

REF.: Aprueba Informe Técnico Definitivo de Determinación de Precios Estabilizados, de noviembre de 2022, 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.

RESOLUCION EXENTA N° 835

SANTIAGO, 16 de noviembre de 2022

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 establecido en la Ley N° 19.880, que "Establece bases de los procedimientos administrativos que rigen los actos de los órganos de la Administración del Estado", en adelante, "Ley N° 19.880", en particular, en su artículo 62;
- d) El Decreto Supremo N° 59, de 10 de marzo de 2022, del Ministerio de Energía, que establece orden especial de subrogación para el cargo de Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía;

- e) 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";
- f) Los Oficios Ordinarios N° 591 y N° 592 de la Comisión, de fecha 09 de septiembre de 2022, que comunican al Coordinador Eléctrico Nacional y al Ministerio de Energía, respectivamente, el Informe Técnico Preliminar de Determinación de Precios Estabilizados;
- g) Las observaciones al informe técnico preliminar individualizado en el literal f) anterior, remitidas por los coordinados; y
- h) Lo señalado en la Resolución N° 7 de la Contraloría General de la República, de 2019.

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 a lo dispuesto en el 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° 591 y N° 592 individualizados en la letra f) 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 septiembre de 2022;

- 4) Que, esta Comisión recibió y analizó las observaciones realizadas al Informe Técnico Preliminar al que se refiere el numeral 3) anterior y, además efectuó rectificaciones a errores de copia que se detectaron en el informe referido; y,
- 5) 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

NOVIEMBRE 2022

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	3
1 ANTECEDENTES	5
1.1 DEMANDA, COSTOS MARGINALES ESPERADOS Y FACTOR DE REGULACIÓN DE TENSIÓN. 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, “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 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 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 16 de agosto de 2022, se comunicó la Resolución Exenta N° 633 de la Comisión, de la misma fecha, que aprueba el nuevo Informe Técnico Definitivo, de julio de 2022, 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 que contiene el cálculo preliminar de los precios estabilizados. En cumplimiento de lo señalado en el artículo 17º del DS 88/2020, y habiendo realizado el análisis de las observaciones recibidas respecto del informe técnico preliminar ya mencionado, mediante el presente informe técnico definitivo esta Comisión expone los resultados del proceso de determinación de los 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, COSTOS MARGINALES ESPERADOS Y FACTOR DE REGULACIÓN DE TENSIÓN

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.

Asimismo, se considera el factor de regulación de tensión determinado en el ITD PNCP.

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 849,39 \$/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:

- 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 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	
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:

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

Una vez determinados los Precios Básicos de Energía por intervalo temporal, se amplifican en un valor igual al factor de regulación de tensión señalado en el subcapítulo 1.1.

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 2022.

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 .

² Se utiliza la misma que en el ITD PNCP.

T : Total de intervalos temporales definidos.

$BREF$: Barra de referencia utilizada 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:

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

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	96,300	73,332	7,513	1,384	47,201	121,937	56,306
POZO ALMONTE	220	92,997	71,620	8,224	1,435	46,128	118,195	57,458
CONDORES	220	93,877	71,562	7,829	1,434	46,320	118,833	54,448
TARAPACA	220	92,920	71,308	7,639	1,355	44,844	117,975	55,696
LAGUNAS	220	92,152	70,738	7,589	1,346	44,474	116,930	55,229
NUEVA VICTORIA	220	91,648	70,362	7,448	1,289	44,242	116,184	54,888
CRUCERO	220	86,481	66,308	9,214	2,036	42,687	108,338	53,387
ENCUENTRO	220	86,285	66,798	9,065	2,032	43,019	109,311	53,623
CHUQUICAMATA	220	88,520	67,878	9,323	2,138	43,470	111,578	54,709
CALAMA	220	88,830	67,784	8,673	1,861	44,263	111,753	55,571
EL TESORO	220	86,515	66,747	9,081	2,121	42,662	106,590	52,788
ESPERANZA SING	220	86,429	66,700	9,096	2,126	42,652	106,435	52,741
ATACAMA	220	89,204	68,117	8,961	2,309	45,507	112,572	54,407
EL COBRE	220	89,036	68,943	9,002	2,238	43,817	110,328	52,145
LABERINTO	220	88,287	67,534	8,897	2,207	42,853	109,463	50,467
O'HIGGINS	220	87,476	66,988	8,916	2,221	42,594	109,069	50,158
D, DE ALMAGRO	220	71,001	59,549	8,637	2,048	40,426	93,697	46,576
CARRERA PINTO	220	70,493	59,150	8,454	2,021	40,223	93,058	46,245
CARDONES	220	69,977	58,828	9,684	2,275	40,453	92,425	46,272
MAITENCILLO	220	67,244	56,813	9,228	2,059	38,649	88,789	44,123

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	66,755	56,486	9,612	2,287	38,930	88,439	44,074
PAN DE AZUCAR	220	67,033	56,708	10,604	2,805	40,657	89,680	45,212
LOS VILOS	220	64,180	54,945	11,067	4,031	43,826	86,643	44,009
NOGALES	220	63,858	56,334	14,316	8,144	50,617	89,118	47,027
QUILLOTA	220	63,079	53,947	12,767	6,942	44,889	86,636	44,677
POLPAICO	220	63,411	53,610	12,873	7,209	44,985	87,319	41,696
EL LLANO	220	63,026	54,138	13,001	7,090	44,741	86,382	45,328
LOS MAQUIS	220	62,901	54,075	12,987	7,026	44,721	86,124	45,236
LAMPA	220	64,578	55,157	14,805	8,431	34,242	80,271	41,177
CERRO NAVIA	220	58,839	50,667	13,063	7,441	45,038	86,172	40,693
MELIPILLA	220	60,846	52,425	13,165	7,302	42,313	85,404	41,969
RAPEL	220	60,725	52,335	13,043	7,188	42,179	85,446	41,878
CHENA	220	56,512	49,394	13,111	7,490	44,735	84,364	39,917
MAIPO	220	53,899	47,349	12,632	7,179	43,686	80,937	41,175
ALTO JAHUEL	220	54,188	47,892	13,080	7,376	44,037	81,919	41,794
ITAHUE	220	53,160	46,994	14,278	7,967	36,707	74,700	37,805
ANCOA	220	51,376	45,785	13,068	7,502	42,257	76,229	39,767
CHARRUA	220	48,946	43,622	12,326	7,071	38,829	71,283	36,625
COLBUN	220	51,378	45,786	13,067	7,502	42,258	76,234	39,768
CANDELARIA	220	54,136	47,899	13,275	7,593	44,378	81,768	41,935
HUALPEN	220	49,753	44,316	13,284	8,501	39,803	72,666	37,671
LAGUNILLAS	220	49,424	44,018	13,462	8,921	39,645	72,226	37,573
CAUTÍN	220	43,749	39,288	12,749	7,676	36,304	62,858	33,030
TEMUCO	220	42,569	38,043	12,576	7,584	34,768	61,081	31,531
CIRUELOS	220	25,726	24,858	39,918	41,140	41,688	43,895	36,739
VALDIVIA	220	25,944	24,492	44,155	48,138	43,540	43,697	39,968
RAHUE	220	22,402	23,722	42,554	46,089	43,024	39,581	36,949
PUERTO MONTT	220	23,328	23,054	42,925	46,351	41,916	40,339	37,194
MELIPULLI	220	23,329	23,055	42,926	46,352	41,918	40,340	37,195
CHILOE	220	24,104	23,985	44,175	47,803	42,896	41,112	38,171

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]	41,696
Precio Básico Potencia (PBP) [\$/kW/mes]	7,119,49
Precio Medio Básico (PMB) [\$/kWh]	54,196

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]	54,196
Precio Medio de Mercado [\$/kWh]	79,410
$\Delta PMB / PMM (\%)^4$	-31,80%

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

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

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.

De la aplicación del procedimiento descrito anteriormente, el límite inferior de la *BPM* para la presente fijación resulta igual a **-10,7%**⁵ en el SEN.

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]	62,478
Precio Medio de Mercado [\$/kWh]	79,410
Diferencia (%)	-21,32%

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]	70,914
Precio Medio de Mercado [\$/kWh]	79,410
Diferencia (%)⁶	-10,7%

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 8,166 [\$/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

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

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

calcularon como los Precios Básicos de Energía por intervalo temporal adicionando un valor igual a 8,166 [\$/kWh].

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	104,466	81,498	15,679	9,550	55,367	130,103
POZO ALMONTE	220	101,163	79,786	16,390	9,601	54,294	126,361
CONDORES	220	102,043	79,728	15,995	9,600	54,486	126,999
TARAPACA	220	101,086	79,474	15,805	9,521	53,010	126,141
LAGUNAS	220	100,318	78,904	15,755	9,512	52,640	125,096
NUEVA VICTORIA	220	99,814	78,528	15,614	9,455	52,408	124,350
CRUCERO	220	94,647	74,474	17,380	10,202	50,853	116,504
ENCUENTRO	220	94,451	74,964	17,231	10,198	51,185	117,477
CHUQUICAMATA	220	96,686	76,044	17,489	10,304	51,636	119,744
CALAMA	220	96,996	75,950	16,839	10,027	52,429	119,919
EL TESORO	220	94,681	74,913	17,247	10,287	50,828	114,756
ESPERANZA SING	220	94,595	74,866	17,262	10,292	50,818	114,601
ATACAMA	220	97,370	76,283	17,127	10,475	53,673	120,738
EL COBRE	220	97,202	77,109	17,168	10,404	51,983	118,494
LABERINTO	220	96,453	75,700	17,063	10,373	51,019	117,629
O'HIGGINS	220	95,642	75,154	17,082	10,387	50,760	117,235
D. DE ALMAGRO	220	79,167	67,715	16,803	10,214	48,592	101,863
CARRERA PINTO	220	78,659	67,316	16,620	10,187	48,389	101,224
CARDONES	220	78,143	66,994	17,850	10,441	48,619	100,591
MAITENCILLO	220	75,410	64,979	17,394	10,225	46,815	96,955
PUNTA COLORADA	220	74,921	64,652	17,778	10,453	47,096	96,605
PAN DE AZUCAR	220	75,199	64,874	18,770	10,971	48,823	97,846
LOS VILOS	220	72,346	63,111	19,233	12,197	51,992	94,809
NOGALES	220	72,024	64,500	22,482	16,310	58,783	97,284
QUILLOTA	220	71,245	62,113	20,933	15,108	53,055	94,802
POLPAICO	220	71,577	61,776	21,039	15,375	53,151	95,485
EL LLANO	220	71,192	62,304	21,167	15,256	52,907	94,548

NUDO	TENSIÓN [kV]	PRECIO ESTABILIZADO POR INTERVALO TEMPORAL [\$/kWh]					
		1	2	3	4	5	6
LOS MAQUIS	220	71,067	62,241	21,153	15,192	52,887	94,290
LAMPA	220	72,744	63,323	22,971	16,597	42,408	88,437
CERRO NAVIA	220	67,005	58,833	21,229	15,607	53,204	94,338
MELIPILLA	220	69,012	60,591	21,331	15,468	50,479	93,570
RAPEL	220	68,891	60,501	21,209	15,354	50,345	93,612
CHENA	220	64,678	57,560	21,277	15,656	52,901	92,530
MAIPO	220	62,065	55,515	20,798	15,345	51,852	89,103
ALTO JAHUEL	220	62,354	56,058	21,246	15,542	52,203	90,085
ITAHUE	220	61,326	55,160	22,444	16,133	44,873	82,866
ANCOA	220	59,542	53,951	21,234	15,668	50,423	84,395
CHARRUA	220	57,112	51,788	20,492	15,237	46,995	79,449
COLBUN	220	59,544	53,952	21,233	15,668	50,424	84,400
CANDELARIA	220	62,302	56,065	21,441	15,759	52,544	89,934
HUALPEN	220	57,919	52,482	21,450	16,667	47,969	80,832
LAGUNILLAS	220	57,590	52,184	21,628	17,087	47,811	80,392
CAUTÍN	220	51,915	47,454	20,915	15,842	44,470	71,024
TEMUCO	220	50,735	46,209	20,742	15,750	42,934	69,247
CIRUELOS	220	33,892	33,024	48,084	49,306	49,854	52,061
VALDIVIA	220	34,110	32,658	52,321	56,304	51,706	51,863
RAHUE	220	30,568	31,888	50,720	54,255	51,190	47,747
PUERTO MONTT	220	31,494	31,220	51,091	54,517	50,082	48,505
MELIPULLI	220	31,495	31,221	51,092	54,518	50,084	48,506
CHILOE	220	32,270	32,151	52,341	55,969	51,062	49,278

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 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:

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: Publíquese el Informe Técnico Definitivo de Precios Estabilizados que se aprueba conforme al artículo precedente en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía www.cne.cl, junto con el documento de respuestas a las observaciones presentadas al informe técnico preliminar.

Notifíquese y Archívese.

SECRETARIO EJECUTIVO (S)
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

DFD/LZG/JTC/CVM/PMG/mhs

Distribución:

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