

REF.: Aprueba Informe Técnico Definitivo de Determinación de Precios Estabilizados, de octubre de 2025, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 17° del Decreto Supremo N° 88 del Ministerio de Energía, de 2019, que aprueba Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala.

RESOLUCIÓN EXENTA N° 666

SANTIAGO, 30 de octubre de 2025

VISTOS:

- a) Lo dispuesto en el artículo 9° letra h) del D.L. N° 2.224 de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante la "Comisión", modificado por la Ley N° 20.402 que crea el Ministerio de Energía;
- b) Lo señalado en el Decreto con Fuerza de Ley N° 4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1 del Ministerio de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, y sus modificaciones posteriores, en adelante la "Ley";
- c) Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 88 del Ministerio de Energía, de 2019, que aprueba Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala, en adelante "DS N° 88";
- d) Los Oficios Ordinarios N° 775 y N° 776 de la Comisión, de fecha 01 de septiembre de 2025, que comunican al Ministerio de Energía y al Coordinador Eléctrico Nacional, respectivamente, el Informe Técnico Preliminar de Determinación de Precios Estabilizados;
- e) La Resolución Exenta N° 538 de la Comisión, de fecha 01 de septiembre de 2025, que Aprueba Informe Técnico Preliminar de Determinación de Precios Estabilizados, de agosto de 2025, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 17° del Decreto Supremo N° 88 del Ministerio de Energía, de 2019, que aprueba Reglamento para Medios de Generación para Pequeña Escala;
- f) Lo dispuesto en el Decreto Exento N° 166, de 23 de julio de 2024, de la Subsecretaría de Energía, del Ministerio de Energía, que establece orden de subrogación para el cargo de Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía; y,

- g) Lo señalado en la Resolución N° 36 de la Contraloría General de la República, de 2024.

CONSIDERANDO:

- 1) Que, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 9° del DS N° 88, los propietarios u operadores de los Medios de Generación de Pequeña Escala sincronizados a un sistema eléctrico, tendrán derecho a vender la energía que evacuen al sistema a costo marginal instantáneo, pudiendo acceder al mecanismo de estabilización de precios, y 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 149° de la Ley;
- 2) Que, de acuerdo con lo dispuesto en el inciso primero del artículo 17° del DS N° 88, los precios estabilizados a que se refiere el considerando precedente 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, y regirán a partir de su publicación en el Diario Oficial;
- 3) Que, mediante Oficios Ordinarios N° 775 y N° 776 individualizados en la letra d) de Vistos, esta Comisión comunicó al Ministerio de Energía y a los coordinados, a través del Coordinador Eléctrico Nacional, respectivamente, el Informe Técnico Preliminar de Determinación de Precios Estabilizados, de septiembre de 2025, aprobado mediante Resolución Exenta N° 538 individualizada en el literal e) de Vistos;
- 4) Que, por su parte, de acuerdo a lo dispuesto en el último inciso del referido artículo 17° del DS N° 88, la Comisión deberá analizar las observaciones recibidas al Informe Técnico Preliminar de Determinación de Precios Estabilizados, las cuales podrá acoger, total o parcialmente, o rechazar, y, a más tardar a los tres meses siguientes a la comunicación del Informe Técnico Definitivo del cálculo de los Precios de Nudo de Corto Plazo, deberá publicar en su sitio web el Informe Técnico Definitivo con los resultados del proceso de determinación de los precios estabilizados, el que deberá ser comunicado al Ministerio de Energía para los efectos de la dictación del decreto correspondiente;
- 5) Que, esta Comisión no recibió observaciones al Informe Técnico Preliminar al que se refiere el considerando 3) anterior; y,

- 6) Que, atendido lo expuesto en los considerandos anteriores, mediante el presente acto, esta Comisión aprueba el Informe Técnico Definitivo para la Determinación de Precios Estabilizados, según lo dispuesto en el inciso final artículo 17° del DS N° 88, conforme a lo que se señala en la parte resolutive de la presente resolución.

RESUELVO:

Artículo Primero: Apruébase el Informe Técnico Definitivo para la Determinación de Precios Estabilizados, de conformidad a lo dispuesto en el inciso final artículo 17° del DS N° 88, cuyo texto íntegro se transcribe a continuación.

DETERMINACIÓN DE PRECIOS ESTABILIZADOS

INFORME TÉCNICO DEFINITIVO

OCTUBRE 2025

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	3
1 ANTECEDENTES	5
1.1 DEMANDA Y COSTOS MARGINALES ESPERADOS	5
1.2 MODELACIÓN TEMPORAL DE LAS VARIABLES	5
1.3 TIPO DE CAMBIO	5
1.4 TASA DE ACTUALIZACIÓN.....	5
2 METODOLOGÍA.....	6
2.1 DETERMINACIÓN DE LOS PRECIOS BÁSICOS DE ENERGÍA POR INTERVALO TEMPORAL	6
2.2 DETERMINACIÓN DEL AJUSTE A LA BANDA DE MERCADO AL PRECIO BÁSICO DE ENERGÍA POR INTERVALO TEMPORAL Y DETERMINACIÓN DE LOS PRECIOS ESTABILIZADOS.....	10
3 RESULTADOS	13
3.1 PRECIOS BÁSICOS DE ENERGÍA POR INTERVALO TEMPORAL Y PRECIO BÁSICO PROMEDIO DE ENERGÍA	13
3.2 DETERMINACIÓN BANDA DE PRECIOS DE MERCADO Y COMPARACIÓN PRECIO MEDIO TEÓRICO CON PRECIO MEDIO DE MERCADO.....	15
3.2.1 Determinación Precio Medio Básico	15
3.2.2 Determinación de Banda de Precios	15
3.2.3 Comparación Precio Medio Teórico – Precio Medio de Mercado	16
3.3 PRECIOS ESTABILIZADOS	17
3.4 FORMULA DE INDEXACIÓN DE LOS PRECIOS ESTABILIZADOS	18

INTRODUCCIÓN

De conformidad a lo dispuesto en el artículo 9º del Decreto Supremo Nº 88 del Ministerio de Energía, de 2019, que aprueba reglamento para medios de generación de pequeña escala¹ (en adelante, “DS 88/2020”), los propietarios u operadores de los Medios de generación de pequeña escala sincronizados a un sistema eléctrico, tendrán derecho a vender la energía que evacuen al sistema a costo marginal instantáneo, pudiendo acceder al mecanismo de estabilización de precios, y 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 normativa vigente.

En virtud de lo dispuesto en el artículo 17º del DS 88/2020, los precios estabilizados a que se refiere el párrafo primero 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.

Para efectos de realizar dicho cálculo, un mes después de la comunicación del informe técnico definitivo del cálculo de los Precios de Nudo de Corto Plazo, la Comisión, deberá comunicar el informe técnico preliminar con el cálculo de los precios estabilizados al Ministerio de Energía y al Coordinador, y éste último lo pondrá a disposición de los Coordinados, debiendo además ser publicado en el sitio web de la Comisión. Los Coordinados tendrán un plazo de diez días hábiles para observar dicho informe.

El informe técnico de precios estabilizados 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 estabilizados 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) El ajuste a la banda de mercado definida para los precios estabilizados; y,

¹ Publicado en el Diario Oficial con fecha 8 de octubre de 2020.

d) Las fórmulas de indexación aplicables al precio estabilizado.

Según el procedimiento establecido en el artículo 17º del DS 88/2020 ya citado, la Comisión deberá analizar las observaciones recibidas al informe técnico preliminar de precios estabilizados, 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 estabilizados, 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 01 de agosto de 2025, se comunicó la Resolución Exenta Nº 456 de la Comisión, de la misma fecha, que aprueba el Informe Técnico Definitivo, de julio de 2025, 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 17º del DS 88/2020, y en consideración que no se recibieron observaciones respecto del informe técnico preliminar ya mencionado, mediante el presente informe técnico definitivo esta Comisión expone los resultados del proceso de determinación de precios estabilizados, 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 en el SEN, que, conforme a lo establecido en el artículo 17° del DS 88/2020, 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 DS 88/2020, 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 941,01 \$/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 88/2020, la Comisión ha aplicado la metodología para determinar los precios estabilizados de acuerdo al procedimiento indicado en los párrafos 2° y 3° del citado capítulo, según se indica a continuación:

- e) Determinación de los Precios Básicos de Energía por intervalo temporal.
- f) Determinación del ajuste a la banda de mercado al Precio Básico de Energía por intervalo temporal y determinación de los precios estabilizados.
- g) 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 contenido 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 DS 88/2020, en la Tabla 1 son presentados los intervalos temporales utilizados para el cálculo de precios estabilizados.

Tabla 1: Intervalos temporales para el cálculo de precios estabilizados

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 a lo establecido en el subcapítulo 1.1 del presente informe, se obtienen los costos marginales esperados y la demanda de energía del 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 DS 88/2020, se determinan los Precios Básicos de Energía por intervalo temporal de acuerdo a la siguiente expresión:

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

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:

$$CMg_{\text{horario}}_{i,n,td,h} = CMg_{\text{bloque}}_{i,n,td,b}$$

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 para cálculo de precios estabilizados	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:

$$CMg_{i,n,t} = \frac{\sum_{td} \sum_{h=3 \cdot (t-1)+t}^{4t} CMg_{\text{horario } i,n,td,h,t} \cdot \text{Energía horaria}_{i,n,td,h,t}}{\sum_{td} \sum_{h=3 \cdot (t-1)+t}^{4t} \text{Energía horaria}_{i,n,td,h,t}}$$

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

$$E_{i,n,t} = \sum_{td} \sum_{h=3 \cdot (t-1)+t}^{4t} \text{Energía horaria}_{i,n,td,h,t}$$

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 2025.

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 a lo indicado en el subcapítulo 2.1, se realiza un ajuste de estos precios considerando una Banda de Precios de Mercado.

Para tal efecto, de acuerdo a lo indicado en el inciso tercero del artículo 20° del DS 88/2020, se determina un precio básico promedio de energía para la barra de referencia², 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 .
 E_t : Demanda de energía, para la barra de referencia, en el intervalo t .
 T : Total de intervalos temporales definidos.

² Se utiliza la misma que en el ITD PNCP.

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, en virtud de lo estipulado en el artículo 22° del DS 88/2020, se determina para la barra de referencia definida, un Precio Medio Básico, conforme a la siguiente expresión:

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

Donde:

PMB : Precio Medio Básico para la barra de referencia.

PBE_p : 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 a lo indicado en el inciso primero del artículo 23° del DS 88/2020, 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 del presente artículo, 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 a la siguiente expresión:

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

A continuación, se determina el Precio Medio Teórico, en adelante “PMT”, el que de acuerdo a 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 presente informe, 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 a 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 por intervalo temporal serán los determinados de acuerdo a 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 por intervalo temporal se calcularán como los Precios Básicos de Energía por intervalo temporal, determinados de acuerdo a lo indicado en el subcapítulo 2.1, adicionando o sustrayendo el valor constante ya indicado, con la restricción de que como resultado de la operatoria el precio estabilizado, para cada uno de sus intervalos, no puede ser inferior a cero.

3 RESULTADOS

En el presente capítulo se realiza la determinación de los Precios Básicos de Energía por intervalo temporal, la banda de precios de mercado y los precios de energía por intervalo temporal.

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	46,549	36,253	1,099	4,462	19,587	61,560	27,529
POZO ALMONTE	220	45,672	34,801	1,011	4,336	18,801	60,953	28,162
CÓNDORES	220	46,396	35,489	1,128	4,257	19,942	61,476	27,089
TARAPACÁ	220	46,025	35,590	1,162	4,243	19,428	61,998	27,947
LAGUNAS	220	45,736	35,367	1,162	4,212	19,327	61,643	27,781
NUEVA VICTORIA	220	45,581	35,249	1,162	4,225	19,268	61,435	27,694
CRUCERO	220	44,093	33,881	1,229	3,988	19,048	60,489	27,592
ENCUENTRO	220	44,554	34,431	1,185	4,311	19,425	60,624	27,898
CHUQUICAMATA	220	44,900	34,629	1,179	4,251	19,414	61,149	28,068
CALAMA	220	44,912	34,548	1,127	4,110	20,583	60,514	28,707
EL TESORO	220	44,949	34,548	1,187	4,222	19,170	61,401	27,856
ESPERANZA SING	220	44,943	34,544	1,186	4,221	19,167	61,392	27,852
ATACAMA	220	45,292	34,938	1,160	4,217	19,056	60,538	27,493
EL COBRE	220	44,196	34,639	1,171	4,441	19,166	59,989	26,392
LABERINTO	220	44,115	34,592	1,170	4,436	19,149	59,942	26,360
O'HIGGINS	220	45,049	35,327	1,198	4,437	19,414	60,513	26,762
D. DE ALMAGRO	220	43,518	34,591	1,249	1,695	19,453	60,709	27,447
CARRERA PINTO	220	43,240	34,438	1,262	1,711	19,419	60,399	27,319
CARDONES	220	42,979	34,311	1,304	1,754	19,512	60,160	27,241
MAITENCILLO	220	41,645	33,317	1,357	1,653	18,871	58,079	26,037

NUDO	TENSIÓN	PRECIO BÁSICO DE ENERGÍA POR INTERVALO TEMPORAL [\$/kWh]						PRECIO BÁSICO PROMEDIO DE ENERGÍA [\$/kWh]
		1	2	3	4	5	6	
PUNTA COLORADA	220	41,465	33,318	1,801	1,681	19,360	58,128	26,174
PAN DE AZÚCAR	220	41,784	33,761	2,542	1,843	20,822	59,440	27,249
LOS VILOS	220	41,894	34,303	2,528	1,799	23,980	59,282	27,313
NOGALES	220	40,387	32,638	2,696	2,181	24,077	60,036	26,979
QUILLOTA	220	40,731	33,361	2,774	1,793	22,889	58,585	26,609
POLPAICO	220	40,866	33,452	2,888	2,091	23,606	59,094	24,778
EL LLANO	220	42,070	35,024	3,154	2,094	24,242	60,668	28,360
LOS MAQUIS	220	42,270	35,219	3,176	2,108	24,406	60,972	28,512
LAMPA	220	40,732	33,288	2,836	1,915	22,660	58,866	25,605
CERRO NAVIA	220	40,008	33,192	2,920	2,108	23,743	59,184	24,696
MELIPILLA	220	40,386	33,388	2,816	1,705	21,496	57,879	25,073
RAPEL	220	39,907	33,045	2,291	0,510	21,297	57,764	24,582
CHENA	220	39,218	32,689	2,928	2,112	23,758	59,043	24,520
MAIPO	220	39,003	32,294	2,800	1,842	23,171	57,472	25,888
ALTO JAHUEL	220	39,100	32,621	2,754	2,017	24,227	58,265	26,477
ITAHUE	220	36,737	31,292	2,710	1,488	16,820	49,590	22,271
ANCOA	220	36,221	30,184	2,548	1,658	21,180	50,568	23,223
CHARRÚA	220	34,888	29,894	2,913	1,913	20,608	48,501	22,688
COLBÚN	220	36,223	30,184	2,548	1,658	21,181	50,574	23,225
CANDELARIA	220	37,688	31,340	2,953	1,986	22,470	56,773	25,863
HUALPÉN	220	35,816	30,552	3,389	2,376	22,042	50,767	23,726
LAGUNILLAS	220	35,689	30,396	3,527	2,522	22,302	50,945	23,805
CAUTÍN	220	33,102	28,348	2,686	1,896	20,270	45,919	21,153
TEMUCO	220	33,454	28,813	2,864	1,901	19,299	46,110	20,766
CIRUELOS	220	14,101	13,975	18,214	26,404	22,838	25,313	20,447
VALDIVIA	220	14,564	14,340	18,567	26,667	22,744	25,196	21,023
RAHUE	220	13,681	13,925	18,810	27,087	23,031	24,504	20,515
PUERTO MONTT	220	13,868	13,706	18,686	26,933	22,782	24,804	20,623
MELIPULLI	220	13,869	13,706	18,686	26,934	22,782	24,805	20,623
CHILOÉ	220	14,051	13,939	18,860	27,061	22,631	24,872	20,682

3.2 DETERMINACIÓN BANDA DE PRECIOS DE MERCADO Y COMPARACIÓN PRECIO MEDIO TEÓRICO CON PRECIO MEDIO DE MERCADO

3.2.1 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 ³

Precio Medio Básico	SEN
Precio Básico Energía (PBEp) [\$/kWh]	24,778
Precio Básico Potencia (PBP) [\$/kW/mes]	8.551,32
Precio Medio Básico (PMB) [\$/kWh]	39,792

3.2.2 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]	39,792
Precio Medio de Mercado [\$/kWh]	100,016
$\Delta PMB / PMM (\%)^4$	-60,20%

El procedimiento para determinar la Banda de Precios de Mercado (*BPM*) se describe a continuación:

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

De la aplicación del procedimiento descrito anteriormente, el límite inferior de la *BPM* para la presente fijación resulta igual a **22,10%** ⁵ en el SEN.

³ Barra del Precio Básico de Energía, factor de carga y Precio Básico Potencia igual al indicado en el ITD PNCP.

⁴ Diferencias en el cálculo se deben a aproximaciones por redondeo.

⁵ Diferencias en el cálculo se deben a aproximaciones por redondeo.

3.2.3 Comparación Precio Medio Teórico – Precio Medio de Mercado

De acuerdo a 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 presente informe, incorporando los cargos destinados a remunerar el sistema de transmisión nacional y zonal.

De esta forma, conforme al procedimiento estipulado en el artículo 25° del DS 88/2020, 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]	47,312
Precio Medio de Mercado [\$/kWh]	100,016
Diferencia (%)⁶	-52,70%

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, a su componente de energía, en cada punto de suministro, se debe adicionar o sustraer un valor único y constante, 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]	77,913
Precio Medio de Mercado [\$/kWh]	100,016
Diferencia (%)⁷	-22,1%

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 30,162 [\$/kWh], con el fin de alcanzar el límite más próximo de la Banda de Precios de Mercado. En virtud de lo anterior, y de acuerdo con lo establecido en el inciso final artículo 25° del DS 88/2020, los precios estabilizados se calcularon como los Precios Básicos de Energía por intervalo temporal adicionando un valor igual a 30,162 [\$/kWh].

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

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

3.3 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	76,711	66,415	31,261	34,624	49,749	91,722
POZO ALMONTE	220	75,834	64,963	31,173	34,498	48,963	91,115
CÓNDORES	220	76,558	65,651	31,290	34,419	50,104	91,638
TARAPACÁ	220	76,187	65,752	31,324	34,405	49,590	92,160
LAGUNAS	220	75,898	65,529	31,324	34,374	49,489	91,805
NUEVA VICTORIA	220	75,743	65,411	31,324	34,387	49,430	91,597
CRUCERO	220	74,255	64,043	31,391	34,150	49,210	90,651
ENCUENTRO	220	74,716	64,593	31,347	34,473	49,587	90,786
CHUQUICAMATA	220	75,062	64,791	31,341	34,413	49,576	91,311
CALAMA	220	75,074	64,710	31,289	34,272	50,745	90,676
EL TESORO	220	75,111	64,710	31,349	34,384	49,332	91,563
ESPERANZA SING	220	75,105	64,706	31,348	34,383	49,329	91,554
ATACAMA	220	75,454	65,100	31,322	34,379	49,218	90,700
EL COBRE	220	74,358	64,801	31,333	34,603	49,328	90,151
LABERINTO	220	74,277	64,754	31,332	34,598	49,311	90,104
O'HIGGINS	220	75,211	65,489	31,360	34,599	49,576	90,675
D. DE ALMAGRO	220	73,680	64,753	31,411	31,857	49,615	90,871
CARRERA PINTO	220	73,402	64,600	31,424	31,873	49,581	90,561
CARDONES	220	73,141	64,473	31,466	31,916	49,674	90,322
MAITENCILLO	220	71,807	63,479	31,519	31,815	49,033	88,241
PUNTA COLORADA	220	71,627	63,480	31,963	31,843	49,522	88,290
PAN DE AZÚCAR	220	71,946	63,923	32,704	32,005	50,984	89,602
LOS VILOS	220	72,056	64,465	32,690	31,961	54,142	89,444
NOGALES	220	70,549	62,800	32,858	32,343	54,239	90,198
QUILLOTA	220	70,893	63,523	32,936	31,955	53,051	88,747
POLPAICO	220	71,028	63,614	33,050	32,253	53,768	89,256
EL LLANO	220	72,232	65,186	33,316	32,256	54,404	90,830
LOS MAQUIS	220	72,432	65,381	33,338	32,270	54,568	91,134
LAMPA	220	70,894	63,450	32,998	32,077	52,822	89,028

NUDO	TENSIÓN [kV]	PRECIO ESTABILIZADO POR INTERVALO TEMPORAL [\$/kWh]					
		1	2	3	4	5	6
CERRO NAVIA	220	70,170	63,354	33,082	32,270	53,905	89,346
MELIPILLA	220	70,548	63,550	32,978	31,867	51,658	88,041
RAPEL	220	70,069	63,207	32,453	30,672	51,459	87,926
CHENA	220	69,380	62,851	33,090	32,274	53,920	89,205
MAIPO	220	69,165	62,456	32,962	32,004	53,333	87,634
ALTO JAHUEL	220	69,262	62,783	32,916	32,179	54,389	88,427
ITAHUE	220	66,899	61,454	32,872	31,650	46,982	79,752
ANCOA	220	66,383	60,346	32,710	31,820	51,342	80,730
CHARRÚA	220	65,050	60,056	33,075	32,075	50,770	78,663
COLBÚN	220	66,385	60,346	32,710	31,820	51,343	80,736
CANDELARIA	220	67,850	61,502	33,115	32,148	52,632	86,935
HUALPÉN	220	65,978	60,714	33,551	32,538	52,204	80,929
LAGUNILLAS	220	65,851	60,558	33,689	32,684	52,464	81,107
CAUTÍN	220	63,264	58,510	32,848	32,058	50,432	76,081
TEMUCO	220	63,616	58,975	33,026	32,063	49,461	76,272
CIRUELOS	220	44,263	44,137	48,376	56,566	53,000	55,475
VALDIVIA	220	44,726	44,502	48,729	56,829	52,906	55,358
RAHUE	220	43,843	44,087	48,972	57,249	53,193	54,666
PUERTO MONTT	220	44,030	43,868	48,848	57,095	52,944	54,966
MELIPULLI	220	44,031	43,868	48,848	57,096	52,944	54,967
CHILOÉ	220	44,213	44,101	49,022	57,223	52,793	55,034

3.4 FORMULA 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 a la siguiente expresión:

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

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 3.3.

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.

Artículo Segundo: Comuníquese al Ministerio de Energía el Informe Técnico Definitivo de Precios Estabilizados que se aprueba conforme al artículo precedente.

Artículo Tercero: Publíquese el Informe Técnico Definitivo de Precios Estabilizados que se aprueba conforme al artículo primero en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía www.cne.cl, junto con las respuestas a las observaciones presentadas al Informe Técnico Preliminar.

Notifíquese y archívese.

SECRETARIO EJECUTIVO (S)
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

DZO/LZG/FCP/ERQ/mhs

Distribución:

- Ministerio de Energía
- Coordinador Eléctrico Nacional
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles
- Gabinete Secretaría Ejecutiva
- Depto. Jurídico, CNE
- Depto. Eléctrico, CNE
- Oficina de Partes, CNE