

DETERMINACIÓN DE PRECIOS ESTABILIZADOS

INFORME TÉCNICO PRELIMINAR

SEPTIEMBRE 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.

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	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13		
1	2	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	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14		
1	4	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	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15		
2	6	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	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16		
2	8	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	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17		
3	10	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	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18		
3	12	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	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19		
4	14	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	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20		
4	16	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	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21		
5	18	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	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22		
5	20	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	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23		
6	22	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	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24		
6	24	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:

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

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	47,085	121,584	56,219
POZO ALMONTE	220	92,997	71,620	8,224	1,435	46,018	117,863	57,379
CONDORES	220	93,877	71,562	7,829	1,434	46,191	118,439	54,347
TARAPACA	220	92,920	71,308	7,639	1,355	44,721	117,605	55,611
LAGUNAS	220	92,152	70,738	7,589	1,346	44,353	116,562	55,145
NUEVA VICTORIA	220	91,648	70,362	7,448	1,289	44,121	115,818	54,804
CRUCERO	220	86,481	66,308	9,214	2,036	42,731	108,487	53,420
ENCUENTRO	220	86,285	66,798	9,065	2,032	43,032	109,362	53,634
CHUQUICAMATA	220	88,520	67,878	9,323	2,138	43,483	111,632	54,721
CALAMA	220	88,830	67,784	8,673	1,861	44,201	111,614	55,529
EL TESORO	220	86,515	66,747	9,081	2,121	42,687	106,659	52,804
ESPERANZA SING	220	86,429	66,700	9,096	2,126	42,678	106,503	52,757
ATACAMA	220	89,204	68,117	8,961	2,309	45,306	111,935	54,267
EL COBRE	220	89,036	68,943	9,002	2,238	43,745	110,082	52,091
LABERINTO	220	88,287	67,534	8,897	2,207	42,776	109,207	50,414
O'HIGGINS	220	87,476	66,988	8,916	2,221	42,517	108,814	50,105
D, DE ALMAGRO	220	71,001	59,549	8,637	2,048	40,492	93,921	46,625
CARRERA PINTO	220	70,493	59,150	8,454	2,021	40,288	93,280	46,294
CARDONES	220	69,977	58,828	9,684	2,275	40,518	92,645	46,320
MAITENCILLO	220	67,244	56,813	9,228	2,059	38,723	89,045	44,178

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	39,003	88,692	44,129
PAN DE AZUCAR	220	67,033	56,708	10,604	2,805	40,719	89,889	45,257
LOS VILOS	220	64,180	54,945	11,067	4,031	43,723	86,311	43,924
NOGALES	220	63,858	56,334	14,316	8,144	50,515	88,818	46,959
QUILLOTA	220	63,079	53,947	12,767	6,942	44,860	86,570	44,659
POLPAICO	220	63,411	53,610	12,873	7,209	45,278	88,247	41,911
EL LLANO	220	63,026	54,138	13,001	7,090	44,719	86,331	45,316
LOS MAQUIS	220	62,901	54,075	12,987	7,026	44,700	86,073	45,224
LAMPA	220	64,578	55,157	14,805	8,431	34,231	80,196	41,167
CERRO NAVIA	220	58,839	50,667	13,063	7,441	45,321	87,080	40,903
MELIPILLA	220	60,846	52,425	13,165	7,302	42,307	85,405	41,968
RAPEL	220	60,725	52,335	13,043	7,188	42,172	85,448	41,877
CHENA	220	56,512	49,394	13,111	7,490	45,017	85,267	40,125
MAIPO	220	53,899	47,349	12,632	7,179	43,622	80,749	41,129
ALTO JAHUEL	220	54,188	47,892	13,080	7,376	44,011	81,847	41,778
ITAHUE	220	53,160	46,994	14,278	7,967	36,680	74,591	37,784
ANCOA	220	51,376	45,785	13,068	7,502	42,565	77,072	39,962
CHARRUA	220	48,946	43,622	12,326	7,071	38,842	71,350	36,638
COLBUN	220	51,378	45,786	13,067	7,502	42,567	77,078	39,964
CANDELARIA	220	54,136	47,899	13,275	7,593	44,729	82,807	42,170
HUALPEN	220	49,753	44,316	13,284	8,501	39,816	72,734	37,684
LAGUNILLAS	220	49,424	44,018	13,462	8,921	39,658	72,295	37,586
CAUTÍN	220	43,749	39,288	12,749	7,676	36,250	62,706	32,991
TEMUCO	220	42,569	38,043	12,576	7,584	34,747	61,034	31,520
CIRUELOS	220	25,726	24,858	39,918	41,140	41,662	43,808	36,719
VALDIVIA	220	25,944	24,492	44,155	48,138	43,522	43,644	39,954
RAHUE	220	22,402	23,722	42,554	46,089	43,004	39,507	36,933
PUERTO MONTT	220	23,328	23,054	42,925	46,351	41,941	40,442	37,216
MELIPULLI	220	23,329	23,055	42,926	46,352	41,943	40,443	37,217
CHILOE	220	24,104	23,985	44,175	47,803	42,889	41,100	38,168

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 Básico³

Precio Medio Básico	SEN
Precio Básico Energía (PBEp) [\$/kWh]	41,911
Precio Básico Potencia (PBP) [\$/kW/mes]	7.119,49
Precio Medio Básico (PMB) [\$/kWh]	54,411

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]	54,411
Precio Medio de Mercado [\$/kWh]	79,410
$\Delta PMB / PMM (\%)^4$	-31,50%

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 **-10,6%**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]	62,519
Precio Medio de Mercado [\$/kWh]	79,410
Diferencia (%)	-21,27%

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]	70,993
Precio Medio de Mercado [\$/kWh]	79,410
Diferencia (%)⁶	-10,6%

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 8,203 [\$/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 8,203 [\$/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	104,503	81,535	15,716	9,587	55,288	129,787
POZO ALMONTE	220	101,200	79,823	16,427	9,638	54,221	126,066
CONDORES	220	102,080	79,765	16,032	9,637	54,394	126,642
TARAPACA	220	101,123	79,511	15,842	9,558	52,924	125,808
LAGUNAS	220	100,355	78,941	15,792	9,549	52,556	124,765
NUEVA VICTORIA	220	99,851	78,565	15,651	9,492	52,324	124,021
CRUCERO	220	94,684	74,511	17,417	10,239	50,934	116,690
ENCUENTRO	220	94,488	75,001	17,268	10,235	51,235	117,565
CHUQUICAMATA	220	96,723	76,081	17,526	10,341	51,686	119,835
CALAMA	220	97,033	75,987	16,876	10,064	52,404	119,817
EL TESORO	220	94,718	74,950	17,284	10,324	50,890	114,862
ESPERANZA SING	220	94,632	74,903	17,299	10,329	50,881	114,706
ATACAMA	220	97,407	76,320	17,164	10,512	53,509	120,138
EL COBRE	220	97,239	77,146	17,205	10,441	51,948	118,285
LABERINTO	220	96,490	75,737	17,100	10,410	50,979	117,410
O'HIGGINS	220	95,679	75,191	17,119	10,424	50,720	117,017
D. DE ALMAGRO	220	79,204	67,752	16,840	10,251	48,695	102,124
CARRERA PINTO	220	78,696	67,353	16,657	10,224	48,491	101,483
CARDONES	220	78,180	67,031	17,887	10,478	48,721	100,848
MAITENCILLO	220	75,447	65,016	17,431	10,262	46,926	97,248
PUNTA COLORADA	220	74,958	64,689	17,815	10,490	47,206	96,895
PAN DE AZUCAR	220	75,236	64,911	18,807	11,008	48,922	98,092
LOS VILOS	220	72,383	63,148	19,270	12,234	51,926	94,514
NOGALES	220	72,061	64,537	22,519	16,347	58,718	97,021
QUILLOTA	220	71,282	62,150	20,970	15,145	53,063	94,773
POLPAICO	220	71,614	61,813	21,076	15,412	53,481	96,450
EL LLANO	220	71,229	62,341	21,204	15,293	52,922	94,534

NUDO	TENSIÓN [kV]	PRECIO ESTABILIZADO POR INTERVALO TEMPORAL [\$/kWh]					
		1	2	3	4	5	6
LOS MAQUIS	220	71,104	62,278	21,190	15,229	52,903	94,276
LAMPA	220	72,781	63,360	23,008	16,634	42,434	88,399
CERRO NAVIA	220	67,042	58,870	21,266	15,644	53,524	95,283
MELIPILLA	220	69,049	60,628	21,368	15,505	50,510	93,608
RAPEL	220	68,928	60,538	21,246	15,391	50,375	93,651
CHENA	220	64,715	57,597	21,314	15,693	53,220	93,470
MAIPO	220	62,102	55,552	20,835	15,382	51,825	88,952
ALTO JAHUEL	220	62,391	56,095	21,283	15,579	52,214	90,050
ITAHUE	220	61,363	55,197	22,481	16,170	44,883	82,794
ANCOA	220	59,579	53,988	21,271	15,705	50,768	85,275
CHARRUA	220	57,149	51,825	20,529	15,274	47,045	79,553
COLBUN	220	59,581	53,989	21,270	15,705	50,770	85,281
CANDELARIA	220	62,339	56,102	21,478	15,796	52,932	91,010
HUALPEN	220	57,956	52,519	21,487	16,704	48,019	80,937
LAGUNILLAS	220	57,627	52,221	21,665	17,124	47,861	80,498
CAUTÍN	220	51,952	47,491	20,952	15,879	44,453	70,909
TEMUCO	220	50,772	46,246	20,779	15,787	42,950	69,237
CIRUELOS	220	33,929	33,061	48,121	49,343	49,865	52,011
VALDIVIA	220	34,147	32,695	52,358	56,341	51,725	51,847
RAHUE	220	30,605	31,925	50,757	54,292	51,207	47,710
PUERTO MONTT	220	31,531	31,257	51,128	54,554	50,144	48,645
MELIPULLI	220	31,532	31,258	51,129	54,555	50,146	48,646
CHILOE	220	32,307	32,188	52,378	56,006	51,092	49,303

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.