

INFORME TRIMESTRAL

COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

ABRIL - JUNIO 2019



Índice

INTRODUCCIÓN	1
MODIFICACIONES NORMATIVAS	2
1.1. LEGISLACIÓN	2
1.2. REGLAMENTACIÓN	2
1.3. NORMAS TÉCNICAS	3
1.4. ESTATUTOS INTERNOS DEL COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL	5
SÍNTESIS DE LA OPERACIÓN Y HECHOS RELEVANTES	6
2.1. CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN	6
2.2. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA	7
2.3. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR COMBUSTIBLE	10
2.4. COSTOS MARGINALES	12
2.5. RESUMEN DE VENTAS	13
2.6. MANTENIMIENTO MAYOR	15
2.7. INTERCONEXIÓN SEN-SADI	17
2.8. COSTOS COMBUSTIBLES EN CENTRALES TÉRMICAS	17
2.9. NUEVAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN – TRANSMISIÓN.	17
ESTÁNDARES E INDICADORES DE DESEMPEÑO	21
3.1. ENERGÍA NO SUMINISTRADA	21
3.2. TIEMPO DE RESTABLECIMIENTO DE SERVICIO (TRS)	22
3.3. CONTROL DE TENSIÓN	22
3.4. CONTROL DE FRECUENCIA	23
3.5. TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCIÓN Y FRECUENCIA MEDIA DE INTERRUPCIÓN	24

3.6. FALLAS EN EL SEN (POR REGIÓN Y SEGMENTO DE ORIGEN)	25
PROGRAMA DE OPERACIÓN PARA LOS SIGUIENTES 12 MESES	26
<hr/>	
4.1. ABASTECIMIENTO ESPERADO	26
4.2. COSTOS MARGINALES ESPERADOS	28
4.3. VENTAS ESPERADAS	30
PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN	31
<hr/>	
5.1. PROYECTOS DE GENERACIÓN	31
5.2. PROYECTOS DE TRANSMISIÓN	31
ANEXO SEN Q2 - 2019	32
<hr/>	

INTRODUCCIÓN

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 32 del DS N°291/2007, modificado a través del DS N°115/2012, según el cual se debe emitir trimestralmente un informe resumido que contenga, entre otras, las siguientes materias:

- a) Posibles escenarios de operación y seguridad de abastecimiento para los próximos 12 meses;
- b) Estándares e indicadores de desempeño del sistema eléctrico para los últimos 6 meses;
- c) Modificaciones normativas recientes y,
- d) Reglamento Interno (Estatutos Internos del Coordinador Eléctrico Nacional).

En cumplimiento con lo señalado, se presenta a los integrantes el informe trimestral correspondiente al segundo trimestre de 2019.

MODIFICACIONES NORMATIVAS

El presente capítulo contiene el estado de la normativa vigente, incluyendo aquellas modificaciones relevantes producidas durante el periodo comprendido entre abril y junio 2019.

1.1. LEGISLACIÓN

Durante el segundo trimestre de 2019, se ha registrado las siguientes modificaciones en la legislación.

Tabla 1: Modificaciones en la Legislación

Legislación	Estado
Ley General de Servicios Eléctrico, respecto de Generación Distribuida.	Durante este periodo no se han dictado leyes sectoriales.

1.2. REGLAMENTACIÓN

1.2.1. REGLAMENTOS DICTADOS EN EL PERÍODO

Tabla 2: Reglamentos dictados

Reglamentos	Estado
Reglamento de Servicios Complementarios	Durante este periodo no se han dictado Reglamentos.

1.2.2. REGLAMENTOS EN TRÁMITE

Los siguientes Reglamentos se encuentran en trámite:

Tabla 3: Reglamentos en trámite

Reglamentos	Estado
Reglamento de la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional (Reglamento de la Coordinación y Operación Sistema Eléctrico Nacional)	Ingresado a Contraloría con fecha 15 de mayo de 2019.
Modificación Decreto Supremo Nº62, de 2006, Reglamento de Transferencias de potencia entre Empresas Generadoras establecidas en LGSE.	Consulta Pública concluyó el 17 de noviembre de 2017.
Reglamento Sistema de Transmisión y Planificación de Transmisión	Ingresado a Contraloría con fecha 15 de mayo de 2019.
Reglamento Valorización, Remuneración y Pago Transmisión.	Consulta pública concluyó el 22 de enero de 2019.

Reglamentos	Estado
Reglamento de Regulación de Armonización Tarifaria.	Enviadas observaciones a la CNE con fecha 23 de mayo de 2017.

1.3. NORMAS TÉCNICAS

Las siguientes tablas presentan el estado de la Normativa Técnica Sectorial al cierre del segundo trimestre de 2019.

1.3.1. NORMAS TÉCNICAS DICTADAS EN EL PERÍODO

Durante el segundo trimestre del 2019 no se han dictado Normas Técnicas.

1.3.2. PROCESOS DE DICTACIÓN DE NORMAS TÉCNICAS EN CURSO

El plan correspondiente al año 2019 con relación a la normativa técnica sectorial, y su avance, se resumen en la siguiente Tabla:

Tabla 4: Estado de Normativa Técnica Sectorial

Normas Técnicas	Comentario
Procesos Normativos	<p>El 24 de mayo se dictaron las siguientes Resoluciones Exentas de la CNE, que “Iniciaron Proceso Normativo” respecto de los temas que se indican, en conformidad con lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 20, de 2018, y sus modificaciones posteriores, que aprueba Plan Normativo Anual para la elaboración y desarrollo de la normativa técnica correspondiente al año 2018, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 72°-19 de la Ley General de Servicios Eléctricos.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Res. Exta. N°782, inicio proceso de Elaboración NT de Servicios Complementarios.
En estado de “Pendiente Resolución Inicio Proceso”	<ul style="list-style-type: none"> - Elaboración NT sobre funciones de control y despacho. - Modificación de NT de conexión y operación de equipos de generación en baja tensión. - Modificación NT de transferencias de potencia entre empresas.
Otra Normativa Sectorial	<ul style="list-style-type: none"> - Res. Exta. CNE N°237 (01Abr19), que Aprueba informe técnico y fija cargos a que se refieren los artículos 115° y 116° de la LGSE. - Res. Exta. CNE N°244 (09Abr19), que Aprueba Informe Técnico Definitivo de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el período 2020 - 2023. - Res. Exta. CNE N°245 (10Abr19), que modifica Resolución Exenta N°07, de 8 de enero de 2019, que modifica Resolución Exenta N°489, de 13 de julio de 2018, que aprueba metodología para la determinación del Cargo Equivalente de Transmisión a que se refiere el artículo vigesimoquinto transitorio de la Ley N°20.936, y fija demás disposiciones necesarias para la aplicación del referido artículo, modificada por Resoluciones Exentas N°555, N°627 y N°651, todas del 2018, y fija texto refundido de la misma, modificada por Resolución Exenta N°184, de 15 de febrero de 2019.

Normas Técnicas	Comentario
	<ul style="list-style-type: none"> - Res. Exta. CNE N°265 (25Abr19), que Aprueba Nuevo Informe Técnico Definitivo de Determinación del Valor Anual de los Sistemas de Transmisión Zonal, de acuerdo con los artículos duodécimo y decimotercero transitorios de la Ley N°20.936, y reemplaza Informe Técnico Definitivo aprobado mediante Resolución Exenta N°210 de la CNE, de 13 de marzo de 2019. - Res. Exta. CNE N°270 (26Abr19), que modifica Resolución Exenta N°07, de 8 de enero de 2019, que modifica Resolución Exenta N°489, de 13 de julio de 2018, que aprueba metodología para la determinación del Cargo Equivalente de Transmisión a que se refiere el artículo vigesimoquinto transitorio de la Ley N°20.936, y fija demás disposiciones necesarias para la aplicación del referido artículo, modificada por Resoluciones Exentas N°555, N°627 y N°651, todas del 2018, y fija texto refundido de la misma, modificada por Resoluciones Exentas N°184 y N°245, ambas de 2019. - Res. Exta. CNE N°271 (26Abr19), que Constituye Comité para la adjudicación y supervisión de los estudios de valorización a que se refiere el artículo 108° de la LGSE. - Decreto 20T (13Dic18) [publicado en el Diario Oficial el 06May19], que Fija Precios de nudo promedio en el Sistema Eléctrico Nacional, de acuerdo al artículo 158° de la Ley General de Servicios Eléctricos y fija ajustes y recargos por aplicación del mecanismo de equidad tarifaria residencial. - Res. Exta. CNE N°320 (17May19), que modifica Resolución Exenta N°07, de 8 de enero de 2019, que modifica Resolución Exenta N°489, de 13 de julio de 2018, que aprueba metodología para la determinación del Cargo Equivalente de Transmisión a que se refiere el artículo vigesimoquinto transitorio de la Ley N°20.936, y fija demás disposiciones necesarias para la aplicación del referido artículo, modificada por Resoluciones Exentas N°555, N°627 y N°651, todas del 2018, y fija texto refundido de la misma, modificada por Resolución Exenta N°184, N°245 y N°270, todas de 2019. - Res. Exta. CNE N°334 (29May19), que Aprueba Informe Técnico Definitivo que contiene el Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2018. - Res. Exta. CNE N°338 (31May19) [publicada en el Diario Oficial el 05Jun19], que aprueba Modificaciones a la Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamiento de Generación en Baja Tensión de conformidad al artículo 34° del Decreto Supremo N°11, de 2017, del Ministerio de Energía y fija Texto Refundido y Sistematizado de la referida Norma Técnica. - Decreto 1T (22Feb19) [publicado en el Diario Oficial el 06Jun19], que Fija Precios de nudo para suministros de electricidad. - Res. Exta. CNE N°355 (07Jun19) [publicada en el Diario Oficial el 17Jun19], que Modifica Resolución Exenta N°154, de 2017, que establece Términos y Condiciones de aplicación del Régimen de Acceso Abierto a que se refieren los artículos 79° y 80° de la LGSE, modificada por Resoluciones Exentas N°606 de 2017 y N°257 y N°776, ambas de 2018. - Oficio Ord. CNE N°395 (21Jun19), que Comunica Informe Técnico Preliminar de Precios de Nudo, junio 2019. - Res. Exta. CNE N°375 (21Jun19) [publicada en el Diario Oficial el 27Jun19], que aprueba Informe Consolidado de respuestas correspondiente a la revisión y modificación de la Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que utilicen Gas Natural Regasificado, en cumplimiento a lo dispuesto en el Reglamento para la Dictación de Normas Técnicas del Sector Eléctrico (DS11/2017).

Normas Técnicas	Comentario
	<ul style="list-style-type: none"> - Res. Exta. CNE N°385 (25Jun19), que aprueba nuevo Informe Técnico Definitivo para la Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Eléctrico Nacional y de ajustes y recargos por aplicación del mecanismo de equidad tarifaria residencial, de junio de 2019, y deja sin efecto Resolución Exenta N°339 de 31 de mayo de 2019. - Res. Exta. CNE N°388 (25Jun19), que aprueba nuevo Informe Técnico y fija cargos a que se refieren los artículos 115° y 116° de la LGSE, y deja sin efecto la Resolución Exenta N°237, de 01 de abril de 2019, de la CNE.

1.4. ESTATUTOS INTERNOS DEL COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

Las modificaciones a los Estatutos a la fecha de emisión de este informe son los siguientes:

Tabla 5: Modificaciones en los Estatutos

Estatuto	Modificación
<p>Artículo 212°-3 de la Ley General de Servicios Eléctricos</p>	<ul style="list-style-type: none"> - En sesión extraordinaria N°6, el día 27 de junio 2019 se aprueba propuesta de Estructura Organizacional del organismo presentada por Director Ejecutivo, que deberá ser puesta en conocimiento de los trabajadores para considerar su opinión (Acuerdo EX.-N°6/2019-02)

SÍNTESIS DE LA OPERACIÓN Y HECHOS RELEVANTES

2.1. CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN

La capacidad instalada del SEN al cierre de junio de 2019 alcanza los 25.008,3 MW, de los cuales el 54,9% es provisto por centrales termoeléctricas, como se muestra en la Figura 1. Respecto a los proyectos de generación declarados en construcción con resolución CNE, se esperan 928 MW de generación a conectar durante 2019 (proyectos en construcción con Resolución CNE vigente al 22 de julio 2019).

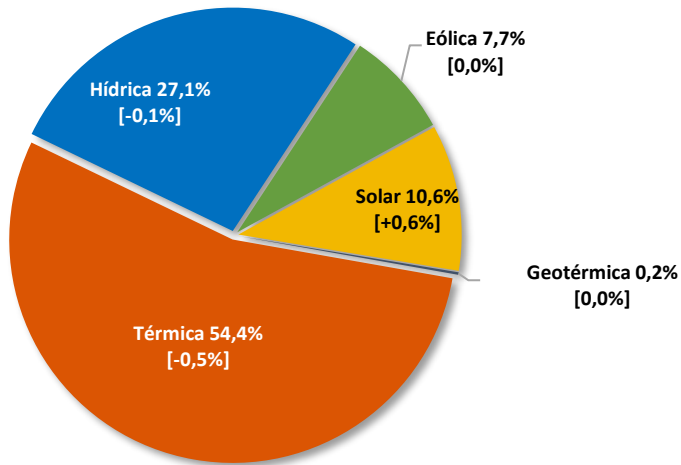


Figura 1: Capacidad instalada de generación SEN a junio 2019
 [Porcentaje en paréntesis indica variación respecto del último día del trimestre anterior]

La capacidad instalada del SEN por región se muestra en la Figura 2, registrándose el mayor aumento en la región de Biobío, con 0,5% (respecto del último día del trimestre anterior). Los meses que no poseen variación, no indica aumento ni disminución.

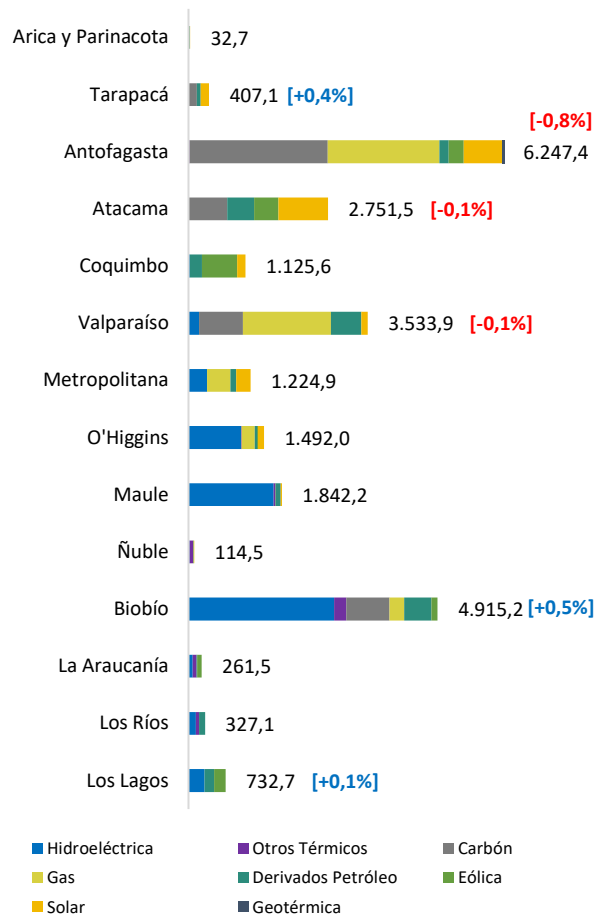


Figura 2: Capacidad instalada de generación SEN por región a junio 2019
[Porcentaje en paréntesis indica variación respecto del último día del trimestre anterior]

2.2. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

La generación de energía en el SEN durante el segundo trimestre alcanzó los 19.257,0 GWh, mostrando un aumento del 0,4% respecto a igual periodo de 2018 (19.176,2 GWh). La Figura 3 y la Figura 4 presentan la distribución de la energía del segundo trimestre, por tipo de fuente.

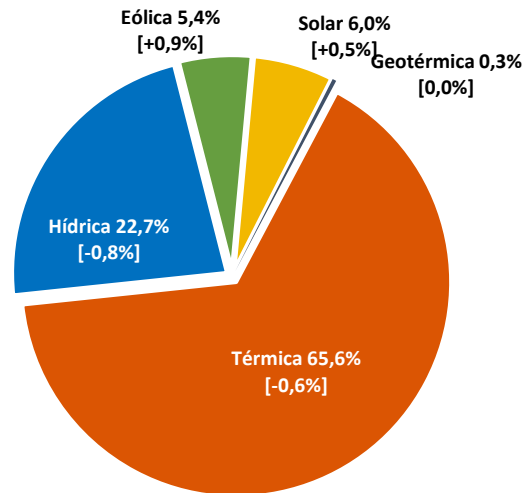


Figura 3: Generación trimestral desagregada según tipo de fuente.
[Porcentaje en paréntesis indica variación respecto de la producción del mismo trimestre del año anterior]

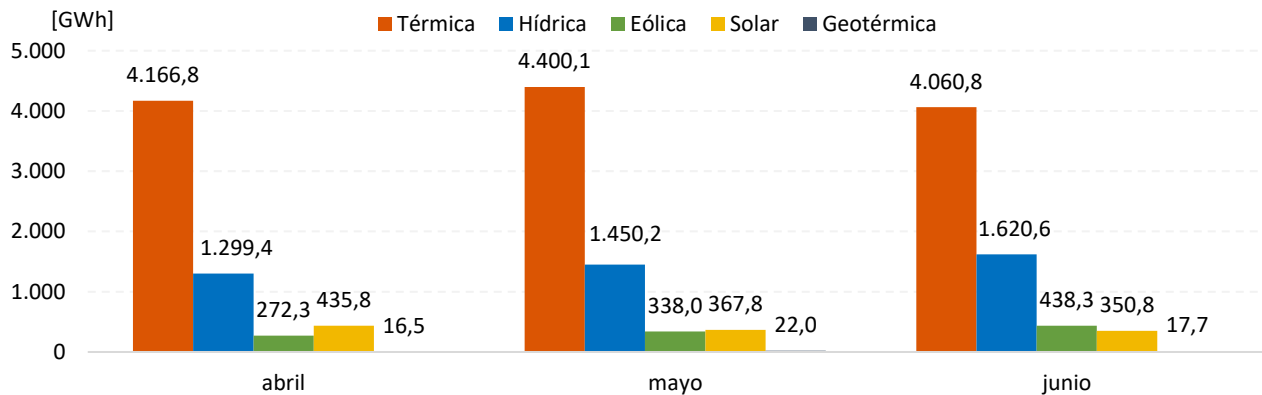


Figura 4: Generación mensual del segundo trimestre 2019 desagregada según tipo de fuente.

Durante el segundo trimestre de 2019, se registró una inyección de Energía Renovable (ERNC) que alcanzó los 3.210,5 GWh, lo que representa un aumento del 2,9% respecto a la generación ERNC producida en igual periodo del año 2018 (3.118.8 GWh), y que equivale al 16,7% de la generación total del SEN en el periodo abril-junio del presente año. La Figura 5 muestra el aporte energético de las tecnologías con Energías Renovables durante este segundo trimestre, la cual se contrasta con igual periodo del año anterior.

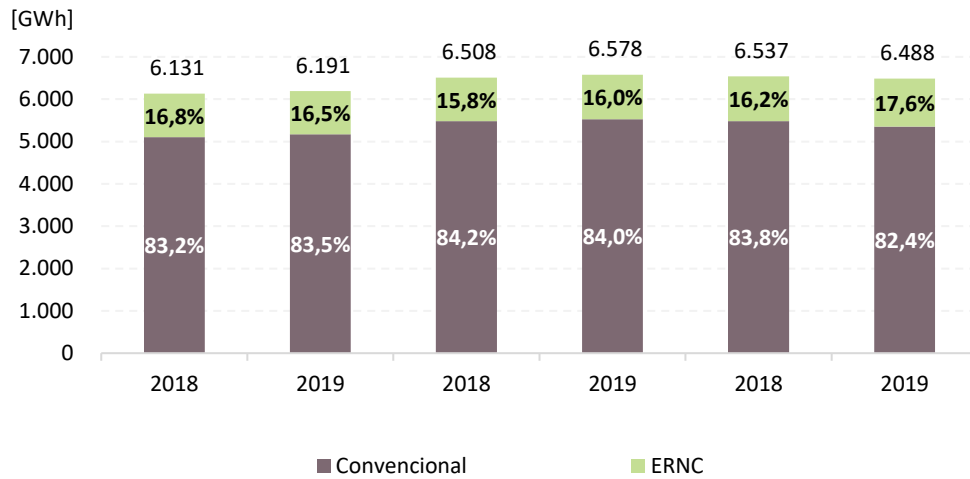


Figura 5: Generación de ERNC mensual segundo trimestre 2018 y 2019.

La Figura 6 muestra la evolución de la potencia bruta media horaria y la generación bruta diaria del sistema durante el segundo trimestre del año 2019. La máxima demanda horaria se registró el lunes 24 de junio en la hora 17 y alcanzó los 10.694,4 MW, lo que representa un aumento del 1,7% respecto de la máxima demanda horaria registrada en igual periodo de 2018 (10.518,0 MW). De igual manera, la mayor generación diaria del trimestre ocurrió el jueves 27 de junio alcanzando 230,6 GWh, lo que representa un aumento de 0,2% respecto de la máxima generación diaria registrada en igual periodo de 2018 (230,1 GWh).

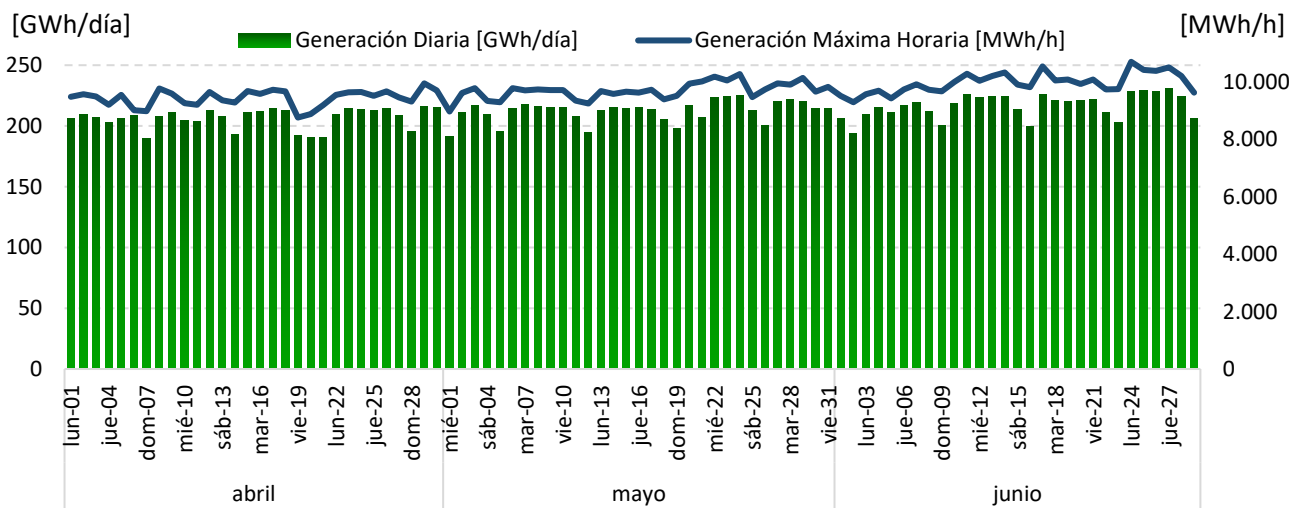


Figura 6: Generación bruta diaria y máxima potencia bruta media horaria para el segundo trimestre.

2.3. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR COMBUSTIBLE

Como se ilustra en la Figura 7, las tecnologías con mayor participación en el total de la generación bruta de energía del trimestre corresponden a carbón e hidroelectricidad, con el 40,2% y 22,7% respectivamente.

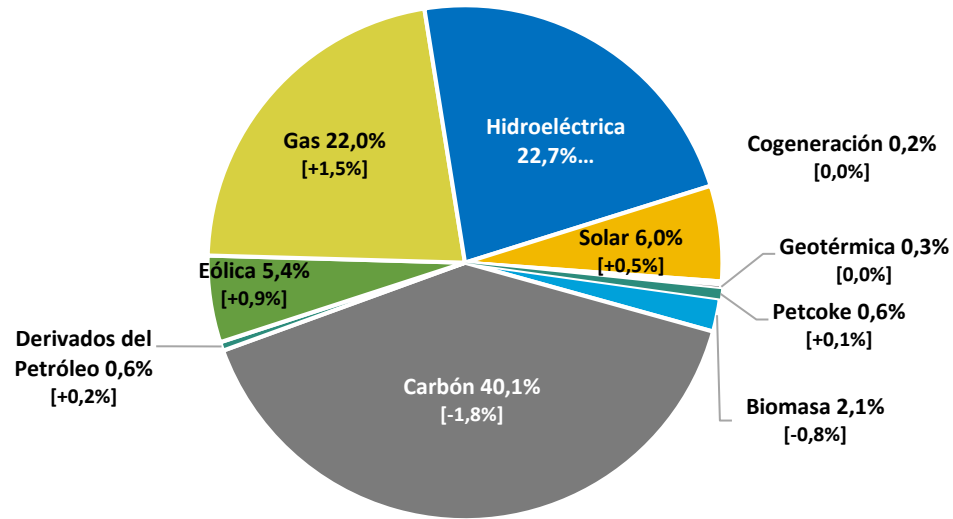


Figura 7: Participación por tipo de combustible en la generación bruta del segundo trimestre 2019.

[Porcentaje en paréntesis indica variación respecto de la producción del mismo trimestre del año anterior]

La Figura 8 muestra la generación bruta diaria del segundo trimestre, desagregada por tipo de combustible.

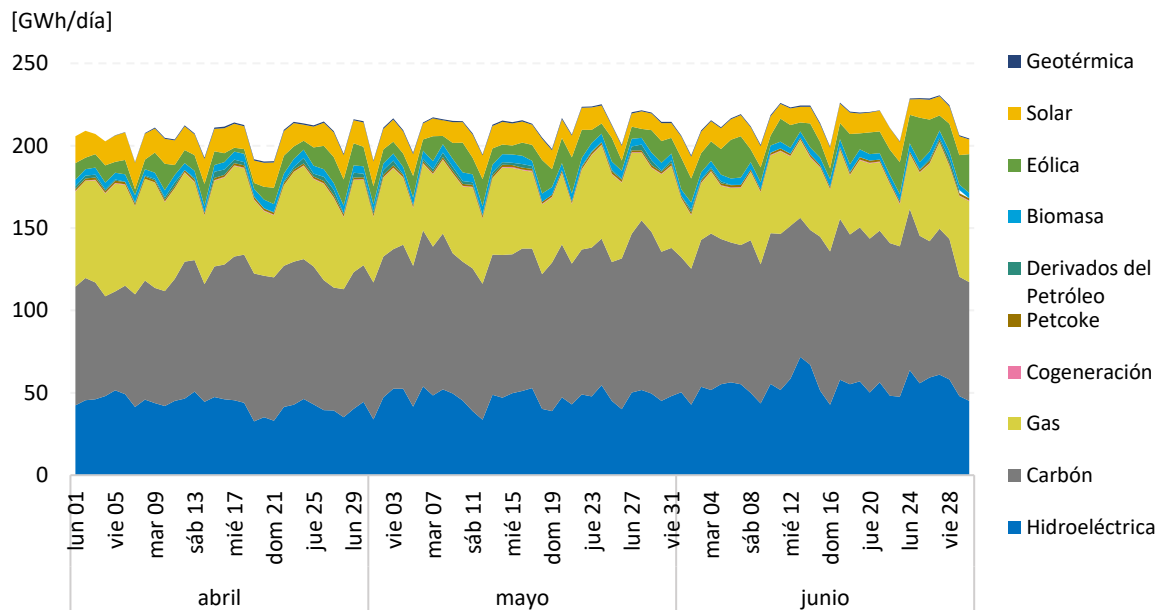


Figura 8: Generación bruta diaria por tipo de combustible.

En la Tabla 6 se presenta la generación bruta por tipo de combustible del segundo trimestre de 2019, la cual indica que el mes con mayor producción de energía fue mayo con 6.578,2 GWh, representando el 34,2% de la generación bruta del trimestre.

Tabla 6: Generación bruta del segundo trimestre de 2019 por tipo de combustible [GWh].

	abril	mayo	junio
Hidroeléctrica	1.299,4	1.450,2	1.575,9
Carbón	2.331,4	2.743,0	2.583,8
Gas	1.609,8	1.417,6	1.165,4
Solar	435,8	367,8	341,9
Eólica	272,3	338,0	414,7
Biomasa	132,2	144,6	121,9
Derivados Petróleo	46,3	43,8	15,6
Cogeneración	10,1	12,4	11,8
Geotérmica	16,5	22,0	17,1
Petcoke	37,0	38,7	35,9
Total	6.190,8	6.578,2	6.284,1

La generación del SEN por región se muestra en la Figura 9, registrándose la mayor disminución en la región de Valparaíso, con 3,5% (respecto del cierre del trimestre al año anterior). Los meses que no poseen variación, no indica aumento ni disminución.

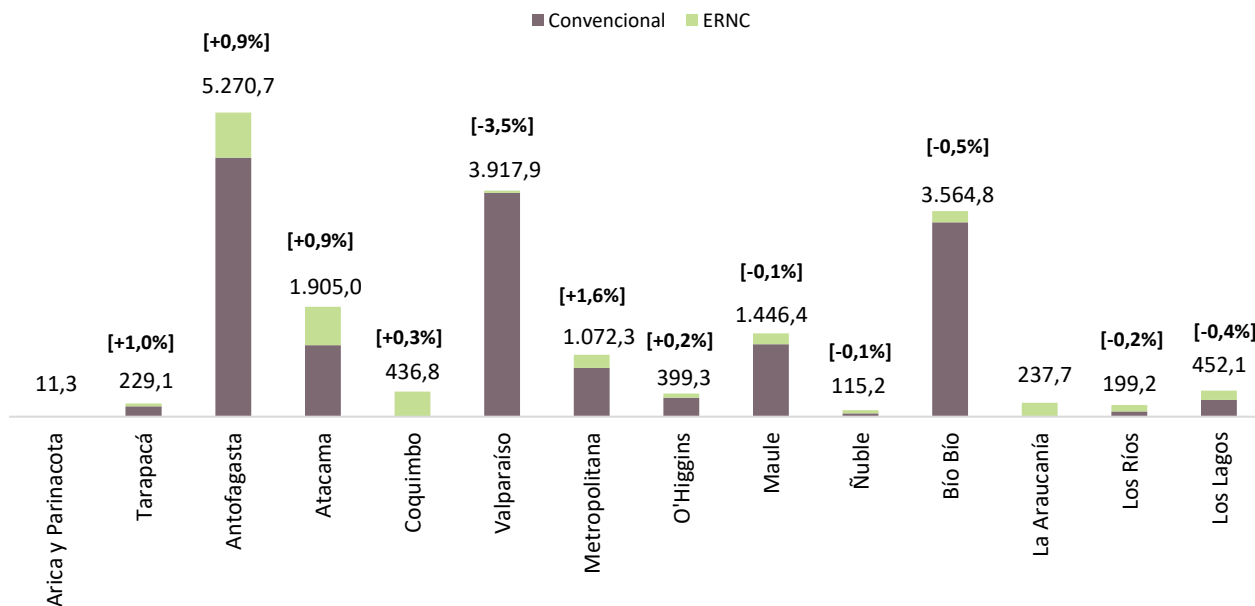


Figura 9: Participación de generación bruta por región del segundo trimestre 2019.
[Porcentaje en paréntesis indica variación respecto de la producción del mismo trimestre del año anterior]

2.4. COSTOS MARGINALES

El costo marginal promedio del segundo trimestre del año 2019 en la barra Crucero 220 kV fue de 49,8 USD/MWh, lo que corresponde a una disminución del 7,7% con respecto al promedio en el mismo periodo del año 2018 (54,0 USD/MWh). El costo marginal promedio diario máximo en esa barra fue de 67,1 USD/MWh, ocurrido el lunes 29 de abril, lo que es un 0,5% inferior al costo marginal promedio diario máximo del mismo periodo del año 2018 (67,5 USD/MWh). Asimismo, el valor promedio diario mínimo en la barra Crucero 220 kV se produjo el miércoles 10 de abril con 33,4 USD/MWh, valor 14,3% inferior al mínimo que se obtuvo en el mismo periodo del año 2018 (38,9 USD/MWh).

Por otro lado, el promedio del segundo trimestre 2019 en la barra Quillota 220 kV fue de 63,3 USD/MWh, lo que corresponde a una disminución del 13,0% con respecto al promedio en el mismo periodo del año 2018 (72,8 USD/MWh). El costo marginal promedio diario máximo en esa barra fue de 111,7 USD/MWh, ocurrido el miércoles 24 de abril, un 6,0% inferior al costo marginal promedio diario máximo del mismo periodo de 2018 (118,8 USD/MWh). El valor promedio diario mínimo en la barra Quillota 220 kV se produjo el sábado 29 de junio con 40,5 USD/MWh, valor 26,2% inferior al mínimo que se obtuvo en el mismo periodo del año 2018 (54,8 USD/MWh).

En la Tabla 7 se presentan los costos marginales para las barras Crucero, Pan de Azúcar, Quillota y Puerto Montt.

Tabla 7: Costo marginal promedio diario en barras representativas SEN para el segundo trimestre 2019.

Barra 220 kV	abril				mayo				junio			
	Crucero	P. Azúcar	Quillota	P. Montt	Crucero	P. Azúcar	Quillota	P. Montt	Crucero	P. Azúcar	Quillota	P. Montt
2018 [USD/MWh]	51,4	57,5	62,1	59,7	56,7	66,9	78,4	76,6	54,0	54,8	77,9	79,3
2019 [USD/MWh]	49,4	56,5	69,8	84,4	51,9	55,3	68,0	66,4	48,3	50,0	52,2	49,1
Variación [%]	(3,9%)	(1,83%)	12,3%	41,4%	(8,5%)	(17,4%)	(13,3%)	(13,3%)	(10,6%)	(8,8%)	(33,0%)	(38,0%)

En la Figura 10, se presentan los costos marginales promedio diarios del segundo trimestre de 2019 en estas cuatro barras representativas del SEN.

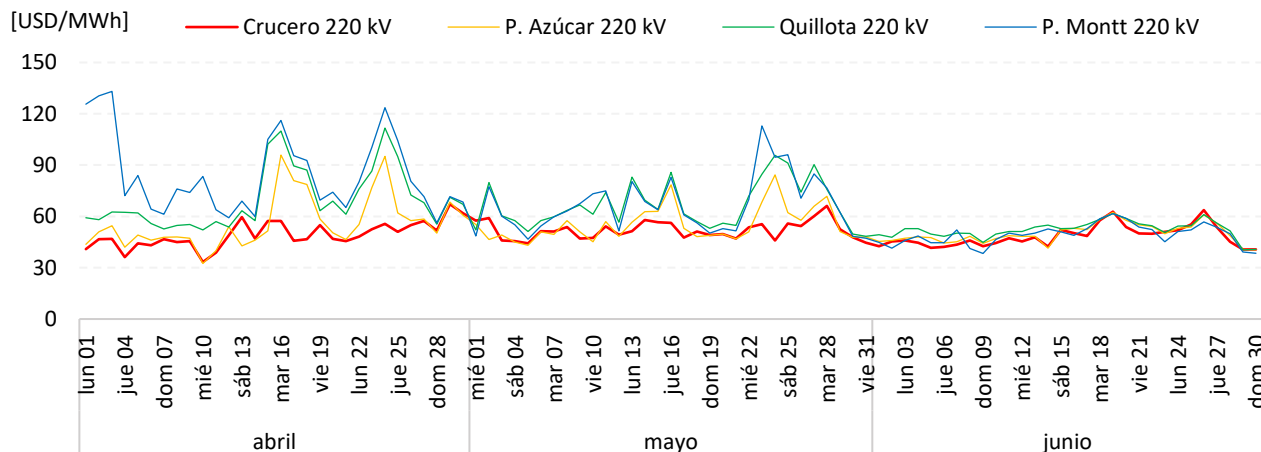


Figura 10: Costos marginales promedio-diaros barras representativas SEN.

2.5. RESUMEN DE VENTAS

En la Tabla 8 se presenta un resumen con las ventas trimestrales efectuadas a clientes libres y clientes regulados del SEN, y su comparación con años anteriores.

Tabla 8: Ventas trimestrales [GWh]

		2017	2018	% Variación 18/17	2019	% Variación 19/18
Regulados	T1	8.804,3	8.276,5	(6,0%)	7.458,9	(9,9%)
	T2	8.310,2	7.892,9	(5,0%)	7.411,9	(6,1%)
	T3	8.374,9	7.821,3	(6,6%)		
	T4	8.228,7	7.350,9	(10,7%)		
Libres*	T1	7.982,3	9.325,4	16,8%	10.349,3	11,0%
	T2	8.598,1	9.873,8	14,8%	10.376,7	5,1%
	T3	8.926,1	10.069,4	12,8%		
	T4	9.043,3	10.569,3	16,9%		

Total anual [GWh]					
	2017	2018	% Variación 18/17	2019	% Variación 19/18
Regulados	33.718,1	31.341,6	(6,8%)	14.870,9	(8,0%)
Libres	34.549,9	39.837,8	15,6%	20.726,0	(8,0%)
Ventas SEN Anual	68.268,0	71.179,4	4,6%	35.596,8	0,6%

*Considera clientes libres conectados en transmisión y clientes libres ubicados en zonas de concesión de distribuidoras.

Las ventas totales de energía mensuales del SEN durante el período enero-junio de 2019, han experimentado un aumento promedio del 0,6% respecto del mismo período del 2018. La mayor desviación porcentual se registró en el mes de marzo, presentándose el detalle en la Figura 11.

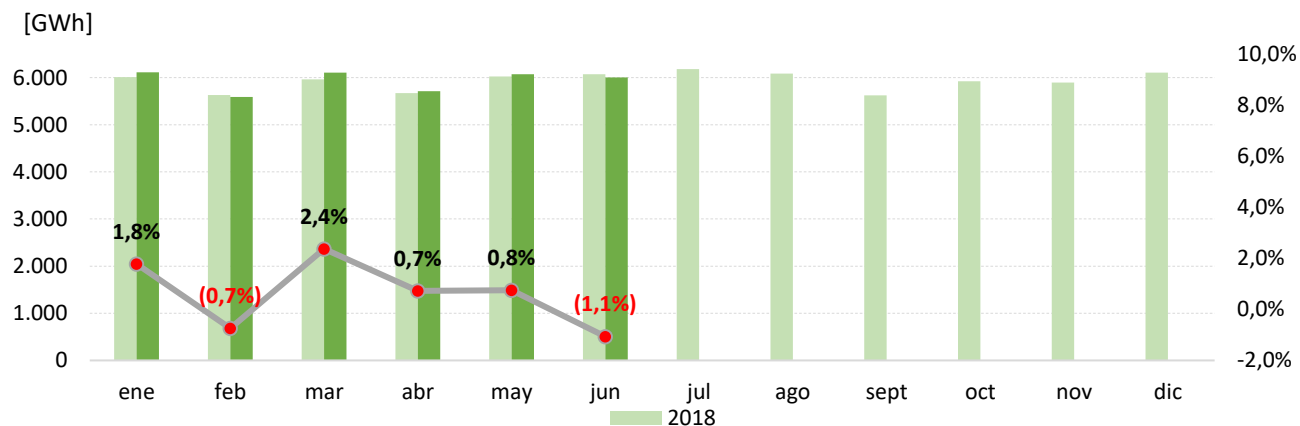


Figura 11: Ventas mensuales SEN 2018 vs 2019.

Las Figuras 10 y 11 han desagregado las ventas a nivel mensual y por tipo de Cliente. Para el período abril-junio, las ventas efectuadas a clientes regulados experimentaron una disminución del 6,1% (ventas por 7.411,9 GWh en 2019 vs 7.892,9 GWh en 2018). Por otro lado, las ventas efectuadas a clientes libres han experimentado un aumento de 5,1% en este trimestre (ventas por 10.376,7 GWh en 2019 vs 9.873,8 GWh en 2018).

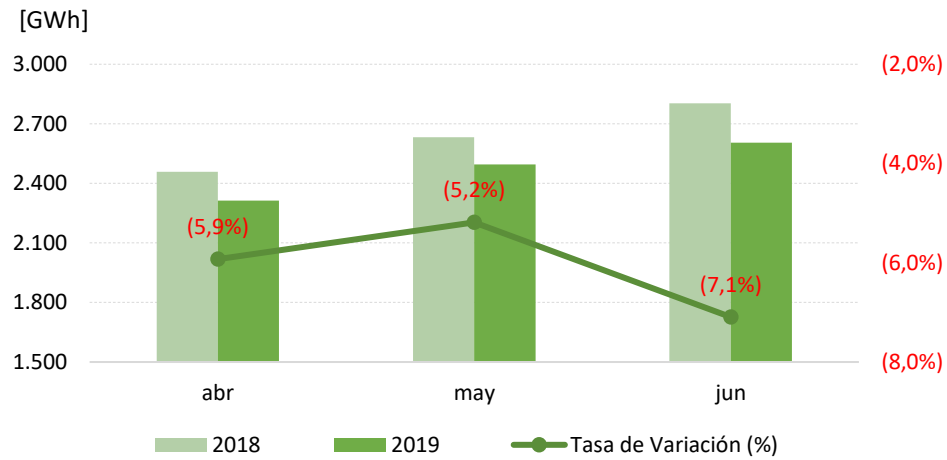


Figura 12: Ventas trimestrales en consumos de clientes regulados.

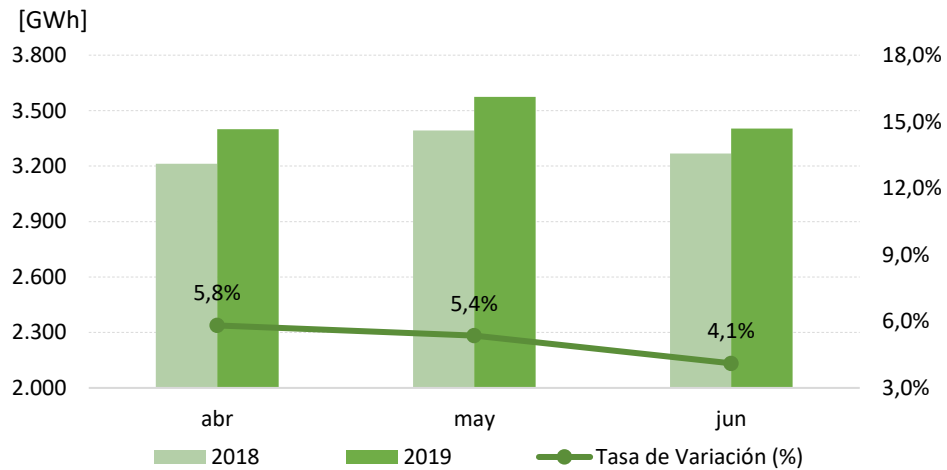


Figura 13: Ventas trimestrales en consumos de clientes libres

*considera clientes libres conectados en transmisión y clientes libres ubicados en zonas de concesión de distribuidoras.

2.6. MANTENIMIENTO MAYOR

En la Tabla 9 se presentan las unidades de generación del SEN que realizaron mantenimientos mayores durante el segundo trimestre del año 2019. Conforme lo indicado en el Anexo Técnico (Programa de Mantenimiento Mayor), se entiende por mantenimiento mayor los trabajos declarados por un periodo mayor a 24 horas continuas.

Tabla 9: Mantenimientos mayores segundo trimestre 2019.

Unidad/Componente	Empresa	Desde	Hasta	Duración [días]
Alto Renaico	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	15-may	06-jun	23
Angostura	Colbún	25-mar	09-abr	16
Arica	Engie Energía S.A.	20-may	31-may	12
Arica	Engie Energía S.A.	03-jun	14-jun	12
Bolero	Helio Atacama Tres SpA	29-may	31-may	3
Casa Blanca	Tecnored	27-may	10-jun	15
Celco	Arauco Bioenergía S.A.	26-mar	25-abr	31
Chacabucuito	Colbún	29-abr	09-may	11
Chacabucuito	Colbún	13-may	23-may	11
Chapiquiña	Engie Energía S.A.	10-may	16-may	7
Chapiquiña	Engie Energía S.A.	14-jun	20-jun	7
Chiburgo	Colbún	10-jun	18-jun	9
Chiburgo	Colbún	19-jun	27-jun	10
Chuyaca	SAGESA	08-abr	03-may	26
Cipreses	Enel Generación	10-jun	13-jun	4
Colbún	Colbún	04-abr	20-may	47
Colbún	Colbún	20-may	31-may	12
Confluencia	Hidroeléctrica La Confluencia S.A.	29-abr	27-may	29
Confluencia	Hidroeléctrica La Confluencia S.A.	17-jun	22-jun	6
Confluencia	Hidroeléctrica La Confluencia S.A.	20-jun	20-jun	1
El Totoral	Tecnored	22-abr	02-may	11
Espinos	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	11-jun	13-jun	3
Florida 1	Eléctrica Puntilla S.A.	18-may	03-jun	17
Florida 2	Eléctrica Puntilla S.A.	06-may	16-may	11
Florida 2	Eléctrica Puntilla S.A.	18-may	07-jun	21
Florida 3	Eléctrica Puntilla S.A.	18-may	03-jun	17
Guacolda 1	Aes Gener S.A. (Guacolda)	10-jun	24-jun	15
Guacolda 2	Aes Gener S.A. (Guacolda)	14-may	28-may	15
Guacolda 4	Aes Gener S.A. (Guacolda)	23-abr	30-abr	8
Guayacán	Energía Coyanco S.A.	10-jun	14-jun	5
Horcones TG	Arauco Bioenergía S.A.	27-may	06-jun	11

Unidad/Componente	Empresa	Desde	Hasta	Duración [días]
Isla	Enel Generación	13-may	17-may	5
La Higuera	Hidroeléctrica la Higuera S.A.	10-jun	16-jun	7
Lautaro I	Comasa S.A.	12-jun	14-jun	3
Lircay	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	10-jun	27-jun	18
Los Hierros	Aguas del Melado	20-feb	23-abr	63
Los Hierros	Aguas del Melado	06-may	12-may	7
Los Pinos	Colbún	22-jun	25-jun	4
Los Quilos	Colbún	10-jun	19-jun	10
Los Vientos	Aes Gener S.A. (Eléctrica Santiago)	17-jun	18-jun	2
Machicura	Colbún	21-mar	04-abr	15
Nehuenco II	Colbún	29-mar	03-abr	6
Nueva Renca	Aes Gener S.A. (Eléctrica Santiago)	24-may	03-jun	11
Olivos	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	12-jun	13-jun	2
Pehuenche	Enel Generación	25-mar	05-abr	12
Pehuenche	Enel Generación	29-abr	10-may	12
Pulelfu	La Leonera	08-may	11-may	4
Pulelfu	La Leonera	03-may	08-may	6
Queltehues	Aes Gener S.A.	02-may	04-may	3
Queltehues	Aes Gener S.A.	13-may	23-may	11
Quilleco	Colbún	21-mar	02-abr	13
Ralco	Enel Generación	09-may	17-may	9
Ralco	Enel Generación	22-may	27-may	6
Renaico	Mainco SpA	15-may	06-jun	23
Rincón	Eléctrica Puntilla S.A.	18-may	03-jun	17
Rucue	Colbún	18-mar	26-abr	40
San Andrés	Hidroeléctrica San Andrés	11-jun	12-jun	2
San Gregorio	Tecnored	22-may	25-jun	35
Santa Lidia	Aes Gener S.A. (Eléctrica Santiago)	19-jun	27-jun	9
Sauzal	Enel Generación	08-jun	14-jun	7
Sauzalito	Enel Generación	08-jun	16-jun	9
Termoeléctrica Tocopilla	Engie Energía Chile S.A.	02-jun	16-jun	15
Ujina	Enorchile S.A.	09-may	15-may	7
Ventanas 2	Aes Gener S.A.	06-mar	18-may	74

2.7. INTERCONEXIÓN SEN-SADI

Durante el segundo trimestre del año 2019 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.

2.8. COSTOS COMBUSTIBLES EN CENTRALES TÉRMICAS

En la Figura 14 se presentan los precios promedio para los tres principales combustibles utilizados en el SEN durante la venta de los últimos 12 meses. Durante el segundo trimestre de 2019, el precio promedio del carbón alcanzó los 103,1 USD/Ton, para el GNL 7,8 USD/MMBTU, el Gas Natural 6,0 USD/MMBTU, mientras que el Petróleo Diésel 697,6 USD/m³.

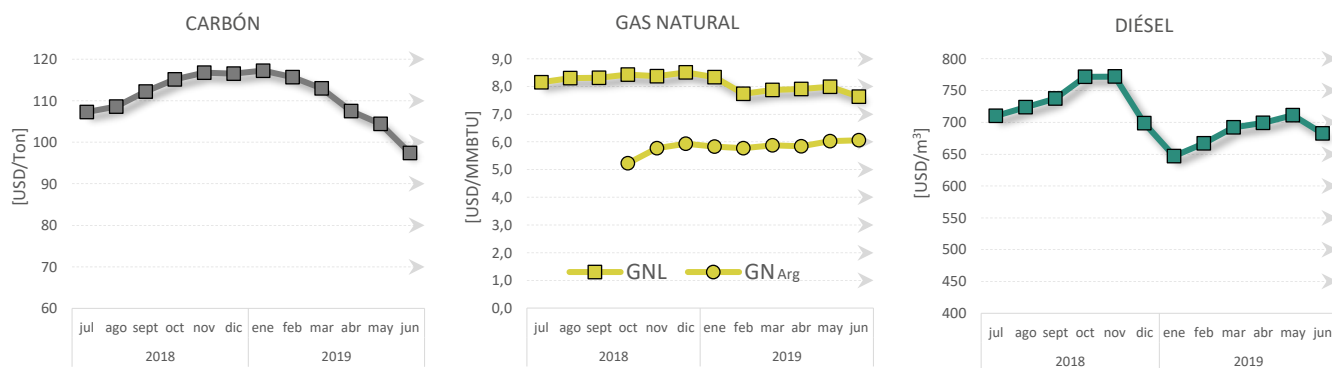


Figura 14: Evolución del precio promedio de combustible.

2.9. NUEVAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN – TRANSMISIÓN.

Se presenta, a continuación, el listado de nuevas instalaciones de generación y transmisión que, a junio de 2019, informaron su sincronización o se encontraban en etapa de puesta en servicio (PES).

2.9.1. INSTALACIONES DE GENERACIÓN INTERCONECTADAS.

La Tabla 10 muestra el listado de instalaciones de generación interconectadas al sistema y que se encontraban en su etapa de Pruebas de Puesta en Servicio (PES) al cierre del segundo trimestre.

Tabla 10: Centrales Interconectadas y en etapa PES al cierre de junio 2019.

CENTRAL	PROPIETARIO	TIPO	FECHA DE SINCRONIZACIÓN	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 PMGD	Latinoamericana S.A.	PMGD Hídrico	jueves 03/dic15	0,4
PMGD Chanleufu II	Transoceánica S.A.	PMGD Hídrico	jueves 19/may16	8,4

CENTRAL	PROPIETARIO	TIPO	FECHA DE SINCRONIZACIÓN	POTENCIA [MW]
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
PMGD 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
Dos Valles	Hidroeléctrica Dos Valles SpA	PMG Hídrico	viernes 30/jun17	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	3,6
El Brinco	Hidro Munilque SpA	Hidro Pasada	jueves 22/mar18	0,2
Solar Diego de Almagro (Ampliación)	Ameyda Solar SpA	PMGD Solar	miércoles 30/may18	4,0
Almendrado	El Mañío Spa	PMGD Térmico	viernes 19/oct18	3,0
Chorrillos	Gen Power	PMGD Térmico	martes 23/oct18	3,0
PE Aurora	AELA Eólica Llanquihue SpA	Eólica	sábado 15/dic18	129,0
Ariztía	Fotovoltaica Ariztía SpA	PMGD Solar	jueves 20/dic18	3,0
Vituco 2B	Vituco SpA	PMGD Solar	miércoles 09/ene19	3,0
Población Solar	Población Solar SpA	PMGD Solar	jueves 24/ene19	3,0
PV Crucero	Crucero SpA	PMGD Solar	miércoles 06/feb19	3,0
PFV Santa Adriana	Parque Fotovoltaico Santa Adriana SpA	PMGD Solar	martes 26/feb19	3,0
PV Ranguil	Ranguil Sur SpA	PMGD Solar	jueves 28/feb19	3,0
PMGD Lo Sierra	Parque Solar H6 SpA	PMGD Solar	domingo 03/mar19	3,0
Central Hidroeléctrica Cumbres	Cumbres S.A.	Hidro Pasada	sábado 09/mar19	19,3
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
Las Codornices	PFV Las Codornices SpA	PMGD Solar	lunes 22/abr19	3,0
Parque Eólico El Nogal	Parque Eólico El Nogal SpA	PMGD Eólica	jueves 25/abr19	9,0

CENTRAL	PROPIETARIO	TIPO	FECHA DE SINCRONIZACIÓN	POTENCIA [MW]
Tricahue 2	Tricahue Solar SpA	PMGD Solar	viernes 10/may19	9,0
Huatacondo	Austrian Solar Chile Cuatro SpA	Solar	lunes 20/may19	103,2
Illapel 5x	Parsosy Illapel 5 SpA	PMGD Solar	viernes 24/may19	3,0
Los Guindos 2 (U2)	Los Guindos Generación SpA	Térmico	lunes 27/may19	135,3
Manuel Montt	Canencia Energía SpA	PMGD Solar	lunes 03/jun19	3,0
Chalinga Solar	Joaquín solar SpA	PMGD Solar	jueves 06/jun19	3,0
Cruz Solar	PMGD Cruz SpA	PMGD Solar	sábado 15/jun19	3,0
Palmar U1	Hidropalmar S.A.	Hidro Pasada	jueves 20/jun19	4,1
Palmar U2	Hidropalmar S.A.	Hidro Pasada	viernes 21/jun19	4,1
Correntoso	Hidropalmar S.A.	Hidro Pasada	viernes 21/jun19	8,5
RLA Solar	RLA Solar SpA	PMGD Solar	viernes 21/jun19	3,0

2.9.2. INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN INTERCONECTADAS AL SISTEMA.

La Tabla 11 muestra el listado de instalaciones de transmisión interconectadas al Sistema Eléctrico Nacional durante el segundo trimestre de 2019.

Tabla 11: Instalaciones de transmisión interconectadas al cierre del segundo trimestre 2019.

INSTALACIÓN	PROPIETARIO	FECHA	COMENTARIO
S/E Domeyko	Minera Escondida	martes 02/abr19	S/E Domeyko primera energización del transformador SVC Domeyko N°2 de 220/19,5 kV y 120 MVA, según SDCF 22105.
S/E La Cebada	Parque Eólico Los Cururos Ltda.	jueves 11/abr19	S/E La Cebada primera energización barra N°2 de 220 kV.
S/E Punta de Cortés	CGE	viernes 26/abr19	S/E Punta de Cortés TR-3 de 154/69/14.8 kV y 75 MVA
S/E Pan de Azúcar	InterChile S.A.	miércoles 29/may19	Primera energización de la CCSS CS7 de LT 500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 1
S/E Nueva Pan de Azúcar	InterChile S.A.	miércoles 29/may19	Primera energización de la LT 500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 1
S/E Nueva Pan de Azúcar	InterChile S.A.	sábado 25/may19	Compensación serie CS10 500 KV, primera energización.
S/E Polpaico	InterChile S.A.	viernes 24/may19	LT 500 kV Polpaico-Nueva Pan de Azúcar 2, primera energización en vacío
S/E Central Los Guindos	Los Guindos	domingo 12/may19	Primera energización de LT 220 kV Los Guindos-Charrúa 2 y TR-2 de 220/15 kV, 160 MVA de Los Guindos 2 (140 MW)

INSTALACIÓN	PROPIETARIO	FECHA	COMENTARIO
S/E Río Negro	STS	viernes 03/may19	Primera energización y puesta en servicio de la S/E Río Negro
S/E Río Negro	STS	jueves 02/may19	Primera energización transformador N°1 de 66/23 kV, 10 MVA
S/E Copihues	STS	jueves 20/jun19	Primera energización línea de 110 kV Copihues – Palmar
S/E Palmar	STS	jueves 20/jun19	Primera energización barra de 110 kV
S/E Palmar	STS	jueves 20/jun19	Primera energización Transformador N°2 de 110/13.2 kV y 15 MVA y barra de 13.2 kV
S/E Correntoso	Hidropalmar S.A.	jueves 20/jun19	Primera energización barra de 13.2 kV

ESTÁNDARES E INDICADORES DE DESEMPEÑO

A continuación, se presenta el comportamiento de Estándares e Indicadores de Desempeño del Sistema Eléctrico Nacional.

3.1. ENERGÍA NO SUMINISTRADA

La Tabla 12 muestra el detalle acumulado con ventana móvil de 12 meses, al mes que se indica, de las ventas reales de energía y de la Energía No Suministrada (ENS) por fallas ocurridas en el SEN que derivaron en la elaboración de un Estudio de Análisis de Falla (EAF), conforme la NTSyCS. La Figura 15 muestra la relación entre la ENS y las ventas de energía, para cada ventana móvil, y su comparación con el *target* 2019 definido por el Coordinador.

Tabla 12: ENS por fallas.

Mes	ENS [GWh]	ENS _{KPI} [GWh]	Ventas SEN [GWh]
enero	15,8	9,3	71.286
febrero	19,6	10,2	71.244
marzo	19,9	10,5	71.386
abril	20,0	10,6	71.427
mayo	21,6	11,3	71.472
junio	18,4	11,6	71.431
julio			
agosto			
septiembre			
octubre			
noviembre			
diciembre			

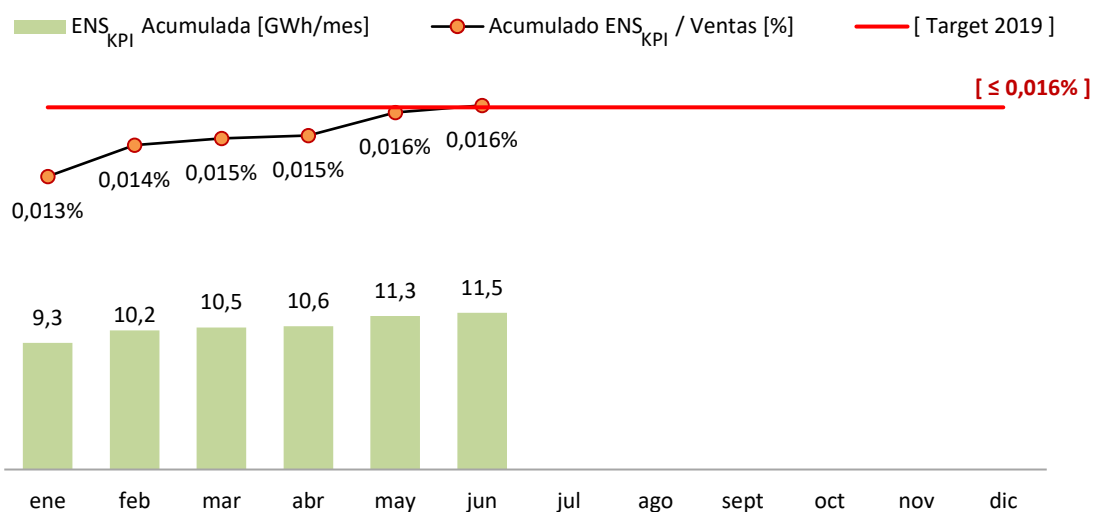


Figura 15: ENS_{KPI} 2019 (ventana móvil 12 meses, al mes que se muestra).

3.2. TIEMPO DE RESTABLECIMIENTO DE SERVICIO (TRS)

A continuación, se presentan los tiempos de restablecimiento de servicio promedio, máximo y mínimo, para cada mes, de las fallas que afectaron a instalaciones del SEN que dieron origen a un EAF, para el año 2019.

Tabla 13: TRS promedio, máximo y mínimo mensual.

Mes	Promedio TRS SEN (en horas)	Máximo TRS SEN (en horas)	Mínimo TRS SEN (en horas)
enero	3,17	66,27	0,03
febrero	12,16	520,47	0,05
marzo	2,38	27,92	0,05
abril	1,01	13,28	0,03
mayo	1,28	12,95	0,03
junio	2,03	16,48	0,05
julio			
agosto			
septiembre			
octubre			
noviembre			
diciembre			

El alto valor de TRS máximo en febrero, se debe a la desconexión forzada del transformador 66/13,2 kV de S/E Refugio km 21, por operación de sus protecciones (EAF 074-2019). La instalación afectada corresponde a un elemento de transmisión dedicada.

3.3. CONTROL DE TENSIÓN

El artículo 5-24 de la NTSyCS establece lo siguiente:

“El SI deberá operar en Estado Normal con todos los elementos e instalaciones del ST y compensación de potencia reactiva disponibles, y suficientes márgenes y reserva de potencia reactiva en las unidades generadoras, compensadores estáticos y sincrónicos, para lo cual el CDC y los CC, según corresponda, deberán controlar que la magnitud de la tensión en las barras del SI esté comprendida entre:

- 0,97 y 1,03 por unidad, para instalaciones del ST con tensión nominal igual o superior a 500 [kV].
- 0,95 y 1,05 por unidad, para instalaciones del ST con tensión nominal igual o superior a 200 [kV] e inferior a 500 [kV].
- 0,93 y 1,07 por unidad, para instalaciones del ST con tensión nominal inferior a 200 [kV]”

A efectos de medir el cumplimiento del artículo mencionado, un conjunto de Barras representativas del SEN es evaluada mensualmente, utilizando los registros de tensión disponibles en el SITR. Para realizar dicha evaluación, se ha definido que la tensión en las barras de control debe permanecer en las bandas descritas previamente al menos un 95% del período de evaluación, siendo este período el correspondiente a un mes calendario.

Considerando lo planteado, la Tabla 14 presenta los resultados obtenidos, mientras que en el Anexo SEN Q2-2019, se indica el detalle de las barras que se consideran para cada zona en esta medición.

Tabla 14: Cumplimiento mensual de los niveles de tensión en los Subsistemas del SI para el año 2019.

Subsistema Nacional	Nivel de Tensión [kV]	Cumplimiento [%]											
		ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
SEN 500 KV Zona Centro	500	100%	100%	100%	100%	100%	100%						
SEN 500 kV Interconexión	500	100%	100%	100%	100%	99%	98%						
SEN Norte Grande	220	99%	98%	99%	99%	100%	100%						
SEN Norte Chico	220	100%	100%	100%	100%	100%	100%						
SEN Centro	220	100%	100%	100%	100%	100%	100%						
SEN Sur	220	100%	100%	100%	100%	100%	100%						

A continuación, en la Figura 16 se presenta el cumplimiento promedio mensual para los niveles de tensión de los subsistemas presentados anteriormente, y su comparación con el *target* 2019 definido por el Coordinador.

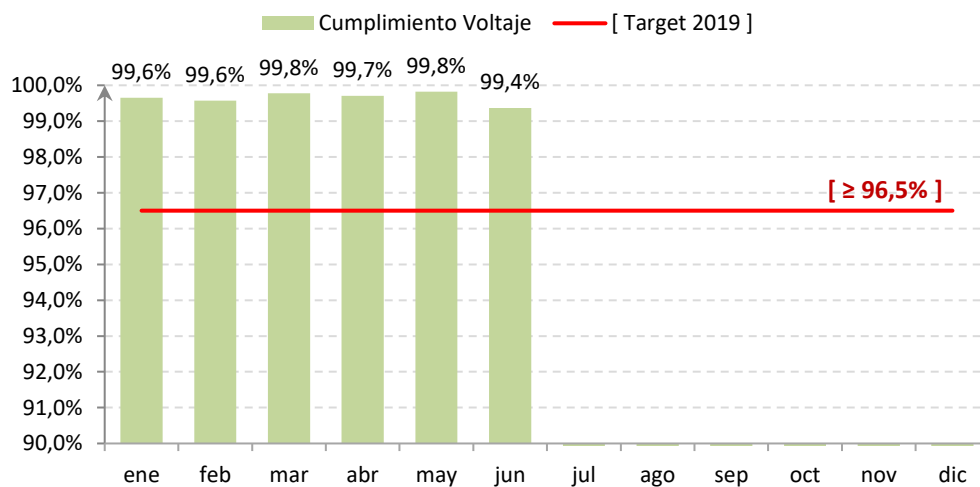


Figura 16: Cumplimiento mensual de los niveles de tensión en los Subsistemas del SI para el año 2019.

3.4. CONTROL DE FRECUENCIA

A continuación, se presenta el desempeño de la frecuencia durante los últimos 12 meses, según lo establecido en el Artículo 5-30 de la NTSyCS.

Este trimestre presentó una hidrología que se tradujo en un aporte hidráulico menor al 60%, haciéndose exigible, en consecuencia, el cumplimiento de las bandas para esa condición. Los antecedentes que sustentan el comportamiento de la frecuencia mostrado en la Figura 17, se acompañan en Anexo SEN Q2 – 2019.

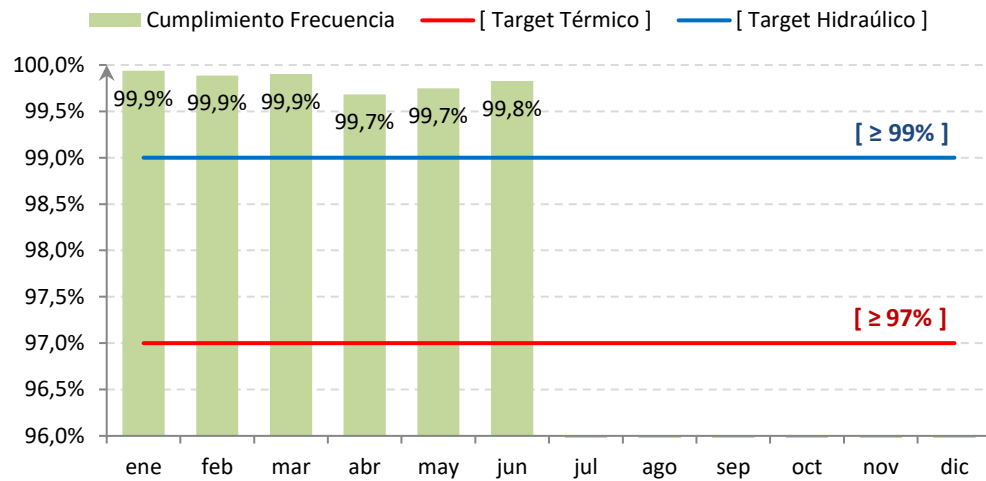


Figura 17: Desempeño mensual promedio de control de frecuencia.

3.5. TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCIÓN Y FRECUENCIA MEDIA DE INTERRUPCIÓN

A continuación, se muestra el promedio de los índices acumulados (12 meses, al mes indicado) de interrupciones de más de 3 minutos en Puntos de Control (Art. 5-62 de la NTSyCS), y su comparación con el *target* 2019 definido por el Coordinador. Los índices TTIK (Tiempo Total de Interrupción) y FMIK (Frecuencia Media de Interrupción) se muestran en las Figura 18 y Figura 19, respectivamente, y sus valores han sido determinados sobre la base de la información de los Estudios de Análisis de Falla elaborados por el Coordinador, en conformidad con la normativa vigente.

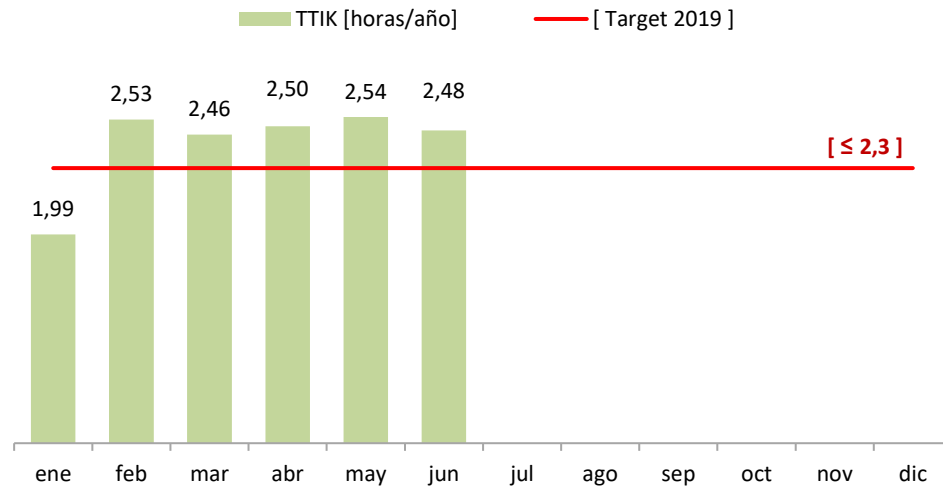


Figura 18: TTIK promedio acumulado ventana de 12 meses al mes que se indica.

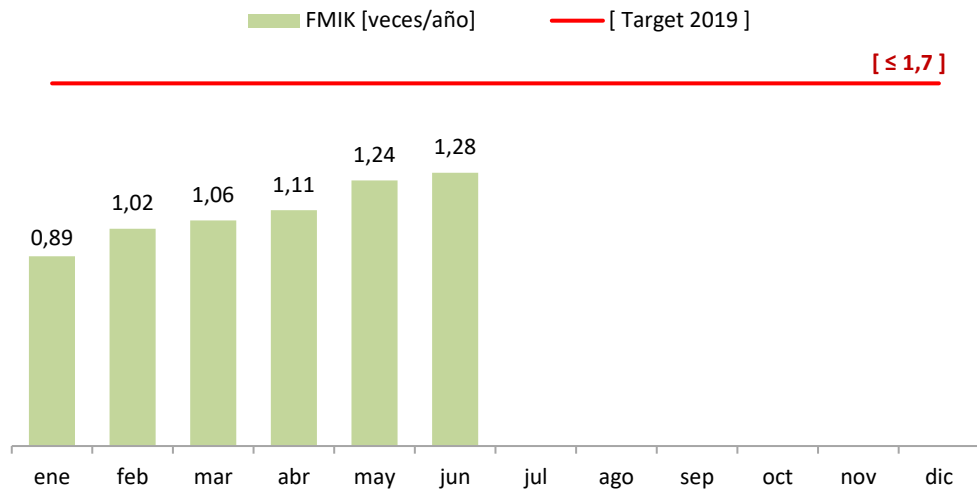


Figura 19: FMIK promedio acumulado ventana de 12 meses al mes que se indica.

3.6. FALLAS EN EL SEN (POR REGIÓN Y SEGMENTO DE ORIGEN)

La Figura 20 muestra el número acumulado de fallas en el año categorizados por segmento de transmisión o generación, y sus valores han sido determinados sobre la base de la información de los Estudios de Análisis de Falla elaborados por el Coordinador, en conformidad con la normativa vigente (que considera al cierre de junio un total de 281 Informes EAF).

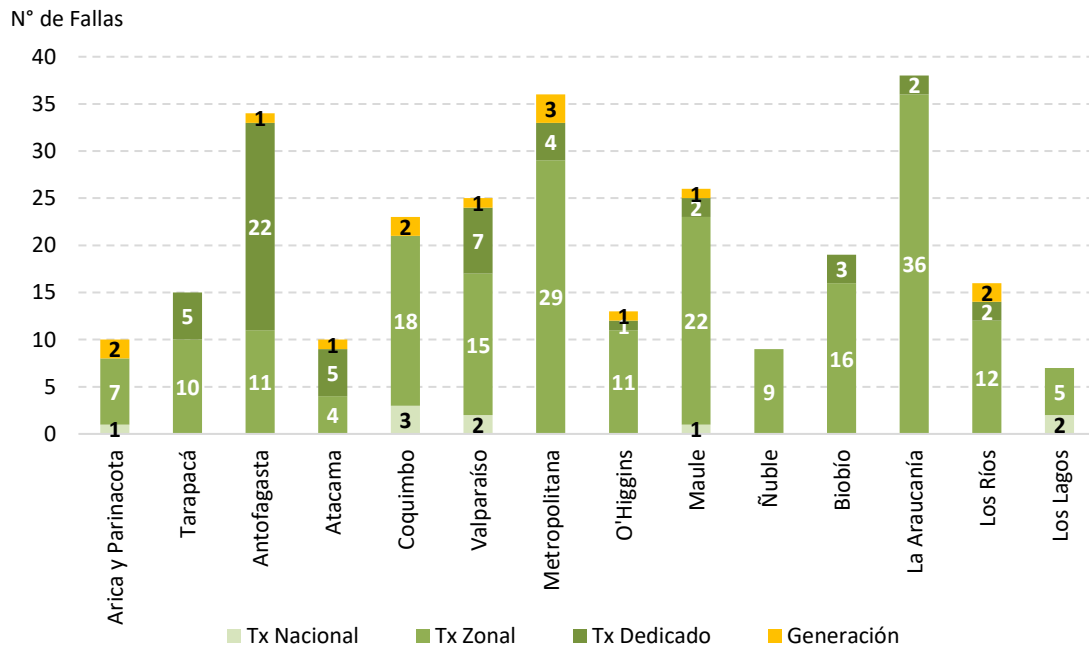


Figura 20: Cantidad de Fallas por región y segmento de pertenencia al Sistema Eléctrico.

PROGRAMA DE OPERACIÓN PARA LOS SIGUIENTES 12 MESES

En archivo anexo al presente informe se presenta el programa de operación para los próximos 12 meses, para el horizonte agosto 2019 a julio 2020 el cual consta de tres escenarios posibles de abastecimiento para el SEN, los que consideran en su elaboración los siguientes antecedentes:

- agosto 2019: Caudales de acuerdo con Reglamento Interno del Coordinador.
- septiembre 2019 – julio 2020: Caudales estadísticos según Hidrología seca (probabilidad excedencia 90%), Hidrología media (probabilidad excedencia 50%) e Hidrología húmeda (probabilidad excedencia 20%).

4.1. ABASTECIMIENTO ESPERADO

En la Figura 21, Figura 22 y Figura 23, se muestra la proyección porcentual de abastecimiento para los próximos 12 meses desagregada por tipo de fuente y según hidrología (detalle en Anexo SEN Q2-2019).

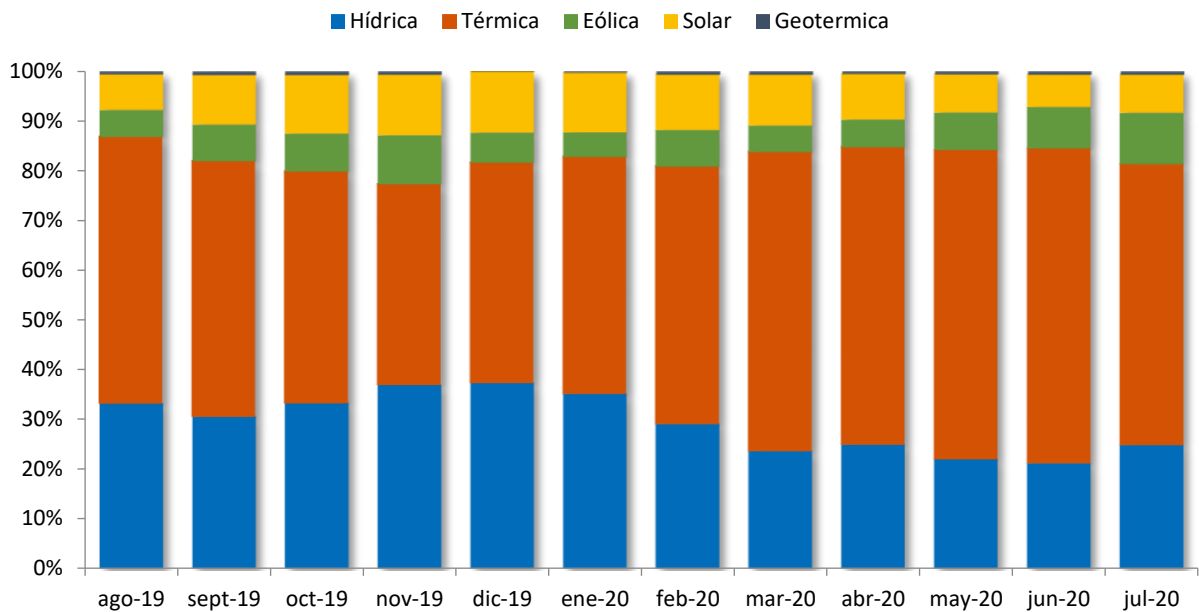


Figura 21: Porcentaje de generación por tipo de fuente próximos 12 meses, hidrología seca.

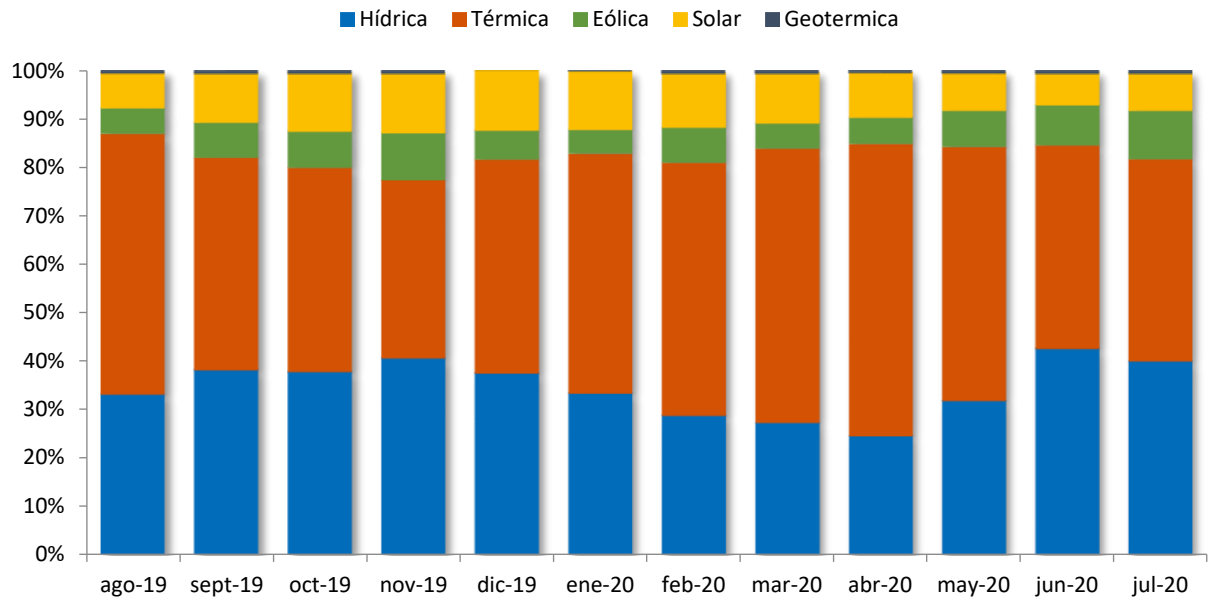


Figura 22: Porcentaje de generación por tipo de fuente próximos 12 meses, hidrología media.

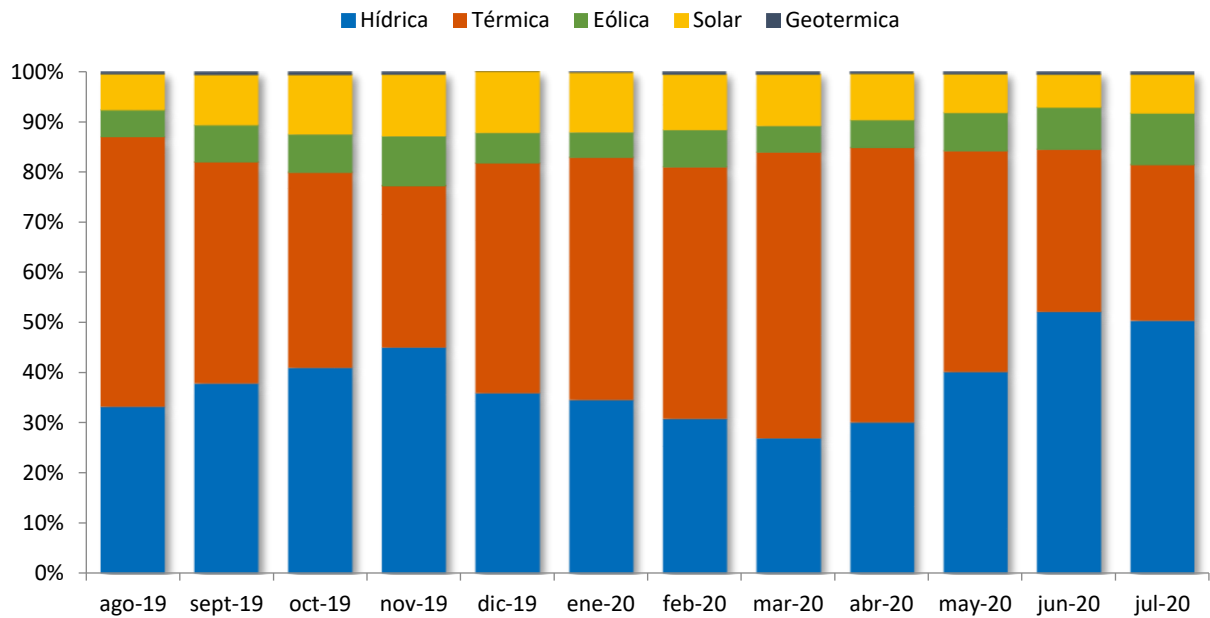


Figura 23: Porcentaje de generación por tipo de fuente próximos 12 meses, hidrología húmeda.

La Tabla 15 resume el porcentaje de participación promedio esperado, por hidrología, para la ventana de 12 meses agosto 2019 a julio 2020

Tabla 15: Promedio anual de abastecimiento esperado, según tipo de hidrología.

Aporte Promedio Ventana 12 Meses	Tipo Hidrología		
	Seca	Media	Húmeda
Hídrica	29,2%	34,6%	38,0%
Térmica	53,3%	48,2%	44,2%
Eólica	7,1%	7,1%	7,1%
Solar	9,9%	9,9%	9,9%
Geotérmica	0,4%	0,4%	0,4%

4.2. COSTOS MARGINALES ESPERADOS

En las siguientes Figuras se presentan los costos marginales máximos, mínimos y promedio esperados para los 12 meses siguientes en barras representativas del SEN (Crucero, Maitencillo, Diego de Almagro, Quillota y Charrúa). El detalle de esta proyección se encuentra disponible en el Anexo SEN Q2 2019.

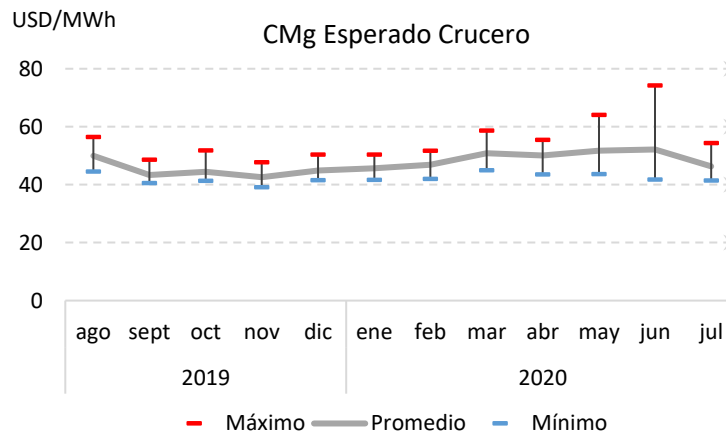


Figura 24: Costos marginales esperados próximos 12 meses, Crucero 220 kV.

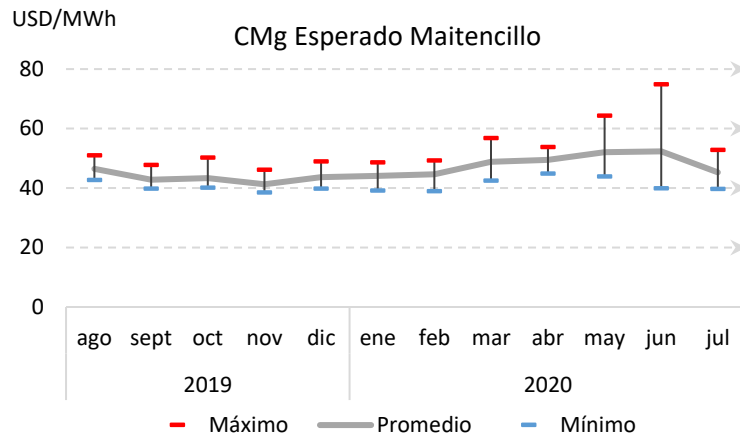


Figura 25: Costos marginales esperados próximos 12 meses, Maitencillo 220 kV.

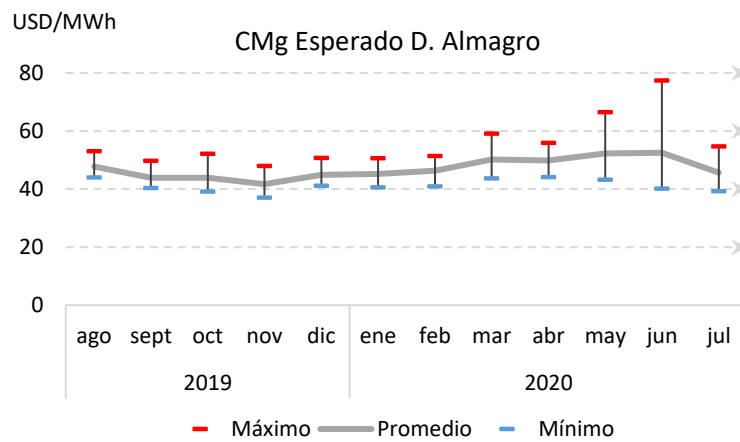


Figura 26: Costos marginales esperados próximos 12 meses, Diego de Almagro 220 kV.

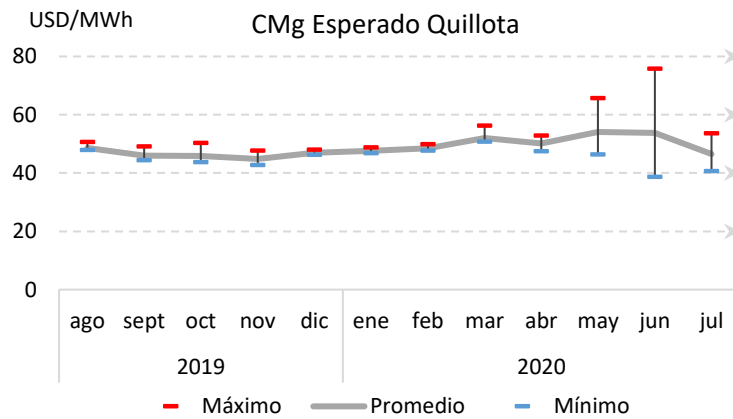


Figura 27: Costos marginales esperados próximos 12 meses, Quillota 220 kV.

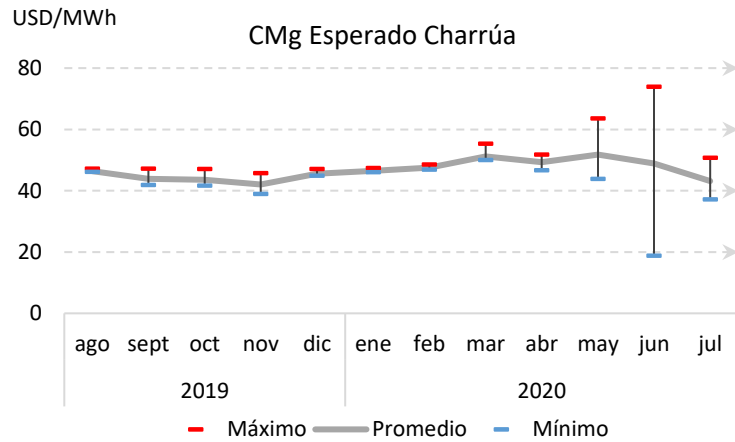


Figura 28: Costos marginales esperados próximos 12 meses, Charrúa 220 kV.

4.3. VENTAS ESPERADAS

La Figura 29 muestra la estimación de ventas del sistema eléctrico nacional para los próximos 12 meses.

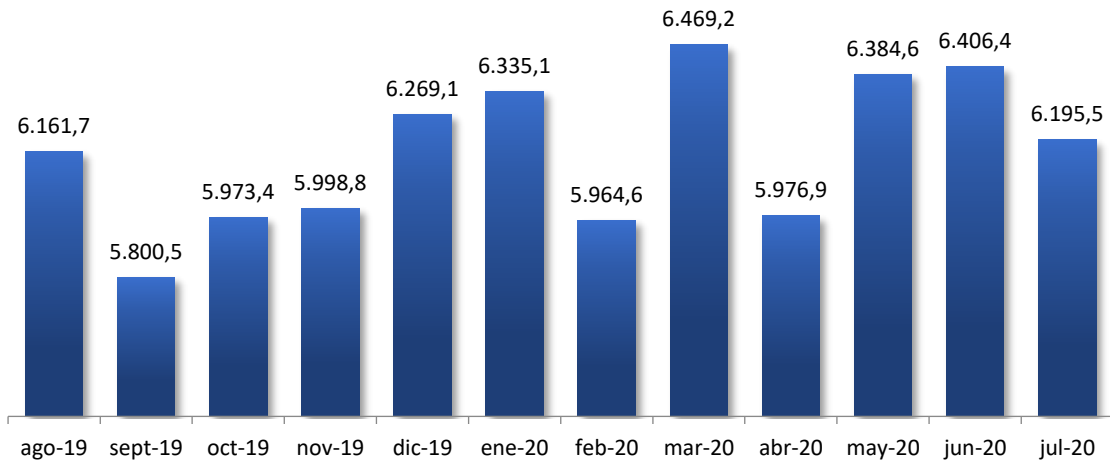


Figura 29: Ventas estimadas SEN.

La comparación de esta ventana de 12 meses (ventas por 73.936,0 GWh), con aquella que considera el período agosto 2018 - julio 2019, prevé una tasa de crecimiento del orden de 3,1% (tasa corregida por año 2020 bisiesto).

PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN

A continuación, se presenta un resumen los principales proyectos de generación y transmisión SEN que se encuentran declarados en construcción, según lo comunicado por la Comisión Nacional de Energía.

5.1. PROYECTOS DE GENERACIÓN

En la Figura 30 se muestra la capacidad a interconectar prevista de acuerdo con la carpeta de proyectos de generación con fecha estimada de interconexión que comprende el período agosto 2019 hasta finales de 2021, desagregados por tipo de fuente. Cabe destacar que estos proyectos considerados poseen Resolución CNE.

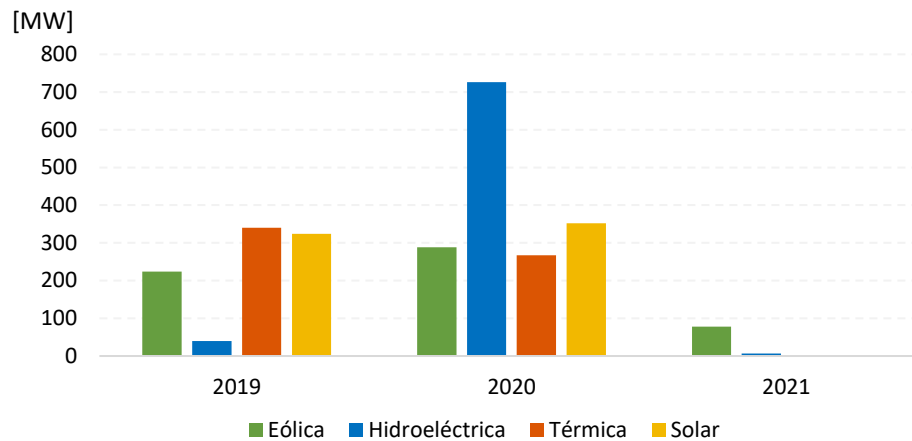


Figura 30: Potencia de proyectos de generación en construcción.

5.2. PROYECTOS DE TRANSMISIÓN

En la Figura 31, se consolida el número de proyectos de transmisión que se encuentran en construcción (considera líneas de transmisión, subestaciones y transformadores de poder) y que cuentan con fecha estimada de interconexión que comprende el período agosto 2019 hasta finales 2021, según nivel de tensión. Cabe destacar que estos proyectos considerados poseen Resolución CNE.

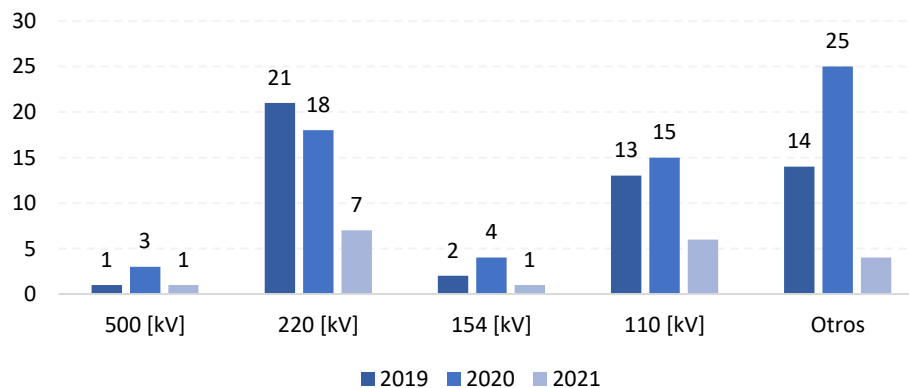


Figura 31: Cantidad de proyectos de transmisión en construcción.

ANEXO SEN Q2 - 2019
