLS: 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, correspondiente al segundo mes anterior al mes en el cual se aplique la fórmula de indexación.  
**CPI<sub>0</sub>** : Consumer Price Index, publicado por Bureau of Labor Statistics del gobierno de los Estados Unidos de América, correspondiente al mes de septiembre de 2022 (296,808).  
**DOL<sub>i</sub>** : Valor promedio del tipo de cambio observado para el dólar de los Estados Unidos de América, publicado por el Banco Central de Chile, correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación en \$/US\$.  
**DOL<sub>0</sub>** : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar de Estados Unidos de América, publicado en el Banco Central de Chile, correspondiente al mes de septiembre de 2022 (921,01 \$/US\$).

Los ponderadores de cada uno de los índices que componen la fórmula indexación del precio de nudo de la potencia, son los que a continuación se indican:

Ponderador	Barra
	Cochamó
$\alpha_{CPI\_P}$	0,4089
$\alpha_{IPC\_P}$	0,5911

#### 1.2.2 Precio de nudo de la energía

La fórmula de indexación del precio de nudo de la energía, así como la fuente y convención de cálculo de los índices se presenta a continuación:

$$\frac{PN\text{-Energía}_i}{PN\text{-Energía}_0} = X_E \cdot \left[ \left( \alpha_{IPC\_E} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} + \alpha_{P_DIESEL} \cdot \frac{P_{DIESEL}}{P_{DIESEL}_0} \right) + \left( \alpha_{CPI\_E} \cdot \frac{CPI_i}{CPI_0} \right) \cdot \left( \frac{DOL_i}{DOL_0} \right) \right] + X_P \cdot \left[ \left( \alpha_{CPI\_P} \cdot \frac{CPI_i}{CPI_0} \right) + \alpha_{IPC\_P} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} \right]$$

Donde:

- X<sub>E</sub> : Ponderador de la componente de costos variables y fijos asociado al precio de la energía.
- X<sub>P</sub> : Ponderador de la componente de inversión asociado al precio de la energía.
- IPC<sub>i</sub> : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al segundo mes anterior a aquel en que se aplique la indexación.
- IPC<sub>0</sub> : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de septiembre de 2022 (126,75).
- PDISEL<sub>i</sub> : Promedio del precio vigente del petróleo diésel en el sistema mediano correspondiente, en \$/m<sup>3</sup>, ponderado por días de vigencia, de los últimos seis meses anteriores a aquel mes en que se aplique la indexación.
- PDISEL<sub>0</sub> : Precio del petróleo diésel en el sistema mediano respectivo, correspondiente al promedio del periodo mayo a octubre de 2022 (1.023.042 \$/m<sup>3</sup>, para el sistema de Cochamó).
- CPI<sub>i</sub> : *Consumer Price Index*, publicado por el Bureau of Labor Statistics del gobierno de los Estados Unidos de América, cuyo valor se encuentra en el sitio web: <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgat>, Código BLS: 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, correspondiente al segundo mes anterior al mes en el cual se aplique la fórmula de indexación.
- CPI<sub>0</sub> : *Consumer Price Index*, publicado por Bureau of Labor Statistics del gobierno de los Estados Unidos de América, correspondiente al mes de septiembre de 2022 (296,808).
- DOL<sub>i</sub> : Valor promedio del tipo de cambio observado para el dólar de los Estados Unidos de América, publicado por el Banco Central de Chile, correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación en \$/US\$.
- DOL<sub>0</sub> : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar de Estados Unidos de América, publicado por el Banco Central de Chile, correspondiente al mes de septiembre de 2022 (921,01 \$/US\$).

Los precios de combustibles aplicables en las fórmulas de indexación del precio de nudo de la energía serán los costos que informe SAESA S.A. a la Comisión, sin IVA.

Los ponderadores de cada uno de los índices que componen la fórmula indexación del precio de nudo de la energía, son los que a continuación se indican:

Ponderador	Barra
	Cochamó
X <sub>E</sub>	0,7210
X <sub>P</sub>	0,2790
α <sub>IPC_E</sub>	0,4210
α <sub>PDISEL</sub>	0,5276
α <sub>CPI_E</sub>	0,0514
α <sub>CPI_P</sub>	0,4089
α <sub>IPC_P</sub>	0,5911

### 1.2.3 Factor de ajuste en caso de situaciones de sequía

En caso de presentarse situaciones de sequía en el sistema mediano de Cochamó, será necesario aplicar un factor de corrección para el cálculo del precio de la energía a través del parámetro  $\alpha_r$  que multiplique el precio de la energía base. Este parámetro será calculado y comunicado por la Comisión una vez que sea instruido a ello por el Ministerio de Energía. Asimismo, la Comisión comunicará los nuevos valores resultantes de los costos variables medios totales de cada una de las empresas que operen las instalaciones de generación, y que serán aplicables durante el periodo de vigencia del factor  $\alpha_r$ .

El parámetro  $\alpha_r$  se define como el coeficiente que multiplica el precio de la energía base para incorporar la desviación que se haya presentado en los costos eficientes de generación debido al despacho de centrales diésel, gatillado por una sequía que afecte la generación hidráulica del sistema correspondiente.

$$\alpha_r = 1 + \frac{\text{costo diesel eficiente} - \text{costo hidro eficiente}}{Pn_{index} * E_{proy}}$$

Donde:

- costo diésel eficiente: Corresponde a la estimación de los costos eficientes por utilización de diésel, calculados a partir del parque generador determinado en el Costo Total de Largo Plazo o CTLP, generando el volumen de energía efectivamente producido con diésel debido a restricciones por sequía durante los meses en que exista dicha condición.
- costo hidro eficiente: Corresponde a la estimación de los costos eficientes por utilización de centrales hidráulicas, calculados a partir del parque generador determinado en el Costo Total de Largo Plazo o CTLP, con el volumen de energía efectivamente generado durante los meses en que exista restricción por sequía.
- Pn<sub>index</sub>: Corresponde al precio de energía indexado aplicable durante el siguiente período de indexación semestral, sin el factor  $\alpha_r$ .
- E<sub>Proy</sub>: Corresponde a la energía proyectada para el período de vigencia del factor  $\alpha_r$ .

Una vez que el Ministerio de Energía instruya el cálculo del factor  $\alpha_r$  este será determinado por la Comisión y tendrá un periodo de aplicación de 6 meses contados desde el inicio del siguiente periodo de indexación semestral de precio de nudo.

Para el período comprendido entre el 1 de noviembre de 2022 y el 30 de abril de 2023, el valor del factor  $\alpha_r$  será igual a 1.

El factor  $\alpha_r$  se deberá recalcular en cada indexación semestral siempre que se identifiquen meses con restricción por sequía que no hayan sido considerados en el cálculo de factores  $\alpha_r$  anteriores.

En el caso de que la restricción por sequía se produzca con posterioridad al mes del último cálculo de indexación semestral del presente proceso tarifario, los mayores costos eficientes serán incluidos en el siguiente proceso tarifario.

Corresponderá a la Comisión establecer y comunicar periódicamente el valor de los índices contenidos en las fórmulas de indexación señaladas, así como el valor del  $\alpha_r$ , para que el Comité Coordinador determine los valores de los precios de nudo de energía y de potencia de punta a ser aplicados. Para tal efecto, la Comisión informará la actualización de los índices antes mencionados, durante los meses de abril y octubre de cada año. En aquellos casos en que alguno de los índices dejase de estar vigente, la Comisión propondrá, mediante un informe técnico dirigido al Ministerio de Energía, el nuevo índice que mejor lo reemplace.

Sin perjuicio de lo anterior, las fórmulas de indexación se aplicarán según lo dispuesto en el artículo 172º de la ley. En caso de presentarse una indexación extraordinaria durante el periodo de vigencia del Pn<sub>index</sub>, se debe actualizar el valor del factor  $\alpha_r$  solo por la variación de dicho precio de nudo, sin afectarse el periodo de vigencia original del factor  $\alpha_r$ .

Finalmente, cada vez que el Comité Coordinador modifique sus tarifas, deberá comunicar los nuevos valores a la Comisión y a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, en adelante la “Superintendencia”, y publicarlos en un diario de circulación nacional.

### 1.3 Seguridad y calidad de servicio

Las exigencias de Seguridad y Calidad de Servicio asociadas a los niveles tarifarios que establece el presente decreto corresponderán a las que estén contenidas en la norma técnica dictada para tal efecto.

## 2. CONDICIONES DE APLICACIÓN

### 2.1 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.

### 2.2 Entrega y medida

Cuando la medida se efectúe en un nivel de tensión o en un punto diferente al de entrega, ésta 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 barra de retiro correspondiente.

### 2.3 Horas de punta y fuera de punta del sistema eléctrico

Para los efectos del presente decreto, las horas de punta serán las definidas de acuerdo con lo que indica el decreto de precios de nudo de corto plazo que se encuentre vigente para los suministros servidos desde la Subestación Puerto Montt 220.

### 2.4 Determinación de la demanda máxima y del cargo por demanda máxima

Los clientes podrán optar por cualquiera de los sistemas de facturación que se indican a continuación:

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 2.4.1 siguiente, la empresa vendedora considerará el promedio de las dos más altas 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 de 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 prorrteada entre todos ellos en función de las potencias que tuvieran disponibles para abastecerlo.

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 barra de retiro, 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 suministro cuyos precios de nudo se calculen sobre la base de precios en la misma barra de retiro, 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.

#### 2.4.1 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 siguientes dos casos:

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 el 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 dos más altas demandas máximas leídas en 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 siguientes dos 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 dos más altas demandas máximas leídas en 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 dos más altas demandas máximas leídas en las horas fuera 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 suministrarlala.

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 establecidos en el punto referido a horas de puntas y fuera de punta para el Sistema Eléctrico Nacional de acuerdo con el punto 2.3 anterior.

#### 2.4.2 Potencia contratada

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

contratación de las potencias regirá 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 en 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 prorrteado 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 recontratar 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 recontratar 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 las contratadas.
- 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 la recontratación 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 recontratada será de 12 meses. Los clientes podrán recontratar una nueva potencia con la respectiva empresa suministradora la que regirá 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 recontratar la potencia.

### 3. ENERGÍA REACTIVA

#### 3.1 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, se deberá aplicar de manera horaria el siguiente procedimiento:

- a) Medir y registrar energía activa, reactiva inductiva y reactiva capacitativa.
- 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 correspondientes. Los valores de cargos por

energía reactiva inductiva a emplear corresponderán a los establecidos en el punto referido a energía reactiva para el SEN-SING del decreto de precios de nudo que se encuentre vigente.

Se exceptúa la aplicación de los cargos por energía reactiva inductiva para:

1. Las horas del período comprendido entre las 00:00 y 08:00 Hrs. de cada día, y
2. Todas las horas de los domingos o festivos.

### 3.2 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 DS 5T/2024, o el que lo reemplace, y en el DS 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 DS 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.

### 3.3 Facturación de la energía reactiva

El cargo 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 3.1 y 3.2 precedentes.

## 4. PRECIOS DE NUDO APLICABLES A CLIENTES REGULADOS EN ZONAS DE CONCESIÓN DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

Para efecto de la determinación de los precios de nudo a utilizar en las fórmulas tarifarias de concesionarios de servicio público de distribución, según lo establecido en el DS 5T/2024, o el que lo reemplace, se considerarán los precios que resultan de aplicar las fórmulas establecidas en el punto referido a los precios de nudo aplicables a clientes regulados en zonas de concesión de empresas distribuidoras para el Sistema Eléctrico Nacional en el decreto de Precios de Nudo Promedio que se encuentre vigente.

## 5. PAGO DE LAS FACTURAS

Los clientes deberán pagar las facturas dentro del plazo de 20 días a contar de la fecha de su emisión, en las oficinas que se acuerden con la entidad suministradora.

## 6. GRAVÁMENES E IMPUESTOS

Las tarifas del presente decreto son netas y no incluyen el impuesto al valor agregado ni otros impuestos o tributos que sean de cargo de los clientes.

**Artículo segundo:** Determinase la construcción de las obras de generación que se indican a continuación y fíjanse las siguientes condiciones para su ejecución.

Para el sistema mediano de Cochamó, la siguiente empresa será responsable de la ejecución y construcción de las obras de generación que a continuación se indican:

Empresa	Entrada en Operación	Potencia [kW](*)	Tipo	Combustible
SAESA S.A.	Enero 2023	800	Motor a Diesel Rápido	Diesel
SAESA S.A.	Enero 2024	800	Motor a Diesel Rápido	Diesel

(\*) = La capacidad instalada de generación deberá ser a lo menos la indicada en la presente tabla.

## AUDITORÍA DE LA EJECUCIÓN Y CONSTRUCCIÓN

A más tardar 30 días después de que entre en operación cada uno de los proyectos identificados en el presente artículo, SAESA S.A. deberá informar a la Comisión y a la Superintendencia, los resultados de la auditoría técnica que ésta contrate, para certificar el cabal cumplimiento de las exigencias del plan de expansión que establece el presente decreto.

**Artículo tercero:** Apícanse los siguientes factores para efectos de la repartición de la recaudación por ventas de energía y potencia:

### 1. COSTOS VARIABLES MEDIOS TOTALES

Para efectos de la repartición de la recaudación por venta de energía y potencia a clientes regulados, el costo variable medio total de cada empresa generadora del sistema mediano de Cochamó, correspondiente al promedio ponderado por generación esperada de los costos variables unitarios de generación, combustibles y no combustibles, considerados en la determinación de tarifas de aquellas unidades de generación asignables a cada empresa, son los que se detallan a continuación:

Empresa Generadora	CVC medio (\$/kWh)	CVNC medio (\$/kWh)	CV medio total (\$/kWh)
SAESA S.A.	274,20	9,27	283,47
Energía Limpia SpA	0,00	8,69	8,69
Compañía Hidroeléctrica Hidroner SpA	0,00	2,10	2,10

La fórmula de indexación del costo variable combustible medio, así como la fuente y convención de cálculo de los índices se presenta a continuación:

$$\frac{CVC_{medio_i}}{CVC_{medio_0}} = \alpha_{P_{DIESEL}} \cdot \frac{P_{DIESEL_i}}{P_{DIESEL_0}}$$

Donde:

$P_{DIESEL_i}$  : Promedio del precio vigente del petróleo diésel en el sistema mediano correspondiente, en \$/m3, ponderado por días de vigencia, de los últimos seis meses anteriores a aquel mes en que se aplique la indexación.

$P_{DIESEL_0}$  : Precio del petróleo diésel en el sistema mediano respectivo, correspondiente al promedio del periodo mayo a octubre de 2022 (1.023.042 \$/m3, para el sistema de Cochamó).

Los precios de combustibles aplicables en las fórmulas de indexación de los costos variables combustibles serán los costos que informe SAESA S.A. a la Comisión, sin IVA.

Los ponderadores de cada uno de los índices que componen la fórmula de indexación del costo variable combustible medio, son los que a continuación se indican:

Sistema Mediano	SAESA S.A.	Energía Limpia SpA	Compañía Hidroeléctrica Hidroner SpA
$\alpha_{P_{DIESEL}}$	1,0000	0,0000	0,0000

Asimismo, la fórmula de indexación del costo variable no combustible medio, así como la fuente y convención de cálculo de los índices se presenta a continuación:

$$\frac{CVNC_{medio_i}}{CVNC_{medio_0}} = \left( \frac{DOL_i}{DOL_0} \right) \cdot \left( \alpha_{CPI} \frac{CPI_i}{CPI_0} \right) + \alpha_{IPC} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0}$$

Donde:

$IPC_i$  : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al segundo mes anterior a aquel en que se aplique la indexación.

- IPC<sub>0</sub> : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de septiembre de 2022 (126,75).
- CPI<sub>i</sub> : *Consumer Price Index*, publicado por el Bureau of Labor Statistics del gobierno de los Estados Unidos de América, cuyo valor se encuentra en el sitio web: <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgat>, Código BLS: 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, correspondiente al segundo mes anterior al mes en el cual se aplique la fórmula de indexación.
- CPI<sub>0</sub> : *Consumer Price Index*, publicado por Bureau of Labor Statistics del gobierno de los Estados Unidos de América, correspondiente al mes de septiembre de 2022 (296,808).
- DOL<sub>i</sub> : Valor promedio del tipo de cambio observado para el dólar de los Estados Unidos de América, publicado por el Banco Central de Chile, correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación en \$/US\$.
- DOL<sub>0</sub> : Valor promedio del tipo de cambio del dólar de los Estados Unidos de América, publicado por el Banco Central de Chile, correspondiente al mes de septiembre de 2022 (921,01 \$/US\$).

Los ponderadores de cada uno de los índices que componen la fórmula indexación del costo variable no combustible medio para el sistema mediano de Cochamó, son los que a continuación se indican:

$\alpha_{IPC}$	0,2500
$\alpha_{CPI}$	0,7500

## 2. FACTORES DE COSTOS DE INVERSIÓN Y ADMINISTRACIÓN

El factor de costos de inversión y administración de cada empresa generadora, que corresponde a la proporción que le resulta assignable a cada empresa de generación respecto del total de costos actualizados de inversiones en instalaciones de generación e infraestructura asociada al segmento de generación y de los costos de administración considerados en la determinación de la tarifa y que no se encuentren contemplados dentro de los costos variables medios, corresponden a los que se detallan a continuación:

Empresa Generadora	Factor
SAESA S.A.	0,470
Energía Limpia SpA	0,260
Compañía Hidroeléctrica Hidroner SpA	0,270

Por último, los costos de transmisión determinados a partir de la anualidad de la inversión y de los costos de operación, mantenimiento y administración de las empresas propietarias de instalaciones de transmisión que operan el sistema mediano de Cochamó, considerados en la determinación de la tarifa, son los que se presentan a continuación:

	Anualidad Inversiones	Costo Fijo	Costo Total
Empresa	AVI <sub>0</sub> (\$/año)	CF <sub>0</sub> (\$/año)	CT <sub>0</sub> (\$/año)
SAESA S.A.	28.734.627	0	28.734.627
Energía Limpia SpA	10.162.618	0	10.162.618
Hidroner SpA	13.400.435	0	13.400.435

La fórmula de indexación de los costos de transmisión del sistema mediano de Cochamó, así como la fuente y convención de cálculo de los índices se presenta a continuación:

$$CTx_i = aVI_0 \left[ \left( \frac{DOL_i}{DOL_0} \right) \cdot \left( \alpha_{CPI} \frac{CPI_i}{CPI_0} \right) + \alpha_{IPC} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} \right] + CF_0 \left[ \left( \frac{DOL_i}{DOL_0} \right) \cdot \left( \alpha_{CPI} \frac{CPI_i}{CPI_0} \right) + \alpha_{IPC} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} \right]$$

Donde:

- $\alpha_{IPC}$  : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al segundo mes anterior a aquel en que se aplique la indexación.
- $\alpha_{CPI}$  : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de septiembre de 2022 (126,75).
- $CPI_i$  : *Consumer Price Index*, publicado por el Bureau of Labor Statistics del gobierno de los Estados Unidos de América, cuyo valor se encuentra en el sitio web: <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgat>, Código BLS: 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, correspondiente al segundo mes anterior al mes en el cual se aplique la fórmula de indexación.
- $CPI_0$  : *Consumer Price Index*, publicado por Bureau of Labor Statistics del gobierno de los Estados Unidos de América, correspondiente al mes de septiembre de 2022 (296,808).
- $DOL_i$  : Valor promedio del tipo de cambio observado para el dólar de los Estados Unidos de América, publicado por el Banco Central de Chile, correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación en \$/US\$.
- $DOL_0$  : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar de Estados Unidos de América, publicado por el Banco Central de Chile, correspondiente al mes de septiembre de 2022 (921,01 \$/US\$).

Los ponderadores de cada uno de los índices que componen la fórmula de indexación del costo de transmisión, son los que a continuación se indican.

CTx	aVI	CF
$\alpha_{IPC}$	0,9688	1,0000
$\alpha_{CPI}$	0,0312	0,0000

Anótese, tómese razón y publíquese.- Por orden del Presidente de la República, Diego Pardow Lorenzo, Ministro de Energía.

Lo que transcribo a Ud. para su conocimiento.- Saluda Atte. a Ud., María Fernanda Riveros Inostroza, Jefa División Jurídica, Subsecretaría de Energía.