COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

DETERMINACIÓN DE PRECIOS ESTABILIZADOS Y DE PRECIOS BÁSICOS DE ENERGÍA POR INTERVALO TEMPORAL

INFORME TÉCNICO DEFINITIVO

NOVIEMBRE 2026

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN 3

1 ANTECEDENTES 6

1.1 DEMANDA Y COSTOS MARGINALES ESPERADOS 6

1.2 MODELACIÓN TEMPORAL DE LAS VARIABLES 6

1.3 TIPO DE CAMBIO 6

1.4 TASA DE ACTUALIZACIÓN 6

2 METODOLOGÍA 7

2.1 DETERMINACIÓN DE LOS PRECIOS BÁSICOS DE ENERGÍA POR INTERVALO TEMPORAL 7

2.2 DETERMINACIÓN DEL AJUSTE A LA BANDA DE MERCADO AL PRECIO BÁSICO DE ENERGÍA POR INTERVALO TEMPORAL Y DETERMINACIÓN DE LOS PRECIOS ESTABILIZADOS 11

3 RESULTADOS 14

3.1 PRECIOS BÁSICOS DE ENERGÍA POR INTERVALO TEMPORAL Y PRECIO BÁSICO PROMEDIO DE ENERGÍA 14

3.2 PRECIOS ESTABILIZADOS 16

3.2.1 Determinación Banda de Precios de Mercado y comparación Precio Medio Teórico con Precio Medio de Mercado. 16

3.2.1.1 Determinación Precio Medio Básico 16

3.2.1.2 Determinación de Banda de Precios 16

3.2.1.3 Comparación Precio Medio Teórico – Precio Medio de Mercado 17

3.2.2 Precios Estabilizados 18

3.2.3 Formula de indexación de los Precios Estabilizados 19

INTRODUCCIÓN

De conformidad a lo dispuesto en el artículo 9 del Decreto Supremo N°88, 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba Reglamento para Medios de Generación y Sistemas de Almacenamiento de Pequeña Escala[1] (en adelante, "DS N°88/2019" o "Reglamento MGPE"), los propietarios u operadores de los Medios de Generación y Sistemas de Almacenamiento de Pequeña Escala sincronizados a un sistema eléctrico, tendrán derecho a vender la energía que evacuen al sistema a costo marginal instantáneo o acceder al mecanismo de estabilización de precios establecido en el referido reglamento. Asimismo, tendrán el derecho a vender sus excedentes de potencia al precio de nudo de la potencia, debiendo participar en las transferencias de energía y potencia a que se refiere el artículo 149º del D.F.L. Nº 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. Nº 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica (en adelante, la "Ley"), de acuerdo a las disposiciones contenidas en el citado reglamento y en la demás normativa vigente.

En este contexto, las modificaciones introducidas al Reglamento MGPE mediante el Decreto Supremo N°1, de 2026, del Ministerio de Energía (en adelante, "DS N°1/2026") establecieron que las inyecciones de energía de los MGPE serán valorizadas al Precio Básico de Energía por Intervalo Temporal, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 14 del referido reglamento.

Asimismo, el artículo primero transitorio del DS N°1/2026 dispone que lo establecido en el Capítulo III del Reglamento MGPE, previo a las modificaciones introducidas por dicho decreto, se mantendrá vigente para aquellos medios de generación de pequeña escala que hubiesen optado por el régimen de estabilización de precios allí establecido con anterioridad a la publicación en el Diario Oficial del citado DS N°1/2026, manteniéndose dichas reglas vigentes hasta el mes de julio de 2034. De acuerdo con la citada disposición transitoria, la mantención del régimen anterior no resulta aplicable respecto de aquellos medios de generación de pequeña escala que, con posterioridad a la publicación del DS N°1/2026 en el Diario Oficial, modifiquen sus condiciones de conexión y operación.

En consecuencia, coexisten, para efectos de la determinación de los precios aplicables a los Medios de Generación de Pequeña Escala acogidos al mecanismo de estabilización de precios, dos regímenes:

- El régimen de "Precios Estabilizados" establecido en el Capítulo III del Reglamento MGPE previo a las modificaciones introducidas mediante el DS N°1/2026 que, en virtud del artículo

[1] Publicado en el Diario Oficial con fecha 8 de octubre de 2020, modificado, entre otros, por el Decreto Supremo N° 1, de 2026, del Ministerio de Energía.

primero transitorio de dicho decreto, se mantiene vigente para los medios que cumplen los requisitos establecidos en dicha disposición.

- El régimen de “Precios Básicos de Energía por Intervalo Temporal” establecido en el Capítulo 3 Título I del Reglamento MGPE, aplicable a los demás MGPE que se acojan al mecanismo de estabilización de precios.

En virtud de lo dispuesto en el artículo 17 del Reglamento MGPE, según el régimen normativo aplicable a cada caso, los Precios Estabilizados y los Precios Básicos de Energía por Intervalo Temporal serán fijados por el Ministerio de Energía, mediante decreto expedido bajo la fórmula "por orden del presidente de la República", previo informe técnico de la Comisión Nacional de Energía (en adelante, “Comisión”) y regirán a partir de su publicación en el Diario Oficial. Estos precios serán calculados por la Comisión sobre la base de los antecedentes y la simulación de la operación esperada del Sistema Eléctrico Nacional (en adelante, “SEN”) realizada con ocasión de la fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo de febrero y agosto de cada año respectivamente.

De acuerdo con lo dispuesto en el referido artículo 17 del Reglamento MGPE, según el régimen normativo aplicable a cada caso, corresponde que la Comisión, un mes después de la comunicación del Informe Técnico Definitivo del cálculo de los Precios de Nudo de Corto Plazo, comunique al Ministerio de Energía y al Coordinador Eléctrico Nacional (en adelante, “Coordinador”) el respectivo Informe Técnico Preliminar con los precios a que se refiere el párrafo precedente, debiendo este último ponerlo a disposición de los Coordinados. Asimismo, la Comisión deberá publicar dicho informe en su sitio web, pudiendo los Coordinados formular observaciones ante esta Comisión dentro del plazo de diez días.

El informe técnico de Precios Estabilizados y de Precios Básicos de Energía por Intervalo Temporal deberá contener, al menos lo siguiente:

a) La asignación de bloques de la simulación de Precio de Nudo de Corto Plazo realizada en febrero o agosto de cada año, según corresponda, a los distintos intervalos temporales definidos para el cálculo;
b) Los Precios Básicos de Energía por Intervalo Temporal para las barras donde se determine el Precio de Nudo de Corto Plazo de febrero o agosto de cada año, según corresponda;
c) Los Precios Estabilizados de energía por intervalo temporal para las barras donde se determine el Precio de Nudo de Corto Plazo;
d) El ajuste a la banda de mercado definida para los Precios Estabilizados; y,
e) Las fórmulas de indexación aplicables al Precio Estabilizado.

La Comisión deberá analizar las observaciones recibidas al Informe Técnico Preliminar de Precios Estabilizados y de Precios Básicos de Energía por Intervalo Temporal, las cuales podrán ser acogidas, total o parcialmente, o rechazadas fundadamente, y deberá publicar en su sitio web un informe técnico definitivo con los resultados del proceso de determinación de los precios de cada régimen

respectivo, a más tardar, dentro de los tres meses siguientes a la comunicación del Informe Técnico Definitivo del cálculo de los Precios de Nudo de Corto Plazo, el que deberá ser comunicado al Ministerio de Energía para efectos de la dictación del correspondiente decreto.

Atendido que, con fecha 03 de agosto de 2026, se comunicó la Resolución Exenta Nº397 de la Comisión, de la misma fecha, que aprueba el Informe Técnico Definitivo, de julio de 2026, para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional (en adelante, "ITD PNCP"), a través del presente informe se da cumplimiento a lo dispuesto en el inciso tercero del artículo 17 del DS N°88/2019 según el régimen normativo aplicable a cada caso. En consideración de que no se recibieron observaciones respecto del informe técnico preliminar aprobado mediante Resolución Exenta N° 470, de fecha 31 de agosto de 2026, de la Comisión, mediante el presente informe técnico definitivo esta Comisión expone los resultados del proceso de determinación de precios estabilizados y precios básicos de energía por intervalo temporal, los que serán comunicados al Ministerio de Energía para efectos de la dictación del decreto correspondiente.

1 ANTECEDENTES

En este capítulo, se presentan los principales antecedentes utilizados en la determinación de los Precios Estabilizados y los Precios Básicos de Energía por Intervalo Temporal en el SEN, que, conforme al Reglamento MGPE, corresponderán a aquellos utilizados en la determinación de Precios de Nudo de Corto Plazo contenida en el ITD PNCP, según lo ya señalado en la introducción de este informe.

1.1 DEMANDA Y COSTOS MARGINALES ESPERADOS

En virtud de lo establecido en el inciso segundo del artículo 17 del Reglamento MGPE, según el régimen normativo aplicable en cada caso, los antecedentes de demanda y de la simulación de la operación esperada del SEN provienen de los resultados contenidos en el ITD PNCP, por lo que el detalle de la demanda y de los costos marginales esperados, tanto en términos geográficos asociados a barras del SEN, como en su temporalidad, asociada a la relación año, mes y bloque, corresponden íntegramente a aquellos contenidos en el ITD PNCP y sus bases de cálculo.

1.2 MODELACIÓN TEMPORAL DE LAS VARIABLES

En consistencia con la modelación temporal de las variables utilizada en el ITD PNCP, se considera una temporalidad para cada mes de 24 bloques. Así, cada mes contiene 12 bloques que representan un día hábil promedio y 12 bloques que representan un día no hábil promedio.

1.3 TIPO DE CAMBIO

Se utiliza el mismo tipo de cambio utilizado en el ITD PNCP, que corresponde a 897,64 $/USD.

1.4 TASA DE ACTUALIZACIÓN

La tasa de actualización considerada para los cálculos es de 10% real anual, según lo establecido en la letra d), del artículo 165° de la Ley.

2 METODOLOGÍA

Para dar cumplimiento a lo establecido en el Capítulo 3 del Título I del DS N°88/2019, según el régimen normativo aplicable en cada caso, la Comisión ha aplicado la metodología para determinar los Precios Estabilizados y los Precios Básicos de Energía por Intervalo Temporal de acuerdo con procedimiento indicado en los párrafos 2° y 3° del citado capítulo[2], según se indica a continuación:

a) Determinación de los Precios Básicos de Energía por Intervalo Temporal.
b) Determinación del ajuste a la banda de mercado al Precio Básico de Energía por Intervalo Temporal y determinación de los Precios Estabilizados.
c) Determinación de la fórmula de indexación de los Precios Estabilizados.

La metodología empleada para dar cumplimiento con las etapas indicadas anteriormente se describe a continuación.

2.1 DETERMINACIÓN DE LOS PRECIOS BÁSICOS DE ENERGÍA POR INTERVALO TEMPORAL

Los Precios Básicos de Energía son determinados por intervalo temporal, para cada una de las barras del SEN en las cuales se determinaron los Precios de Nudo de Corto Plazo contenidos en el ITD PNCP, de forma tal que éstos representen la operación del sistema en intervalos temporales dentro del día. En virtud de lo establecido en el artículo 18 del Reglamento MGPE, en la Tabla 1 se presentan los intervalos temporales utilizados:

Tabla 1: Intervalos temporales

Número intervalo	Hora de inicio	Hora de término
1	0:00	3:59
2	4:00	7:59
3	8:00	11:59
4	12:00	15:59
5	16:00	19:59
6	20:00	23:59

Complementariamente, a partir de los antecedentes y la simulación de la operación esperada del sistema eléctrico utilizada con ocasión del ITD PNCP, de acuerdo con lo establecido en el subcapítulo 1.1 del presente informe, se obtienen los costos marginales esperados y la demanda de energía del

[2] El párrafo 3° del Capítulo 3, del Título I, corresponde al Reglamento MGPE vigente previo a la entrada en vigencia del DS N°1/2026, y que, de conformidad a su artículo primero transitorio, se mantendrá vigente para aquellos medios de generación de pequeña escala que hubiesen optado por el régimen de estabilización de precios allí establecido previo a la publicación de dicho decreto en el Diario Oficial.

sistema, en cada una de las subestaciones del sistema eléctrico en las que se definieron los Precios de Nudo de Corto Plazo.

Por otra parte, de acuerdo con lo indicado en el artículo 19 del Reglamento MGPE, se determinan los Precios Básicos de Energía por Intervalo Temporal de acuerdo con la siguiente expresión:

$$Precio\ Básico\ Energía\ por\ intervalo\ temporal_{n,t} = \frac{\sum_i^N \frac{CMg_{i,n,t} \cdot E_{i,n,t}}{(1+r)^{i-1}}}{\sum_i^N \frac{E_{i,n,t}}{(1+r)^{i-1}}}$$

Donde:

i : Mes i-ésimo del horizonte de evaluación.

n : Nodo o barra del sistema de transmisión nacional.

t : Intervalo temporal t dentro del día, de acuerdo con la Tabla 1.

N : Número de meses del periodo de cálculo respectivo.

$CMg_{i,n,t}$: Costo marginal promedio, en el mes i, en el nodo o barra n, para el intervalo temporal t.

$E_{i,n,t}$: Energía del mes i, en el nodo o barra n, para el intervalo temporal t.

r : Tasa de actualización definida en el artículo 165° literal d) de la Ley.

Cada antecedente y resultado de la operación esperada presenta una granularidad temporal igual a los bloques de la simulación indicada en el subcapítulo 1.2. Es decir, cada mes es representado por dos tipos de días promedio, uno hábil y otro no hábil, en los cuales cada día es modelado mediante doce bloques. Para efectos de determinar el costo marginal promedio y la energía por intervalo temporal, se aplica el procedimiento listado a continuación.

a) A partir de los costos marginales esperados por bloque, se determina el valor del costo marginal esperado horario, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$CMg\ horario_{i,n,td,h} = CMg\ bloque_{i,n,td,b}$$

Con:

i : Mes i-ésimo del horizonte de evaluación.

n : Nodo o barra del sistema de transmisión nacional.

td : Tipo de día (hábil o no hábil).

b : Número de bloque según tipo de día.

h : Hora perteneciente al bloque "b".

$CMg\ bloque_{i,n,td,b}$: Costo marginal esperado del bloque "b", en el horizonte temporal "i", para el nodo "n", en el tipo de día "td".

b) A partir de la energía de cada bloque, se determina la energía horaria de cada día representativo, de acuerdo con la siguiente expresión.

$$Energía\ horaria_{i,n,td,h} = \frac{Energía\ bloque_{i,n,td,b}}{horas\ asignadas_{i,td,b}}$$

Con:

i : Mes i-ésimo del horizonte de evaluación.

n : Nodo o barra del sistema de transmisión nacional.

td : Tipo de día (hábil o no hábil).

b : Número de bloque según tipo de día.

h : Hora perteneciente al bloque "b".

$Energía\ bloque_{i,n,td,b}$: Energía esperada del bloque "b", en el horizonte temporal "i", para el nodo "n", en el tipo de día "td".

c) Debido a que el mes es representado por dos tipos de días, lo anterior resulta en que se cuenta con 48 valores de energía horaria y costos marginales esperados horarios, para cada nodo y mes. Luego, se asignan los costos marginales esperados horarios y la energía horaria a cada intervalo de tiempo de acuerdo con lo definido en la Tabla 1, y cuyo detalle se encuentra en la Tabla 2. La asignación señalada anteriormente implica que, debido a que son seis intervalos por día, se asignan, para cada mes e intervalo, doce valores de energía horaria $(Energía\ horaria_{i,n,td,h,t})$ y de costos marginales esperados $(CMg\ horario_{i,n,td,h,t})$.

Tabla 2: Asignación de bloques a intervalos temporales

Intervalo temporal	Hora del día	Asignación día hábil												Asignación día no hábil											
		Mes												Mes											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	**1**	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
1	**2**	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
1	**3**	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
1	**4**	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
2	**5**	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
2	**6**	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
2	**7**	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
2	**8**	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
3	**9**	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
3	**10**	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
3	**11**	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
3	**12**	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
4	**13**	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
4	**14**	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
4	**15**	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
4	**16**	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
5	**17**	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
5	**18**	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
5	**19**	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
5	**20**	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
6	**21**	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
6	**22**	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
6	**23**	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
6	**24**	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24

d) Posteriormente, el costo marginal esperado por intervalo es determinado a partir de la siguiente expresión:

$$CMg_{i,n,t} = \frac{\sum_{td} \sum_{h=3\cdot(t-1)+t}^{4t} CMg\ horario_{i,n,td,h,t} \cdot Energia\ horaria_{i,n,td,h,t}}{\sum_{td} \sum_{h=3\cdot(t-1)+t}^{4t} Energia\ horaria_{i,n,td,h,t}}$$

e) Por otra parte, la energía esperada del intervalo es determinada a partir de la siguiente expresión:

$$E_{i,n,t} = \sum_{td} \sum_{h=3\cdot(t-1)+t}^{4t} Energia\ horaria_{i,n,td,h,t}$$

Finalmente, el período de cálculo considerado en la fórmula anterior es el mismo que fue utilizado para efectos de la determinación de los precios de nudo en el ITD PNCP, esto es, 48 meses iniciados desde octubre del año 2026.

2.2 DETERMINACIÓN DEL AJUSTE A LA BANDA DE MERCADO AL PRECIO BÁSICO DE ENERGÍA POR INTERVALO TEMPORAL Y DETERMINACIÓN DE LOS PRECIOS ESTABILIZADOS

Una vez determinados los Precios Básicos de Energía por Intervalo Temporal, de acuerdo con lo indicado en el subcapítulo 2.1, se realiza un ajuste de estos precios considerando una Banda de Precios de Mercado. De conformidad con lo establecido en el artículo primero transitorio del DS N°1/2026, para la determinación de los Precios Estabilizados se deben seguir considerando las disposiciones contenidas en el párrafo 4 del Capítulo 3, del Título I, del DS N°88/2019 previo a su modificación mediante el DS N°1/2026.

Para tal efecto, de acuerdo con lo indicado en el inciso tercero del artículo 20 del Reglamento MGPE (previo a su modificación mediante el DS N°1/2026), se determina un precio básico promedio de energía para la barra de referencia[3], el cual se calcula como el promedio ponderado por la demanda de energía correspondiente a cada intervalo temporal de los Precios Básicos de Energía, por intervalo temporal en la barra de referencia indicada anteriormente. Lo anterior, es determinado a través de la siguiente expresión:

$$PBE_P = \frac{\sum_{t=1}^{T} PBE_t \cdot E_t}{\sum_{t=1}^{T} E_t}$$

Donde:

t : Intervalo temporal t dentro del día.

PBE_P : Precio básico promedio de energía para la barra de referencia.

PBE_t : Precio básico promedio de energía, para la barra de referencia, en el intervalo t.

[3] Se utiliza la misma que en el ITD PNCP.

E_t : Demanda de energía, para la barra de referencia, en el intervalo t.

T : Total de intervalos temporales definidos.

Para realizar el ajuste, se considera el Precio Medio de Mercado, en adelante "PMM", el que corresponde al mismo valor utilizado en el ITD PNCP.

Luego, de acuerdo con lo estipulado en el artículo 22 del Reglamento MGPE (previo a su modificación mediante el DS N°1/2026), se determina para la barra de referencia definida, un Precio Medio Básico, conforme a la siguiente expresión:

$$PMB\left[\frac{\$}{kWh}\right] = PBE_p\left[\frac{\$}{kWh}\right] + PBP\left[\frac{\frac{\$}{kW}}{mes}\right] \cdot \frac{12\,[mes]}{8760\,[h]\cdot fc}$$

Donde:

PMB : Precio Medio Básico para la barra de referencia.

$PBEp$: Precio básico promedio de energía para la barra de referencia.

PBP : Precio básico de la potencia, referido a la barra de referencia.

fc : Factor de carga del sistema eléctrico, determinado por la Comisión en base a antecedentes históricos, de forma de representar adecuadamente el comportamiento de la demanda.

Posteriormente, de acuerdo con lo indicado en el inciso primero del artículo 23 del referido reglamento (previo a su modificación mediante el DS N°1/2026), se determina la diferencia porcentual entre el PMB y PMM, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$DIF\%_{PMB-PMM} = \left|\frac{PMB - PMM}{PMM}\right| \cdot 100\%$$

Si la diferencia determinada por la expresión del presente artículo es inferior a 30%, se definirá como banda de precios de mercado un valor igual al 5% en torno al PMM. Si la diferencia es igual o superior a 30% e inferior a 80%, se definirá como banda de precios de mercado un valor igual a las dos quintas partes de la diferencia porcentual determinada por la expresión precedente, menos 2%, en torno al PMM. Si la diferencia es igual o superior a 80%, se definirá como banda de precios de mercado un valor igual a 30% en torno al PMM. Esta banda de precios de mercado, en adelante "BPM", será definida de acuerdo con la siguiente expresión:

$$BPM = \begin{cases} 5\%; si \left|\frac{PMB - PMM}{PMM}\right| \% < 30\% \\ \frac{2}{5}\left|\frac{PMB - PMM}{PMM}\right| \% - 2\%; si\ 30\% \leq \left|\frac{PMB - PMM}{PMM}\right| \% \leq 80\% \\ 30\%; si\ 80\% \leq \left|\frac{PMB - PMM}{PMM}\right| \end{cases}$$

A continuación, se determina el Precio Medio Teórico, en adelante "PMT", el que, de acuerdo con lo estipulado en el numeral 2) del artículo 167° de la Ley, es igual al cociente entre: (i) la facturación teórica que resulta de valorar los suministros a clientes libres y distribuidoras a los precios de nudo de energía y potencia determinados en el ITD PNCP, incorporando los cargos destinados a remunerar el sistema de transmisión nacional conforme a lo señalado en el artículo 115° de la Ley, en sus respectivos puntos de suministro y nivel de tensión, y las disposiciones transitorias de la Ley N° 20.936; y, (ii) la energía asociada a dichos suministros. Ambas componentes del cociente anterior, ocurridas en el periodo de cuatro meses que culmina en el tercer mes anterior al establecido para la comunicación del informe técnico a que se refiere el artículo 169° de la Ley.

De acuerdo con lo señalado en el literal (i) del párrafo precedente y, considerando que se deben incorporar los respectivos puntos de suministro y nivel de tensión para determinar el PMT, corresponde que se adicionen los cargos destinados a remunerar la transmisión zonal.

Posteriormente, se debe evaluar si el Precio Medio Teórico se encuentra contenido en la banda de precios de mercado, ante lo cual se pueden dar las siguientes dos situaciones:

1. Si el Precio Medio Teórico se encuentra contenido en la banda de precios de mercado, los Precios Estabilizados serán los Precios Básicos de Energía por Intervalo Temporal determinados de acuerdo con lo indicado en el subcapítulo 2.1.

2. Si el Precio Medio Teórico no se encuentra contenido en la banda de precios de mercado, se deberá adicionar o sustraer un valor constante al precio básico promedio de energía, de modo que el Precio Medio Teórico ajustado alcance el límite más próximo, superior o inferior, de la banda de precios de mercado. En este caso, los Precios Estabilizados se calcularán como los Precios Básicos de Energía por Intervalo temporal, determinados de acuerdo con lo indicado en el subcapítulo 2.1, adicionando o sustrayendo el valor constante ya indicado, con la restricción de que el Precio Estabilizado resultante no puede ser inferior a cero en ninguno de sus intervalos.

3 RESULTADOS

En el presente capítulo, se presentan los resultados asociados a los Precios Básicos de Energía por Intervalo Temporal y los Precios Estabilizados, de acuerdo con las metodologías expuestas en el capítulo 2. Adicionalmente, se presenta la banda de precios de mercado y la fórmula de indexación aplicable a los Precios Estabilizados.

3.1 PRECIOS BÁSICOS DE ENERGÍA POR INTERVALO TEMPORAL Y PRECIO BÁSICO PROMEDIO DE ENERGÍA

Sobre la base de los antecedentes definidos en el capítulo 1 y la metodología establecida en el capítulo 2, se han determinado para cada intervalo y subestación, los Precios Básicos de Energía por Intervalo Temporal, y los precios básicos promedio de energía, los cuales se presentan en la Tabla 3.

Tabla 3: Precios Básicos de Energía por intervalo temporal y precio básico promedio de energía

NUDO	TENSIÓN	PRECIO BÁSICO DE ENERGÍA POR INTERVALO TEMPORAL [$/kWh]						PRECIO BÁSICO PROMEDIO DE ENERGÍA [$/kWh]
		1	2	3	4	5	6	
PARINACOTA	220	12,080	12,146	0,176	0,149	7,130	14,611	7,403
POZO ALMONTE	220	11,582	11,542	0,161	0,144	6,785	13,801	7,435
CONDORES	220	11,811	11,924	0,204	0,148	7,081	14,334	7,179
TARAPACA	220	12,169	12,153	0,330	0,162	6,980	14,572	7,660
LAGUNAS	220	12,123	12,124	0,371	0,164	7,021	14,508	7,651
NUEVA VICTORIA	220	12,086	12,085	0,371	0,164	7,006	14,464	7,629
CRUCERO	220	11,184	11,195	0,327	0,150	6,567	13,432	7,264
ENCUENTRO	220	12,144	12,154	0,383	0,164	7,113	14,488	7,869
CHUQUICAMATA	220	12,251	12,261	0,388	0,165	7,154	14,618	7,936
CALAMA	220	11,920	12,038	0,325	0,163	7,631	14,508	7,911
EL TESORO	220	12,115	12,062	0,351	0,162	7,065	14,438	7,766
ESPERANZA SING	220	12,113	12,061	0,351	0,162	7,064	14,436	7,765
ATACAMA	220	11,850	11,831	0,324	0,163	7,146	14,293	7,581
EL COBRE	220	12,670	12,935	0,428	0,172	7,472	15,174	7,858
LABERINTO	220	12,661	12,925	0,427	0,172	7,468	15,167	7,853
O'HIGGINS	220	12,838	13,103	0,431	0,172	7,524	15,311	7,942
D. DE ALMAGRO	220	11,928	11,996	0,341	0,163	7,024	14,230	7,731
CARRERA PINTO	220	11,884	11,958	0,341	0,162	7,013	14,197	7,709

NUDO	TENSIÓN	PRECIO BÁSICO DE ENERGÍA POR INTERVALO TEMPORAL [$/kWh]						PRECIO BÁSICO PROMEDIO DE ENERGÍA [$/kWh]
		1	2	3	4	5	6	
CARDONES	220	11,973	12,047	0,351	0,165	7,099	14,333	7,779
MAITENCILLO	220	11,618	11,645	0,341	0,164	6,824	13,915	7,475
PUNTA COLORADA	220	11,672	11,709	0,378	0,164	6,882	14,001	7,525
PAN DE AZUCAR	220	12,026	12,123	0,457	0,169	7,308	14,560	7,892
LOS VILOS	220	12,281	12,657	0,468	0,165	8,618	15,173	8,042
NOGALES	220	11,403	11,316	0,417	0,198	8,104	14,519	7,641
QUILLOTA	220	12,108	12,411	0,519	0,168	8,175	15,007	7,960
POLPAICO	220	12,192	12,465	0,508	0,182	8,248	15,295	7,458
EL LLANO	220	12,296	12,480	0,580	0,181	8,096	14,984	8,241
LOS MAQUIS	220	12,390	12,576	0,585	0,182	8,158	15,100	8,304
LAMPA	220	12,227	12,477	0,495	0,179	8,256	15,272	7,723
CERRO NAVIA	220	12,215	12,496	0,514	0,183	8,305	15,363	7,489
MELIPILLA	220	11,887	12,201	0,544	0,147	7,314	14,255	7,315
RAPEL	220	11,755	12,172	0,536	0,127	7,272	14,221	7,273
CHENA	220	12,199	12,471	0,516	0,184	8,314	15,368	7,487
MAIPO	220	12,011	12,302	0,525	0,166	8,312	14,926	7,801
ALTO JAHUEL	220	12,216	12,571	0,508	0,182	8,706	15,345	8,081
ITAHUE	220	12,123	12,390	0,662	0,115	5,470	12,708	7,017
ANCOA	220	11,345	11,276	0,477	0,147	7,564	13,878	7,154
CHARRUA	220	11,207	11,410	0,522	0,173	7,271	13,343	7,189
COLBUN	220	11,345	11,276	0,477	0,147	7,564	13,878	7,154
CANDELARIA	220	11,779	11,907	0,581	0,172	7,766	14,485	7,877
HUALPEN	220	11,364	11,565	0,550	0,264	7,424	13,575	7,324
LAGUNILLAS	220	11,320	11,518	0,553	0,297	7,396	13,522	7,302
CAUTÍN	220	10,823	11,106	0,507	0,175	7,366	13,203	6,771
TEMUCO	220	10,916	11,100	0,512	0,181	6,925	12,917	6,679
CIRUELOS	220	7,554	7,984	1,790	1,978	6,924	11,808	6,296
VALDIVIA	220	7,600	7,967	1,979	2,171	6,738	11,443	6,207
RAHUE	220	7,292	7,693	1,884	2,053	6,484	11,427	5,995
PUERTO MONTT	220	7,254	7,590	1,881	2,058	6,422	11,109	5,888
MELIPULLI	220	7,254	7,590	1,881	2,058	6,422	11,109	5,888
CHILOE	220	7,274	7,641	1,936	2,127	6,300	11,034	5,899

3.2 PRECIOS ESTABILIZADOS

En base a los Precios Básicos de Energía por Intervalo Temporal determinados en el subcapítulo 3.1 y de acuerdo con la metodología descrita en el capítulo 2, a continuación, se presentan los Precios Estabilizados resultantes del ajuste de los Precios Básicos de Energía por Intervalo Temporal a la Banda de Precios de Mercado, junto con su respectiva fórmula de indexación.

3.2.1 Determinación Banda de Precios de Mercado y comparación Precio Medio Teórico con Precio Medio de Mercado.

3.2.1.1 Determinación Precio Medio Básico

Conforme a lo establecido en el subcapítulo 2.2 el Precio Medio Básico (PMB) resulta ser igual a:

Tabla 4: Precio Medio Básico [4]

Precio Medio Básico	SEN
Precio Básico Energía (PBEp) [$/kWh]	7,458
Precio Básico Potencia (PBP) [$/kW/mes]	9.231,51
Precio Medio Básico (PMB) [$/kWh]	**23,666**

3.2.1.2 Determinación de Banda de Precios

Según lo establecido en el subcapítulo 2.2, para la determinación de la Banda de Precios de Mercado (BPM), se determinó la diferencia porcentual ($\Delta PMB/PMM\%$) entre el Precio Medio Básico, calculado en el punto anterior, y el Precio Medio de Mercado (PMM). Esta comparación se muestra en la Tabla 5 siguiente.

Tabla 5: Comparación Precio Medio Básico – Precio Medio de Mercado

Precio Medio Básico	SEN
Precio Medio Básico [$/kWh]	23,666
Precio Medio de Mercado [$/kWh]	92,888
Δ PMB / PMM (%)[5]	**-74,50%**

La expresión para determinar la Banda de Precios de Mercado (BPM) se describe a continuación:

[4] Barra del Precio Básico de Energía, factor de carga y Precio Básico Potencia igual al indicado en el ITD PNCP.
[5] Diferencias en el cálculo se deben a aproximaciones por redondeo.

$$BPM = \begin{cases} 5\% \,;\, si \left|\frac{\Delta PMB}{PMM}\right| \% < 30\% \\ \frac{2}{5}\left|\frac{\Delta PMB}{PMM}\right| \% - 2\% \,;\, si\ 30\% \leq \left|\frac{\Delta PMB}{PMM}\right| \% < 80\% \\ 30\% \,;\, si\ 80\% \leq \left|\frac{\Delta PMB}{PMM}\right| \% \end{cases}$$

De la aplicación de la expresión descrita anteriormente, el límite inferior de la BPM para la presente fijación resulta igual a **27,8%** [6] en el SEN.

3.2.1.3 Comparación Precio Medio Teórico – Precio Medio de Mercado

De acuerdo con lo estipulado en el subcapítulo 2.2, el Precio Medio Teórico ha sido calculado como el cociente entre la facturación teórica que resulta de valorar los suministros a clientes libres y distribuidoras a los precios de nudo de energía y potencia determinados en el ITD PNCP, incorporando los cargos destinados a remunerar el sistema de transmisión nacional y zonal.

De esta forma, conforme al procedimiento establecido en el artículo 25 del DS N°88/2019 (previo a su modificación mediante el DS N°1/2026), aplicable al régimen de Precios Estabilizados, la diferencia porcentual entre el Precio Medio de Mercado y el Precio Medio Teórico resulta ser igual a:

Tabla 6: Comparación Precio Medio Teórico – Precio Medio de Mercado

Precio Medio Teórico	SEN
Precio Medio Teórico [$/kWh]	28,565
Precio Medio de Mercado [$/kWh]	92,888
Diferencia (%)[7]	**-69,25%**

En el SEN dicha diferencia porcentual es menor al límite inferior de la BPM calculado en el punto anterior. Por lo tanto, según lo señalado en el subcapítulo 2.2 del presente informe, se determina el "Precio Medio Teórico Ajustado", el cual presenta la misma estructura que el PMT ya calculado. No obstante, en cada punto de suministro, se debe adicionar o sustraer un valor único y constante a la componente de energía, de modo que el Precio Medio Teórico Ajustado alcance el límite más próximo, superior o inferior, de la banda de precios de mercado. El resultado es presentado en la Tabla 7.

Tabla 7: Comparación Precio Medio Teórico Ajustado – Precio Medio de Mercado

Precio Medio Teórico Ajustado	SEN
Precio Medio Teórico Ajustado [$/kWh]	67,066
Precio Medio de Mercado [$/kWh]	92,888

[6] Diferencias en el cálculo se deben a aproximaciones por redondeo.
[7] Diferencias en el cálculo se deben a aproximaciones por redondeo.

Diferencia (%)[8]	-27,8%

Como resultado del proceso anterior, para efectos de determinar los Precios Estabilizados, el valor que se debe adicionar a la componente de energía corresponde a 38,376 [$/kWh], con el fin de alcanzar el límite más próximo de la Banda de Precios de Mercado. En virtud de lo anterior, los Precios Estabilizados se calcularon como los Precios Básicos de Energía por Intervalo Temporal adicionando un valor igual a 38,376 [$/kWh].

3.2.2 Precios Estabilizados

Con el ajuste de la banda señalado previamente, los Precios Estabilizados resultantes son los presentados en la Tabla 8 a continuación.

Tabla 8: Precios estabilizados por intervalo temporal

NUDO	TENSIÓN [kV]	PRECIO ESTABILIZADO POR INTERVALO TEMPORAL [$/kWh]					
		1	2	3	4	5	6
PARINACOTA	220	50,456	50,522	38,552	38,525	45,506	52,987
POZO ALMONTE	220	49,958	49,918	38,537	38,520	45,161	52,177
CONDORES	220	50,187	50,300	38,580	38,524	45,457	52,710
TARAPACA	220	50,545	50,529	38,706	38,538	45,356	52,948
LAGUNAS	220	50,499	50,500	38,747	38,540	45,397	52,884
NUEVA VICTORIA	220	50,462	50,461	38,747	38,540	45,382	52,840
CRUCERO	220	49,560	49,571	38,703	38,526	44,943	51,808
ENCUENTRO	220	50,520	50,530	38,759	38,540	45,489	52,864
CHUQUICAMATA	220	50,627	50,637	38,764	38,541	45,530	52,994
CALAMA	220	50,296	50,414	38,701	38,539	46,007	52,884
EL TESORO	220	50,491	50,438	38,727	38,538	45,441	52,814
ESPERANZA SING	220	50,489	50,437	38,727	38,538	45,440	52,812
ATACAMA	220	50,226	50,207	38,700	38,539	45,522	52,669
EL COBRE	220	51,046	51,311	38,804	38,548	45,848	53,550
LABERINTO	220	51,037	51,301	38,803	38,548	45,844	53,543
O'HIGGINS	220	51,214	51,479	38,807	38,548	45,900	53,687
D. DE ALMAGRO	220	50,304	50,372	38,717	38,539	45,400	52,606
CARRERA PINTO	220	50,260	50,334	38,717	38,538	45,389	52,573
CARDONES	220	50,349	50,423	38,727	38,541	45,475	52,709
MAITENCILLO	220	49,994	50,021	38,717	38,540	45,200	52,291
PUNTA COLORADA	220	50,048	50,085	38,754	38,540	45,258	52,377

[8] Diferencias en el cálculo se deben a aproximaciones por redondeo.

NUDO	TENSIÓN [kV]	PRECIO ESTABILIZADO POR INTERVALO TEMPORAL [$/kWh]					
		1	2	3	4	5	6
PAN DE AZUCAR	220	50,402	50,499	38,833	38,545	45,684	52,936
LOS VILOS	220	50,657	51,033	38,844	38,541	46,994	53,549
NOGALES	220	49,779	49,692	38,793	38,574	46,480	52,895
QUILLOTA	220	50,484	50,787	38,895	38,544	46,551	53,383
POLPAICO	220	50,568	50,841	38,884	38,558	46,624	53,671
EL LLANO	220	50,672	50,856	38,956	38,557	46,472	53,360
LOS MAQUIS	220	50,766	50,952	38,961	38,558	46,534	53,476
LAMPA	220	50,603	50,853	38,871	38,555	46,632	53,648
CERRO NAVIA	220	50,591	50,872	38,890	38,559	46,681	53,739
MELIPILLA	220	50,263	50,577	38,920	38,523	45,690	52,631
RAPEL	220	50,131	50,548	38,912	38,503	45,648	52,597
CHENA	220	50,575	50,847	38,892	38,560	46,690	53,744
MAIPO	220	50,387	50,678	38,901	38,542	46,688	53,302
ALTO JAHUEL	220	50,592	50,947	38,884	38,558	47,082	53,721
ITAHUE	220	50,499	50,766	39,038	38,491	43,846	51,084
ANCOA	220	49,721	49,652	38,853	38,523	45,940	52,254
CHARRUA	220	49,583	49,786	38,898	38,549	45,647	51,719
COLBUN	220	49,721	49,652	38,853	38,523	45,940	52,254
CANDELARIA	220	50,155	50,283	38,957	38,548	46,142	52,861
HUALPEN	220	49,740	49,941	38,926	38,640	45,800	51,951
LAGUNILLAS	220	49,696	49,894	38,929	38,673	45,772	51,898
CAUTÍN	220	49,199	49,482	38,883	38,551	45,742	51,579
TEMUCO	220	49,292	49,476	38,888	38,557	45,301	51,293
CIRUELOS	220	45,930	46,360	40,166	40,354	45,300	50,184
VALDIVIA	220	45,976	46,343	40,355	40,547	45,114	49,819
RAHUE	220	45,668	46,069	40,260	40,429	44,860	49,803
PUERTO MONTT	220	45,630	45,966	40,257	40,434	44,798	49,485
MELIPULLI	220	45,630	45,966	40,257	40,434	44,798	49,485
CHILOE	220	45,650	46,017	40,312	40,503	44,676	49,410

3.2.3 Fórmula de indexación de los Precios Estabilizados

En concordancia con lo establecido en el ITD PNCP, y el mecanismo de indexación para el precio de nudo de energía, el Precio Estabilizado por intervalo de cada nodo será indexado respecto de las variaciones que experimente el Precio Medio de Mercado de acuerdo con la siguiente expresión:

$$Precio\ estabilizado\ de\ energía_t = Precio\ base_t \left[\frac{PMM_i}{PMM_0}\right]$$

Dónde:

$Precio\ estabilizado\ de\ energía_t$: Precio estabilizado de energía del nodo, para el intervalo temporal t, de conformidad a los intervalos definidos en el subcapítulo 2.1.

$Precio\ base_t$: Precio estabilizado base de energía del nodo, para el intervalo temporal t, correspondiente a los indicados en la Tabla 8, del subcapítulo 3.2.

PMM_i : Precio Medio de Mercado determinado con los precios medios de los contratos de clientes libres y ventas efectuadas a precio de nudo de largo plazo de las empresas distribuidoras según corresponda, informados a la Comisión por las empresas generadoras, correspondientes a la ventana de cuatro meses que finaliza el tercer mes anterior a la fecha de publicación de este precio.

PMM_0 : Precio Medio de Mercado determinado con los precios medios de los contratos de clientes libres y ventas efectuadas a precio de nudo de largo plazo de las empresas distribuidoras según corresponda, informados a la Comisión por las empresas generadoras, correspondientes a la ventana de cuatro meses establecida en la normativa vigente. Este valor se encuentra establecido en el ITD PNCP.

Dentro de los primeros cinco días de cada mes, la Comisión publicará en su sitio web, el valor del PMM_i respectivo, para efectos de la aplicación de la fórmula anterior.