

# INFORME MENSUAL

## COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

Febrero 2020

## Resumen

Se presenta a continuación un panorama general de la operación en el Sistema Eléctrico Nacional (en adelante SEN) ocurrida durante el mes de febrero de 2020.

Durante este mes, el costo marginal real de energía (mercado spot), en barras representativas del SEN, presentó las siguientes variaciones respecto del mismo mes de 2019:

Año	Crucero	D. de Almagro	P. de Azúcar	Quillota	Alto Jahuel	Charrúa	Pto. Montt
2019	51,4	49,0	55,0	62,0	63,0	61,4	74,3
2020	40,1	39,5	40,4	42,1	43,1	42,1	55,1
$\Delta\%$	<b>(22,0%)</b>	<b>(19,4%)</b>	<b>(26,5%)</b>	<b>(32,0%)</b>	<b>(31,6%)</b>	<b>(31,4%)</b>	<b>(25,8%)</b>

A su vez, la producción de energía en el SEN presentó los siguientes indicadores:

Producción		feb-19	feb-20	$\Delta\%$ 2020 vs 2019
MWh/h	Máx. SEN	10.454,0	10.651,4	<b>1,9%</b>
		Día 1 hora 16	Día 10 Hora 16	
	Mín. SEN	7.000,5	7.185,8	<b>2,6%</b>
		Día 1 hora 8	Día 16 Hora 8	
GWh/día	Día máx. SEN	226,7	230,8	<b>1,8%</b>
		mar 19/feb19	jue 20/feb20	
GWh/mes	SEN	6.031,1	6.368,2	<b>5,6%</b>

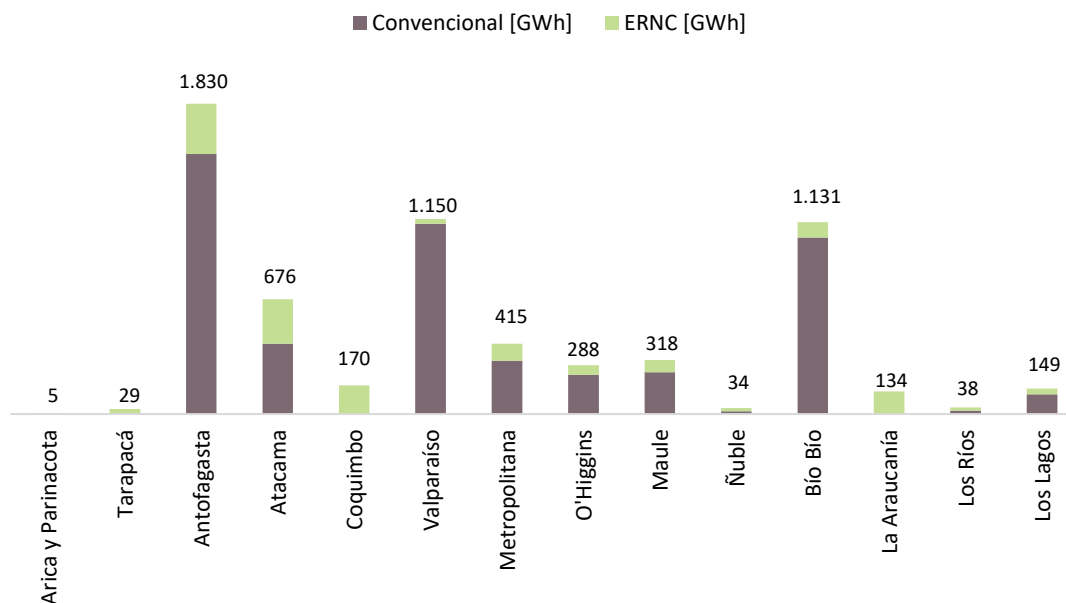
Por otro lado, la participación en el abastecimiento de la demanda mensual según tipo de aporte durante el mes de febrero de 2020, y su comparación con igual periodo del año anterior, se resume en el siguiente cuadro:

Producción Bruta de Energía SEN				
SEN	feb-19 [GWh]	feb-19 [%]	feb-20 [GWh]	feb-20 [%]
Hídrica	1.741,9	28,9%	1.571,7	24,7%
Térmica	3.616,0	60,0%	3.760,5	59,1%
Eólico	223,7	3,7%	383,5	6,0%
Solar	431,7	7,2%	633,1	9,9%
Geotérmica	17,7	0,3%	19,4	0,3%

De acuerdo con el tipo de tecnología y desagregando los diferentes tipos de producción, se obtienen las siguientes participaciones:

Detalle Producción		
Tipo	SEN [GWh]	%
Solar	633,1	9,9%
Eólica	383,5	6,0%
Geotérmica	19,4	0,3%
BioGas	13,3	0,2%
Biomasa	154,1	2,4%
Carbón	2.256,4	35,4%
Cogeneración	10,9	0,2%
Gas Natural	1.281,4	20,1%
Hidráulica Pasada	928,9	14,6%
Hidráulica Embalse	642,8	10,1%
Petróleo Diesel	22,7	0,4%
Petcoke	21,6	0,3%
<b>Total</b>	<b>6.368,2</b>	<b>100,0%</b>

El siguiente gráfico, presenta la participación de cada región en la producción de energía, destacando lo referido a producción con Energías Renovables (ERNC).



Adicionalmente, el detalle de las ventas esperadas de energía es el siguiente:

Ventas (GWh)	SEN		
	feb-19 [GWh]	feb-20 [GWh]	$\Delta\%$ 2020 vs 2019
Regulados	2.369,4	2.373,0	(3,3%)
Libres	3.218,6	3.516,2	5,5%
Total	5.588,0	5.889,2	1,8%

Finalmente, cabe destacar que, para el Sistema Eléctrico Nacional, las características del año hidrológico abr19 – feb20, al cierre del mes de febrero, muestran que la probabilidad de excedencia alcanza el 93,3% (año del tipo seco).

# Índice

---

<b>Introducción</b>	<b>2</b>
<b>Sistema Eléctrico Nacional (SEN)</b>	<b>3</b>
1. CAPACIDAD INSTALADA	3
2. INDICADORES ECONÓMICOS	3
2.1. DESACOPLES EN EL SEN	3
2.2. REDUCCIONES DE ENERGÍAS RENOVABLES (ERNR)	4
2.3. COSTOS MARGINALES REALES	4
2.4. COSTOS MEDIOS DE OPERACIÓN	5
3. OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO	6
3.1. COMPARACIÓN OPERACIÓN REAL Y PROGRAMADA	6
3.2. GENERACIÓN BRUTA REAL	6
3.3. INTERCONEXIÓN SEN-SADI	8
3.4. VENTAS DE ENERGÍA	8
4. HECHOS RELEVANTES DE LA OPERACIÓN	10
4.1. MANTENIMIENTOS	10
4.2. EVENTOS NO PROGRAMADOS	10
4.3. PRECIOS DE COMBUSTIBLES	11
4.4. CONDICIONES ESPECIALES DE OPERACIÓN	11
4.5. COTAS INICIALES Y FINALES	12
4.6. MODELOS PARA LA OPERACIÓN DEL SEN Y CÁLCULO DE CMG	12
5. CAMBIOS EN EL ESTADO DE INSTALACIONES	13
5.1. INSTALACIONES DE GENERACIÓN	13
5.2. INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN	15
6. INFORMACIÓN BASE PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA OPERACIÓN	16
6.1. PREVISIÓN DE VENTAS	16
6.2. PROGRAMA DE OPERACIÓN	16
7. ANEXOS SEN	22

## Introducción

---

El Sistema Eléctrico Nacional, cuya cobertura geográfica comprende desde las regiones de Arica y Parinacota, por el Norte, hasta la Isla Grande de Chiloé, por el Sur, con una longitud cercana a los 3.100 km, se encuentra bajo la Coordinación del Coordinador Eléctrico Nacional. Según lo señalan las disposiciones transitorias de la Ley N° 20.936, específicamente en su Artículo Primero, el Coordinador es el continuador legal de los CDEC, razón por la cual, le corresponde, ejercer las funciones que la ley le asigna, entre otras, las establecidas en el Artículo 31 del D.S. N° 291/2007 modificado a través del D.S. N° 115/2012.

Este señala que se deben enviar a la Comisión Nacional de Energía, dentro de los primeros 10 días hábiles de cada mes, un informe resumido que contenga, entre otras, las siguientes materias:

a) Costos marginales instantáneos de energía, transferencias de energía y de potencia, cobros y pagos entre generadores, correspondientes al mes anterior;

b) Síntesis de las desviaciones más importantes entre la programación y la operación real de las unidades generadoras y hechos relevantes ocurridos en la operación del sistema durante el mes anterior, tales como vertimientos en centrales hidroeléctricas y fallas de unidades generadoras;

c) Valores de las variables que mayor incidencia han tenido en los costos marginales instantáneos durante el mes anterior;

d) Programa de operación para los siguientes 12 meses, incluyendo niveles de operación de los embalses, stock de combustibles disponible para generación y la generación esperada de cada central, y

e) Las modificaciones que se hayan efectuado a los modelos matemáticos y programas computacionales destinados a la planificación de la operación y al cálculo de los costos marginales instantáneos de energía.

En cumplimiento con lo señalado, se presenta a la Comisión Nacional de Energía (CNE) el Informe Mensual del Coordinador Eléctrico Nacional, correspondiente al mes de febrero de 2020.

# Sistema Eléctrico Nacional (SEN)

## 1. CAPACIDAD INSTALADA

La capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional a febrero de 2020 alcanza los 25.257,8 MW, de los cuales el 53,0% es provisto por centrales termoeléctricas y el 27,0% por centrales hidroeléctricas, como se muestra en la Figura 1. Respecto a los proyectos esperados a conectar durante 2020 (declarados en construcción con Resolución CNE) y que totalizan 4.049 MW, ellos corresponden mayoritariamente a proyectos eólicos (1.175 MW) y solares (1.341 MW).

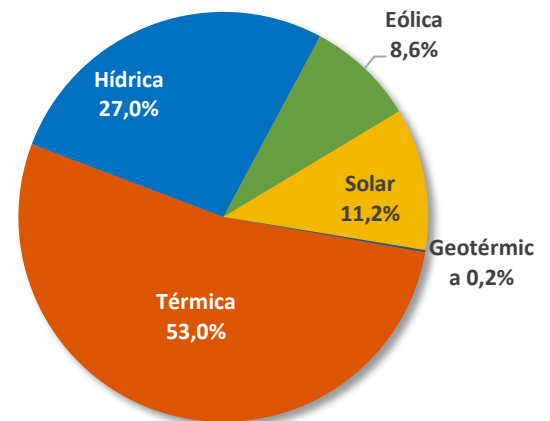


Figura 1: Capacidad instalada SEN

## 2. INDICADORES ECONÓMICOS

### 2.1. DESACOPLES EN EL SEN

Durante el mes de febrero se produjeron desacoples en el SEN originados tanto por la activación de restricciones y/o limitaciones en transmisión, así como por fallas de elementos de generación-transmisión. Los elementos con los 5 mayores tiempos de desacople se muestran en la Figura 2, mientras que el detalle de esos desacoples se incorpora en Anexo SEN.

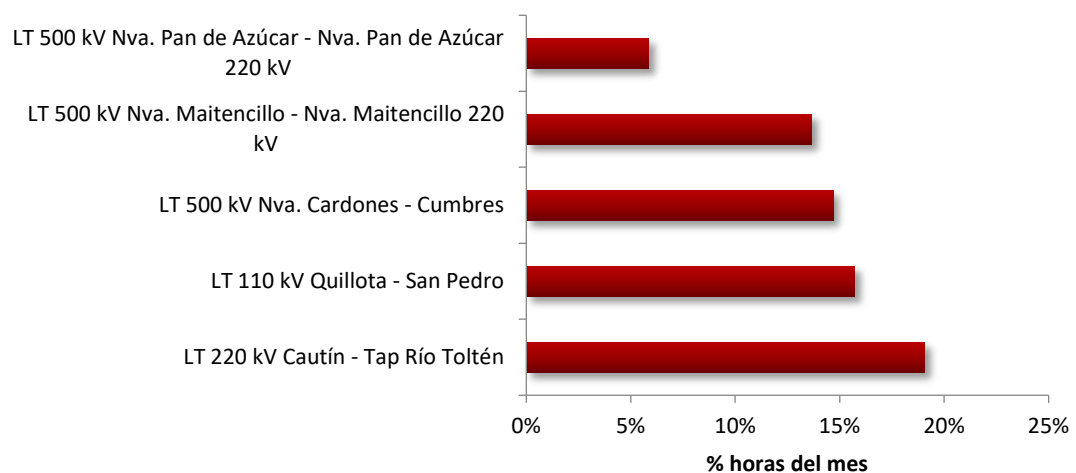


Figura 2: Mayores Tiempos de Desacople en el SEN.

## 2.2. REDUCCIONES DE ENERGÍAS RENOVABLES (ERNC)

La Figura 3 muestra la reducción diaria de energía eólica y solar, producto de restricciones de transmisión. La única reducción ERNC se registró el jueves 06 de febrero y alcanzó los 3.229,0 MWh, debido a prorrata por control de transferencia. El detalle de la reducción diaria se incorpora en Anexo SEN.

Por otro lado, la reducción ERNC acumulada al cierre de febrero alcanzó a 21 GWh, un 73% menor respecto de igual periodo del año 2019 (80 GWh).

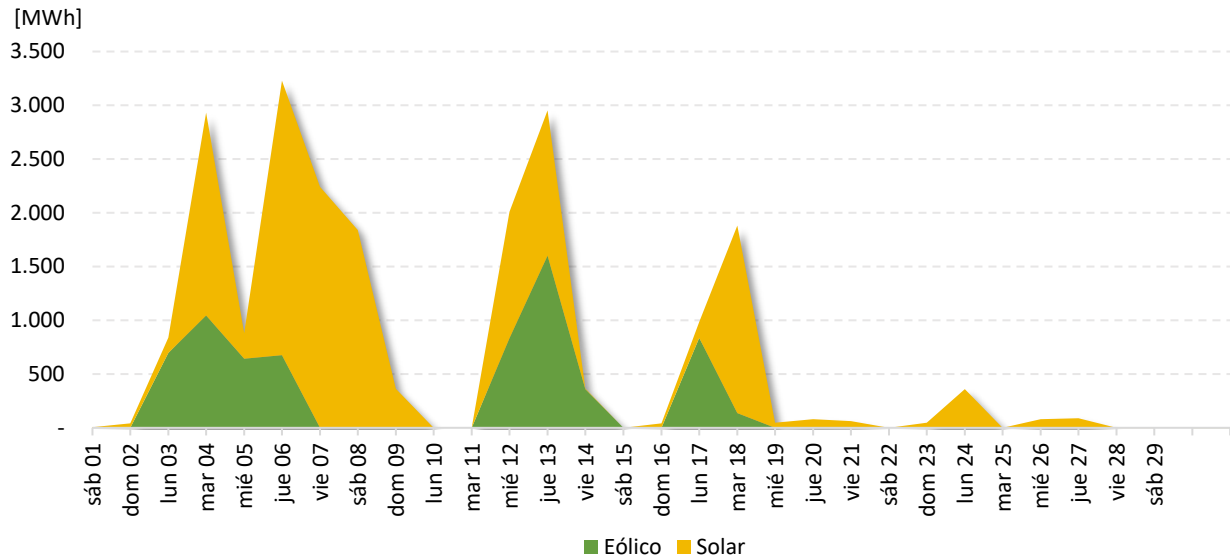


Figura 3: Reducción ERNC mes actual.

## 2.3. COSTOS MARGINALES REALES

El detalle de los costos marginales se incluye en el Informe de Valorización de Transferencias respectivo, publicado en el sitio web del Coordinador Eléctrico Nacional. Sin perjuicio de lo anterior, en el presente informe se incluye una revisión preliminar del comportamiento de los costos marginales promedios diarios, con la información disponible a la fecha.

En la Figura 4 se presentan los costos marginales promedio diarios de las barras Crucero 220 kV, Pan de Azúcar 220 kV, Quillota 220 kV, Alto Jahuel 220 kV y Puerto Montt 220 kV, presentándose en el Anexo el respectivo detalle horario de los mismos.



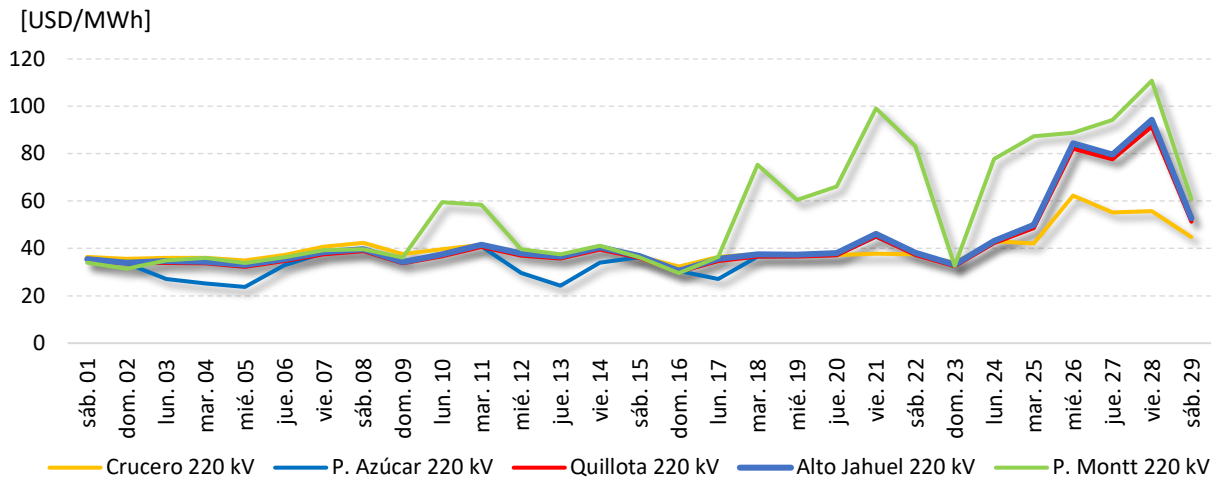


Figura 4: Costos Marginales Promedio Diarios en el SEN.

## 2.4. COSTOS MEDIOS DE OPERACIÓN

El costo medio de operación del mes de febrero de 2020 en el SEN fue de 18,2 USD/MWh.

En la Figura 5 se presenta la comparación entre los promedios del costo medio de operación y el costo marginal promedio en la barra crucero y Alto Jahuel 220 kV. El detalle se incorpora en Anexo SEN.

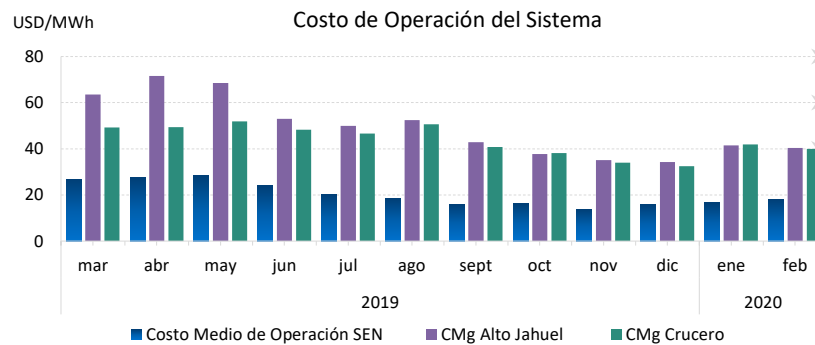


Figura 5: Costos Medios de Operación y Costos Marginales de Crucero y Alto Jahuel 220 kV.

### 3. OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

#### 3.1. COMPARACIÓN OPERACIÓN REAL Y PROGRAMADA

La generación bruta real del mes alcanzó 6.368,2 GWh, con una disminución del 2,4% con respecto al programa mensual previsto para este mismo mes.

A continuación, se presenta gráficamente la comparación entre la generación mensual real y programada, según su fuente de producción, mientras que su detalle se incorpora en Anexo SEN.

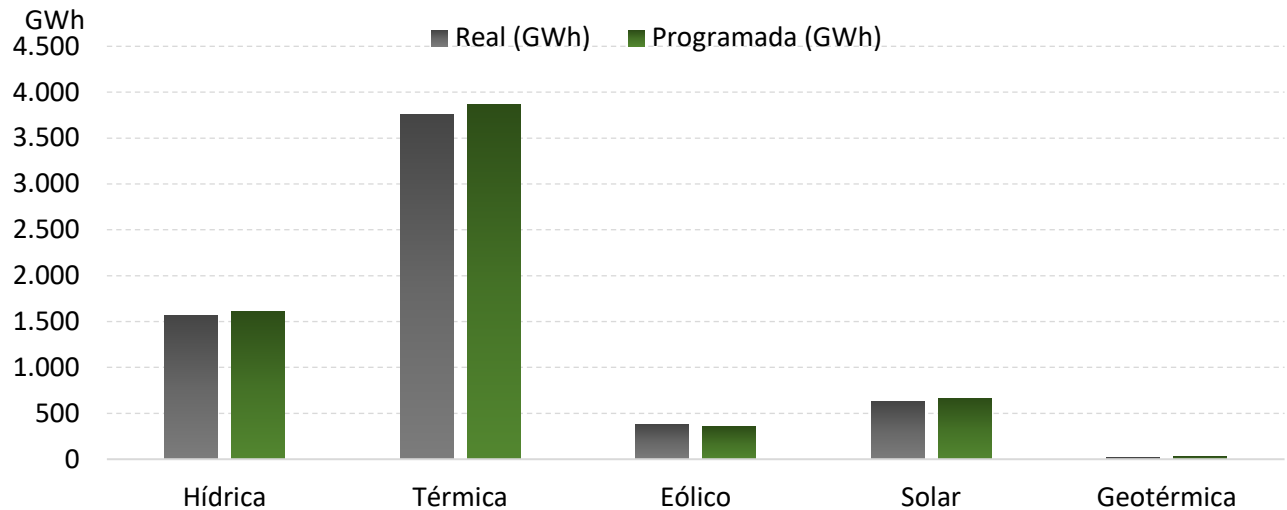


Figura 6: Comparación Generación Real y Programada por fuente.

#### 3.2. GENERACIÓN BRUTA REAL

Los 6.368,2 GWh de producción bruta de energía alcanzada por el SEN en el mes representa un aumento de 2,2% respecto de la producción de energía registrada en similar mes del año 2019, la cual alcanzó los 6.016,1 GWh. La composición de esa producción mensual por tipo de aporte se presenta en la Figura 7, mientras que su detalle se incorpora en Anexo SEN.

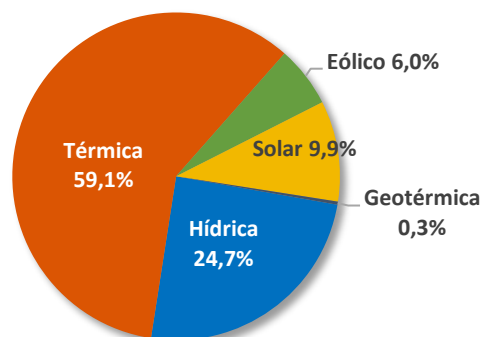


Figura 7: Generación mensual SEN desagregada por tipo de fuente.

En la Tabla 1 se presenta el detalle de los valores de generación:

Tabla 1: Producción Bruta de Energía, comparación con mismo mes del año anterior.

Producción Bruta de Energía del SEN	feb-19 [GWh]	feb-20 [GWh]	$\Delta\tilde{\%}$ 2020 vs 2019
Hídrico	1.635,6	1.571,7	<b>(3,9%)</b>
Térmico	3.600,9	3.760,5	<b>4,4%</b>
Eólico	247,8	383,5	<b>54,8%</b>
Solar	515,9	633,1	<b>22,7%</b>
Geotérmico	15,9	19,4	<b>21,7%</b>
<b>Total</b>	<b>6.016,1</b>	<b>6.368,2</b>	<b>2,2%</b>

La producción bruta máxima media horaria alcanzó el valor de 10.651,4 MWh/h, y tuvo lugar el jueves 20, siendo un 1,9% mayor a la máxima producción registrada en febrero de 2019, la cual alcanzó los 10.454,0 MWh/h. Por otro lado, la producción mínima horaria, registrada el miércoles 01, alcanzó los 7.185,8 MWh/h, siendo un 2,6% mayor que la mínima producción registrada en febrero 2019, la que alcanzó 7.000,5 MWh/h.

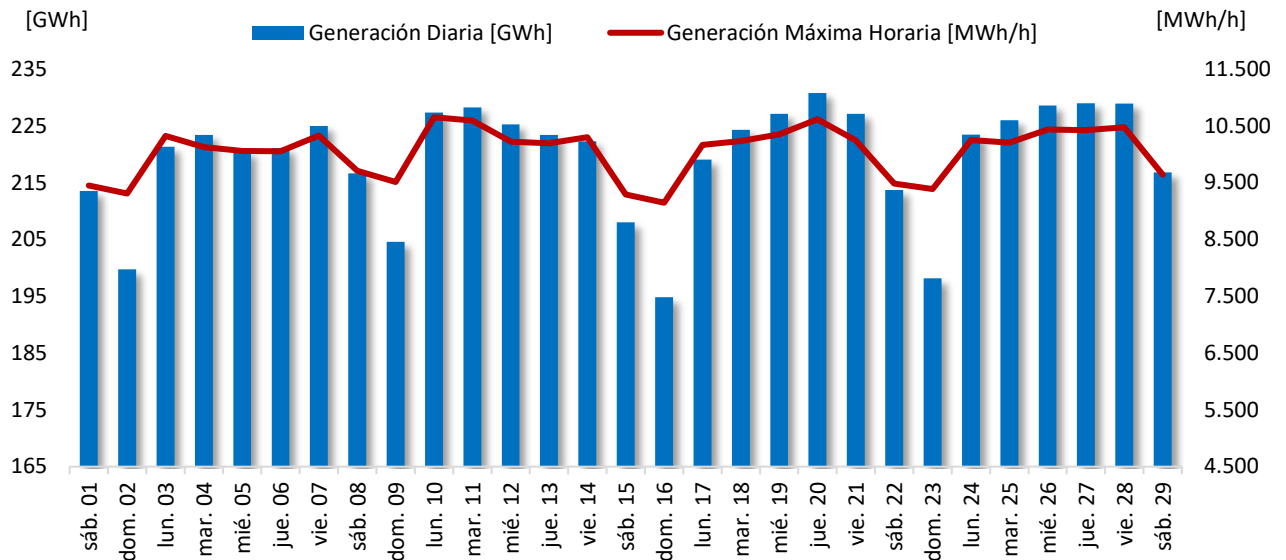


Figura 8: Generación de energía diaria y demanda máxima diaria SEN mes actual.

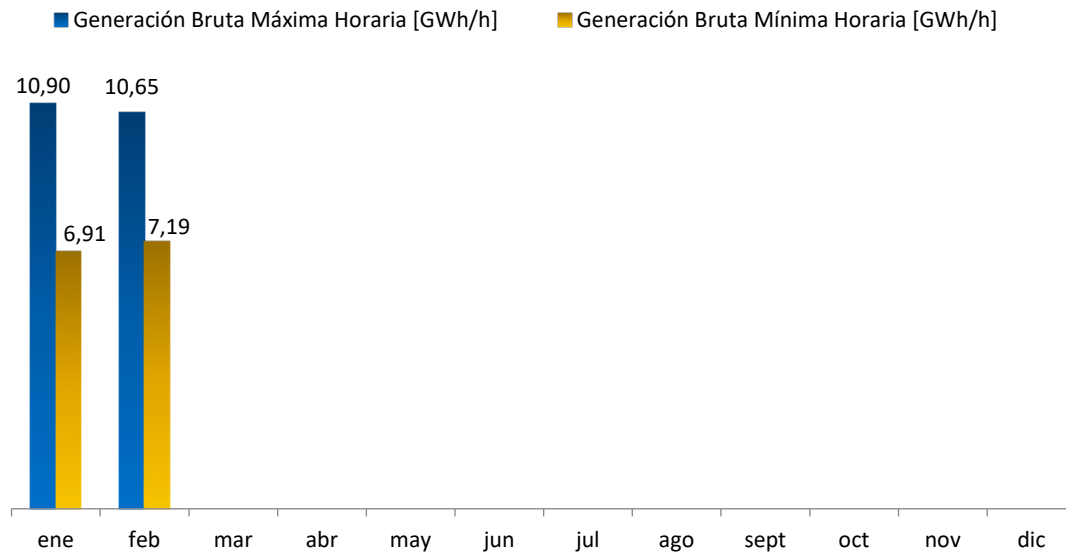


Figura 9: Generación bruta horaria Mín/Máx del SEN 2020.

### 3.3. INTERCONEXIÓN SEN-SADI

Durante el mes no se han registrado transferencias entre el Sistema Eléctrico Nacional y el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) a través de la línea 345 kV Central Salta – Andes.

### 3.4. VENTAS DE ENERGÍA

Las ventas esperadas de energía del mes de febrero alcanzan los 5.889,2 GWh, un 1,8% mayor que las ventas efectuadas durante el mismo mes en el 2019, las que totalizaron 5.588,0 GWh. En la Figura 10 y Tabla 2 se presenta la evolución de las ventas de energía realizadas en el SEN, con un desagregado por tipo de clientes y su tasa de variación respecto a igual periodo del año anterior.

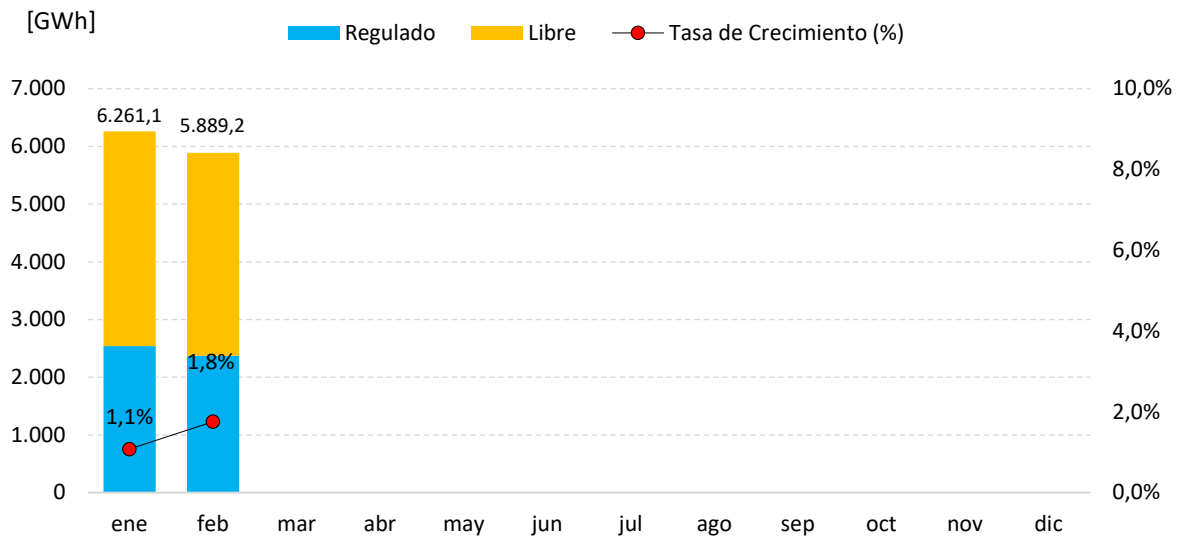


Figura 10: Variación mensual de las ventas de energía (febrero estimado).

Tabla 2: Ventas de Energía anual.

Mes	Ventas SEN 2019 [GWh]			Ventas SEN 2020 [GWh]			Tasa de Crecimiento (%)		
	Regulado	Libre	Total	Regulado	Libre	Total	Regulado	Libre	Total
<b>Enero*</b>	2.594,7	3.599,5	6.194,2	2.539,9	3.721,2	6.261,1	(2,1%)	3,4%	1,1%
<b>Febrero</b>	2.369,4	3.218,6	5.588,0	2.373,0	3.516,2	5.889,2	(3,3%)	5,5%	1,8%
<b>Marzo</b>	2.494,9	3.611,7	6.106,6						
<b>Abril</b>	2.312,4	3.399,2	5.711,6						
<b>Mayo</b>	2.495,3	3.574,2	6.069,6						
<b>Junio</b>	2.604,2	3.402,2	6.006,5						
<b>Julio</b>	2.694,6	3.605,0	6.299,6						
<b>Agosto</b>	2.523,2	3.596,0	6.119,2						
<b>Septiembre</b>	2.256,0	3.407,0	5.663,0						
<b>Octubre</b>	2.293,6	3.499,5	5.793,1						
<b>Noviembre</b>	2.255,5	3.581,7	5.837,2						
<b>Diciembre</b>	2.595,3	3.686,0	6.281,3						

\* Datos estimados para febrero 2020.

## 4. HECHOS RELEVANTES DE LA OPERACIÓN

### 4.1. MANTENIMIENTOS

En Anexo SEN se presenta un cuadro con el programa de mantenimiento mayor utilizado en la planificación de la operación.

### 4.2. EVENTOS NO PROGRAMADOS

A continuación, se presentan los eventos ocurridos en la operación del mes de febrero, que han tenido como resultado la elaboración de un Estudio de Análisis de Falla (EAF) de acuerdo con la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio vigente. Estos eventos corresponden a contingencias en instalaciones de un Coordinado que produzcan la interrupción de suministro en instalaciones de otros Coordinados y/o condiciones operativas que tengan como consecuencia la interrupción de suministro a clientes finales.

La Energía No Suministrada (ENS), y cuyo detalle se presenta en el Anexo SEN, alcanzó los 1.705,6 MWh. Por otra parte, la Figura 12 muestra la distribución de fallas por su duración y el volumen de ENS. Además, se presentan las cuatro fallas más importantes en base a dichas variables.

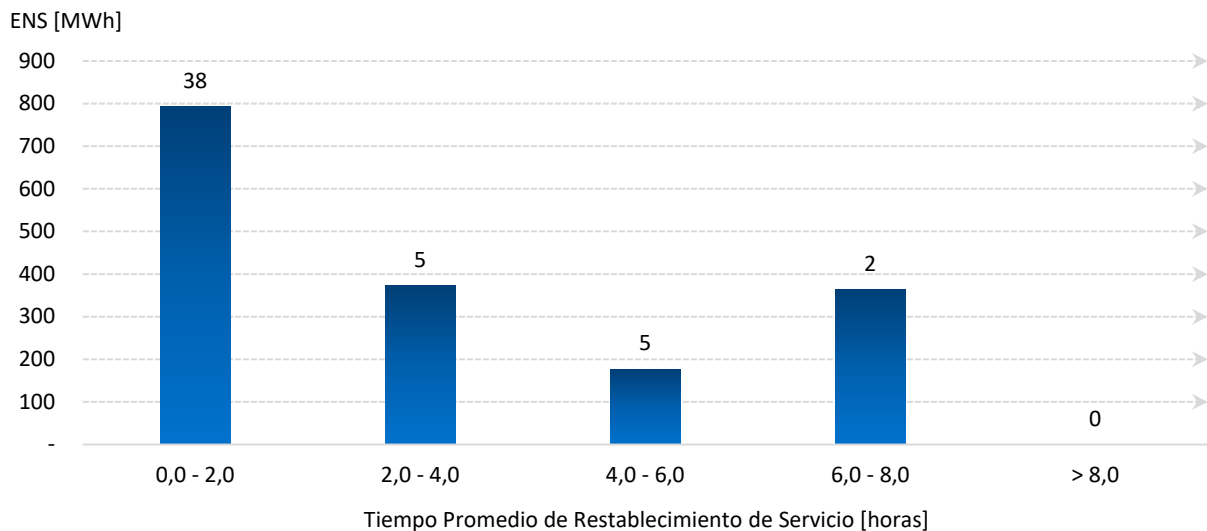


Figura 11: ENS según duración promedio de falla durante febrero (resultados preliminares).

Tabla 3: Fallas SEN con mayor ENS.

N° EAF	Falla	Fecha de falla	Hora de falla	TRS [Horas]	ENS [MWh]
056/2020	Falla en línea 220 kV Colbún - Puente Negro 2	10-02-2020	15:54	6,5	325,1
045/2020	Falla en línea 2x110 kV Buin-Chena-Ochagavía	03-02-2020	13:07	0,5	278,1
050/2020	Desconexión T1 154/66 kV S/E Paine	05-02-2020	22:05	2,2	155,2
074/2020	Desconexión forzada de línea 220 kV Cóndores - Parinacota	21-02-2020	18:22	2,7	100,0

Tabla 4: Fallas SEN con mayor Tiempo Promedio de Restablecimiento de Servicio (TRS).

N° EAF	Falla	Fecha de falla	Hora de falla	TRS [Horas]	ENS [MWh]
051/2020	Desconexión de Trafo 220/110 kV S/E Tap Off Barriles	06-02-2020	06:26	7,6	38,2
056/2020	Falla en línea 220 kV Colbún - Puente Negro 2	10-02-2020	15:54	6,5	325,1
055/2020	Falla en línea 220 kV Collahuasi - Quebrada Blanca	09-02-2020	16:35	5,1	71,2
055/2020	Falla en línea 220 kV Collahuasi - Quebrada Blanca	09-02-2020	16:35	5,1	71,2

#### 4.3. PRECIOS DE COMBUSTIBLES

Los precios de combustibles informados por las empresas, y utilizados durante el mes de febrero de 2020 para los procesos de planificación de la operación, se incluyen en el Anexo SEN de este informe.

#### 4.4. CONDICIONES ESPECIALES DE OPERACIÓN

Durante febrero de 2020 se registró la operación en condición de agotamiento/vertimiento, de las siguientes centrales del Sistema Eléctrico Nacional, por los períodos que se señalan:

Tabla 5: Condiciones especiales de operación.

CENTRAL	CONDICIÓN	CANTIDAD
<b>C. Rapel</b>	Agotamiento	29
<b>Rapel</b>	Agotamiento	29
<b>Colbún</b>	Agotamiento	29

#### 4.5. COTAS INICIALES Y FINALES

A continuación, se muestran las cotas iniciales y finales de los principales embalses del SEN.

Tabla 6: Variación cotas de embalse.

EMBALSE	Cota Final [msnm] Al 31/12/19	Cota Mínima Operacional	Cota Inicial [msnm] Al 01/02/20	Cota Final [msnm] Al 29/02/20	$\Delta$ Ñ Mts. Mín. Op vs Inicial	$\Delta$ Ñ Mts. Mín. Op vs Final	Variación final vs inicial [m]	Variación final vs inicial [%]
<b>Embalse Rapel</b>	102,69	100,50	102,30	101,94	1,8	1,4	(0,4)	(0,4%)
<b>Laguna Maule</b>	2.160,65	2.152,00	2.159,18	2.157,81	7,2	5,8	(1,4)	(0,1%)
<b>Laguna Invernada</b>	1.294,50	1.282,80	1.289,74	1.286,22	6,9	3,4	(3,5)	(0,3%)
<b>Embalse Colbún</b>	425,55	397,00	423,23	420,39	26,2	23,4	(2,8)	(0,7%)
<b>Lago Laja</b>	1.325,64	1.300,00	1.323,32	1.320,09	23,3	20,1	(3,2)	(0,2%)
<b>Lago Chapo</b>	238,68	222,00	236,85	234,01	14,9	12,0	(2,8)	(1,2%)
<b>Embalse Ralco</b>	719,72	692,00	710,00	702,81	18,0	10,8	(7,2)	(1,0%)

#### 4.6. MODELOS PARA LA OPERACIÓN DEL SEN Y CÁLCULO DE CMG

Con respecto a los modelos matemáticos y programas computacionales utilizados para la programación de la operación y el cálculo de los costos marginales de energía, no se han realizado modificaciones ni actualizaciones durante el mes de febrero de 2020.



## 5. CAMBIOS EN EL ESTADO DE INSTALACIONES

### 5.1. INSTALACIONES DE GENERACIÓN

A continuación, se presenta el estado de las instalaciones de generación que han sido entregadas a la operación, retiradas de la operación o se encuentran en proceso de puesta en servicio (PES).

#### 5.1.1. CENTRALES EN ETAPA DE PUESTA EN SERVICIO

Tabla 7: Centrales SEN en etapa PES al mes de enero.

CENTRAL	PROPIETARIO	TIPO	FECHA (DESDE)	POTENCIA [MW]
Loma Los Colorados	KDM Energía S.A.	PMG Solar	lunes 11/may15	1,1
El Pilar - Los Amarillos	RTS-Energy	PMG Solar	miércoles 21/oct15	3,0
PE Lebu (Ampliación II)	Parque Eólico Lebu-Toro SpA	PMG Eólico	domingo 08/nov15	3,5
Panguipulli	Latinoamericana S.A.	PMGD Hídrico	jueves 03/dic15	0,4
PMGD Chanleufu II	Transoceánica S.A.	PMGD Hídrico	jueves 19/may16	8,4
PMGD Altos del Paico	Sun Enel Green	PMGD Solar	martes 07/jun16	2,1
PMGD Viña Tarapacá	Andes Energy & Capital S.A.	PMGD Hídrico	martes 02/ago16	0,3
PMGD Molina	Bío Energía Molina	PMGD Térmico	miércoles 16/nov16	1,0
Cintac	Cintac S.A.	PMGD Solar	miércoles 15/mar17	2,8
PMGD Lepanto	Enerkey SpA	PMGD Térmico	viernes 17/mar17	2,0
Palma Solar	Palma Solar SpA	PMGD Solar	martes 04/abr17	3,0
El Roble	Chester Solar IV SpA	PMGD Solar	miércoles 09/ago17	9,0
Cogeneración Lomas Coloradas	Eléctrica Nueva Energía S.A.	PMGD Térmico	martes 03/oct17	3,4
Palacios	Hidroeléctrica Palacios SpA	PMG Hídrico pasada	domingo 14/ene18	3,0
Aconcagua TG	Enap Refinería S.A.	Gas Natural	jueves 22/feb18	42,0
El Brinco	Hidro Munilque SpA	Hidro Pasada	jueves 22/mar18	0,2
PE Aurora	AELA Eólica Llanquihue SpA	Eólica	sábado 15/dic18	129,0
PE Sarco	AELA Eólica Sarco SpA	Eólica	jueves 28/mar19	170,0
El Arrebol	Empresa Eléctrica El Arrebol SpA	PMGD Eólica	lunes 01/abr19	9,0
Los Perales I	PMGD Solar Los Perales I SpA	PMGD Solar	miércoles 03/abr19	3,0
El Cóndor	PFV El Cóndor SpA	PMGD Solar	lunes 20/may19	1,3
Palmar U1	Hidropalmar S.A.	PMG Hídrico pasada	jueves 20/jun19	4,1
Palmar U2	Hidropalmar S.A.	PMG Hídrico pasada	viernes 21/jun19	4,1
Correntoso	Hidropalmar S.A.	Hidro Pasada	viernes 21/jun19	8,5

CENTRAL	PROPIETARIO	TIPO	FECHA (DESDE)	POTENCIA [MW]
Ñiquén	Maitén SpA	PMGD Solar	lunes 05/ago19	3,0
PE San Gabriel	PE San Gabriel SpA	Eólica	lunes 16/sept19	183,0
PE Maitén	Parque Eólico el Maitén SpA	PMG Eólico	jueves 24/oct19	9,0
PE La Flor	Vientos de Renaico SpA	Eólica	lunes 28/oct19	32,4
Almeyda	Almeyda SpA	Solar	martes 17/dic19	52,4
Central Hidroeléctrica La Compañía	Empresa Eléctrica La Compañía SpA	PMGD Hídrico	viernes 20/dic19	2,6
Marquesa Solar	Marquesa Solar SpA	PMGD Solar	lunes 30/dic19	3,0
Catemu	Parque Solar Catemu SpA	PMGD Solar	viernes 07/feb20	2,0

A la fecha de elaboración de este informe, la capacidad de las centrales que se encuentran en su etapa de puesta en servicio alcanza los 701,4 MW. La Figura 13 muestra la participación de los diferentes tipos de tecnología actualmente en pruebas.

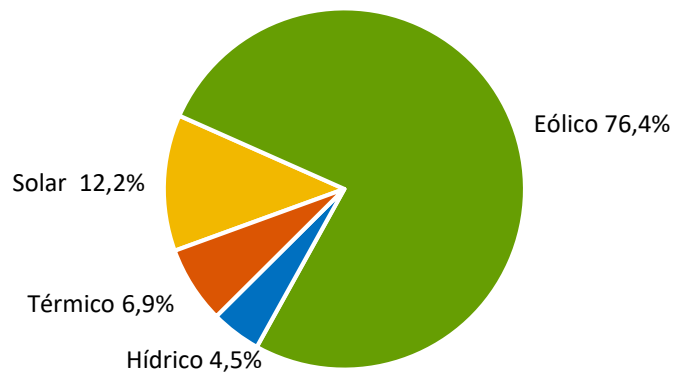


Figura 12: Centrales SEN en pruebas según tecnología.

### 5.1.2. CENTRALES ENTREGADAS A LA OPERACIÓN

En la Tabla 8 se presentan las centrales del SEN con fecha de entrega a la operación (EO) en el mes de febrero de 2020.

Tabla 8: Centrales SEN entregadas a la operación del mes actual.

CENTRAL	PROPIETARIO	TIPO	FECHA EO	POTENCIA [MW]
FV Rauquen	GR Palma SpA	PMGD Solar	sábado 01/feb20	9,0
Teno Gas 50	Innovación Energía S.A.	Gas Natural	jueves 13/feb20	50,0
Guadalao	Fotovoltaica Mañío SpA	PMGD Solar	viernes 14/feb20	3,0
La Estancia	GR Meli SpA	PMGD Solar	viernes 14/feb20	3,0
Las Chacras	Las Chacras Energy SpA	PMGD Solar	sábado 22/feb20	3,0
Inversiones Los Sauces	Inversiones Los Sauces SpA	PMGD Solar	miércoles 26/feb20	9,0

### 5.2. INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN

Durante el mes de febrero de 2020 se interconectaron las siguientes instalaciones de transmisión:

Tabla 9: Instalaciones de transmisión durante febrero.

INSTALACIÓN	PROPIETARIO	FECHA	COMENTARIOS
S/E Maitenes	PACIFIC HYDRO	sábado 08/feb20	Primera energización del TR-5 de 110/20 kV, 20 MVA.
S/E Puri	MINERA ESCONDIDA	miércoles 19/feb20	Primera energización del transformador N°3 de 220 /6,9 KV
S/E Farellón	MINERA ESCONDIDA	miércoles 19/feb20	Primera energización del y transformador N°3 de 220 /6,9 KV
S/E Lagunas	TRANSELEC	jueves 27/feb20	Primera energización del Transformadores GRANJA SOLAR T1 220/33kV 120MVA

## 6. INFORMACIÓN BASE PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA OPERACIÓN

### 6.1. PREVISIÓN DE VENTAS

La Figura 14 muestra la estimación de ventas del sistema para los próximos 12 meses.

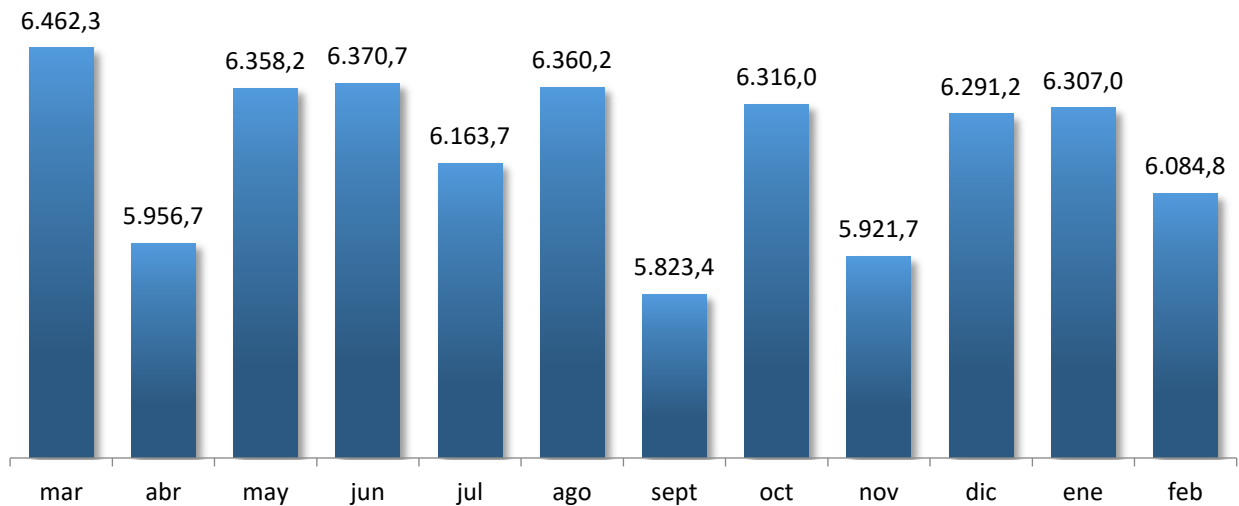


Figura 13: Ventas esperadas mensuales en GWh.

### 6.2. PROGRAMA DE OPERACIÓN

En los siguientes puntos, y para el período marzo 2020 – febrero 2021, se presenta la producción esperada de energía en el SEN, para los tres escenarios hidrológicos que se indican, así como el Costo Marginal Esperado en barras representativas.

#### 6.2.1. ABASTECIMIENTO ESPERADO

En Anexo SEN de este informe se incorpora un programa de operación mensual previsto para el período marzo 2020 – febrero 2021, el cual considera:

- enero 2020 – marzo 2020: Caudales según Pronóstico de Deshielo N°7.
- abril 2019 – febrero 2020: Caudales estadísticos según Hidrología seca (probabilidad de excedencia 90%), Hidrología media (probabilidad de excedencia 50%) e Hidrología húmeda (probabilidad de excedencia 20%).

En la elaboración de este programa se han considerado los mantenimientos actualizados al 27 de febrero.

La Figura 15, Figura 16 y Figura 17 muestran el abastecimiento esperado para cada escenario.

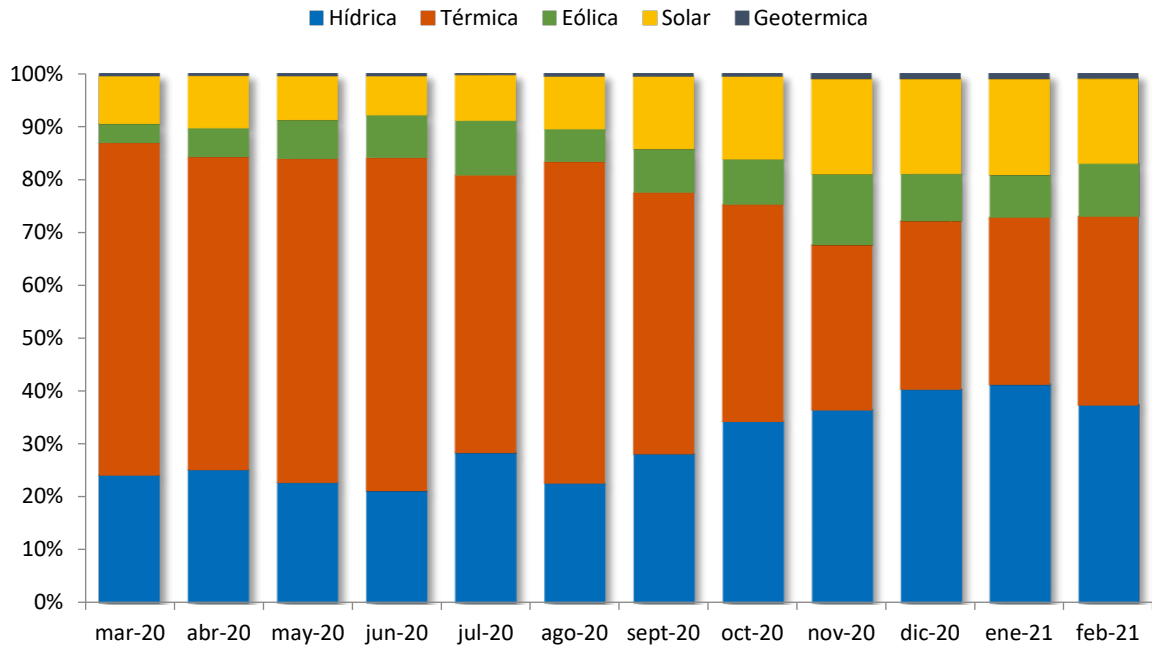


Figura 14: Abastecimiento esperado hidrología seca en el SEN.

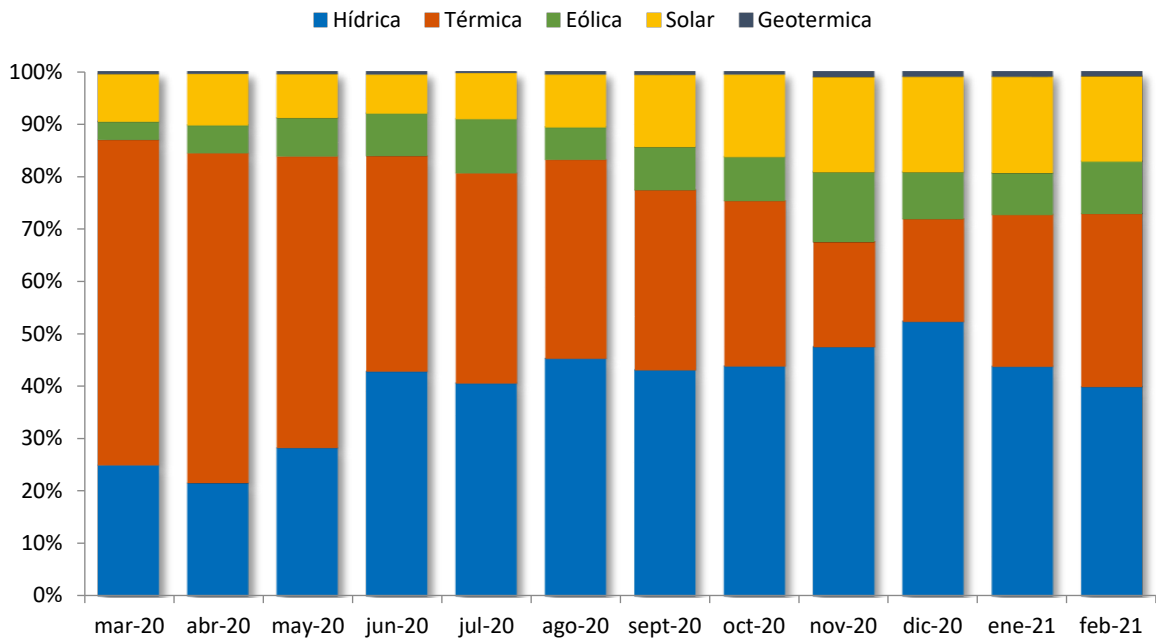


Figura 15: Abastecimiento esperado hidrología media en el SEN.

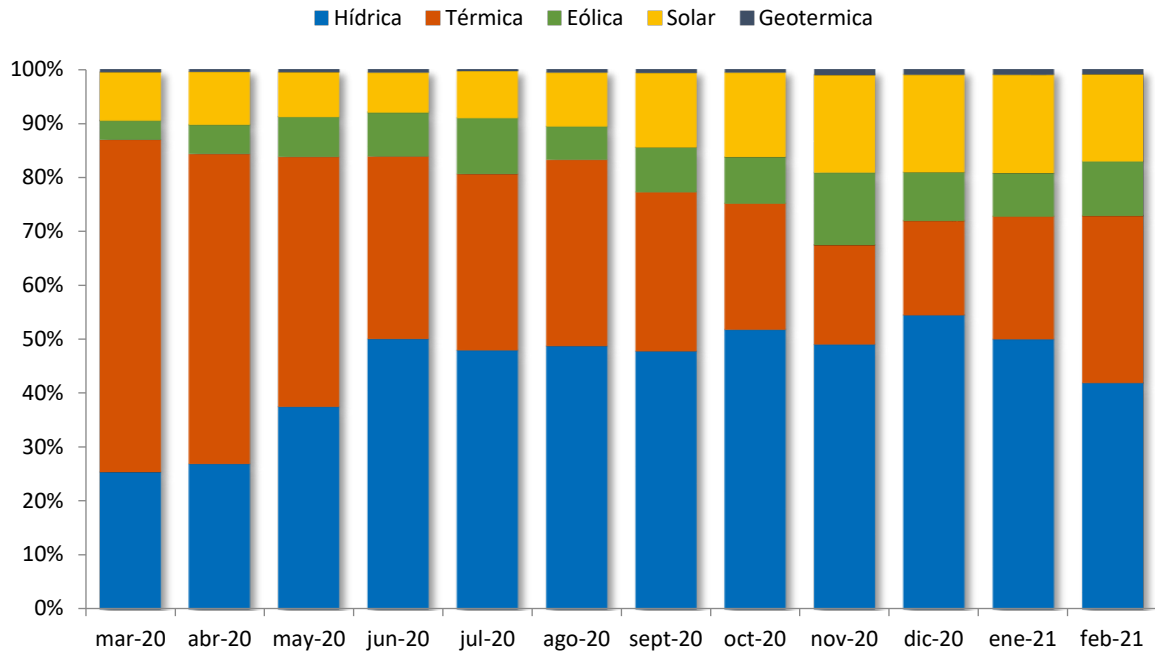


Figura 16: Abastecimiento esperado hidrología húmeda en el SEN.

La Tabla 10 resume el porcentaje de participación promedio esperado, por hidrología, para la ventana de 12 meses marzo 2020 a febrero 2021.

Tabla 10: Promedio anual de abastecimiento esperado, según tipo de hidrología.

Aporte Promedio Ventana 12 Meses	Tipo de Hidrología		
	Seca	Media	Húmeda
Hídrica	30,1%	39,2%	43,9%
Térmica	48,5%	38,9%	33,9%
Eólica	8,1%	8,1%	8,1%
Solar	12,6%	12,6%	12,6%
Geotérmica	0,6%	0,6%	0,6%

### 6.2.2. COSTOS MARGINALES ESPERADOS

La variación del costo marginal promedio esperado en las barras de Crucero 220 kV, D. Almagro 220 kV, Maitencillo 220 kV, Quillota 220 kV y Charrúa 220kV, se muestra en las Figura 18, Figura 19, Figura 20 , Figura 21 y Figura 22.

Junto con incorporar la producción esperada para los próximos 12 meses, en Anexo SEN se incluye la proyección de costos marginales, por barra y por hidrología.

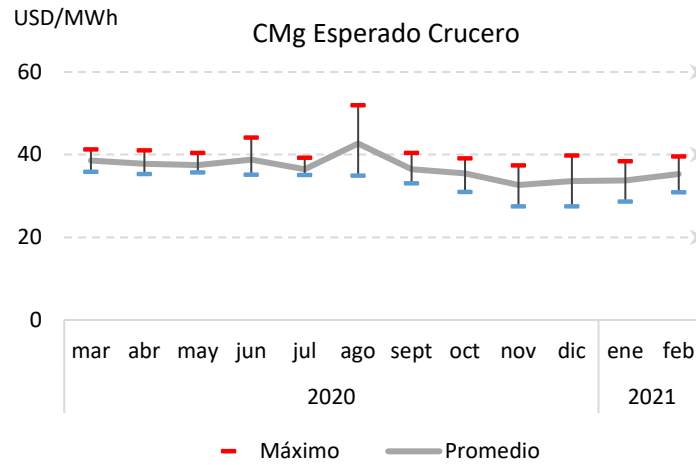


Figura 17: Costo marginal esperado en S/E 220 kV Crucero.

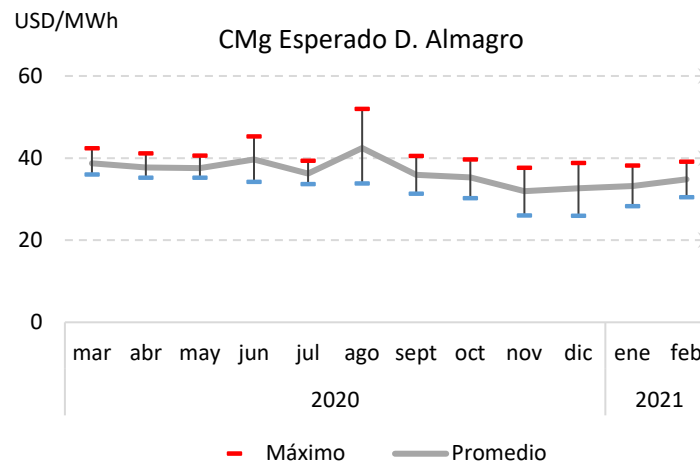


Figura 18: Costo marginal esperado en S/E 220 kV Diego de Almagro.

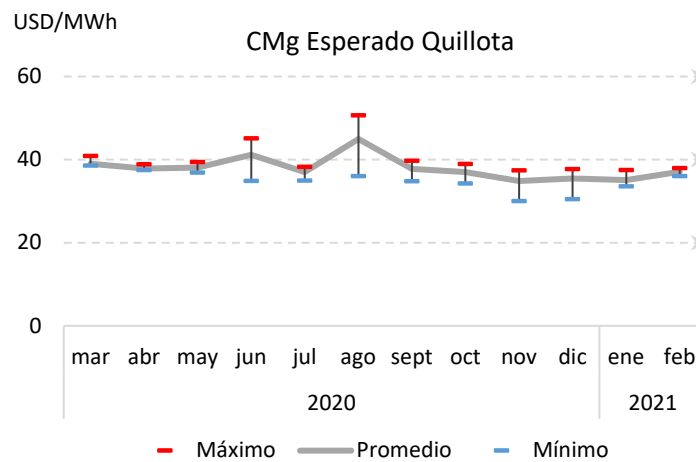


Figura 19: Costo marginal esperado en S/E 220 kV Maitencillo.

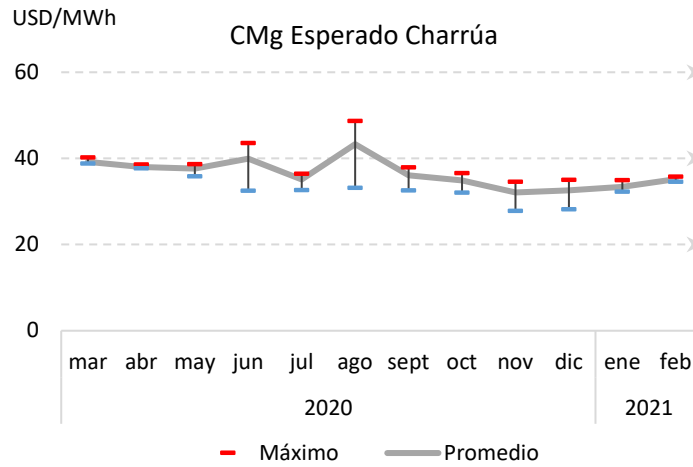


Figura 20: Costo marginal esperado en S/E 220 kV Quillota.

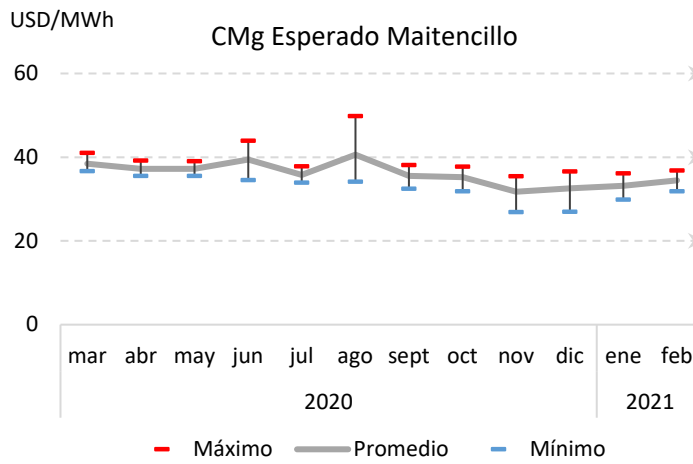


Figura 21: Costo marginal esperado en S/E 220 kV Charrúa.



### 6.2.3. COSTO DE RACIONAMIENTO

Para realizar el proceso de optimización de la planificación de la operación, uno de los criterios considerados corresponde a la minimización del costo de abastecimiento y de falla, para un nivel de seguridad definido. Los Costos de Racionamiento utilizados corresponden a aquellos publicados por la Comisión Nacional de Energía en su Informe de Fijación de Precios de Nudo son los siguientes valores:

Tabla 11: Costo racionamiento SEN febrero - 2020.

Profundidad de Falla [%]	Costo de Racionamiento [USD/MWh]
0-5%	768,6
5-10%	1.118,3
10-20%	1.614,9
Sobre 20%	2.202,1

## **7. ANEXOS SEN**

A continuación, se detalla el contenido del archivo adjunto al presente informe, en formato Excel, cuya información se presenta en el siguiente orden:

### **Sección I – Capacidad Instalada.**

Presenta el detalle de la capacidad instalada y la generación mensual por fuente.

### **Sección II – Costos Marginales del SEN.**

Muestra el detalle horario de los costos marginales durante el mes, en las barras más representativas del SEN.

### **Sección III – Costo Medio de Operación.**

Contiene un comparativo costo medio de operación vs costo marginal promedio mensual en barras Alto Jahuel y Crucero 220 kV.

### **Sección IV – Generación Real vs Programada.**

Detalla la comparación entre la generación real y la generación programada del SEN durante el mes.

### **Sección V – Estudios para Análisis de Falla.**

Listado de los EAF desarrollados para fallas ocurridas durante el mes.

### **Sección VI – Instalaciones de Generación y Transmisión.**

Nuevas instalaciones de generación y transmisión en etapa de puesta en servicio y entregadas a la operación.

### **Sección VII – Costo combustibles.**

Precios de combustible por empresa y por central generadora durante el mes.

### **Sección VIII – Demanda del SEN.**

Proyección de demanda del SEN para los próximos 12 meses, por bloque horario.

### **Sección IX – Reducciones ERNC.**

Presenta la Reducción ERNC con detalle diario y por tipo de tecnología.

### **Sección X – Volumen Disponible de Gas Natural.**

Volumen mensual disponible de gas natural para generación eléctrica por central.

## Sección XI – Ventas Esperadas SEN.

Proyección de ventas para los próximos 12 meses.

## Sección XII – Programa de Abastecimiento (Programa 12 Meses).

Programas de abastecimiento del SEN, para condición de hidrología seca, media y húmeda.

## Sección XIII – Costos Marginales Esperados.

Costos marginales promedios esperados, para los tres programas de abastecimiento del SEN señalados anteriormente, por bloque horario.

## Sección XIV – Desacoples.

Información relativa a restricciones del sistema de transmisión (desacoples).

## Sección XV – Cotas de Embalses.

Cuadro con las variaciones de los niveles de cota de embalses del sistema durante el mes.

## Sección XVI – Programa de Mantenimiento.

Programa de mantenimiento del SEN.

## Sección XVII – Pronóstico de deshielo.

Presenta el séptimo pronóstico de deshielo mensual y semanal correspondiente a la temporada 2020.