

INFORME MENSUAL
COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

Abril 2018



Resumen

Se presenta a continuación un panorama general de la operación en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), ocurrida durante el mes de abril de 2018, así como una proyección de abastecimiento de la demanda para los siguientes 12 meses.

Durante este mes, el costo marginal real de energía (mercado spot), en barras de 220 kV representativas del SEN, presentó las siguientes variaciones respecto del mes de abril de 2017:

Año	Crucero	D. de Almagro	P. de Azúcar	Quillota	Alto Jahuel	Charrúa	Concepción	Pto. Montt
2017	51,5	31,7	46,0	57,1	59,3	57,5	58,4	59,7
2018	50,4	48,4	57,5	62,2	63,6	61,9	62,1	59,9
$\Delta\%$	-2,1%	52,8%	25,1%	8,9%	7,3%	7,6%	6,4%	0,4%

A su vez, la producción de energía en cada uno de estos sistemas presentó los siguientes indicadores:

		Producción	abr-17	abr-18	$\Delta\%$ 2018 vs 2017
MWh/h	Máx. SEN		9.415,9	9.568,3	1,6%
		Día 28 hora 12		Día 27 Hora 12	
	Mín. SEN		6.613,41	6.858,47	3,7%
		Día 2 hora 9		Día 1 hora 10	
GWh/día	Día máx. SEN		207,5	212,5	2,4%
		Día 28		Día 20	
GWh/mes	SEN		5.799,3	6.078,0	4,8%

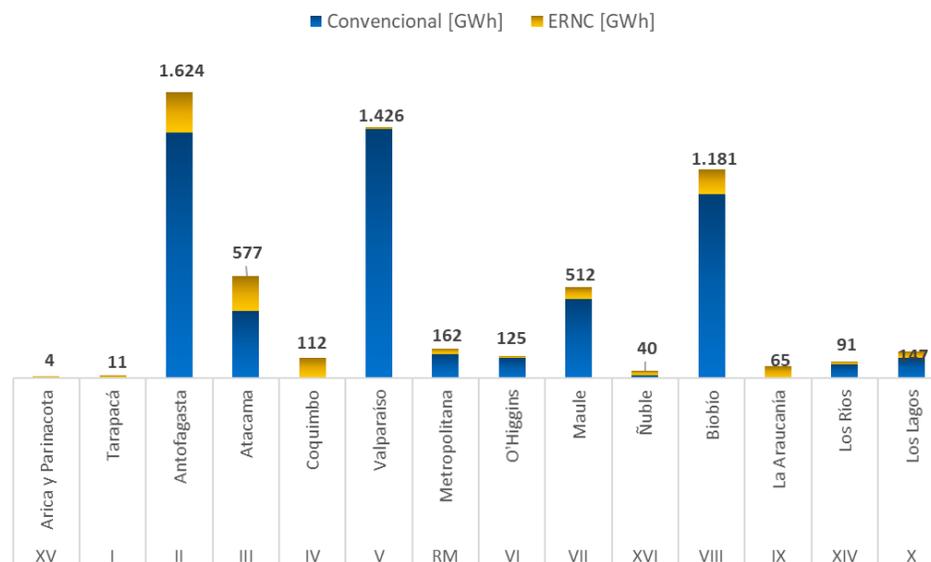
Por otro lado, la participación en el abastecimiento de la demanda mensual según tipo de aporte durante el mes de abril de 2018, y su comparación con igual periodo del año anterior, para cada sistema eléctrico, se resume en el siguiente cuadro:

SEN	Producción Bruta de Energía SEN			
	abr-17 [GWh]	abr-17 [%]	abr-18 [GWh]	abr-18 [%]
Térmico	4.131,8	71,2%	3.965,8	65,2%
Hídrico	1.109,2	19,1%	1.496,9	24,6%
Eólico	270,2	4,7%	222,0	3,7%
Solar	285,8	4,9%	376,6	6,2%
Geotérmico	2,3	0,1%	16,8	0,3%

De acuerdo con el tipo de tecnología y desagregando los diferentes tipos de producción en las categorías que están comprendidas en la Ley de balance ERNC (Ley 20.257 y Ley 20.698), se obtienen las participaciones que se muestran en las siguientes tablas:

DETALLE PRODUCCIÓN		
Tipo	SEN [GWh]	%
Hidráulica Embalse	747,8	12,3%
Hidráulica Pasada	749,1	12,3%
Gas Natural	1.101,2	18,1%
GNL	0,0	0,0%
GLP	0,0	0,0%
Biogás	20,0	0,3%
Biomasa	213,7	3,5%
Carbón	2.174,3	35,8%
Carbón - Petcoke	379,0	6,2%
Petcoke	42,4	0,7%
Petróleo	34,9	0,6%
Eólica	222,0	3,7%
Solar	376,6	6,2%
Geotérmico	16,8	0,3%
Otros	0,2	0,0%
Total	6.078,0	100%

El siguiente gráfico, presenta la participación de cada región en la producción de energía durante el mes de abril.



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

Ventas (GWh)	SEN		
	abr-17 [GWh]	abr-18 [GWh]	$\Delta\%$ 2018 vs 2017
Distribuidores	2.558,6	2.698,0	5,4%
Libres	2.795,9	2.880,2	3,0%
Total	5.354,5	5.578,2	4,2%

Finalmente, cabe destacar que, para el Sistema Eléctrico Nacional, las características del año hidrológico 2018-2019 al 30 de abril, muestran que la probabilidad de excedencia alcanzó el 55,0% (año del tipo medio).

Índice

Introducción	1
Sistema Eléctrico Nacional (SEN)	2
1. CAPACIDAD INSTALADA	2
2. INDICADORES ECONÓMICOS	2
2.1. DESACOPLES Y REDUCCIÓN ERNC	2
2.2. COSTOS MARGINALES REALES	3
2.3. COSTO MEDIOS DE OPERACIÓN	4
3. OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO	5
3.1. COMPARACIÓN OPERACIÓN REAL Y PROGRAMADA	5
3.2. GENERACIÓN BRUTA REAL	5
3.3. INTERCONEXIÓN SEN-SADI	7
3.4. VENTAS	8
3.5. RETIROS SEN	9
4. HECHOS RELEVANTES DE LA OPERACIÓN	9
4.1. MANTENIMIENTOS	9
4.2. EVENTOS NO PROGRAMADOS	9
4.3. PRECIOS DE COMBUSTIBLES	10
4.4. CONDICIONES ESPECIALES DE OPERACIÓN	10
4.5. COTAS INICIALES Y FINALES	10
5. CAMBIOS EN EL ESTADO DE INSTALACIONES	11
5.1. INSTALACIONES DE GENERACIÓN	11
5.2. INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN	13
INFORMACIÓN BASE PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA OPERACIÓN	14
5.3. PREVISIÓN DE VENTAS	14
5.4. PROGRAMA DE OPERACIÓN	14
6. ANEXOS SEN	19

Introducción

Los sistemas interconectados, Central y del Norte Grande, operaron aisladamente hasta el día martes 21 de noviembre de 2017. Desde ese día, se verifica la interconexión entre ambos sistemas eléctricos, estando 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 DS N°291/2007 modificado a través del DS 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 CNE el Informe Mensual del Coordinador Eléctrico Nacional, correspondiente al mes de abril de 2018.

Sistema Eléctrico Nacional (SEN)

1. CAPACIDAD INSTALADA

La capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional a abril de 2018 alcanza los 23.781,9 MW, de los cuales el 55,8% es provisto por centrales termoeléctricas y el 28,4% por centrales hidroeléctricas, como se muestra en la Figura 1. Respecto a los proyectos esperados a conectar durante 2018 (declarados en construcción con Resolución CNE) y que totalizan 424,6 MW, ellos corresponden mayoritariamente a proyectos solares (69%) e hídricos (15%).

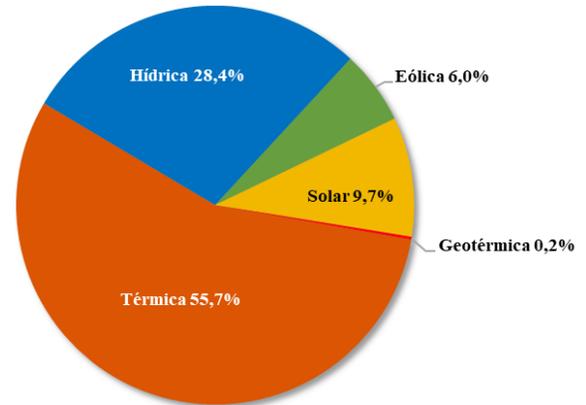


Figura 1: Capacidad instalada SEN

2. INDICADORES ECONÓMICOS

2.1. DESACOPLES Y REDUCCIÓN ERNC

En abril de 2018 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.

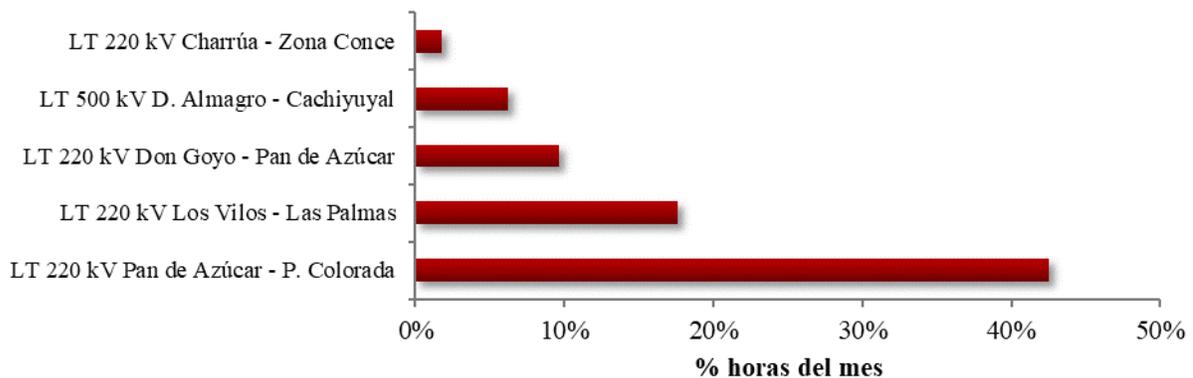


Figura 2: Mayores Tiempos de Desacople en el SEN abril-18.

Reducciones ERNC

La Figura 3 muestra la reducción diaria de energía eólica y solar durante el mes de abril, producto de restricciones de transmisión. La mayor reducción ERNC se registró el jueves 26 de abril y alcanzó los 2.785 MWh, debido a prorrata por control de transferencia.

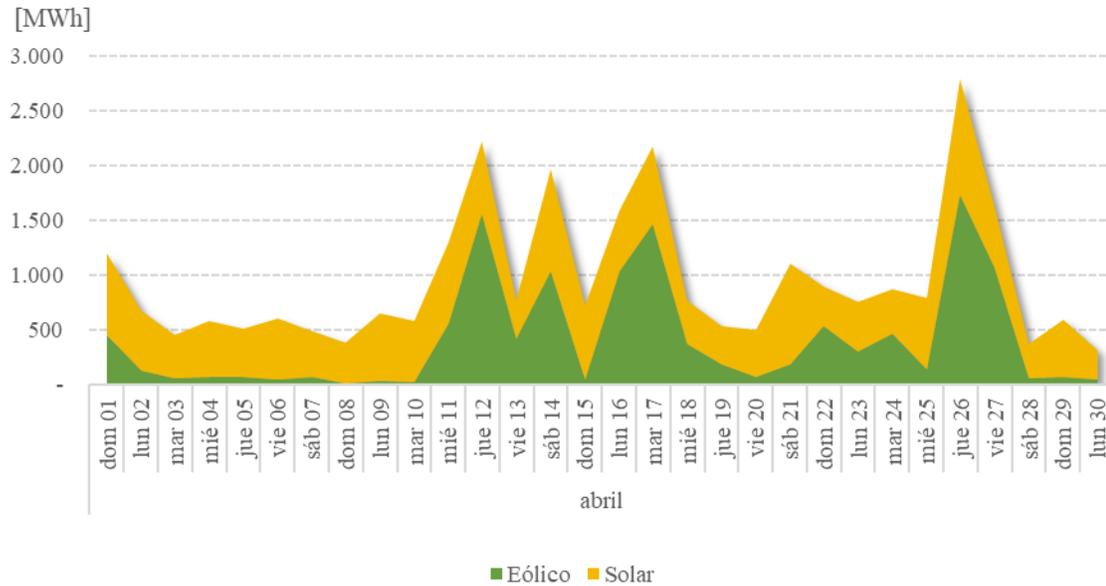


Figura 3.- Reducción ERNC abril-18.

2.2. COSTOS MARGINALES REALES

El detalle de los costos marginales del mes de abril 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 promedio diarios, con la información disponible a la fecha.

El costo marginal promedio del mes de abril de 2018 en la barra Crucero 220 kV fue de 50,4 USD/MWh, lo que representa una disminución de 2,1% con respecto al valor de abril de 2017 (51,5 USD/MWh).

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 y Puerto Montt 220 kV, observados durante el mes de abril de 2018, presentándose en el Anexo el respectivo detalle horario de los mismos.

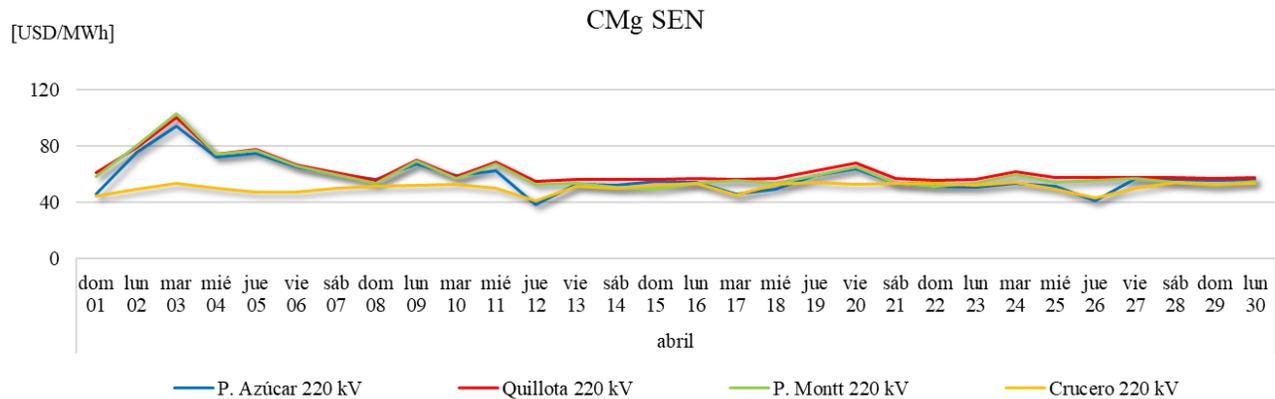


Figura 4: Costos Marginales Promedio Diarios en el SEN del mes.

2.3. COSTO MEDIOS DE OPERACIÓN

El costo medio de operación promedio del mes de abril de 2018 en el SEN fue de 26,52 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.

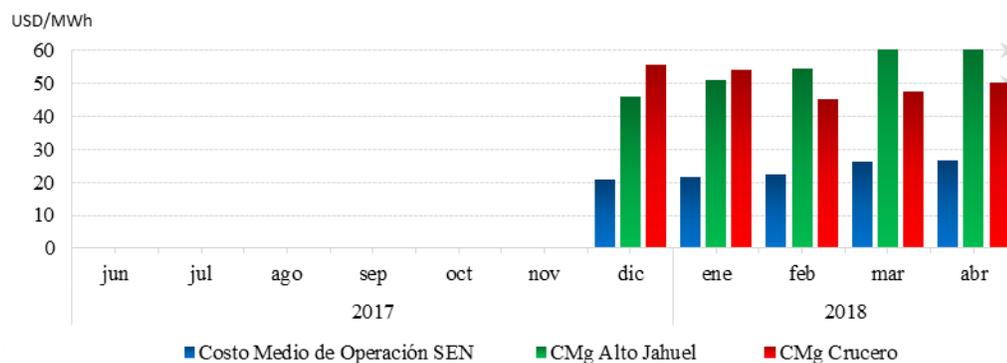


Figura 5: Costos Medios de Operación y Costos Marginales de Crucero y Alto Jahuel 220 kV.

3. OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

3.1. COMPARACIÓN OPERACIÓN REAL Y PROGRAMADA

La generación bruta del mes de abril alcanzó 6.078 GWh, con una variación de 1,2% con respecto al programa mensual.

A continuación, se presenta gráficamente la comparación entre la generación mensual real y programada, según su fuente de producción.

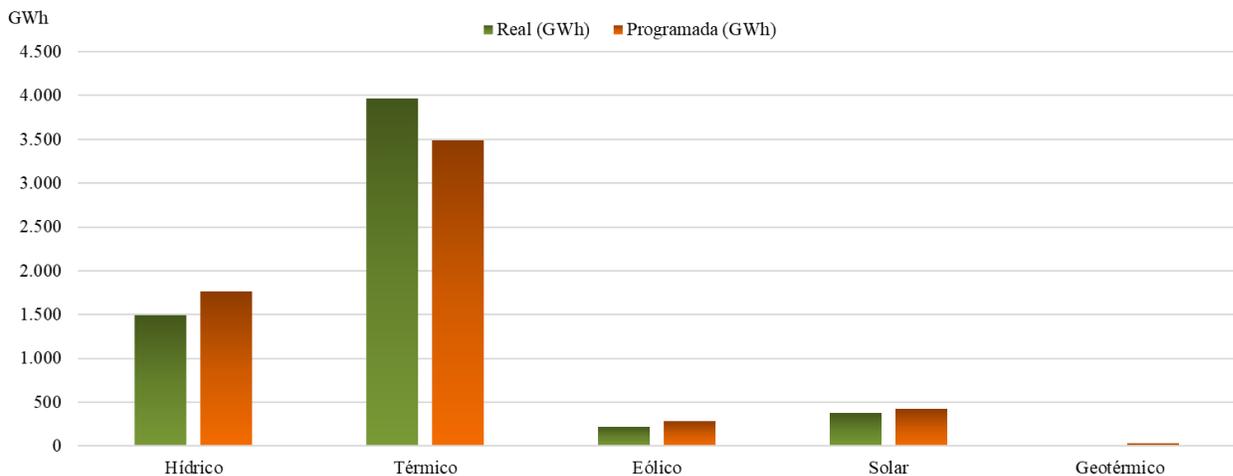


Figura 6: Comparación Generación Real y Programada por fuente.

3.2. GENERACIÓN BRUTA REAL

Los 6.078 GWh de producción bruta de energía alcanzada por el SEN en el mes, representan un aumento del 4,8% respecto de la producción de energía registrada en similar mes del año 2017, la cual alcanzó los 5.799,3 GWh. La composición de esa producción mensual correspondiente a abril de 2018, por tipo de aporte, se presenta en la Figura 7, mientras que su detalle se incorpora en Anexo SEN.

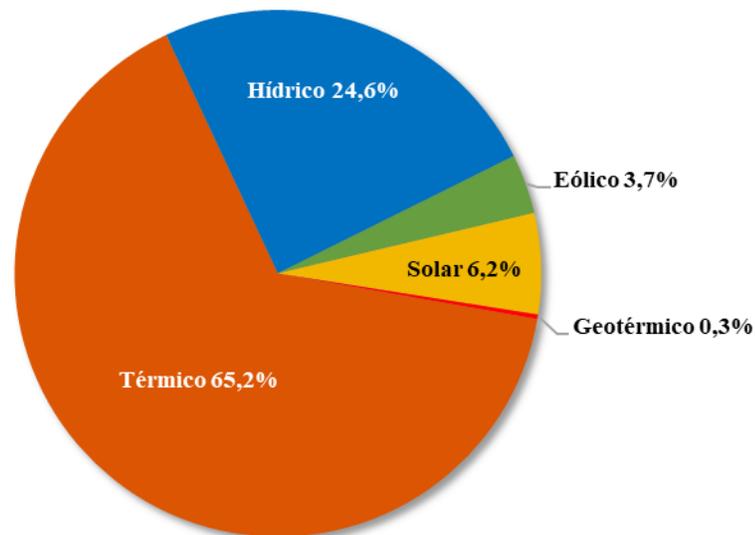


Figura 7: Generación mensual SEN desagregada por tipo de fuente.

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

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

Producción Bruta de Energía del SEN (GWh)	mar-17 [GWh]	mar-18 [GWh]	$\Delta\%$ 2018 vs 2017
Térmico	4.131,8	3.965,8	(4,0%)
Hídrico	1.109,2	1.496,9	35,0%
Eólico	270,2	222,0	(17,9%)
Solar	285,8	376,6	31,8%
Geotérmico	2,3	16,8	628,5%
Total	5.799,3	6.078,0	4,8%

La producción bruta máxima media horaria alcanzó el valor de 9.568,3 MWh/h, y tuvo lugar el viernes 28, siendo un 1,6% mayor a la máxima producción registrada en abril de 2017, la cual alcanzó los 9.415,9 MWh/h. Por otro lado, la producción mínima horaria registrada durante igual periodo alcanzó los 6.858,5 MWh/h, siendo un 3,7% mayor que la mínima producción registrada en abril de 2017, la que alcanzó 6.6134 MWh/h.

La máxima producción diaria de energía se registró el viernes 20, alcanzando 212,5 GWh, valor que resulta ser un 2,4% mayor que la máxima producción diaria registrada en abril de 2017, la cual alcanzó los 207,5 GWh. En las Figura 8 y Figura 9 se muestra la evolución diaria durante el mes de abril y el resumen anual de estos indicadores en 2018.

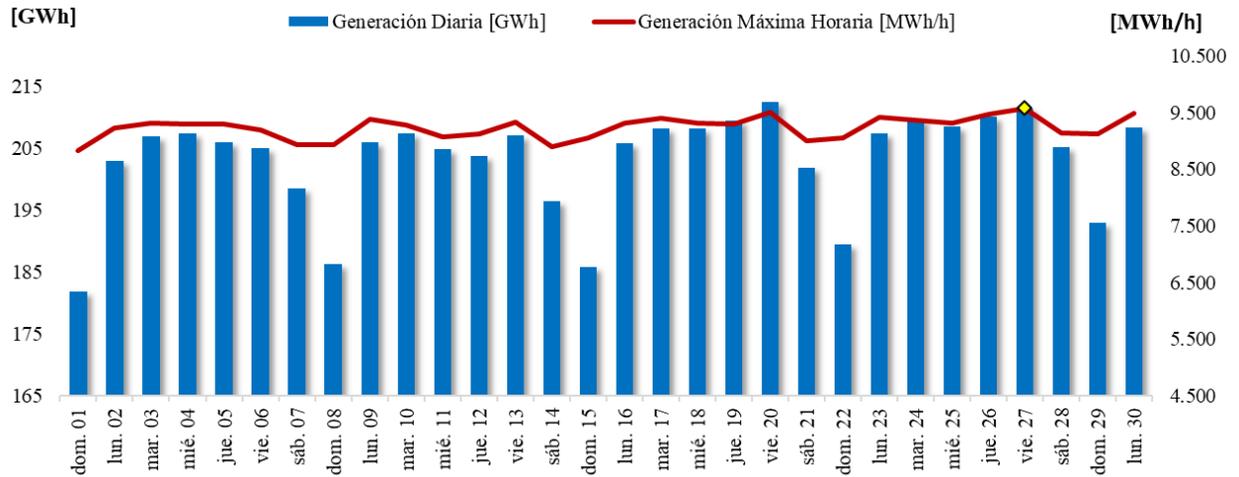


Figura 8: Generación de energía diaria y demanda máxima diaria SEN abril-2018.

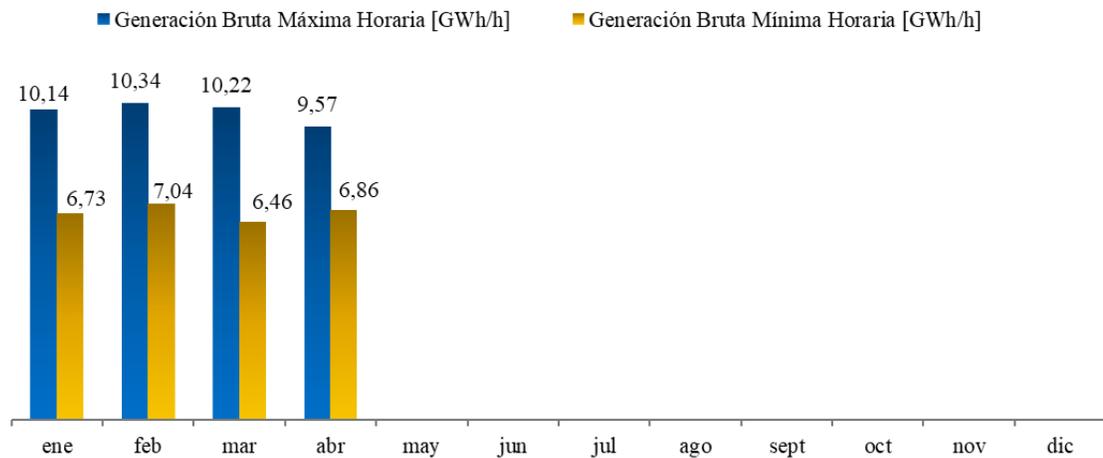


Figura 9: Generación bruta horaria Mín/Máx del SEN 2018.

3.3. INTERCONEXIÓN SEN-SADI

Durante el mes de abril 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

Las ventas esperadas de energía alcanzan los 5.578,2 GWh, un 4,2% mayor que las ventas efectuadas durante el mes de abril 2017, las que totalizaron 5.354,5 GWh. De estos 5.578,2 GWh, se estima en cerca de un 48,4% de las ventas realizadas a clientes en distribución (esto es equivalente a aproximadamente 2.698 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.

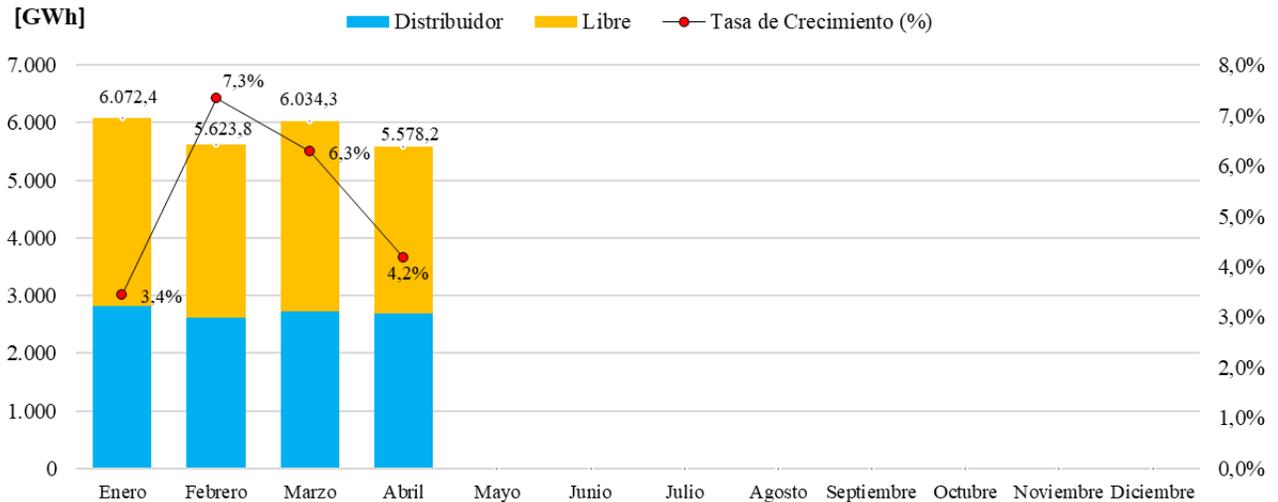


Figura 10: Variación mensual de las ventas de energía (GWh, abril preliminar)

Tabla 2: Ventas de Energía anual.

Mes	Ventas SEN 2017 [GWh]			Ventas SEN 2018 [GWh]			Tasa de Crecimiento (%)		
	Distribuidor	Libre	Total	Distribuidor	Libre	Total	Distribuidor	Libre	Total
Enero	3.083,1	2.787,4	5.870,5	2.811,2	3.261,2	6.072,4	(8,8%)	17,0%	3,4%
Febrero	2.758,5	2.480,4	5.239,0	2.613,0	3.010,8	5.623,8	(5,3%)	21,4%	7,3%
Marzo	2.962,6	2.714,5	5.677,1	2.720,3	3.314,0	6.034,3	(8,2%)	22,1%	6,3%
Abril	2.558,6	2.795,9	5.354,5	*2.698,0	*2.880,2	*5.578,2	5,4%	3,0%	4,2%
Mayo	2.843,4	2.963,5	5.806,9						
Junio	2.908,2	2.838,8	5.746,9						
Julio	2.904,8	3.007,2	5.912,0						
Agosto	2.881,7	3.079,8	5.961,5						
Septiembre	2.588,4	2.839,1	5.427,5						
Octubre	2.628,9	2.988,4	5.617,3						
Noviembre	2.637,0	3.033,1	5.670,1						
Diciembre	2.962,8	3.021,9	5.984,7						

*Datos preliminares

3.5. RETIROS SEN

A la fecha de emisión de este informe, los antecedentes sobre retiros de energía se encuentran en proceso de elaboración.

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 efectuada en abril.

4.2. EVENTOS NO PROGRAMADOS

A continuación, se presentan los eventos ocurridos en la operación del mes de abril, 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.

Para el mes de abril, la Energía No Suministrada (ENS), y cuyo detalle se presenta en el Anexo SEN, alcanzó los 406,1 MWh. Por otra parte, la Figura 11 muestra la distribución de fallas por su duración y el volumen de energía no suministrada. Además, se presentan las cuatro fallas más importantes en base a dichas variables.

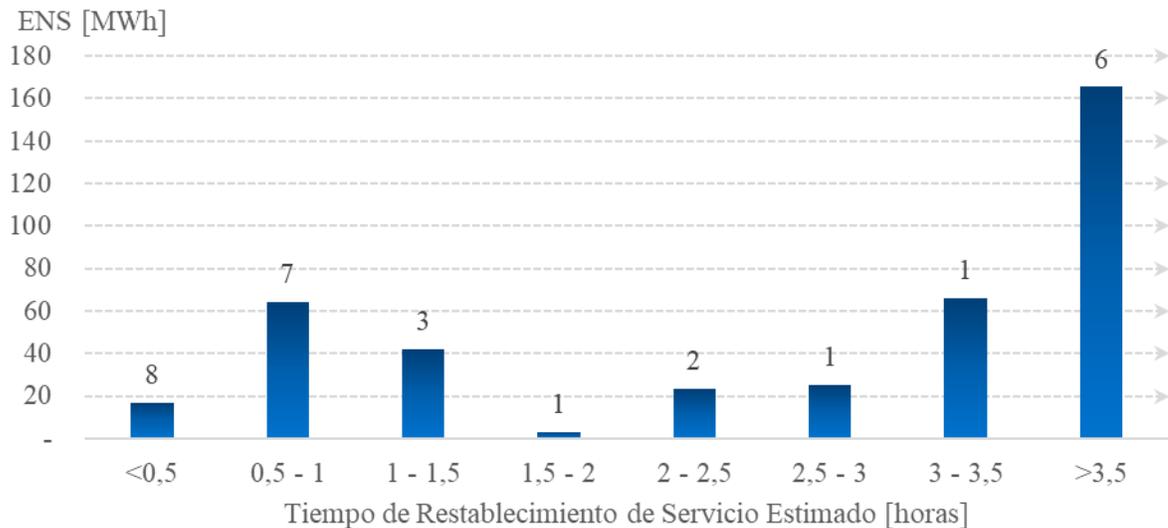


Figura 11: Energía No Suministrada según duración de falla abril-18.

Tabla 3: Fallas SEN con mayor Energía No Suministrada.

N° EAF	Falla	Fecha de falla	Hora de falla	Tiempo de duración [Horas]	ENS [MWh]
099/2018	LT 66 kV San Fernando - San Vicente de Tagua Tagua	18-04-2018	23:17	3,4	66,0
080/2018	LT 66 kV San Fernando - Paniahue	03-04-2018	03:10	8,7	63,5
083/2018	LT 44 kV Las Vegas - FFCC Andes	07-04-2018	13:40	6,3	60,0
079/2018	Apertura intempestiva del interruptor 52AS de S/E Fátima	02-04-2018	08:41	0,9	30,3

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

N° EAF	Falla	Fecha de falla	Hora de falla	Tiempo de duración [Horas]	ENS [MWh]
080/2018	LT 66 kV San Fernando - Paniahue	03-04-2018	03:10	8,7	63,5
092/2018	LT 66 kV Los Peumos - Curacautín	10-04-2018	21:10	6,8	24,9
083/2018	LT 44 kV Las Vegas - FFCC Andes	07-04-2018	13:40	6,3	60,0
091/2018	LT 66 kV Chiguayante - Quilacoya	10-04-2018	16:01	4,4	0,4

4.3. PRECIOS DE COMBUSTIBLES

Los precios de combustibles informados por las empresas, y utilizados durante el mes de abril de 2018 para los procesos de planificación de la operación, se incluyen en el Anexo SEN de este informe.

4.4. CONDICIONES ESPECIALES DE OPERACIÓN

Durante abril de 2018 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 abril-18.

CENTRAL	CONDICIÓN	DÍAS
Pehuenche	Agotamiento	12
Rapel	Agotamiento	13

4.5. COTAS INICIALES Y FINALES

A continuación, se muestran las cotas iniciales y finales de los principales embalses del SEN, registradas durante el mes de abril de 2018.

Tabla 6: Variación cotas de embalse abril-18

EMBALSE	Cota Final [msnm] Al 31/12/17	Cota Mínima Operacional	Cota Inicial [msnm] Al 01/03/18	Cota Final [msnm] Al 31/03/18	ΔV [m] Mín. Op vs Inicial	ΔV [m] Mín. Op vs Final	Variación final vs inicial [m]	Variación final vs inicial [%]
Embalse Rapel	104,56	102,12	104,02	102,13	1,90	0,01	(1,9)	(1,8%)
Laguna Maule	2.160,27	2.152,00	2.158,71	2.158,98	6,71	6,98	0,3	0,0
Laguna Invernada	1.317,15	1.282,80	1.304,53	1.299,43	21,73	16,63	(5,1)	(0,4%)
Embalse Colbún	434,94	397,00	424,98	415,52	27,98	18,52	(9,5)	(2,2%)
Lago Laja	1.322,41	1.300,00	1.317,14	1.316,33	17,14	16,33	(0,8)	(0,1%)
Lago Chapo	234,66	222,00	227,21	225,61	5,21	3,61	(1,6)	(0,7%)
Embalse Ralco	721,50	692,00	699,43	695,95	7,43	3,95	(3,5)	(0,5%)

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 pruebas.

5.1.1. CENTRALES EN ETAPA DE PUESTA EN SERVICIO

CENTRAL	PROPIETARIO	TIPO	FECHA (DESDE)	POTENCIA [MW]
La Huayca II	SPS La Huayca S.A.	Solar	viernes 03/jul15	25,1
PV Cerro Dominador	ABENGOA SOLAR CHILE	Solar	lunes 17/jul17	99,1
Cerro Pabellón G2A	Geotérmica del Norte S. A.	Geotérmica	lunes 12/jun17	27,5
Cerro Pabellón G1A	Geotérmica del Norte S. A.	Geotérmica	jueves 30/mar17	27,5
Solar El Águila I	Engie Energía Chile S.A.	Solar	jueves 04/jul13	2,0
Solar El Pelicano	SunPower Corporation S.p.A.	Solar	lunes 25/sept17	100,3
Dos Valles	Hidroeléctrica Dos Valles SpA	PMG Hídrico	viernes 30/jun17	3,0
Doña Carmen	Energía Cerro El Morado	Solar	jueves 25/may17	34,9
La Mina	Colbún	Hídrico	viernes 05/may17	40,0
PMGD Lepanto	ENERKEY SpA	PMGD Térmico	viernes 17/mar17	2,5
PMGD Cintac	CINTAC S.A.	PMGD Solar	miércoles 15/mar17	2,8
PMGD Molina	Bío Energía Molina	PMGD Térmico	miércoles 16/nov16	1,0
PMGD Viña Tarapacá	Andes Energy & Capital S.A.	PMGD Hídrico	martes 02/ago16	0,3
PMGD Altos del Paico	Sun Enel Green	PMGD Solar	martes 07/jun16	2,1
PMGD Chanleufu II	Transoceánica S.A.	PMGD Hídrico	jueves 19/may16	8,4
Panguipulli PMGD	Latinoamericana S.A.	PMGD Hídrico	jueves 03/dic15	0,4
PE Lebu (Ampliación II)	Parque Eólico Lebu-Toro S.p.A.	PMG Eólico	domingo 08/nov15	3,5
El Pilar - Los Amarillos	RTS-Energy	PMG Solar	miércoles 21/oct15	3,0
Loma Los Colorados	KDM Energía S.A.	PMG Solar	lunes 11/may15	1,1
Alto Renaico	Mainco S.A.	PMG Hídrico pasada	lunes 19/may14	1,5
Amparo del Sol	Parque Solar Amparo del Sol SpA	PMGD Solar	jueves 15/mar18	3,0
PMGD Mostazal	GR Litre SpA	PMGD Solar	martes 03/abr18	9,0
PMGD Peralillo	Parronal Energy SpA	PMGD Solar	lunes 26/mar18	3,0
PMGD Santa Elena	Central Hidroeléctrica Santa Elena S.A.	PMGD Hídrico	miércoles 14/feb18	2,8
PMGD BioCruz (Ampliación)	Biocruz Generación S.A.	PMGD Térmico	jueves 08/feb18	3,5
Central Hidroeléctrica Convento Viejo UI	Sociedad Concesionaria Embalse Convento Viejo S.A.	Hídrico	jueves 26/abr18	8,6
Ovejería	Orion Power S.A.	Solar	martes 27/feb18	9,0

Tabla 7: Centrales SEN en etapa PES a abril 18.

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 424,6 MW. La Figura 12 la participación de los diferentes tipos de tecnología actualmente en pruebas.

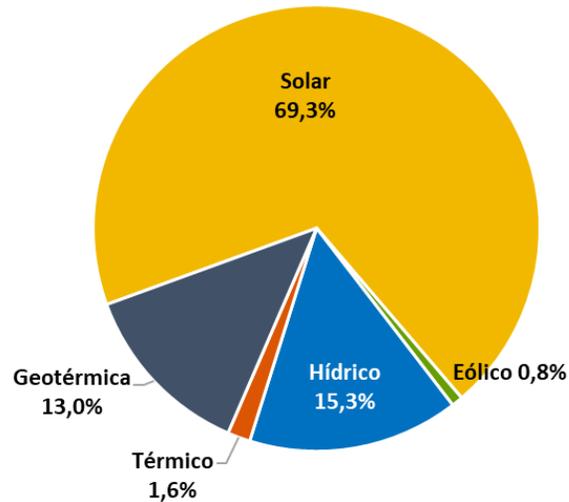


Figura 12: Centrales SEN en pruebas según tecnología abril-18.

5.1.2. CENTRALES ENTREGADAS A LA OPERACIÓN

En la Tabla 8 se presentan las centrales del SEN entregadas a la operación durante el mes de abril de 2018.

Tabla 8: Centrales SEN entregadas a la operación durante abril-18.

CENTRAL	PROPIETARIO	TIPO	POTENCIA [MW]
Parque Eólico Sierra Gorda Este	Enel Green Power del Sur	Eólica	112,0
FV Bolero	Helio Atacama Tres SpA	Solar	146,6
PMGD Parque Fotovoltaico Luders	GR Laurel SpA	Solar	3

5.2. INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN

Durante el mes de abril de 2018 se interconectaron las siguientes instalaciones de transmisión:

Tabla 9: Instalaciones de transmisión durante abril -18.

INSTALACIÓN	PROPIETARIO	FECHA	COMENTARIOS
Primera Energización LT 500 kV Charrúa – Entre Ríos 2 desde el extremo Charrúa.	Transec S.A.	07-abr-18	El proyecto NUP (252) S/E Entre Ríos inicio su PES: 21-feb 21-feb con: Barra de 500 kV sección 1, Paño K17, Paño K16, Paño K13. 06-abr: Barra de 500 kV sección 1, Paño K17, Paño K16 07-abr: Línea de 500 kV Entre Ríos - Ancoa 2, Paño K13, Paño K14, Paño K15, Paño K10, Paño K11.
Primera Energización del nuevo transformador de 66/6 kV, 10 MVA en S/E Graneros Indura.	Indura	12-abr-18	-
S/E Curicó: Primera Energización del nuevo transformador T5 de 66/13,2 kV y 30 MVA queda E/S según SD 19815.	CGE	12-abr-18	-
S/E Nueva Pan de Azúcar: Primera energización (en vacío) del Trafo 525/230/34.5 kV N° 2, (mediante 52J4 – Barra N° 1).	Interchile S.A.	16-abr-18	Instalaciones (del Proyecto de interconexión) energizadas: LT 220 kV P. de Azúcar - Nueva P. de Azúcar 1 LT 220 kV P. de Azúcar - Nueva P. de Azúcar 2 Barra 1 de 220 kV Barra 2 de 220 kV Banco ATR-2 de 220/500 kV y 750 MVA Barra 1 de 500 kV.
En S/E Talca (CGE) queda en servicio nuevo transformador de 66/15 kV, 30 MVA (TR04), de acuerdo a la SD 2018022031.	CGE	19-abr-18	-
Nueva C. Degañ 2 realiza su primera energización. La potencia disponible es de 15,6 MW. Trabajos realizados según SD 2018022443.	Nueva Degañ	19-abr-18	-
En S/E Degañ primera energización de barra 3 de 23 kV y paño 52G2, de acuerdo a la SD 2018022065.	Nueva Degañ	19-abr-18	-

INFORMACIÓN BASE PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA OPERACIÓN

5.3. PREVISIÓN DE VENTAS

La Figura 13 muestra la estimación de ventas del sistema para los próximos 12 meses.

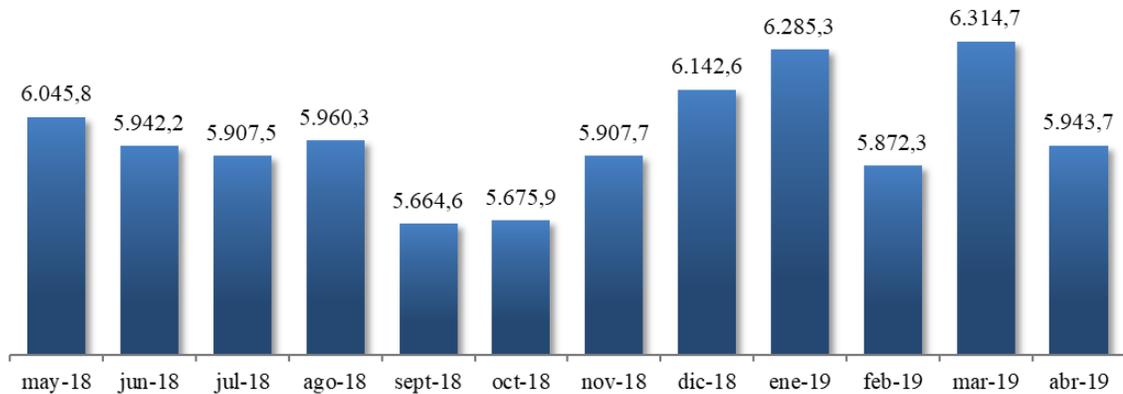


Figura 13: Ventas esperadas mensuales en [GWh].

5.4. PROGRAMA DE OPERACIÓN

En los siguientes puntos, y para el período mayo 2018 – abril 2019, se presenta la producción esperada en el SEN, para los tres escenarios hidrológicos que se indican, así como el Costo Marginal Esperado en las distintas barras.

5.4.1. ABASTECIMIENTO ESPERADO

En Anexo SEN de este informe se incorpora un programa de operación mensual previsto para el período mayo 2018 – abril 2019, el cual considera:

- mayo 2018 – abril 2019: 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 30 de abril.

La Figura 14, Figura 15 y Figura 16 muestran el abastecimiento esperado para cada escenario.

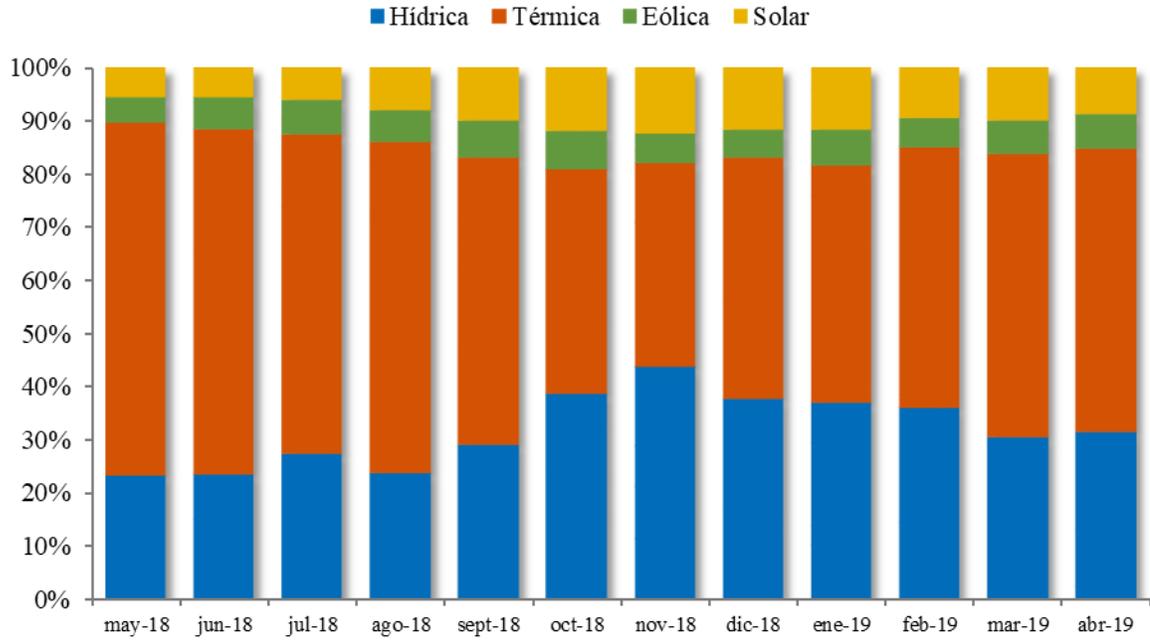


Figura 14: Abastecimiento esperado hidrología seca en el SEN.

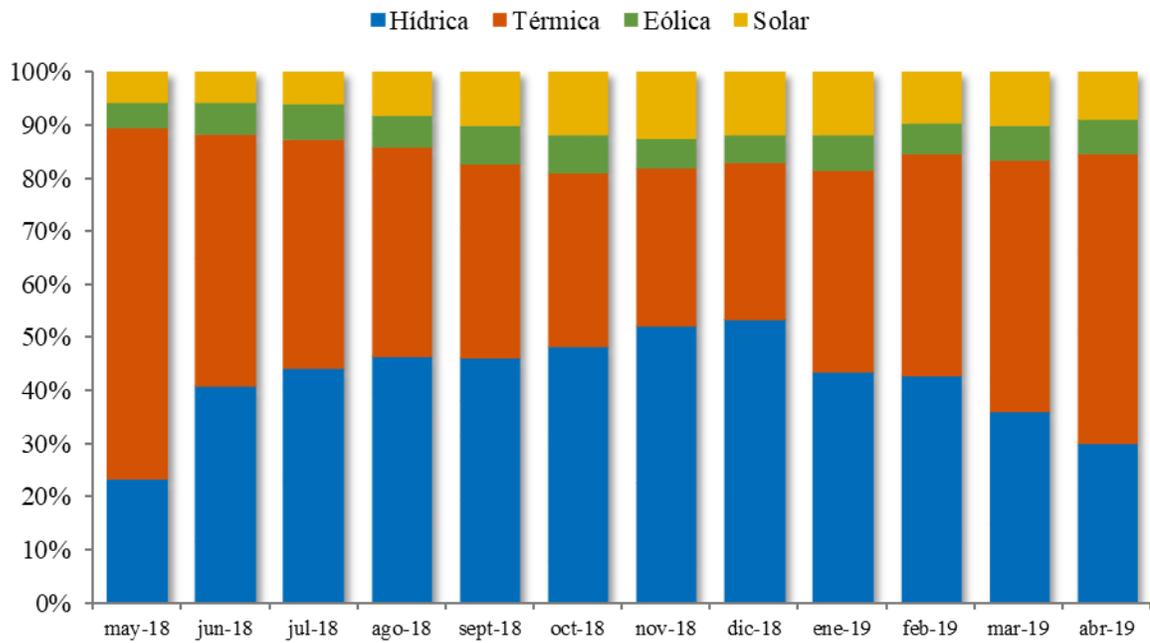


Figura 15: Abastecimiento esperado hidrología media en el SEN.

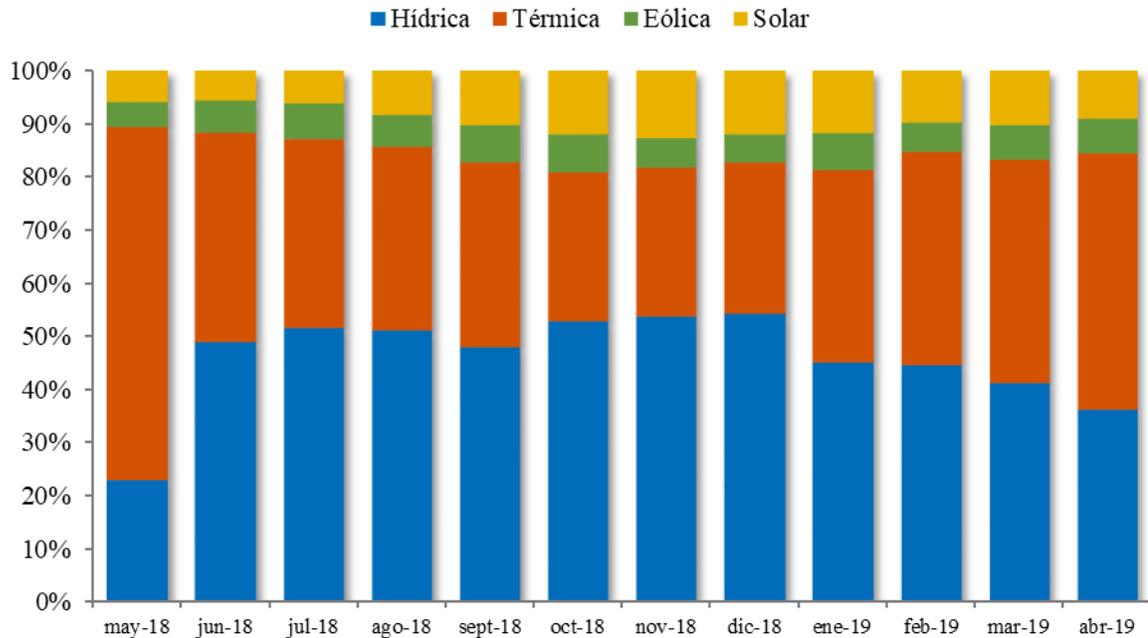


Figura 16: Abastecimiento esperado hidrológica húmeda en el SEN.

5.4.2. 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 17, Figura 18, Figura 19 , Figura 20 y Figura 21.

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 hidrológica.

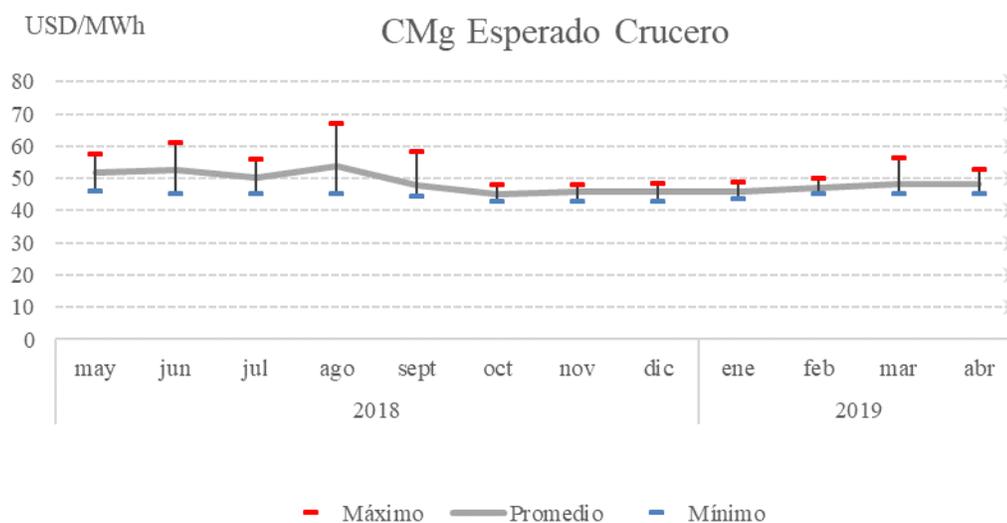


Figura 17: Costo marginal esperado en S/E 220 kV Crucero.

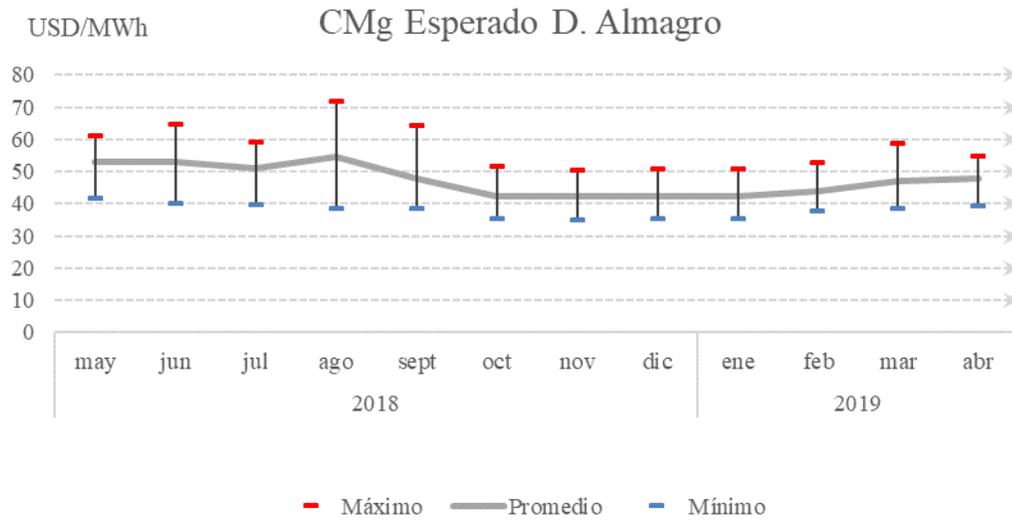


Figura 18: Costo marginal esperado en S/E 220 kV Diego de Almagro.

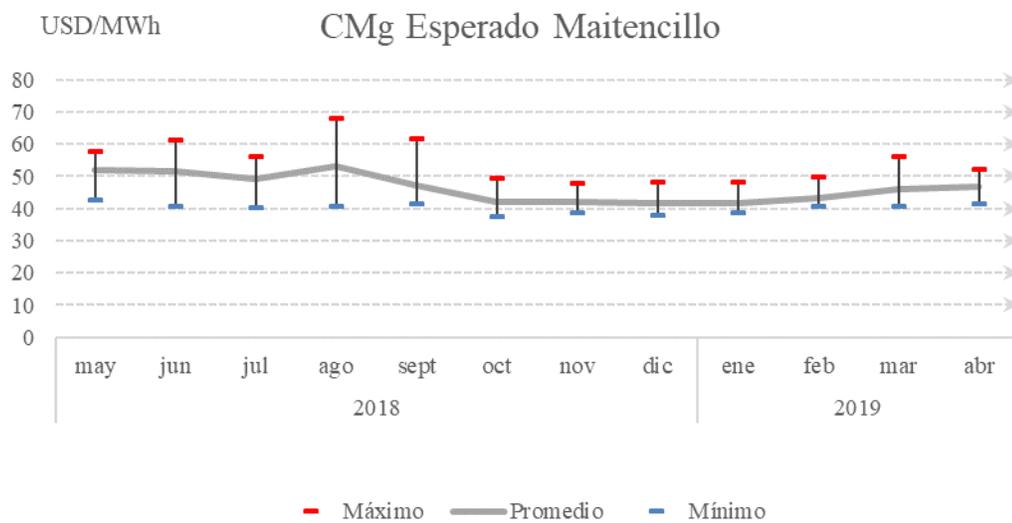


Figura 19: Costo marginal esperado en S/E 220 kV Maitencillo.

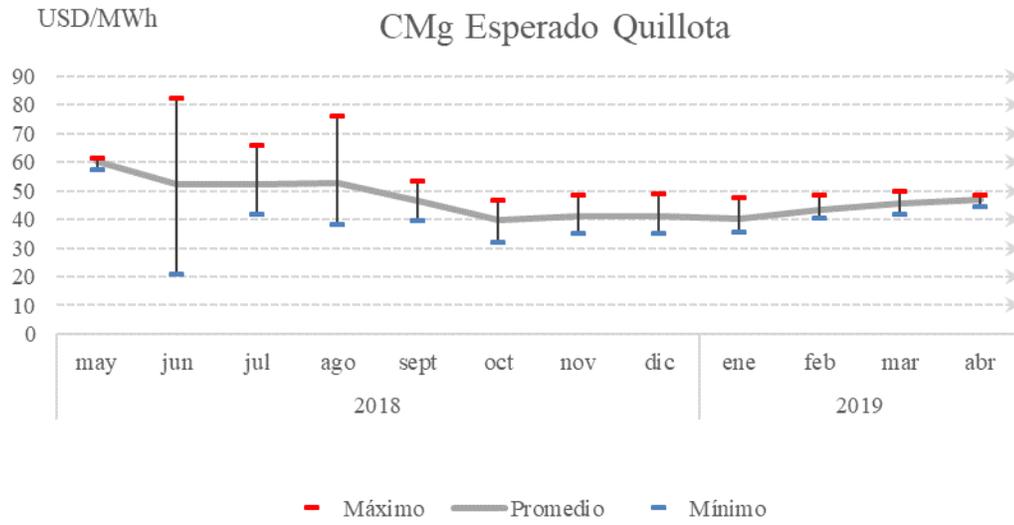


Figura 20: Costo marginal esperado en S/E 220 kV Quillota.

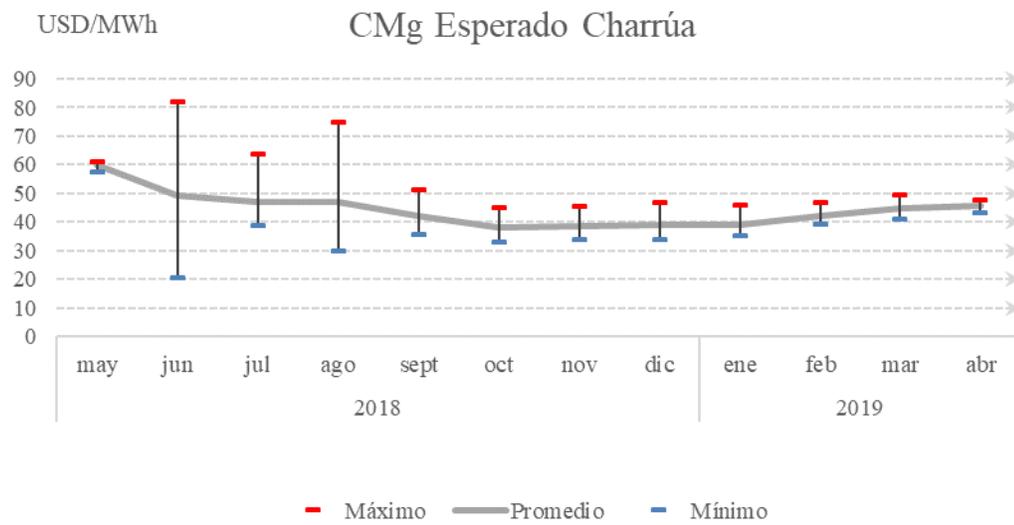


Figura 21: Costo marginal esperado en S/E 220 kV Charrúa.

5.4.3. 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, estando vigentes durante el mes de abril, los siguientes valores:

Tabla 10: Costo racionamiento SEN abril-2017.

	abril del día 1 al 2	abril del día 3 al 30
Profundidad de Falla [%]	Costo de Racionamiento [USD/MWh]	Costo de Racionamiento [USD/MWh]
0-5%	665,3	610,6
5-10%	968,0	888,4
10-20%	1.397,8	1.283,0
Sobre 20%	1.906,1	1.749,5

6. ANEXOS SEN

A continuación, se detalla el contenido del archivo adjunto al presente informe, en formato Excel. En este archivo, la información da cumplimiento para el SEN tanto con lo exigido en el artículo 7.3.6 de la Norma Técnica Sistema de Información Público, como con solicitud en carta CNE N° 25/2016 de la Comisión Nacional de Energía. La información antes indicada se encuentra en el siguiente orden:

Sección I – Capacidad Instalada.

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

Sección II – Matrices CMg.

Muestra el detalle horario de los costos marginales durante abril, 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.

Sección V – Estudios para Análisis de Falla.

Contiene el listado de los EAF desarrollados para fallas ocurridas durante abril.

Sección VI – Instalaciones de Generación y Transmisión

Presenta las nuevas instalaciones de generación y transmisión en etapa de puesta en servicio y entregadas a la operación.

Sección VII – Costo combustibles.

Presenta el detalle de los precios de combustible por empresa y por central generadora durante el mes de abril 2018.

Sección VIII – Volumen Disponible de Gas Natural.

Indica el volumen mensual disponible de gas natural para generación eléctrica por central. Esto, para el periodo mayo 2018 – abril 2019.

Sección IX – Ventas Esperadas SEN

Contiene la proyección de ventas para el horizonte mayo 2018 – abril 2019.

Sección X – Programa de Mantenimiento

Se presenta el programa de mantenimiento del SEN.

Sección XI – Programa de Abastecimiento (Programa 12 Meses)

Presenta tres programas de abastecimiento del SEN, para condición de hidrología seca, media y húmeda.

Sección XII – Costos Marginales Esperados

Presenta los costos marginales promedios esperados, para los tres programas de abastecimiento del SEN señalados anteriormente.

Sección XIII – Costo de Racionamiento.

Presenta un cuadro con el valor de costo de falla, según profundidad de falla, informado por la Comisión Nacional de Energía, utilizado en el proceso de planificación de la operación.

Sección XIV – Desacoples

Contiene la información relativa a restricciones del sistema de transmisión.

Sección XV – Condiciones Especiales de Operación

Presenta las condiciones de agotamiento / vertimiento de centrales hidráulicas del SEN.

Sección XVI – Cotas

Presenta un cuadro con las variaciones de los niveles de cota de embalses del sistema durante el mes de abril de 2018.