

REF.: Aprueba Informe Técnico Definitivo de Determinación de Precios Estabilizados, de abril de 2026, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 17° del Decreto Supremo N° 88, de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala.

RESOLUCIÓN EXENTA N° 173

Santiago, 10 de abril de 2026

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, de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala, en adelante "DS N° 88";
- d) La Resolución Exenta N° 103 de la Comisión, de fecha 27 de febrero de 2026, que Aprueba Informe Técnico Preliminar de Determinación de Precios Estabilizados, de marzo de 2026, 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;
- e) Los Oficios Ordinarios N° 247 y N° 248, ambos de fecha 27 de febrero de 2026, de la Comisión, que comunican al Coordinador Eléctrico Nacional y al Ministerio de Energía, respectivamente, el Informe Técnico Preliminar de Determinación de Precios Estabilizados;
- f) Lo dispuesto en el Decreto Exento RA N°166, de 23 de julio de 2024, del Ministerio de Energía, que establece orden de

subrogación del cargo de Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía; y,

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

CONSIDERANDO:

- 1) Que, de conformidad con 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 a 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° 247 y N° 248 individualizados en el literal e) de Vistos, esta Comisión comunicó a los coordinados, a través del Coordinador Eléctrico Nacional, y al Ministerio de Energía, respectivamente, el Informe Técnico Preliminar de Determinación de Precios Estabilizados, de marzo de 2026, aprobado mediante Resolución Exenta N° 103 individualizada en el literal d) 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 tercero del artículo 17° del DS N° 88, en los términos a que se refiere 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 artículo 17° del DS N° 88, cuyo texto íntegro se transcribe a continuación.

DETERMINACIÓN DE PRECIOS ESTABILIZADOS

INFORME TÉCNICO DEFINITIVO

ABRIL 2026

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, 2019, del Ministerio de Energía, 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;

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

- c) El ajuste a la banda de mercado definida para los precios estabilizados; y,
- 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 02 de febrero de 2026, se comunicó la Resolución Exenta Nº 59 de la Comisión, de la misma fecha, que aprueba el Informe Técnico Definitivo, de enero de 2026, para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional (en adelante, "ITD PNCP"), rectificada mediante Resolución Exenta Nº 87, de fecha 18 de febrero de 2026, de la Comisión, a través del presente informe se da cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 17º del DS 88/2020, y en consideración de que no se recibieron observaciones respecto del informe técnico preliminar aprobado mediante Resolución Exenta Nº 103, de fecha 27 de febrero de 2026, de la Comisión, 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 17º 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 17º 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 935,70 \$/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 165º 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 con el procedimiento indicado en los párrafos 2º y 3º del citado capítulo, 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 18º 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 con 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 19º del DS 88/2020, se determinan los Precios Básicos de Energía por intervalo temporal de acuerdo con 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 165º 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:

$$CMg \text{ horario}_{i,n,t,d,h} = CMg \text{ bloque}_{i,n,t,d,b}$$

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	
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	
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	
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	
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	
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	
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	
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	
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	
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	
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	
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	
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	
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	
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	
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	
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	
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	
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	
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	
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	
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	
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	
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	

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:

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

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 abril 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.

Para tal efecto, de acuerdo con lo indicado en el inciso tercero del artículo 20º 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 22º 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 con lo indicado en el inciso primero del artículo 23º 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 con 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 167º 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 115º 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 169º 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 por intervalo temporal serán los 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 por intervalo temporal 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 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	17,803	17,609	0,106	0,153	11,186	23,252	11,289
POZO ALMONTE	220	17,589	17,290	0,087	0,151	11,115	22,730	11,682
CONDORES	220	17,503	17,363	0,136	0,149	11,142	23,021	11,029
TARAPACA	220	17,673	17,351	0,284	0,149	10,445	23,024	11,406
LAGUNAS	220	17,564	17,265	0,337	0,150	10,385	22,865	11,346
NUEVA VICTORIA	220	17,514	17,215	0,337	0,150	10,356	22,798	11,313
CRUCERO	220	16,777	16,538	0,334	0,146	10,186	21,928	11,174
ENCUENTRO	220	17,578	17,256	0,318	0,160	10,750	22,698	11,654
CHUQUICAMATA	220	17,714	17,367	0,320	0,158	10,767	22,905	11,735
CALAMA	220	17,406	17,213	0,286	0,141	11,477	22,949	11,902
EL TESORO	220	17,616	17,280	0,307	0,154	10,739	22,912	11,609
ESPERANZA SING	220	17,614	17,278	0,307	0,154	10,737	22,909	11,607
ATACAMA	220	18,206	17,910	0,301	0,162	11,150	23,569	11,856
EL COBRE	220	17,213	17,202	0,299	0,160	10,763	22,409	10,947
LABERINTO	220	17,194	17,182	0,299	0,158	10,755	22,391	10,936
O'HIGGINS	220	17,555	17,541	0,305	0,162	10,855	22,673	11,112
D. DE ALMAGRO	220	17,350	17,192	0,341	0,118	10,431	22,589	11,564
CARRERA PINTO	220	17,275	17,128	0,342	0,118	10,409	22,500	11,522
CARDONES	220	17,325	17,176	0,353	0,120	10,513	22,651	11,584
MAITENCILLO	220	17,187	16,992	0,329	0,120	10,454	22,349	11,328

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	17,217	17,031	0,372	0,120	10,533	22,452	11,377
PAN DE AZUCAR	220	17,198	17,071	0,482	0,125	10,746	22,762	11,623
LOS VILOS	220	17,559	17,729	0,517	0,127	12,722	23,662	11,904
NOGALES	220	16,886	16,542	0,572	0,150	12,076	23,328	11,561
QUILLOTA	220	17,352	17,480	0,605	0,133	12,157	23,426	11,735
POLPAICO	220	17,640	17,534	0,636	0,150	12,238	23,871	10,944
EL LLANO	220	18,556	18,496	0,715	0,156	12,777	24,613	12,771
LOS MAQUIS	220	18,684	18,624	0,720	0,157	12,867	24,779	12,859
LAMPA	220	17,193	17,224	0,624	0,139	11,805	23,375	11,152
CERRO NAVIA	220	17,651	17,551	0,648	0,152	12,306	23,940	10,975
MELIPILLA	220	17,510	17,605	0,627	0,129	11,313	23,015	11,081
RAPEL	220	17,307	17,544	0,618	0,107	11,246	22,964	11,017
CHENA	220	17,609	17,502	0,650	0,152	12,306	23,916	10,961
MAIPO	220	17,087	17,126	0,619	0,135	12,272	23,130	11,479
ALTO JAHUEL	220	17,418	17,516	0,599	0,151	12,958	23,739	11,900
ITAHUE	220	16,610	16,739	0,634	0,097	8,384	19,738	9,989
ANCOA	220	15,758	15,501	0,567	0,117	10,821	20,942	10,293
CHARRUA	220	15,810	15,919	0,643	0,157	10,537	20,352	10,332
COLBUN	220	15,759	15,501	0,567	0,117	10,822	20,943	10,294
CANDELARIA	220	16,519	16,438	0,685	0,135	11,298	22,283	11,369
HUALPEN	220	16,138	16,203	0,692	0,315	10,913	20,965	10,631
LAGUNILLAS	220	16,036	16,083	0,701	0,373	10,904	20,904	10,596
CAUTÍN	220	14,759	14,928	0,587	0,149	10,508	19,479	9,543
TEMUCO	220	15,311	15,435	0,630	0,167	9,896	19,563	9,467
CIRUELOS	220	6,940	7,564	9,968	15,015	12,427	11,041	10,646
VALDIVIA	220	7,287	7,865	10,652	15,725	12,733	11,070	11,253
RAHUE	220	6,689	7,368	10,646	15,844	12,736	10,612	10,887
PUERTO MONTT	220	6,900	7,463	10,448	15,445	12,441	10,694	10,851
MELIPULLI	220	6,900	7,463	10,448	15,446	12,442	10,694	10,851
CHILOE	220	7,022	7,620	10,582	15,609	12,444	10,737	10,930

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]	10,944
Precio Básico Potencia (PBP) [\$/kW/mes]	8.836,62
Precio Medio Básico (PMB) [\$/kWh]	26,459

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]	26,459
Precio Medio de Mercado [\$/kWh]	99,010
$\Delta PMB / PMM (\%)^4$	-73,30%

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 **27,30%** 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 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 estipulado en el artículo 25º 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]	32,280
Precio Medio de Mercado [\$/kWh]	99,010
Diferencia (%)⁶	-67,40%

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]	71,980
Precio Medio de Mercado [\$/kWh]	99,010
Diferencia (%)⁷	-27,30%

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 38,518 [\$/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 25º del DS 88/2020, los precios estabilizados se calcularon como los Precios Básicos de Energía por intervalo temporal adicionando un valor igual a 38,518 [\$/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	56,321	56,127	38,624	38,671	49,704	61,770
POZO ALMONTE	220	56,107	55,808	38,605	38,669	49,633	61,248
CONDOROS	220	56,021	55,881	38,654	38,667	49,660	61,539
TARAPACA	220	56,191	55,869	38,802	38,667	48,963	61,542
LAGUNAS	220	56,082	55,783	38,855	38,668	48,903	61,383
NUEVA VICTORIA	220	56,032	55,733	38,855	38,668	48,874	61,316
CRUCERO	220	55,295	55,056	38,852	38,664	48,704	60,446
ENCUENTRO	220	56,096	55,774	38,836	38,678	49,268	61,216
CHUQUICAMATA	220	56,232	55,885	38,838	38,676	49,285	61,423
CALAMA	220	55,924	55,731	38,804	38,659	49,995	61,467
EL TESORO	220	56,134	55,798	38,825	38,672	49,257	61,430
ESPERANZA SING	220	56,132	55,796	38,825	38,672	49,255	61,427
ATACAMA	220	56,724	56,428	38,819	38,680	49,668	62,087
EL COBRE	220	55,731	55,720	38,817	38,678	49,281	60,927
LABERINTO	220	55,712	55,700	38,817	38,676	49,273	60,909
O'HIGGINS	220	56,073	56,059	38,823	38,680	49,373	61,191
D. DE ALMAGRO	220	55,868	55,710	38,859	38,636	48,949	61,107
CARRERA PINTO	220	55,793	55,646	38,860	38,636	48,927	61,018
CARDONES	220	55,843	55,694	38,871	38,638	49,031	61,169
MAITENCILLO	220	55,705	55,510	38,847	38,638	48,972	60,867
PUNTA COLORADA	220	55,735	55,549	38,890	38,638	49,051	60,970
PAN DE AZUCAR	220	55,716	55,589	39,000	38,643	49,264	61,280
LOS VILOS	220	56,077	56,247	39,035	38,645	51,240	62,180
NOGALES	220	55,404	55,060	39,090	38,668	50,594	61,846
QUILLOTA	220	55,870	55,998	39,123	38,651	50,675	61,944
POLPAICO	220	56,158	56,052	39,154	38,668	50,756	62,389
EL LLANO	220	57,074	57,014	39,233	38,674	51,295	63,131
LOS MAQUIS	220	57,202	57,142	39,238	38,675	51,385	63,297
LAMPA	220	55,711	55,742	39,142	38,657	50,323	61,893

NUDO	TENSIÓN [kV]	PRECIO ESTABILIZADO POR INTERVALO TEMPORAL [\$/kWh]					
		1	2	3	4	5	6
CERRO NAVIA	220	56,169	56,069	39,166	38,670	50,824	62,458
MELIPILLA	220	56,028	56,123	39,145	38,647	49,831	61,533
RAPEL	220	55,825	56,062	39,136	38,625	49,764	61,482
CHENA	220	56,127	56,020	39,168	38,670	50,824	62,434
MAIPO	220	55,605	55,644	39,137	38,653	50,790	61,648
ALTO JAHUEL	220	55,936	56,034	39,117	38,669	51,476	62,257
ITAHUE	220	55,128	55,257	39,152	38,615	46,902	58,256
ANCOA	220	54,276	54,019	39,085	38,635	49,339	59,460
CHARRUA	220	54,328	54,437	39,161	38,675	49,055	58,870
COLBUN	220	54,277	54,019	39,085	38,635	49,340	59,461
CANDELARIA	220	55,037	54,956	39,203	38,653	49,816	60,801
HUALPEN	220	54,656	54,721	39,210	38,833	49,431	59,483
LAGUNILLAS	220	54,554	54,601	39,219	38,891	49,422	59,422
CAUTÍN	220	53,277	53,446	39,105	38,667	49,026	57,997
TEMUCO	220	53,829	53,953	39,148	38,685	48,414	58,081
CIRUELOS	220	45,458	46,082	48,486	53,533	50,945	49,559
VALDIVIA	220	45,805	46,383	49,170	54,243	51,251	49,588
RAHUE	220	45,207	45,886	49,164	54,362	51,254	49,130
PUERTO MONTT	220	45,418	45,981	48,966	53,963	50,959	49,212
MELIPULLI	220	45,418	45,981	48,966	53,964	50,960	49,212
CHILOE	220	45,540	46,138	49,100	54,127	50,962	49,255

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 con 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.

PMM₀ : Precio Medio de Mercado determinado con los precios medios de los contratos de clientes libres y ventas efectuadas a precio de nudo de largo plazo de las empresas distribuidoras según corresponda, informados a la Comisión por las empresas generadoras, correspondientes a la ventana de cuatro meses establecida en la normativa vigente. 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 la presente resolución.

Artículo Tercero: Publíquese la presente resolución en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía, www.cne.cl.

Notifíquese y archívese.

SECRETARIO EJECUTIVO (S)
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

LZG/DZO/FCP/ERQ/RDW/AOM/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