
LEYES, REGLAMENTOS, DECRETOS Y RESOLUCIONES DE ORDEN GENERAL

Núm. 42.600

Martes 10 de Marzo de 2020

Página 1 de 13

Normas Generales

CVE 1736975

MINISTERIO DE ENERGÍA

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

Núm. 2 T.- Santiago, 1 de marzo de 2019.

Vistos:

Lo establecido en los artículos 173° y siguientes del DFL N° 4/20.018, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del DFL N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica, en adelante e indistintamente la “Ley”; en el DL N° 2.224, de 1978, 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; 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; en la resolución exenta N° 154, de fecha 21 de febrero de 2018, de la Comisión Nacional de Energía, en adelante la “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 y Hornopirén, en adelante e indistintamente la “Resolución exenta N° 154”; en la resolución exenta N° 396, de 25 de mayo de 2018, de la Comisión, que establece el 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 y Hornopirén; en la carta N° 1354564, de fecha 30 de abril de 2018, enviada por Empresa Eléctrica de Aysén S.A., en adelante “Edelaysen S.A.”, y por Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A., en adelante “Sagesa S.A.”, mediante la cual remitieron a la Comisión los Informes Finales del Estudio de Planificación y Tarifación de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Cochamó y Hornopirén; en la carta CNE N° 144, de fecha 11 de mayo de 2018, de la Comisión, que comunica observaciones a los Informes Finales de Estudio de Planificación y Tarifación de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Cochamó y Hornopirén; en la carta N° 1357447, de fecha 18 de mayo de 2018, mediante la cual Edelaysen S.A. y Sagesa S.A. remitieron a la Comisión los Informes Finales del Estudio de Planificación y Tarifación de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera y Cochamó; en la carta CNE N° 152, de fecha 25 de mayo de 2018, de la Comisión, que recibe conforme los Informes Finales del Estudio de Planificación y Tarifación de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Cochamó y Hornopirén; en la resolución exenta N° 612, de fecha 27 de agosto de 2018, de la Comisión, que aprueba Informe Técnico del Estudio de Planificación y Tarifación del Sistema Mediano de Cochamó; en la carta N° 1378649, de fecha 20 de septiembre de 2018, de Sagesa S.A.; en el oficio Of. Ord. N° 569, de fecha 17 de octubre de 2018, de la Comisión, dirigido a Edelaysen S.A. y Sagesa S.A.; en la carta N° 1383516, de fecha 18 de octubre de 2018, de Edelaysen S.A. y Sagesa S.A.; en la resolución exenta N° 696, de 24 de octubre de 2018, de la Comisión, que reemplaza Informe Técnico del Estudio de Planificación y Tarifación del Sistema Mediano de Cochamó, aprobado mediante Res. Ex. N° 612, de fecha 27 de agosto de 2018, y aprueba nuevo informe técnico; en el oficio Of. Ord. N° 582, de fecha 24 de octubre de 2018, de la Comisión, que comunica resolución exenta N° 696, de fecha 24 de octubre de 2018, que reemplaza Informe Técnico del Estudio de Planificación y Tarifación del Sistema Mediano de Cochamó, Cuadrienio 2018 - 2022 y aprueba nuevo informe técnico; en la carta N° 1388875, de fecha 19 de noviembre 2018, de Sagesa S.A.; en la resolución exenta N°

CVE 1736975

Director: Juan Jorge Lazo Rodríguez
Sitio Web: www.diarioficial.cl

Mesa Central: +562 2486 3600 Email: consultas@diarioficial.cl
Dirección: Dr. Torres Boonen N°511, Providencia, Santiago, Chile.

788, de fecha 10 de diciembre de 2018, de la Comisión, que aprueba Informe de respuestas a observaciones formuladas al Informe Técnico de Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Cochamó, aprobado mediante resolución exenta N° 612, de 27 de agosto de 2018; en la resolución exenta N° 789, de fecha 10 de diciembre de 2018, de la Comisión, que aprueba Informe Técnico Definitivo de Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Cochamó, enviada al Ministerio de Energía, en adelante el “Ministerio”, mediante oficio CNE Of. Ord. N° 681, de fecha 10 de diciembre de 2018, de la Comisión; en la resolución exenta N° 170, de fecha 6 de febrero de 2019, de la Comisión, que rectifica y reemplaza Informe Técnico Definitivo de Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Cochamó, aprobado mediante resolución exenta N° 789, de 10 de diciembre de 2018, enviada al Ministerio de Energía mediante oficio CNE Of. Ord. N° 98, de fecha 7 de febrero de 2019; en la resolución exenta N° 728, de 22 de noviembre de 2019, de la Comisión, que Rectifica Informe Técnico Definitivo de Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Cochamó, aprobado mediante resolución exenta N° 170, de 6 de febrero de 2019, enviada a este Ministerio mediante oficio CNE Of. Ord. N° 857/2019, de 22 de noviembre de 2019, de la Comisión; en la resolución N° 1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República; y

Considerando:

1. Que, en virtud de lo dispuesto en el artículo 174° 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 resolución exenta N° 154, de fecha 21 de febrero de 2018, 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 y Hornopirén;
3. Que, de conformidad a lo señalado precedentemente, la Comisión dio inicio, con fecha 21 de febrero de 2018, mediante resolución exenta N° 154, 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 y Hornopirén;
4. Que, Sagesa S.A. remitió a la Comisión, mediante carta N° 1354564, de fecha 30 de abril de 2018, el informe final del Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Cochamó;
5. Que, mediante carta CNE N° 144, de fecha 11 de mayo de 2018, la Comisión comunicó observaciones a los informes finales del Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Cochamó;
6. Que, en atención a lo señalado en el considerando precedente, Sagesa S.A. remitió, mediante carta N° 1357447, de fecha 18 de mayo de 2018, la versión definitiva del informe final del estudio de tarificación del Sistema Mediano de Cochamó;
7. Que, mediante carta CNE N° 152, de fecha 25 de mayo de 2018, la Comisión comunicó la recepción conforme del Informe Final del Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Cochamó;
8. Que, la Comisión, mediante resolución exenta N° 612, de fecha 27 de agosto de 2018, aprobó el Informe Técnico del Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Cochamó;
9. Que, mediante carta N° 1378649, de fecha 20 de septiembre de 2018, Sagesa S.A. presentó observaciones al informe aprobado por la Comisión;
10. Que, mediante el oficio CNE Of. Ord. N° 569, de fecha 17 de octubre de 2018, la Comisión solicitó a Sagesa S.A. nuevos antecedentes asociados al precio y disponibilidad de diésel en el Sistema Mediano de Cochamó;
11. Que, mediante Carta N° 1383516, de fecha 18 de octubre de 2018, Sagesa S.A. remitió los antecedentes solicitados por la Comisión;
12. Que, la Comisión, mediante resolución exenta N° 696, de fecha 24 de octubre de 2018, reemplazó el Informe Técnico del Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Cochamó, aprobado mediante resolución exenta N° 612, de fecha 27 de agosto de 2018, y aprobó un nuevo informe técnico;
13. Que, mediante el oficio CNE Of. Ord. N° 582, de fecha 24 de octubre de 2018, la Comisión comunicó la resolución exenta N° 696, de fecha 24 de octubre de 2018, que reemplaza Informe Técnico de Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Cochamó, Cuadrienio 2018 - 2022 y aprueba Nuevo Informe Técnico;

14. Que, mediante la carta N° 1388875, de fecha 19 de noviembre de 2018, la empresa Sagesa S.A. manifestó formalmente su acuerdo con el nuevo Informe Técnico del Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Cochamó;

15. Que, la Comisión, mediante resolución exenta N° 788, de fecha 10 de diciembre de 2018, aprobó el informe de respuestas a observaciones formuladas al Informe Técnico del Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Cochamó, mediante resolución exenta N° 612, de fecha 27 de agosto de 2018;

16. Que, la Comisión, mediante resolución exenta N° 789, de fecha 10 de diciembre de 2018, aprobó Informe Técnico Definitivo de Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Cochamó;

17. Que, mediante oficio CNE Of. Ord. N° 681, de fecha 10 de diciembre de 2018, la Comisión remitió al Ministerio la resolución exenta N° 789, de fecha 10 de diciembre de 2018, que aprueba Informe Técnico Definitivo de Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Cochamó;

18. Que, mediante el oficio CNE Of. Ord. N° 98, de fecha 7 de febrero de 2019, la Comisión remitió al Ministerio la resolución exenta N° 170, de fecha 6 de febrero de 2019, que rectifica y reemplaza Informe Técnico Definitivo de Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Cochamó, aprobado mediante resolución exenta N° 789, de 10 de diciembre de 2018;

19. Que, mediante oficio CNE Of. Ord. N° 857/2019, de 22 de noviembre de 2019, la Comisión remitió al Ministerio la resolución exenta N° 728, de 22 de noviembre de 2019, que Rectifica Informe Técnico Definitivo de Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Cochamó, aprobado mediante resolución exenta N° 170, de 6 de febrero de 2019;

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

Decreto:

Artículo primero: Fíjense los siguientes precios a nivel de generación y transmisión, en adelante “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 artículo 174° 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 1° noviembre de 2018, conforme a lo dispuesto en el artículo 178° 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 la barra 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	11.375,28	120,327

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:

a) Precio de Nudo de la Potencia de Punta:

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

Donde:

CPI_i: 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 considera el índice correspondiente al tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación.

CPI₀: 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)”, correspondiente al mes de marzo de 2018 (249,554).

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.

IPC₀: Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de abril de 2018 (117,66).

DOL_i: Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación, en \$/US\$.

DOL₀: Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al mes de abril de 2018 (600,55 \$/US\$).

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

α_{CPI_P}	0,3513
α_{IPC_P}	0,6487

b) Precio de Nudo de la Energía:

$$\frac{PN_Energía_i}{PN_Energía_0} = \chi_E \cdot \left[\left(\alpha_{IPC_E} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} + \alpha_{P_DIESEL} \cdot \frac{P_{DIESEL_i}}{P_{DIESEL_0}} \right) + \left(\alpha_{CPI_E} \cdot \frac{CPI_i}{CPI_0} \cdot \left(\frac{DOL_i}{DOL_0} \right) \right) \right] + \chi_P \cdot \left[\left(\frac{DOL_i}{DOL_0} \right) \cdot \left(\alpha_{CPI_P} \cdot \frac{CPI_i}{CPI_0} \right) + \alpha_{IPC_P} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} \right]$$

Donde:

X_E: Ponderador de la componente de costos variables y fijos asociado al precio de la energía.

X_P: Ponderador de la componente de inversión asociado al precio de la energía.

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.

IPC₀: Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de abril de 2018 (117,66).

P_{DIESEL_i}: Precio vigente del Petróleo Diésel en Cochamó, según corresponda, informado por la Empresa, correspondiente al promedio de los últimos 6 meses anteriores a aquel mes en que se aplique la indexación, en \$/m³.

P_{DIESEL₀}: Precio vigente del petróleo diésel en Cochamó, informado por la Empresa, correspondiente al promedio del periodo diciembre 2017 a mayo de 2018 (356.184 \$/m³).

CPI_i: 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 considera el índice correspondiente al tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación.

CPI₀: 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)”, correspondiente al mes de marzo de 2018 (249,554).

DOL_i: Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación, en \$/US\$.

DOL₀: Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al mes de abril de 2018 (600,55 \$/US\$).

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

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

Ponderador	Barra
	Cochamó
Xe	0,8792
Xp	0,1208

α_{IPC_E}	0,27370
$\alpha_{PDIÉSEL}$	0,67865
α_{CPI_E}	0,04765
α_{IPC_P}	0,6487
α_{CPI_P}	0,3513

c) Factor de ajuste en caso de situaciones de sequía en el Sistema Mediano de Cochamó:

En caso de presentarse situaciones de sequía en el sistema de Cochamó, será necesario aplicar un factor de corrección para el cálculo del precio de la energía a través del parámetro α_r que multiplique el precio de la energía base. Este parámetro será calculado y comunicado por la Comisión, una vez que sea instruido por la autoridad competente. Asimismo, la Comisión comunicará los nuevos valores resultantes de los costos variables totales promedio de cada una de las empresas que operen las instalaciones de generación, y que serán aplicables durante el periodo en que se presente la situación de sequía.

El parámetro α_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.

$$\alpha_r = 1 + \frac{\text{costo operación diésel eficiente}_{6 \text{ meses}} - \text{costo operación eficiente}_{i \ 6 \text{ meses}}}{Pn_{index} * E_{Proy \ 6 \text{ meses}}}$$

Dónde:

costo operación diésel eficiente_{6 meses}: Corresponde a la estimación de los costos eficientes por utilización de diésel, calculados a partir del parque generador determinado en el CTLP y/o nueva inversión eficiente, generando el volumen de energía efectivamente producido en el semestre anterior con diésel debido a restricciones por sequía.

costo operación eficiente_{i 6 meses}: Corresponde a la estimación de los costos de operación eficiente, calculados a partir del parque generador determinado en el CTLP, generando el volumen de energía considerado para la determinación del costo operación diésel eficiente_{6 meses}.

Pn_{index} : Corresponde al precio de energía indexado aplicable durante el siguiente período sin la aplicación del α_r .

$E_{Proy \ 6 \text{ meses}}$: Corresponde a la energía proyectada a partir de las ventas para el período de 6 meses siguientes al cálculo del α_r .

El cálculo de este ajuste tendrá una periodicidad de 6 meses, contados a partir del 1 de mayo de 2019 y se realizará con ocasión de la revisión semestral del precio de nudo.

Para el período comprendido entre el 1 de noviembre de 2018 y 30 de abril de 2019, el valor del $\alpha_r = 1$.

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 α_r , para que Sagesa S.A. 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, el nuevo índice que mejor lo reemplace.

Sin perjuicio de lo anterior, las fórmulas de indexación se aplicarán según lo dispuesto en el artículo 172° de la ley.

Finalmente, cada vez que Sagesa S.A. 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 a 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 prorrateada entre todos ellos en función de las potencias que tuvieren 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 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 establecidos en el punto referido a horas de puntas y fuera de punta que se indican en el punto 2.3.

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 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 la 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 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 recontractar 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 capacitiva.
- b) Calcular el cociente entre energía reactiva inductiva y energía activa.

c) Conforme al cociente anterior y de acuerdo al 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 días 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 11T/2016, actualizado por el DS 5T/2018, ambos del Ministerio de Energía, 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 11T/2016, actualizado por el DS 5T/2018, ambos del Ministerio de Energía 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 decreto supremo N° 11T, de 2016, actualizado por el decreto supremo N° 5T, de 2018, ambos del Ministerio de Energía, o el que los 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 y transmisión que se indican a continuación y fíjense las siguientes condiciones para su ejecución.

1. EXPANSIÓN SISTEMA COCHAMÓ.

Para el sistema de Cochamó, las siguientes empresas serán responsables de la ejecución y construcción de las obras de generación que a continuación se indican:

Empresa	Entrada en Operación	Potencia [kW] (*)	Tipo	Combustible
SAGESA S.A.	Enero-2019	400	Motor de Diésel rápido	Diésel
Compañía Hidroeléctrica Hidroner SPA	Junio-2020	670	Hidroeléctrica	Hidráulica de pasada
SAGESA S.A.	Enero-2022	400	Motor de Diésel rápido	Diésel

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

Para el sistema de Cochamó, la siguiente empresa será responsable de la ejecución y construcción de la obra de transmisión que a continuación se indica:

Empresa	Entrada en Operación	Tipo de instalación	Descripción
SAGESA S.A.	Enero-2019	Nuevo Transformador	Nuevo transformador que permite la conexión del nuevo cliente en el sector de Llequepe de 1,5 MW de potencia instalada.

2. INICIO DE CONSTRUCCIÓN.

Las obras de generación que deben comenzar su operación a partir de enero de 2019, deberán dar inicio a su construcción a lo menos seis meses antes de la fecha de entrada en operación que establece el presente decreto.

La obra de transmisión indicada en el punto anterior deberá haber iniciado su construcción con anterioridad a la fecha de publicación del presente decreto.

3. 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, Sagesa S.A. o Compañía Hidroeléctrica Hidroner SpA, según corresponda, deberán informar a la Comisión y a la Superintendencia, los resultados de la auditoría técnica que éstas contraten, para certificar el cabal cumplimiento de las exigencias del plan de expansión que establece el presente decreto.

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

1. COSTOS VARIABLES TOTALES.

Para efectos de la repartición de la recaudación por venta de energía y potencia a clientes regulados, el costo variable 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(\$/kWh)	CVNC (\$/kWh)	CV(\$/kWh)
SAGESA S.A.	98,69	6,77	105,46
Compañía Hidroeléctrica Hidroner SPA	0,00	1,41	1,41

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

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

Donde:

P_{DIÉSEL i}: Precio vigente del petróleo diésel en Cochamó, según corresponda, informado por la Empresa, correspondiente al promedio de los últimos 6 meses anteriores a aquel mes en que se aplique la indexación en \$/m³.

P_{DIÉSEL 0}: Precio vigente del petróleo diésel en Cochamó, informado por la Empresa, correspondiente al promedio del periodo diciembre 2017 a mayo de 2018 (356.184 \$/m³).

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

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

$\alpha_{\text{PDIÉSEL}}$	1,0000
---------------------------	--------

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:

$$\frac{\text{CVNCmedio}_i}{\text{CVNCmedio}_0} = \left(\frac{\text{DOL}_i}{\text{DOL}_0} \right) \cdot \left(\alpha_{\text{CPI}} \frac{\text{CPI}_i}{\text{CPI}_0} \right) + \alpha_{\text{IPC}} \cdot \frac{\text{IPC}_i}{\text{IPC}_0}$$

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.

IPC₀: Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de abril de 2018 (117,66).

CPI_i: 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 considera el índice correspondiente al tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación.

CPI₀: 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)", correspondiente al mes de marzo de 2018 (249,554).

DOL_i: Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación, en \$/US\$.

DOL₀: Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al mes de abril de 2018 (600,55 \$/US\$).

Los ponderadores de cada uno de los índices que componen la fórmula indexación del costo variable no combustible, son los que a continuación se indican.

α_{IPC}	0,2500
α_{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 asignable 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
SAGESA S.A.	0,684
Compañía Hidroeléctrica Hidroner SPA	0,316

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:

Empresa	Anualidad \$
SAGESA	24.709.855

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

$$\frac{CTx_i}{CTx_0} = \left[\left(\frac{DOL_i}{DOL_0} \right) \cdot \left(\alpha_{CPI} \frac{CPI_i}{CPI_0} \right) + \alpha_{IPC} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} \right]$$

Donde:

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.

IPC₀: Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de abril de 2018 (117,66).

CPI_i: 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 "CUUR000SA0", 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 considera el índice correspondiente al tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación.

CPI₀: 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 "CUUR000SA0", identificación "Consumer Price Index - All Urban Consumers (CPI)", correspondiente al mes de marzo de 2018 (249,554).

DOL_i: Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación, en \$/US\$.

DOL₀: Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al mes de abril de 2018 (600,55 \$/US\$).

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

α _{IPC}	0,9631
α _{CPI}	0,0369

Anótese, tómesese razón y publíquese.- Por orden del Presidente de la República, Ricardo Irrazábal Sánchez, Ministro de Energía (S).

Lo que transcribo a Ud. para su conocimiento.- Saluda Atte. a Ud., Loreto Cortés Alvear, Jefa División Jurídica, Subsecretaría de Energía.

CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA
División de Infraestructura y Regulación**Cursa con alcance los decretos N°s. 2T, 3T Y 4T, de 2019, todos del Ministerio de Energía**

N° 5.340.- Santiago, 2 de marzo de 2020.

La Contraloría General ha dado curso a los decretos del epígrafe que, en lo que interesa, fijan precios a nivel de generación y transmisión en los sistemas medianos de Cochamó, de Aysén, Palena y General Carrera, y de Hornopirén, respectivamente, teniendo presente, además, los antecedentes que en su oportunidad fueron acompañados por dicha cartera de Estado.

Saluda atentamente a Ud., Jorge Bermúdez Soto, Contralor General de la República.

Al señor
Ministro de Energía
Presente.

