

# REPORTE DE DESEMPEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

(Art 72°-15, Ley 20.936)

**COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL**

Marzo 2020

# ÍNDICE

<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
<b>SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL</b>	<b>2</b>
1.1. CAPACIDAD INSTALADA	2
1.2. DEMANDA	2
<b>CALIDAD DE SERVICIO</b>	<b>3</b>
2.1. CONTROL DE FRECUENCIA	3
2.2. CONTROL DE TENSIÓN	4
2.2.1. BARRAS EN 500 KV INTERCONEXIÓN	4
2.2.2. BARRAS EN 500 KV CENTRO	5
2.2.3. BARRAS EN 220 KV SEN NORTE GRANDE	5
2.2.4. BARRAS EN 220 KV SEN NORTE CHICO	6
2.2.5. BARRAS EN 220 KV SEN ZONA CENTRO	6
2.2.6. BARRAS EN 220 KV SEN ZONA SUR	7
<b>SEGURIDAD</b>	<b>8</b>
3.1. ÍNDICES DE CONTINUIDAD: FMIK Y TTIK	8
3.2. ESTADÍSTICAS DE FALLAS	9
3.2.1. PÉRDIDAS DE CONSUMO	9
3.2.2. ENERGÍA NO SUMINISTRADA	9
3.2.3. TIEMPO DE RESTABLECIMIENTO DE SERVICIO (TRS)	10
<b>CUMPLIMIENTO NORMATIVO</b>	<b>11</b>
4.1. ÍNDICES DE INDISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN	11
4.2. ÍNDICES DE INDISPONIBILIDAD DE TRANSMISIÓN	12
4.2.1. TRAMOS DE TRANSMISIÓN	12
4.2.2. EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN	13
4.2.3. EQUIPOS DE COMPENSACIÓN	14
4.3. DISPONIBILIDAD SISTEMA DE INFORMACIÓN EN TIEMPO REAL (SITR)	14
4.4. TIEMPO DE ACTUALIZACIÓN DEL SITR	15

4.5. INFORMACIÓN TÉCNICA	15
4.6. CUMPLIMIENTO SISTEMA DE MEDIDAS DE TRANSFERENCIAS ECONÓMICAS	16
<b>INDICADORES ECONÓMICOS</b>	<b>17</b>
<hr/>	
5.1. NIVELES DE CONGESTIÓN	17
5.2. COSTO MARGINAL	17
5.3. COSTO MEDIO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO	19
5.4. PROYECCIÓN DE COSTO MARGINAL PRÓXIMOS 12 MESES	20
<b>OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO</b>	<b>22</b>
<hr/>	
6.1. GENERACIÓN DE ENERGÍA	22
6.2. GENERACIÓN ERNC	23
6.3. BALANCE ERNC	23
6.4. RETIROS DE ENERGÍA	24
6.5. OPERACIÓN REAL VS PROGRAMADA	25
6.6. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES	27
6.7. MANTENIMIENTO MAYOR EJECUTADO	27
6.8. PROYECCIÓN DE ABASTECIMIENTO PRÓXIMOS 12 MESES	28
<b>MONITOREO DE LA COMPETENCIA Y CADENA DE PAGOS</b>	<b>31</b>
<hr/>	
7.1. CADENA DE PAGOS	31
7.2. ASPECTOS DE LIBRE COMPETENCIA	31
<b>AUDITORÍAS</b>	<b>32</b>
<hr/>	
8.1. AUDITORÍAS TÉCNICAS A PARÁMETROS	32
8.2. AUDITORÍAS A PROTECCIONES	33
<b>PROYECTOS</b>	<b>34</b>
<hr/>	
9.1. LICITACIONES DE TRANSMISIÓN EN PROCESO 2019	34
9.2. LICITACIÓN DE TRANSMISIÓN INICIADAS EN 2019	34
9.3. PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN	35
9.3.1. PROYECTOS DE TRANSMISIÓN	35
9.3.2. PROYECTOS DE GENERACIÓN	35

## INTRODUCCIÓN

---

De acuerdo con lo establecido en el artículo 72°-15 de la Ley N° 20.936:

*“El Coordinador deberá elaborar reportes periódicos del desempeño del sistema eléctrico, con indicadores de corto, mediano y largo plazo, tales como, costo marginal, costo de suministro, niveles de congestión del sistema de transmisión, niveles óptimos de despacho, identificación, cantidad y duración de fallas y generación renovable no convencional, entre otros.*

*La elaboración de los reportes deberá ser al menos anual, iniciando en el mes de marzo de cada año. Tendrán el carácter de públicos y deberán ser comunicados a la Comisión y a la Superintendencia en un plazo de quince días, posterior a la conclusión de dicho reporte.*

*Toda instalación sometida a la coordinación de la operación, conforme a lo señalado en el artículo 72°-1, deberá cumplir con la normativa legal y reglamentaria vigente y con los estándares de desempeño establecidos en la Normativa Técnica a que hace referencia el artículo 72°-19. Cada coordinado deberá poner a disposición del Coordinador todos los antecedentes necesarios para determinar el grado de desempeño de las instalaciones. El Coordinador deberá comunicar a la Superintendencia las instalaciones sujetas a su coordinación cuyo desempeño se encuentre fuera de los estándares establecidos en la Normativa Técnica. Asimismo, los concesionarios de servicio público de distribución deberán comunicar a la Superintendencia el desempeño de sus instalaciones conforme a los estándares establecidos en la Normativa Técnica*

*A partir de la comunicación a que hace referencia el inciso anterior, la Superintendencia, en el uso de sus facultades, determinará las medidas administrativas que corresponda. Al menos, cuatrienalmente, la Comisión deberá llevar a cabo un proceso de revisión y actualización en caso de ser esta necesaria, de los estándares de desempeño establecidos en la normativa técnica”.*

Para dar cumplimiento al artículo anteriormente señalado, el coordinador emite el siguiente Reporte con los antecedentes correspondientes al año 2019.

# SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

## 1.1. CAPACIDAD INSTALADA

La capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) a diciembre de 2019 alcanzó los 25.212,1 MW, de los cuales el 53,1% es provisto por centrales térmicas y un 27,1% por centrales hidroeléctricas, como se muestra en la Figura 1. Cabe destacar que en 2019 la capacidad instalada en base a ERNC alcanzó los 6.011,5 MW, lo que equivale al 23,8% de la capacidad instalada en el SEN, representando la tecnología eólica el 8,6% y la energía solar el 11,1%.

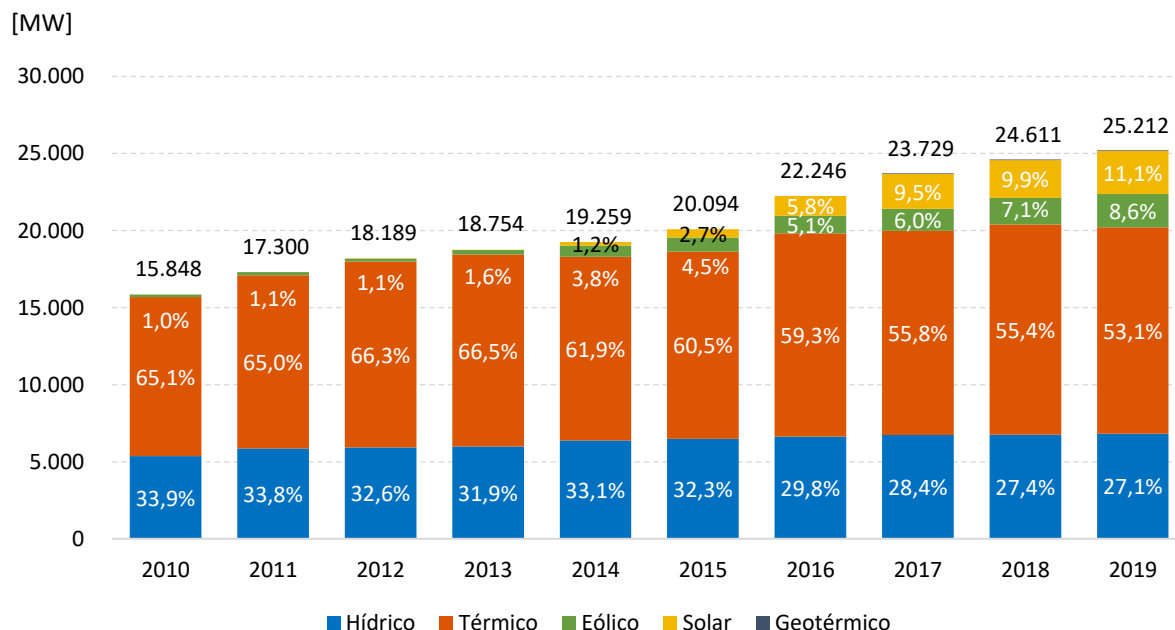


Figura 1: Evolución anual de capacidad instalada de generación SEN.

## 1.2. DEMANDA

La demanda máxima horaria durante 2019 alcanzó los 10.793,2 MW, un 1,6% mayor que la demanda máxima horaria registrada en 2018. La siguiente tabla presenta un comparativo entre 2019 y 2018 para la generación diaria máxima y las demandas horarias máxima y mínima del SEN.

Tabla 1: Comparación anual de generación Máx./Mín. horaria y Máx. diaria SEN.

	2018	2019	Variación %
Máxima Horaria [MWh/h]	10.626,1	10.793,2	1,6%
Mínima Horaria [MWh/h]	6.428,6	6.535,8	1,7%
Máxima Diaria [GWh]	230,1	231,1	0,4%

## CALIDAD DE SERVICIO

El presente capítulo contiene el comportamiento de los índices frecuencia y tensión en el sistema eléctrico nacional durante el periodo comprendido entre enero y diciembre de 2019, y la comparación con los estándares establecidos por la normativa vigente.

En lo sucesivo, el análisis del SEN considera su segmentación en 4 grandes zonas, con la siguiente cobertura regional indicada para cada una de ellas.

- |   |   |   |   |
|---|---|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Norte Grande</b></li> </ul> | Arica y Parinacota<br>Tarapacá<br>Antofagasta | <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Centro</b></li> </ul> | Valparaíso<br>Metropolitana<br>O'Higgins<br>Maule     |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Norte Chico</b></li> </ul>  | Atacama<br>Coquimbo                           | <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Sur</b></li> </ul>    | Ñuble<br>Biobío<br>Araucanía<br>Los Ríos<br>Los Lagos |

### 2.1. CONTROL DE FRECUENCIA

A continuación, se presenta el desempeño de la frecuencia durante el año 2019, según lo establecido en el Artículo 5-30 de la NTSyCS. Cabe destacar que durante el año 2019 se 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.

Tabla 2: Desempeño Mensual de Control de Frecuencia 2019.

	49,3 <= f [Hz] < 49,8	49,8 <= f [Hz] <= 50,2	50,2 < f [Hz] <= 50,7	Cumplimiento
Aporte hídrico < 60%	1,5%	97,0%	1,5%	
Aporte hídrico > 60%	0,5%	99,0%	0,5%	
Enero	0,05%	99,94%	0,01%	100,00%
Febrero	0,11%	99,89%	0,00%	100,00%
Marzo	0,09%	99,90%	0,00%	100,00%
Abril	0,32%	99,68%	0,00%	100,00%
Mayo	0,25%	99,75%	0,00%	100,00%
Junio	0,17%	99,83%	0,00%	100,00%
Julio	0,27%	99,71%	0,02%	100,00%
Agosto	0,02%	99,96%	0,02%	100,00%
Septiembre	0,05%	99,94%	0,01%	100,00%
Octubre	0,03%	99,97%	0,00%	100,00%
Noviembre	0,01%	99,98%	0,01%	100,00%
Diciembre	0,06%	99,94%	0,00%	100,00%

## 2.2. 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.

A continuación, se presenta el porcentaje de permanencia de tensión dentro de la banda permitida por la norma, desagregado según nivel de tensión de servicio (Vss).

### 2.2.1. BARRAS EN 500 KV INTERCONEXIÓN

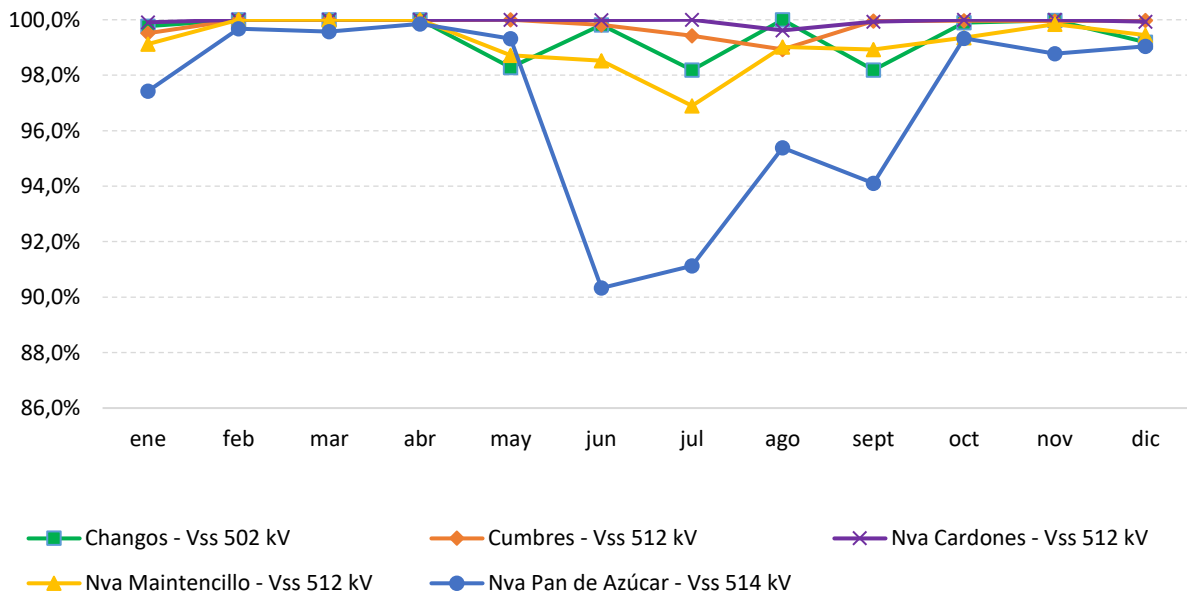


Figura 2: Desempeño anual de nivel de tensión Sistema 500 kV – Interconexión.

Desde octubre de 2019 las tensiones de servicios de la barra Changos y Nueva Pan de Azúcar cambian a 502 kV y 514 kV, respectivamente.

### 2.2.2. BARRAS EN 500 KV CENTRO

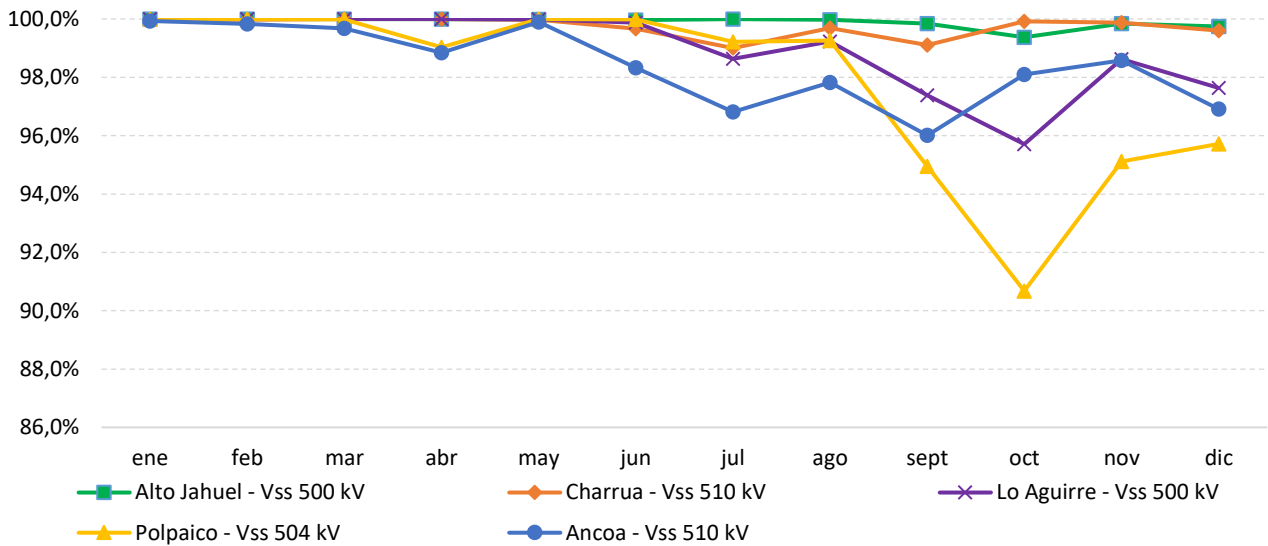


Figura 3: Desempeño anual de nivel de tensión Sistema 500 kV centro.

### 2.2.3. BARRAS EN 220 KV SEN NORTE GRANDE

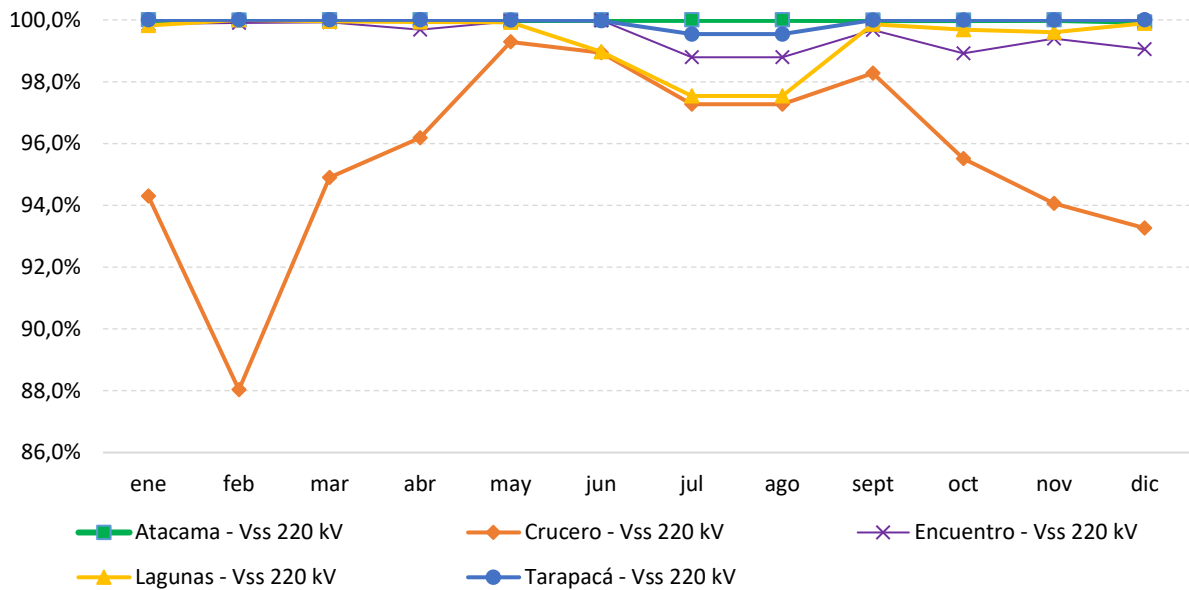


Figura 4: Desempeño anual de nivel de tensión en barras zona Norte Grande.



### 2.2.4. BARRAS EN 220 KV SEN NORTE CHICO

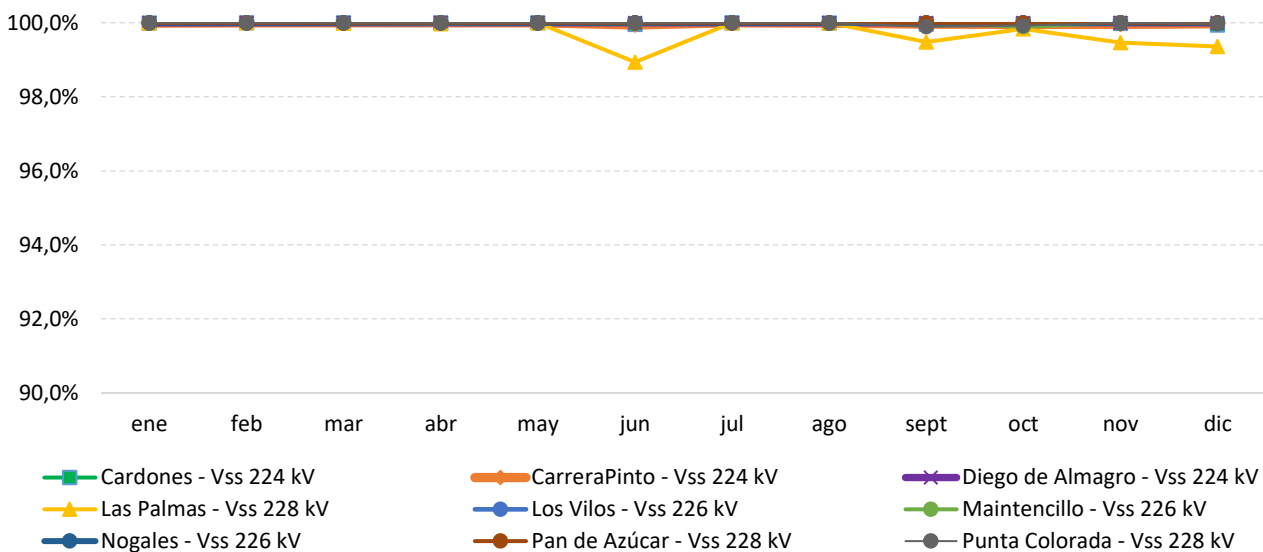


Figura 5: Desempeño anual de nivel de tensión en barras zona Norte Chico.

### 2.2.5. BARRAS EN 220 KV SEN ZONA CENTRO

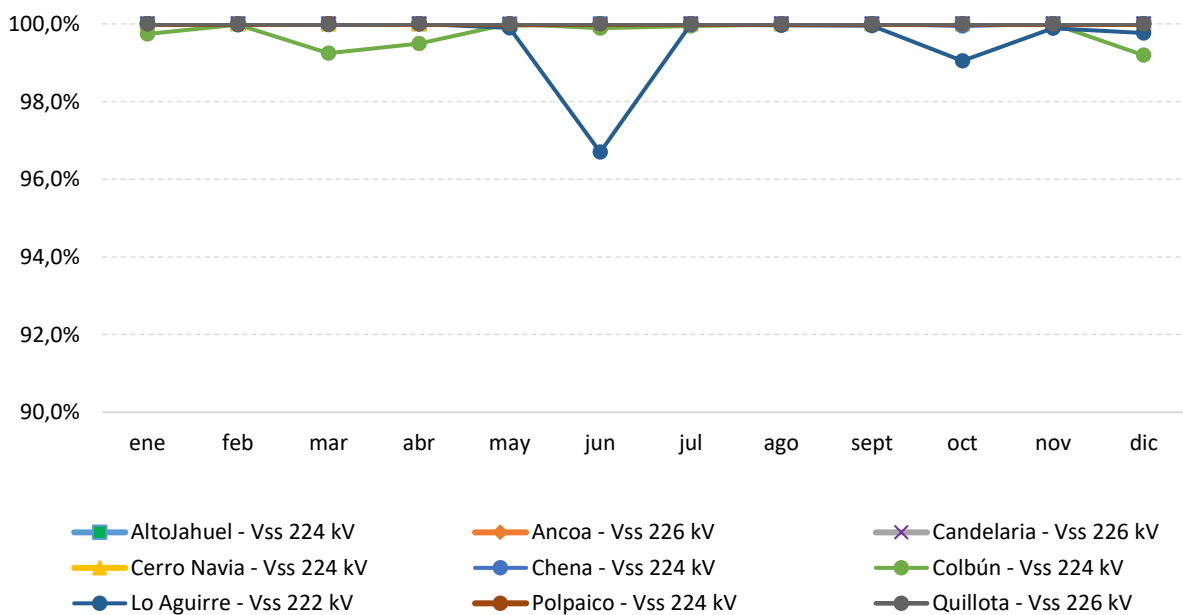


Figura 6: Desempeño anual de nivel de tensión en barras zona centro.

### 2.2.6. BARRAS EN 220 KV SEN ZONA SUR

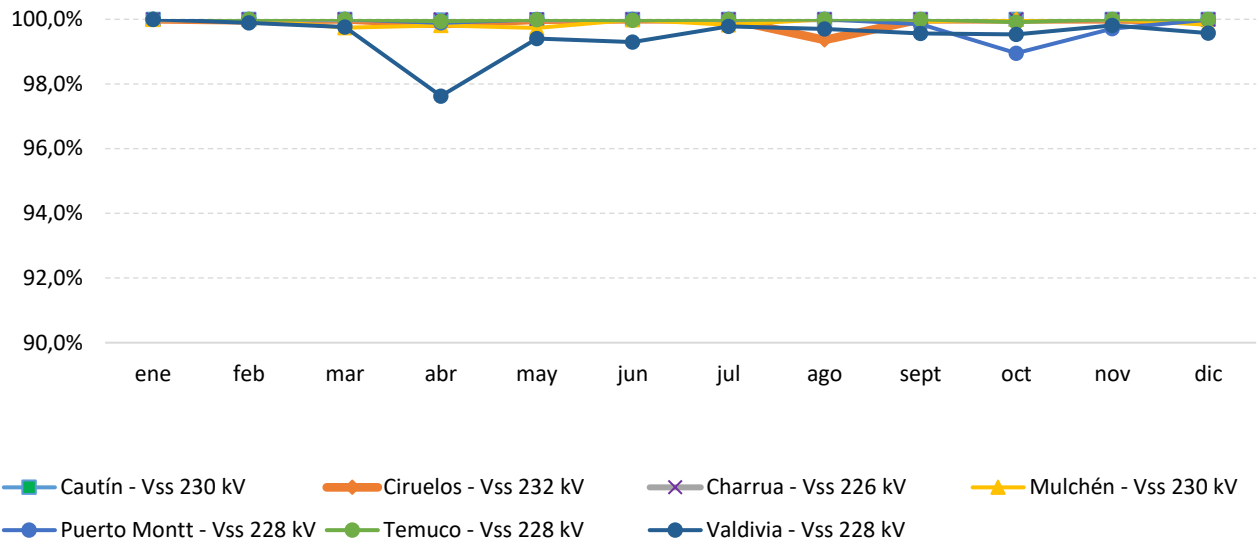


Figura 7: Desempeño anual de nivel de tensión en barras zona sur.

## SEGURIDAD

### 3.1. ÍNDICES DE CONTINUIDAD: FMIK Y TTIK

El artículo 5-62 de la NTSyCS establece que las interrupciones deberán ser medidas por los índices de continuidad FMIK y TTIK resultantes de la operación real registrada, definidos como:

$$FMIK = \sum_{i=1}^n \frac{kWfs_i}{kWtot_i}$$

$$TTIK = \sum_{i=1}^n \frac{kWfs_i Tfs_i}{kWtot_i}$$

en donde,

- n: Número de interrupciones en el período,
- kWfs<sub>i</sub>: Potencia activa interrumpida en el Punto de Control, en [kW], Corresponde a la diferencia entre la potencia activa previa al inicio de la interrupción “i” y la potencia registrada durante la interrupción “i”,
- kWtot<sub>i</sub>: Demanda del Cliente en el Punto de Control, en [kW], previa a la interrupción “i”,
- Tfs<sub>i</sub>: Tiempo de duración de cada interrupción, medido desde el inicio de la interrupción “i” hasta el instante en que el CDC autoriza la normalización del suministro.

A continuación, se presentan los índices de continuidad correspondientes a ventanas móviles de 12 meses que se indica (cumplidos a cada mes del año 2019), junto con la cantidad de interrupciones registradas en los respectivos periodos.

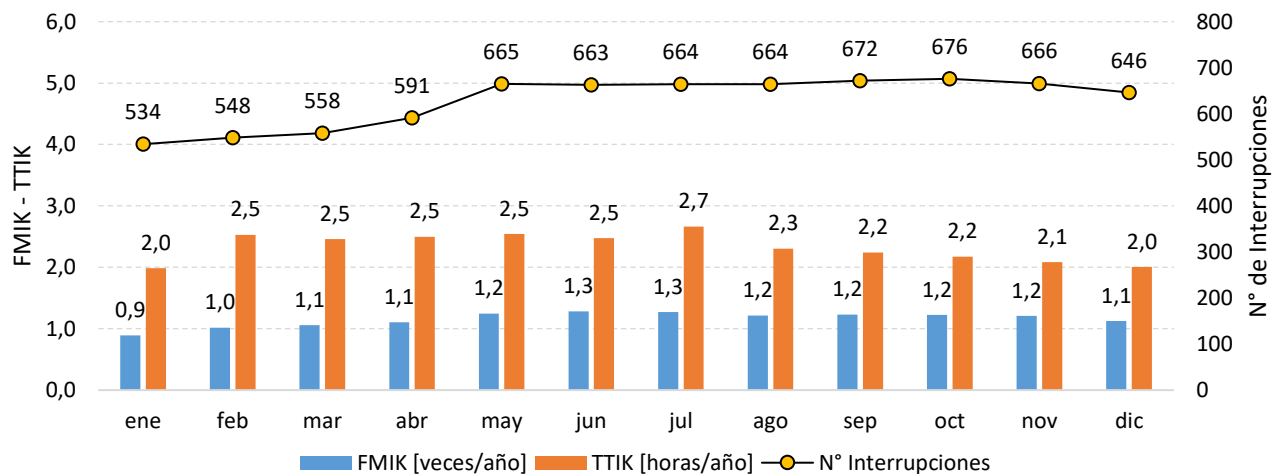


Figura 8: Índices de continuidad SEN 2019

nota: N° de Interrupciones corresponde a la cantidad de puntos de control afectados con al menos una interrupción.

### 3.2. ESTADÍSTICAS DE FALLAS

A continuación, se presenta el resumen mensual estadístico de las fallas que derivaron en la elaboración de un Estudio de Análisis de Falla (EAF) conforme la NTSyCS, y que en 2019 alcanzaron 446 EAF.

#### 3.2.1. PÉRDIDAS DE CONSUMO

La siguiente figura presenta dentro de cada barra el promedio mensual de la pérdida de consumo (en MW) ocasionado por fallas con duración mayor a 3 minutos y, sobre cada barra, la cantidad de estos eventos o fallas (EAF) del respectivo mes.

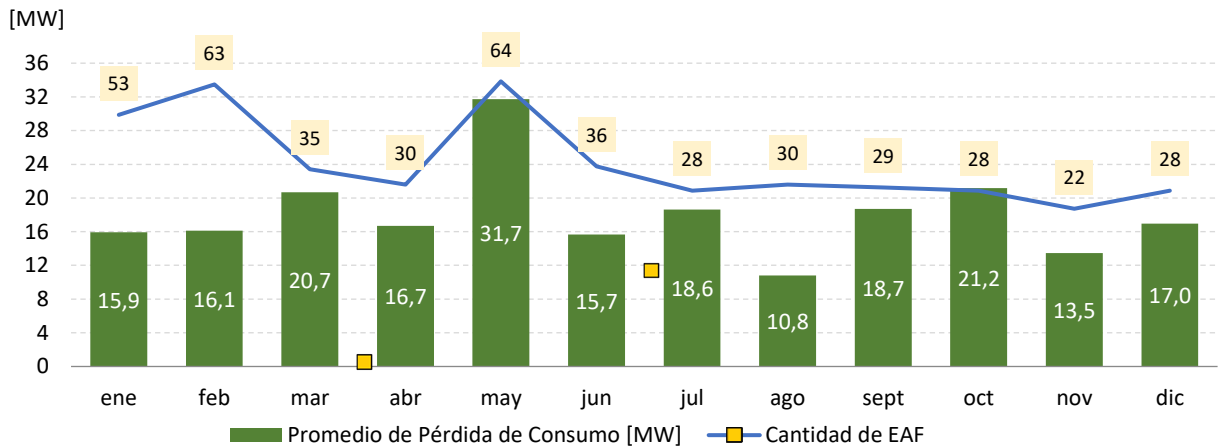


Figura 9: Promedio mensual de pérdida de consumo SEN 2019.

#### 3.2.2. ENERGÍA NO SUMINISTRADA

A continuación, se muestra la Energía no Suministrada (ENS) acumulada a partir del mes de enero de 2019, y el porcentaje respecto de las ventas acumuladas 2019 del SEN, en base a todos los EAF elaborados durante el año.

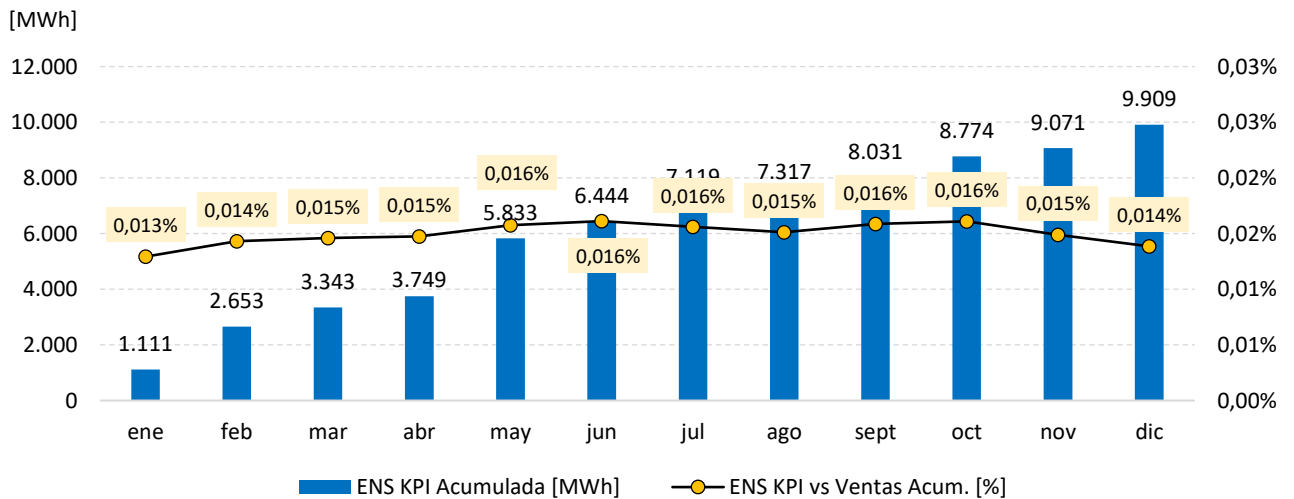


Figura 10: Energía no suministrada acumulada.

### 3.2.3. TIEMPO DE RESTABLECIMIENTO DE SERVICIO (TRS)

Para cada mes de 2019, se presenta una estadística de TRS con su valor mínimo, promedio y máximo, elaborado a partir de las fallas que involucraron la pérdida de, al menos, un consumo por sobre los 3 minutos.

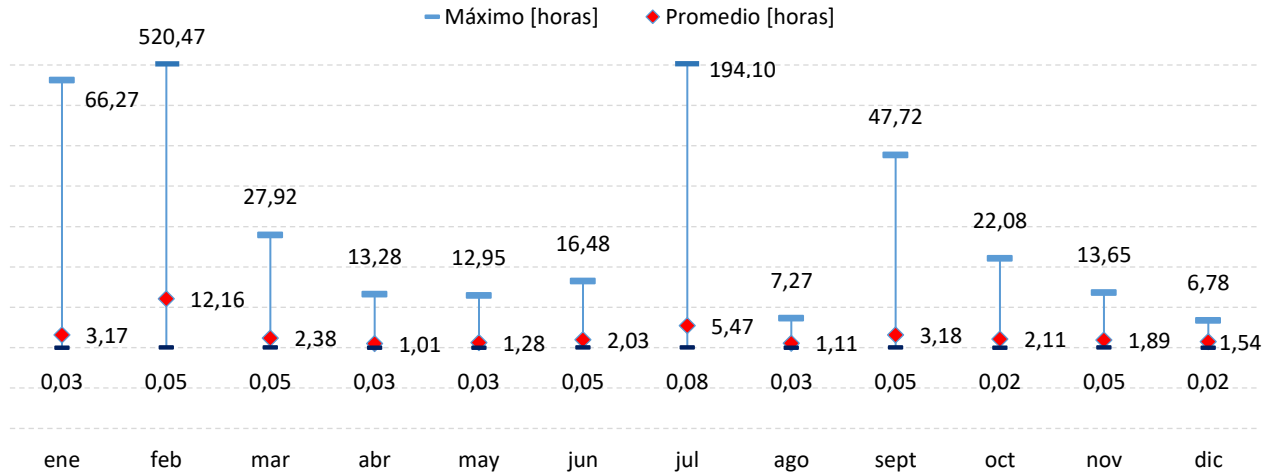


Figura 11: TRS promedio, máximo y mínimo.

Tal como se indicó anteriormente, durante 2019 el número total de Estudios de Análisis de Falla elaborados alcanzó a 446, los que dieron cuenta de un total de 1.607 TRS, a partir de los cuales se ha elaborado este gráfico.

## CUMPLIMIENTO NORMATIVO

Para efectos de cuantificar la Calidad de Suministro en instalaciones de generación y transmisión, el Coordinador efectúa el cálculo de los índices de indisponibilidad forzada y programada en unidades de generación, transformadores de poder, líneas de transmisión y equipos de compensación. La metodología de cálculo de los índices se realiza de acuerdo con lo dispuesto en el Título 5-12 de la NTSyCS.

La evaluación del cumplimiento indicado y que se expone en las siguientes gráficas, ha sido realizada sobre la base de la información estadística del período enero 2015 – diciembre 2019.

Similar al tratamiento efectuado en ocasiones anteriores para el año 2019 no se consideraron instalaciones con menos de 5 años de historia desde su puesta en servicio, ni equipos conectados a niveles de tensión inferiores a 23 kV.

De acuerdo con lo indicado en el artículo 5-53, 5-54 y 5-55 y de la NTSyCS, el cálculo de los índices de indisponibilidades de Generación-Transmisión se realiza mensualmente y sus resultados quedan a disposición de los interesados en el sitio web del Coordinador Eléctrico. El cálculo considera las instalaciones, sus propietarios y topología existentes al 31 de diciembre de 2019.

### 4.1. ÍNDICES DE INDISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN

De acuerdo con el artículo 5-54 de la NTSyCS se tiene la siguiente definición de índices para unidades o parques generadores:

- HPROg:** Límite de horas de desconexión promedio anual de generación por concepto de Indisponibilidad Programada, con una ventana móvil de 60 meses.
- HFORg:** Límite de horas de desconexión promedio anual de generación por concepto de Indisponibilidad Forzada, con una ventana móvil de 60 meses.
- FFORg:** Límite de frecuencia de desconexiones promedio anual de generación por concepto de Indisponibilidad Forzada, con una ventana móvil de 60 meses.

Sobre un universo de 540 unidades generadoras, de las cuales 422 disponen de 5 o más años de antigüedad para efectos de cálculo, se presentan a continuación las estadísticas asociadas a estos indicadores.

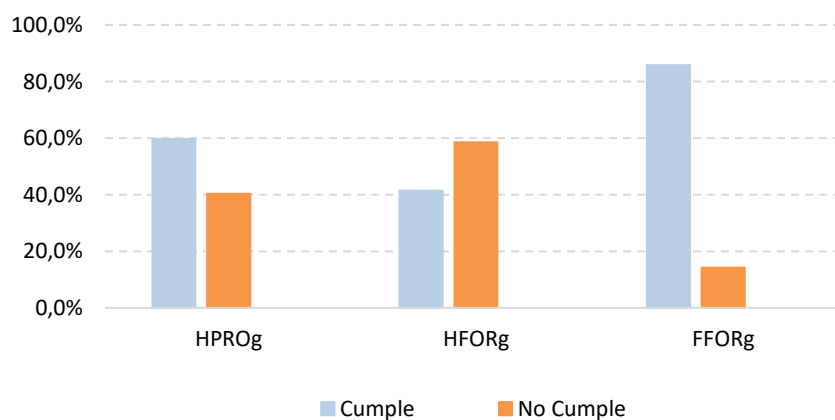


Figura 12: Cumplimiento de Índices de Generación.

## 4.2. ÍNDICES DE INDISPONIBILIDAD DE TRANSMISIÓN

En instalaciones de transmisión para circuitos de líneas de hasta 300 [km] de longitud, transformadores, equipos serie y compensación, se tienen las siguientes definiciones de acuerdo con el artículo 5-55 de la NTSyCS:

**HPROt:** Límite de horas de desconexión promedio anual de transmisión por concepto de Indisponibilidad Programada, con una ventana móvil de 60 meses. En caso de líneas, el valor corresponde por cada 100 [km] de circuito de línea.

**HFORt:** Límite de horas de desconexión promedio anual de transmisión por concepto de Indisponibilidad Forzada, con una ventana móvil de 60 meses. En caso de líneas, el valor corresponde por cada 100 [km] de circuito de línea.

**FFORt:** Límite de frecuencia de desconexiones promedio anual de transmisión por concepto de Indisponibilidad Forzada, con una ventana móvil de 60 meses. En caso de líneas, el valor corresponde por cada 100 [km] de circuito de línea.

### 4.2.1. TRAMOS DE TRANSMISIÓN

Sobre un universo de 1.565 tramos, de los cuales 1.362 disponen de 5 o más años de antigüedad para efectos de cálculo de índices, se presentan a continuación las estadísticas asociadas a estos indicadores, diferenciando por segmento de pertenencia.

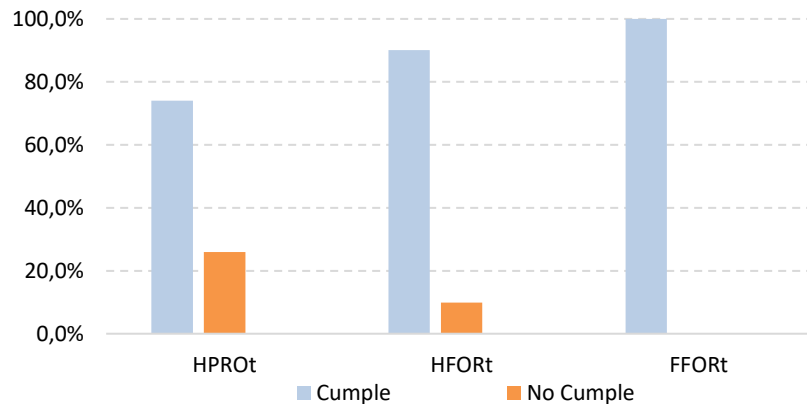


Figura 13: Cumplimiento de Índices de Transmisión – tramos Nacional

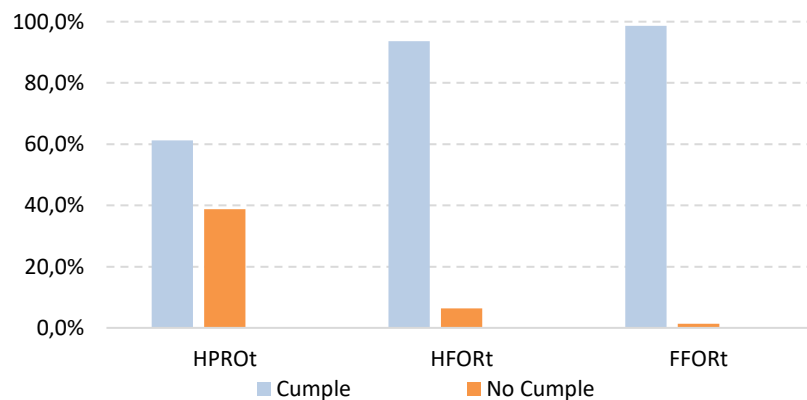


Figura 14: Cumplimiento de Índices de Transmisión – tramos Zonal

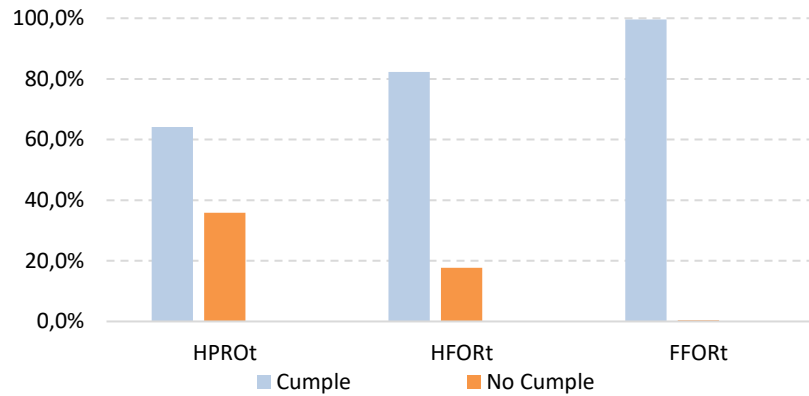


Figura 15: Cumplimiento de Índices de Transmisión – tramos Dedicado.

#### 4.2.2. EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN

Sobre un universo de 1.496 equipos de transformación catastrados en el SEN, de los cuales 1.011 disponen de 5 o más años de antigüedad para efectos de cálculo de índices, se presentan a continuación las estadísticas asociadas a estos indicadores.

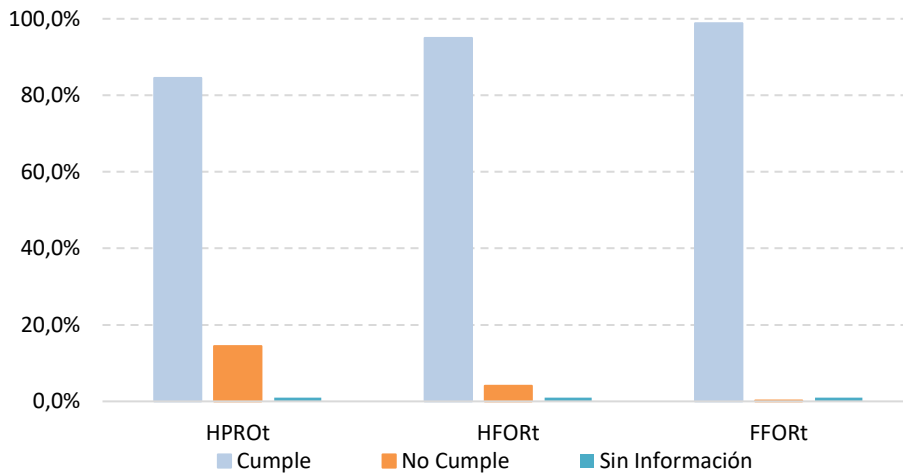


Figura 16: Cumplimiento de Índices de Transmisión – equipos de transformación



### 4.2.3. EQUIPOS DE COMPENSACIÓN

Para el caso de los equipos de compensación catastrados en el SEN, conformados por 442 equipos que incluyen bancos de condensadores, compensadores, condensadores serie y reactores, y de los cuales 416 disponen de 5 o más años de antigüedad para efectos de cálculo de índices, se tiene el siguiente gráfico:

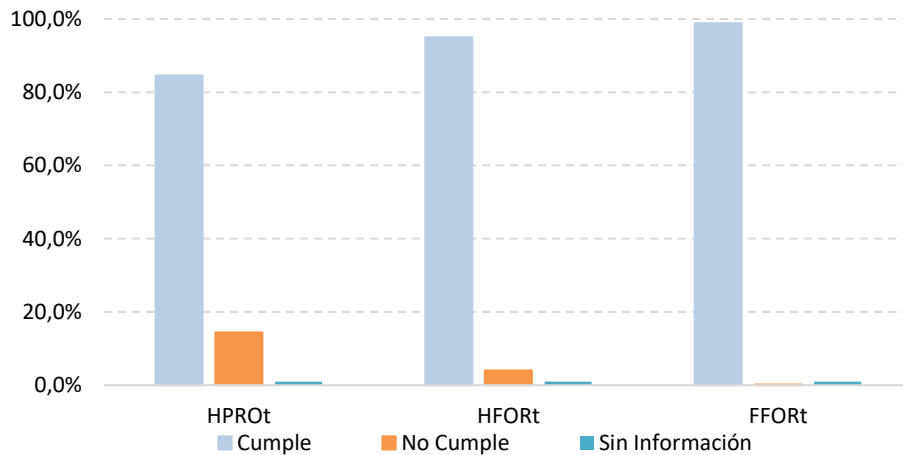


Figura 17: Cumplimiento de Índices de Transmisión – equipos de compensación

### 4.3. DISPONIBILIDAD SISTEMA DE INFORMACIÓN EN TIEMPO REAL (SITR)

El Artículo 4-12 de la NTSyCS establece que los Coordinados deben disponer del equipamiento para establecer el enlace de datos con el CDC y deberá garantizar una disponibilidad de la información, tanto en el CC como en el CDC, mayor o igual a 99,5% medida en una ventana móvil de 12 meses, incluyendo en el cómputo a los canales de comunicación de datos.

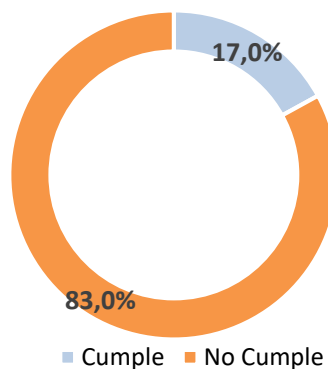


Figura 18: Cumplimiento de disponibilidad del SITR año 2019.

#### 4.4. TIEMPO DE ACTUALIZACIÓN DEL SITR

De acuerdo con lo definido en el artículo 4-16 de la NTSyCS, los tiempos de actualización de la información requerida para el SITR deberán ser menores a 5 segundos y contar con la debida sincronización horaria. Para el año 2019, se tiene el siguiente cumplimiento de las empresas Coordinadas:

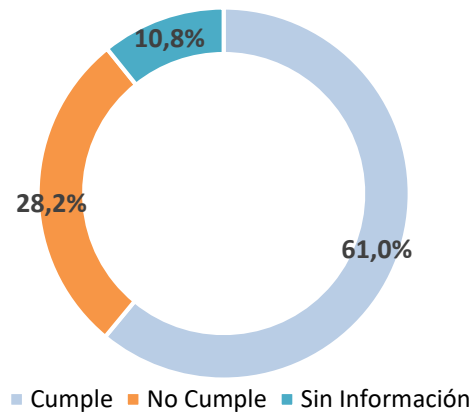


Figura 19: Cumplimiento de actualización del SITR año 2019.

#### 4.5. INFORMACIÓN TÉCNICA

De acuerdo con lo dispuesto en el Capítulo 9 de la NTSyCS, el Coordinador evalúa la entrega de la Información Técnica midiendo la cantidad de datos entregados por Coordinado como porcentaje del total de información que debe ingresar a las fichas técnicas de sus instalaciones.

El porcentaje de cumplimiento consolidado de los Coordinados (dimensión completitud de la data) para el año 2019 es del orden del 70%.

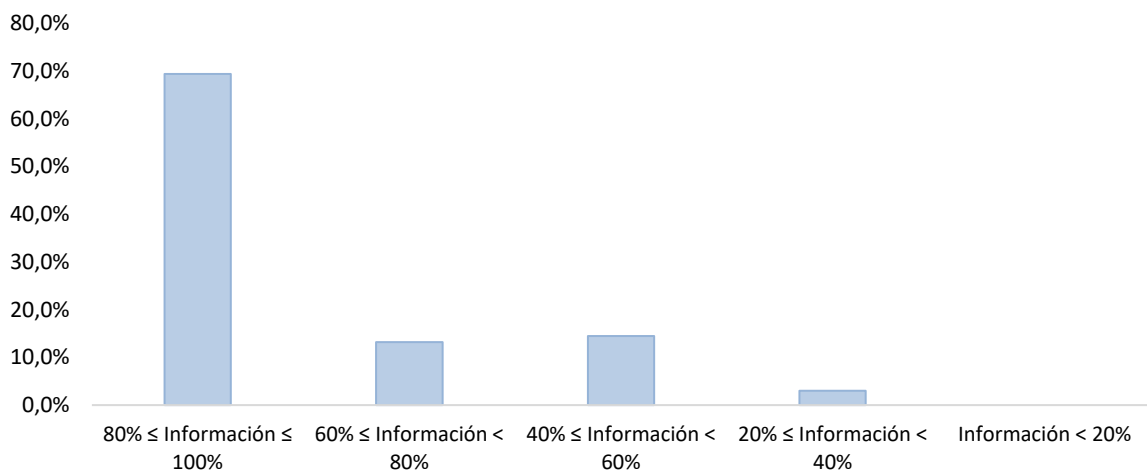


Figura 20: Cumplimiento de Coordinados – Completitud InfoTécnica

#### 4.6. CUMPLIMIENTO SISTEMA DE MEDIDAS DE TRANSFERENCIAS ECONÓMICAS

De acuerdo con lo dispuesto en los títulos 4-5 de la NTSyCS y 4-4 de la NTCO, las empresas coordinadas deben implementar los esquemas de medida de energía necesarios para los procesos del Coordinador.

Respecto a estas exigencias, a diciembre de 2018, de un universo de 3.936 puntos de medida (en base al Art. 26 del Anexo Técnico – Sistemas de Medidas para Transferencias Económicas y Art. 7-2 de la NTCO), el 6,6% se encuentra en incumplimiento.

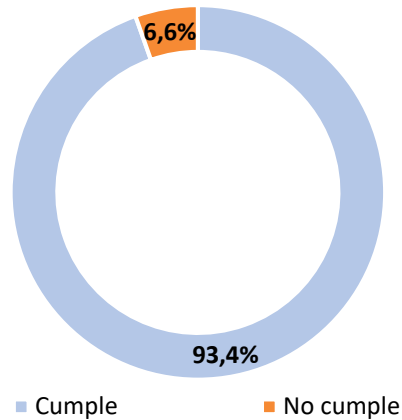


Figura 21: Cumplimiento de Coordinados – Sistema de Medidas

# INDICADORES ECONÓMICOS

## 5.1. NIVELES DE CONGESTIÓN

La siguiente figura muestra las instalaciones de transmisión con mayor cantidad de horas de congestión ocurridas durante el año 2019, junto con el número de ocasiones en las que se detectó ese evento.

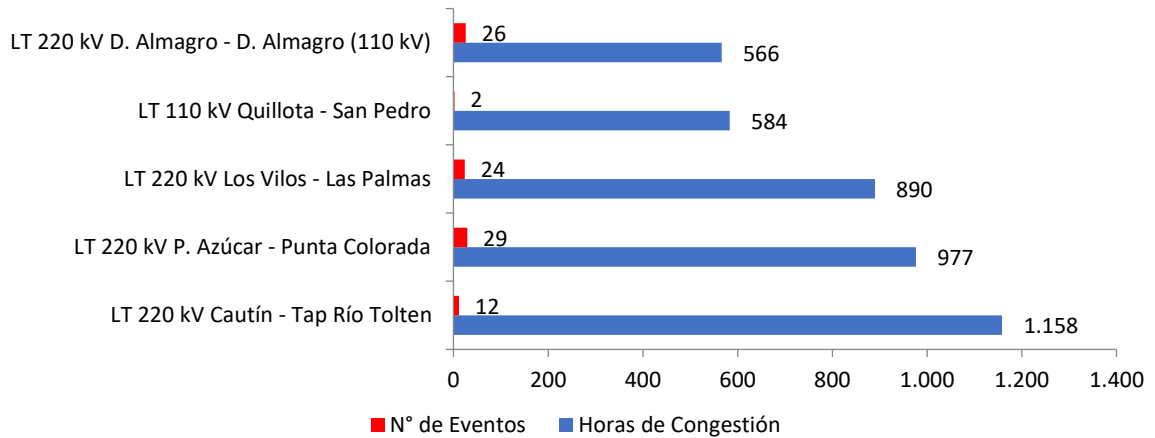


Figura 22: Instalaciones con mayor cantidad de horas de congestión durante 2019.

## 5.2. COSTO MARGINAL

A continuación, se presenta un comparativo entre el costo marginal (CMg) promedio mensual real y programado (según programa diario) de algunas barras representativas del Sistema Eléctrico Nacional.

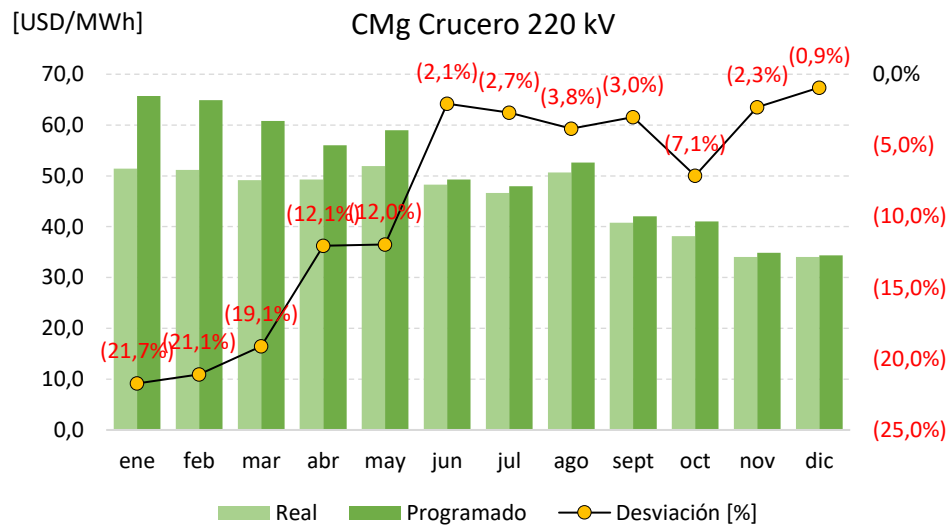


Figura 23: CMg Real vs Programado Mensual Barra Crucero 220 kV.

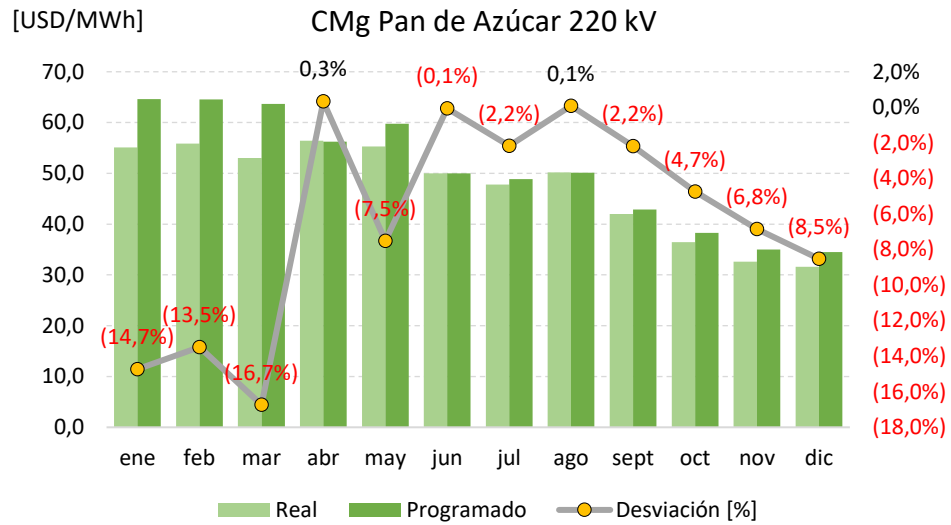


Figura 24: CMg Real vs Programado Mensual Barra Pan de Azúcar 220 kV.

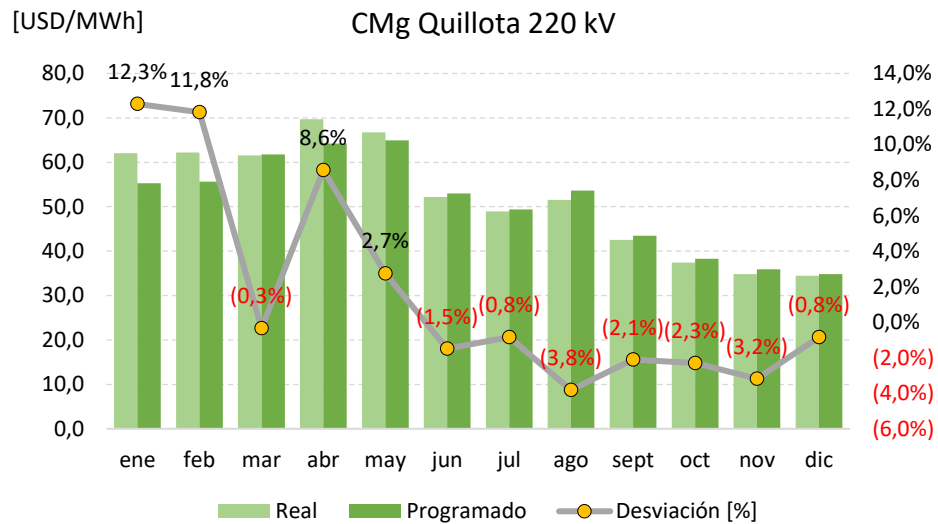


Figura 25: CMg Real vs Programado Mensual Barra Quillota 220 kV.

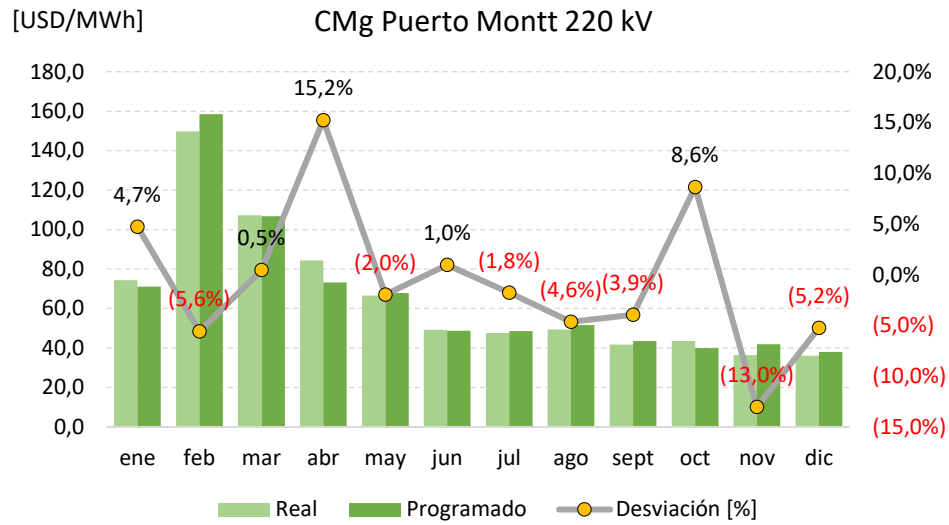


Figura 26: CMg Real vs Programado Mensual Barra Puerto Montt 220 kV.

### 5.3. COSTO MEDIO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

El costo medio de operación térmico del Sistema Eléctrico se define como:

$$\text{Costos de Operación [USD]} = \text{Generación [MWh]} * \text{Costo Variable de Operación [USD/MWh]}$$

La siguiente figura presenta el costo medio de operación para el Sistema Eléctrico Nacional durante el año 2019.

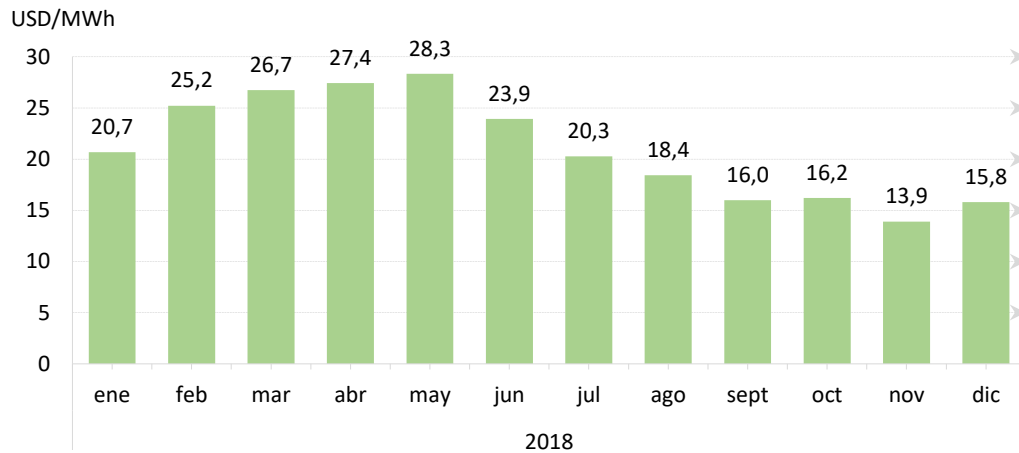


Figura 27: Costo Medio de Operación 2019.

#### 5.4. PROYECCIÓN DE COSTO MARGINAL PRÓXIMOS 12 MESES

A continuación, se presenta la proyección de costos marginales para barras representativas del Sistema Eléctrico Nacional según Programa de Operación de 12 meses elaborado a inicios de marzo de 2020.

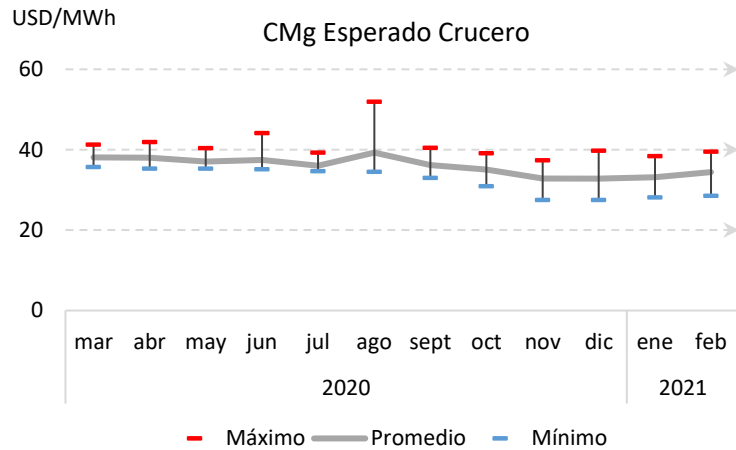


Figura 28: Costo Marginal próximos 12 meses, Crucero 220 kV

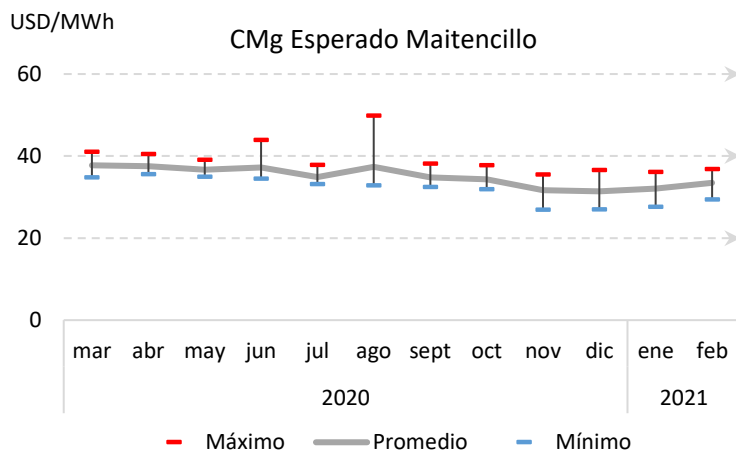


Figura 29: Costo Marginal próximos 12 meses, Maitencillo 220 kV

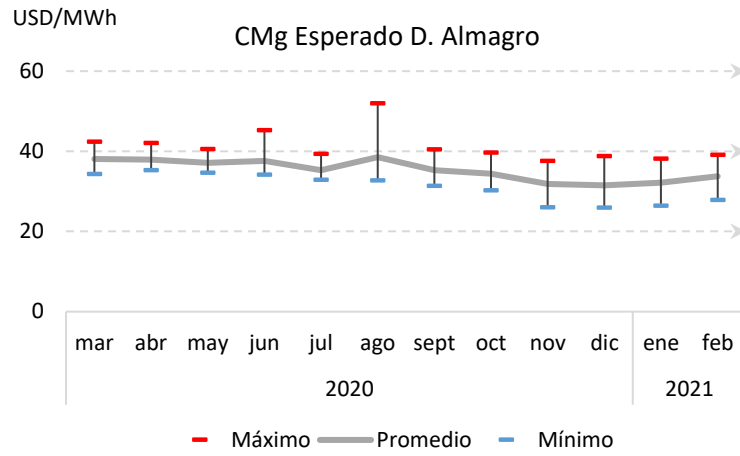


Figura 30: Costo Marginal próximos 12 meses, Diego de Almagro 220 kV

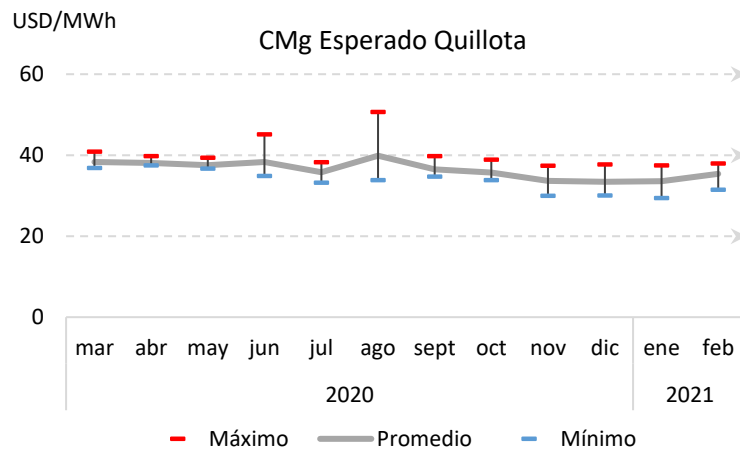


Figura 31: Costo Marginal próximos 12 meses, Quillota 220 kV



# OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

## 6.1. GENERACIÓN DE ENERGÍA

La generación de energía en el SEN durante el año 2019 alcanzó los 77.395,9 GWh, mostrando un aumento del 0,9% respecto al año anterior (76.739,5 GWh). Las siguientes figuras presentan la distribución de esos 77.395,9 GWh, por tipo de fuente y región.

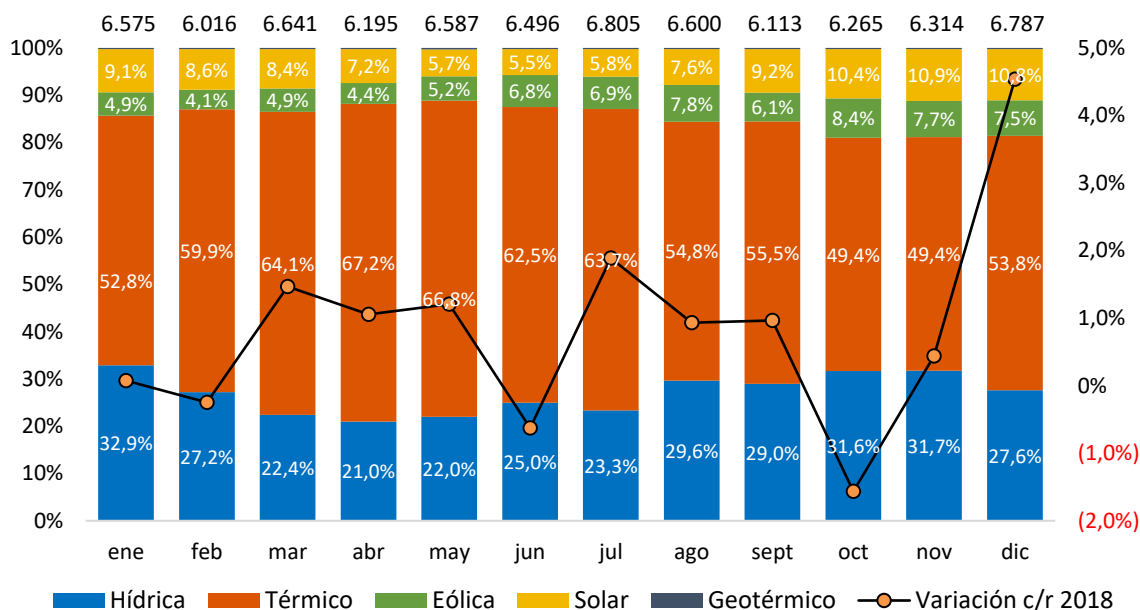


Figura 32: Generación mensual SEN 2019 desagregada por tipo de fuente.

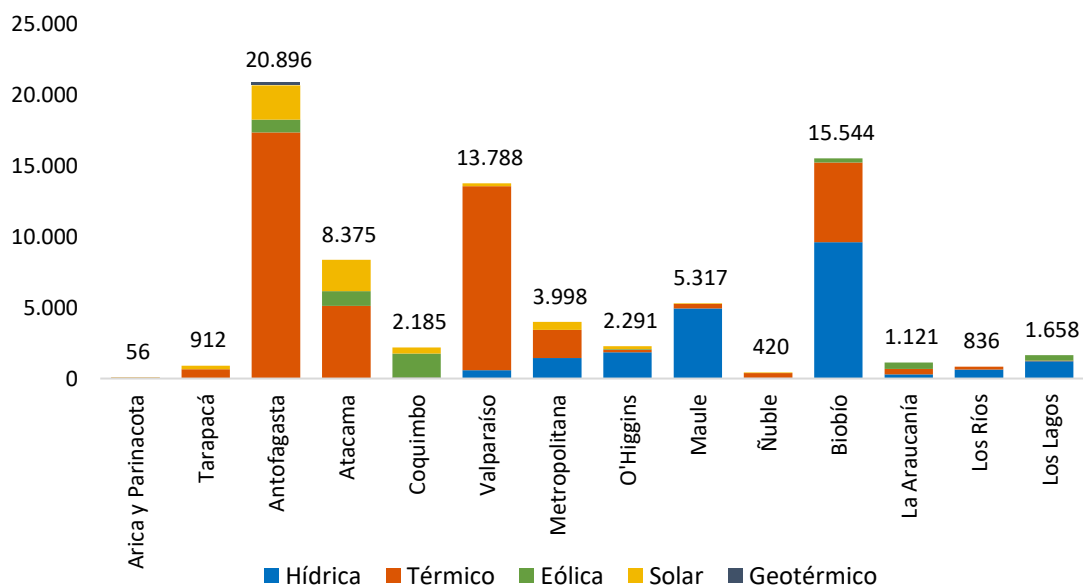


Figura 33: Generación SEN 2018 desagregada por Región y tipo de fuente.

## 6.2. GENERACIÓN ERNC

La generación de energía renovable no convencional (ERNC) en el SEN durante el 2019 alcanzó los 15.129,7 GWh, lo que representa una participación del 19,5% en la generación total, y un aumento del 7,7% respecto a 2017 (14.044,9 GWh en 2018). La mayor contribución a esta generación ERNC lo representó la tecnología solar, con 6.380,8 GWh, mientras que la generación eólica alcanzó los 4.818,1 GWh. La figura siguiente presenta el detalle mensual de generación ERNC desagregado por fuente para el año 2019.

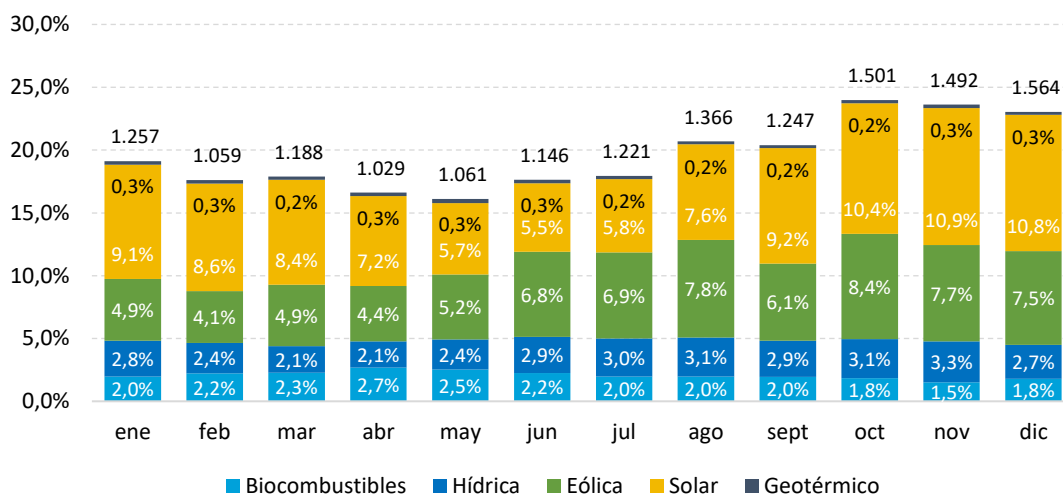


Figura 34: Generación ERNC SEN 2019 desagregada por tipo de fuente.

## 6.3. BALANCE ERNC

La siguiente figura muestra la inyección de energía mensual reconocida como ERNC por el balance preliminar correspondiente al periodo 2019 desagregada por tipo de fuente, junto con la cuota de obligación a cubrir en cada mes.

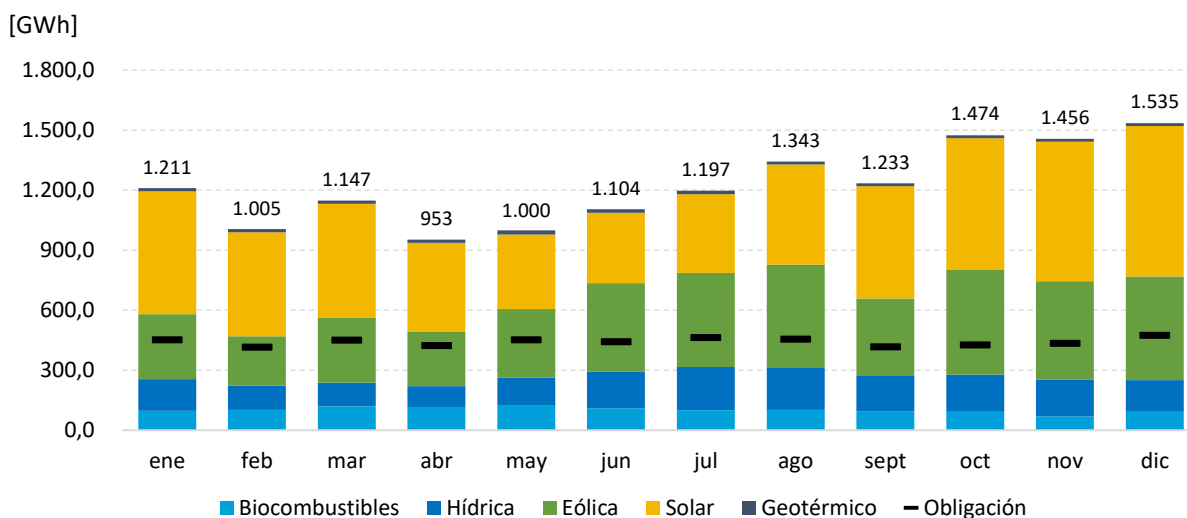


Figura 35: Generación reconocida para acreditación 2019 desagregada por tipo de fuente vs obligación a cubrir según balance ERNC 2019 (preliminar).

### 6.4. RETIROS DE ENERGÍA

Durante el año 2019, de forma preliminar, se retiraron 71.045,6 GWh de energía entre clientes regulados (40,6%) y libres (59,4%), representando un 0,8% de aumento respecto de 2018 (70.494 GWh). En las siguientes figuras se presenta el detalle mensual de estos retiros por tipo de cliente y el desagregado anual por sector industrial.

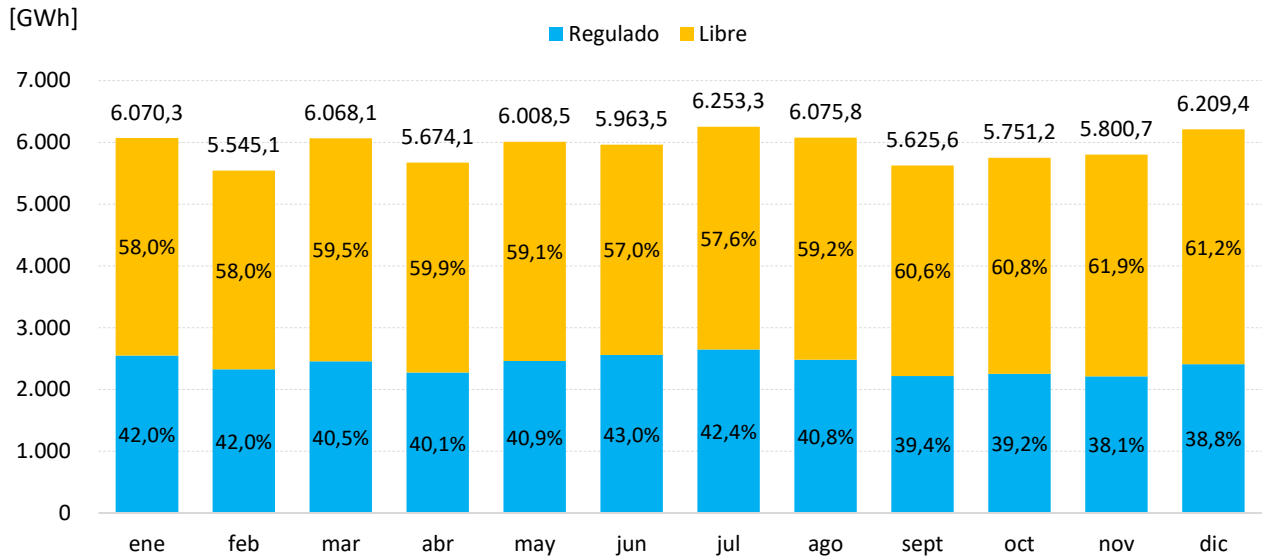


Figura 36: Retiro mensual de energía 2019 por tipo de cliente (datos preliminares).

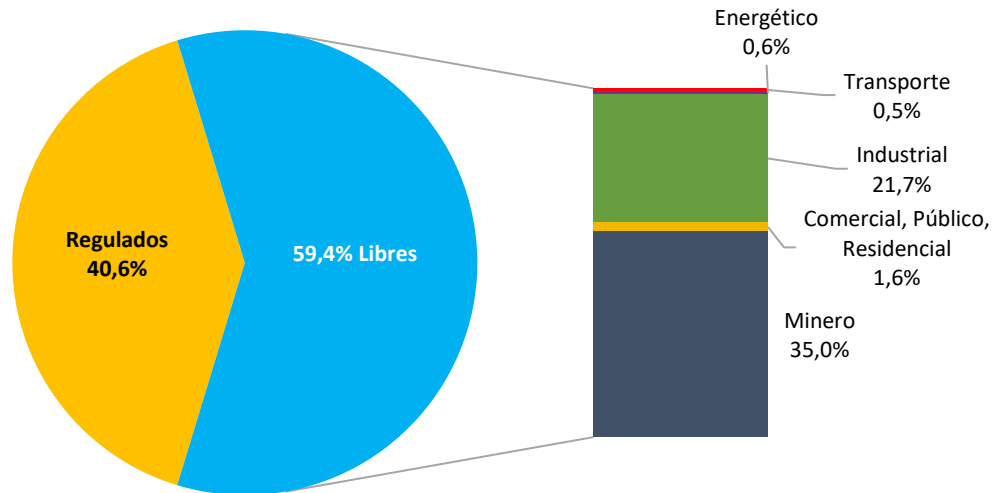


Figura 37: Retiros de energía 2019 por sector industrial.

nota: Clasificación de sector industrial según Res. Exta. CNE. N° 247-2018.

### 6.5. OPERACIÓN REAL VS PROGRAMADA

A continuación, se muestra la comparación entre la operación programada (según programa diario) y real para el año 2019, con su respectiva desviación porcentual mensual.

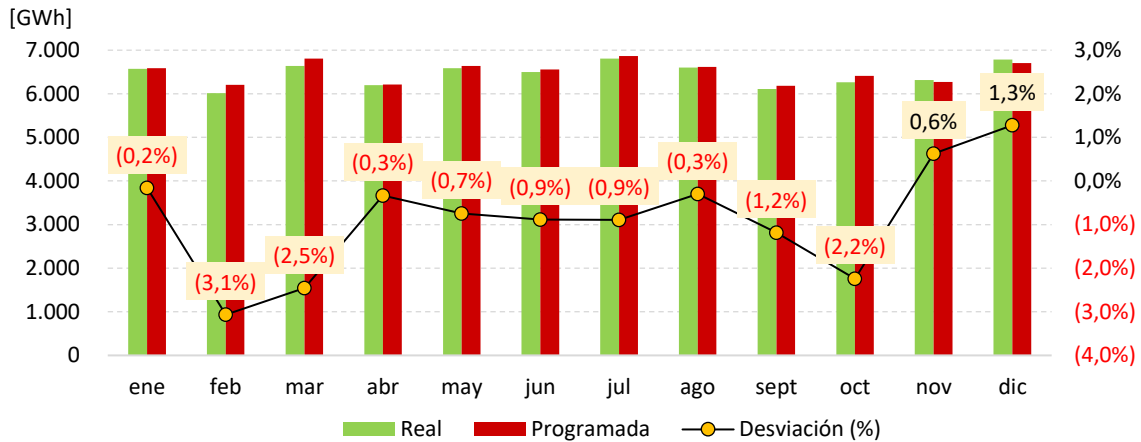


Figura 38: Operación Real vs Programada 2019.

Además, en las siguientes Figuras se presentan las comparaciones entre la operación mensual programada (según programa diario) y real, por tipo de fuente para el año 2019 con su respectiva desviación porcentual.

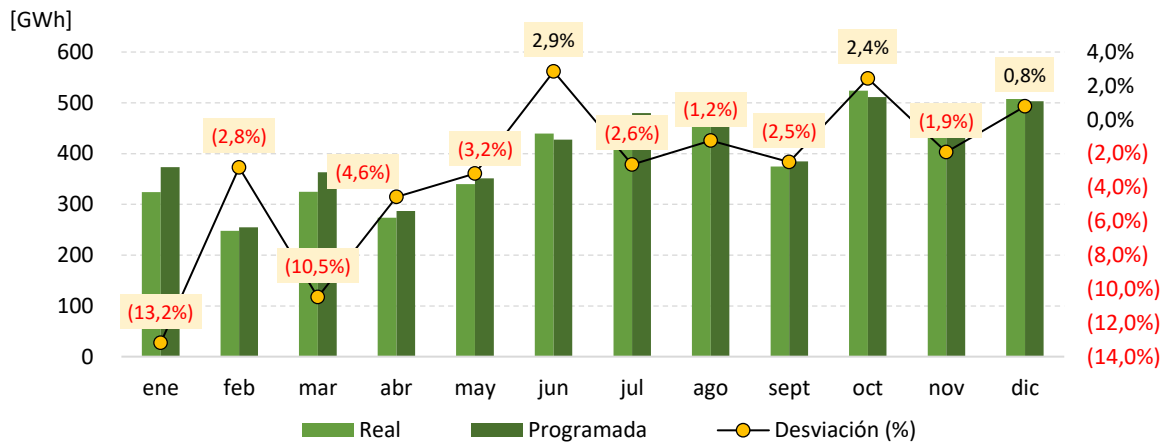


Figura 39: Operación Real vs Programada, Eólica 2019.

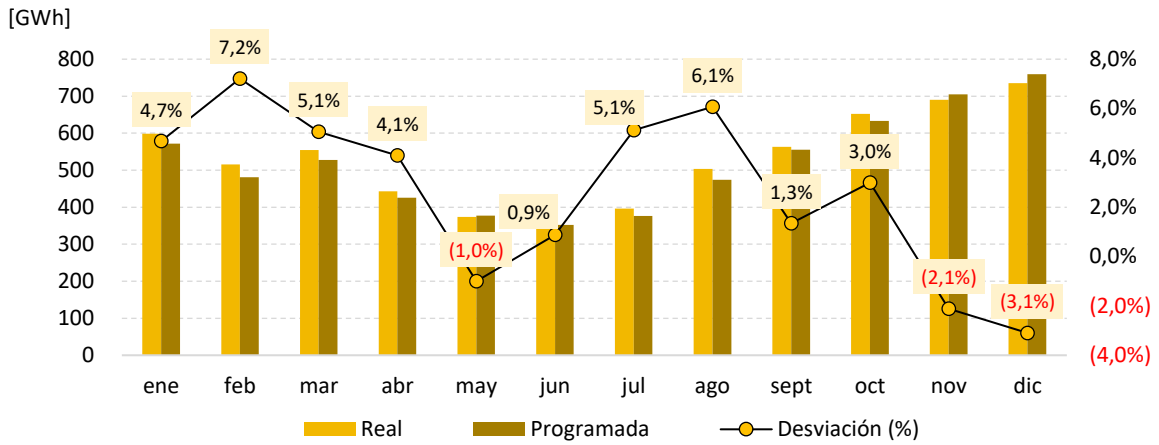


Figura 40: Operación Real vs Programada, Solar 2019.

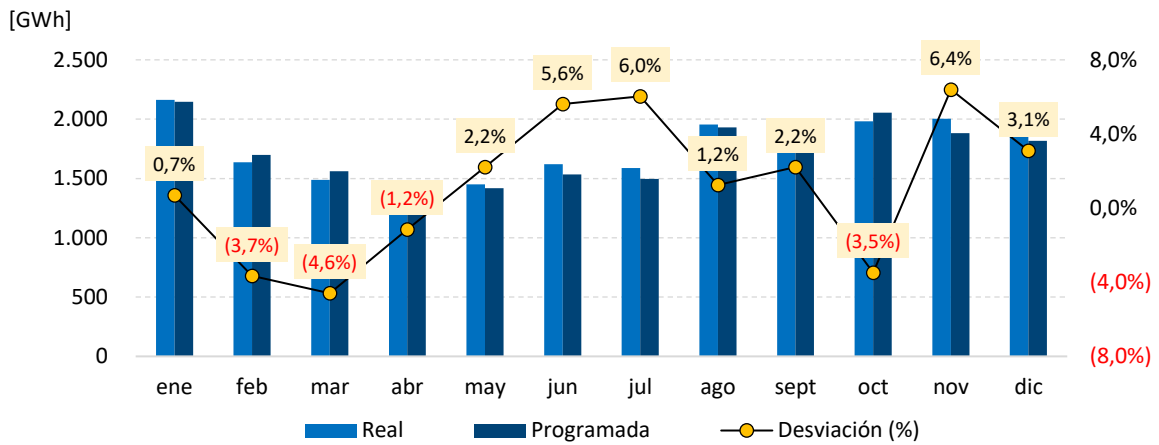


Figura 41: Operación Real vs Programada, Hídrico 2019.

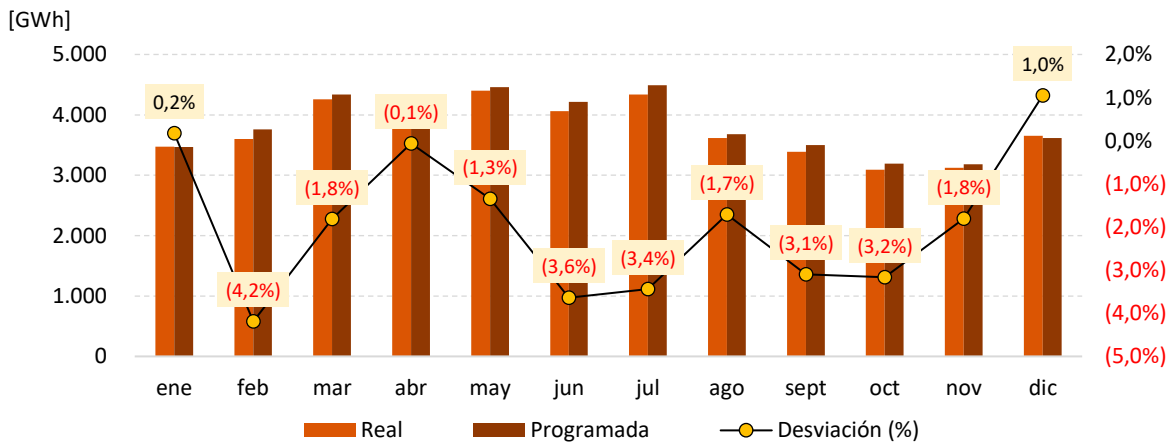


Figura 42: Operación Real vs Programada, Térmico 2019.

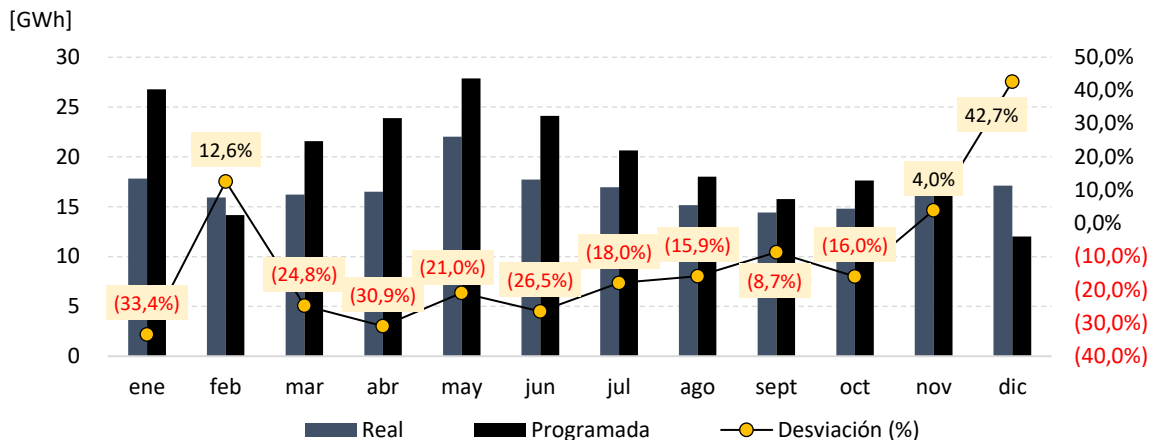


Figura 43: Operación Real vs Programada, Geotérmico 2019.

## 6.6. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

Durante el año 2019 no se registraron transferencias entre el Sistema Eléctrico Nacional y el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) a través de la línea 345 kV Central Salta – Andes.

## 6.7. MANTENIMIENTO MAYOR EJECUTADO

Conforme lo indicado en el Anexo Técnico “Programa de Mantenimiento Mayor” de la NTSyCS, se entiende por mantenimiento mayor los trabajos declarados por un periodo mayor a 24 horas continuas. La Tabla 3 presenta los principales trabajos realizados en relación con mantenimiento mayor de unidades generadoras, durante el año 2019, para instalaciones con capacidad sobre los 100,0 MW.

Tabla 3: Principales Trabajos de Mantenimiento Mayor ejecutado 2019.

Central/Unidad	Duración	Potencia [MW]	Inicio Efectivo	Término Efectivo
Tocopilla U14	77	108,6	08-abr	23-jun
Guacolda 1	15	142,9	10-jun	24-jun
Los Vientos	2	131,9	17-jun	18-jun
Santa Lidia	9	137,6	19-jun	27-jun
Confluencia	1	163,2	20-jun	20-jun
Los Pinos	4	102,8	22-jun	25-jun
Antuco U2	24	160,0	25-jun	18-jul
Andina CTA	56	177,0	29-jun	23-ago
Taltal U1	10	119,8	03-jul	12-jul
Cochrane CCH2	21	224,1	18-jul	07-ago
Antuco U1	55	160,0	23-jul	15-sept
La Higuera	5	155,0	26-jul	30-jul
Los Vientos	1	131,9	28-jul	28-jul
Nueva Renca	31	315,5	31-jul	30-ago

Central/Unidad	Duración	Potencia [MW]	Inicio Efectivo	Término Efectivo
Santa Lidia	2	137,6	31-jul	01-ago
Cochrane CCH1	20	224,1	01-ago	20-ago
Guacolda 4 U4	10	140,3	05-ago	14-ago
Quintero TG1B	22	127,3	21-ago	11-sept
Tocopilla U16	4	293,4	11-sept	14-sept
Quintero TG1A	2	123,7	12-sept	13-sept
Bocamina	13	122,2	20-sept	02-oct
Nueva Tocopilla NTO1	23	122,1	20-sept	12-oct
Chacayes	1	112,0	23-sept	23-sept
San Isidro II TG	29	244,0	23-sept	21-oct
San Isidro II TV	29	327,1	23-sept	21-oct
Guacolda 5 U5	18	138,4	24-sept	11-oct
Mejillones CTM2	42	173,8	24-sept	04-nov
Mejillones CTM3 TG	4	250,8	24-sept	27-sept
Cardones	9	154,2	07-oct	15-oct
El Toro U3	4	112,5	08-oct	11-oct
Candelaria U1	3	122,7	15-oct	17-oct
Candelaria U2	3	127,8	15-oct	17-oct
Guacolda 3	19	138,7	15-oct	02-nov
Tocopilla U16	-	303,7	15-oct	En Ejecución*
Nehuenco II	25	384,1	03-nov	27-nov
El Toro U4	4	112,5	05-nov	08-nov
Los Pinos	7	102,8	06-nov	12-nov
Bocamina II	14	322,5	11-nov	24-nov
San Isidro I TG	5	319,5	18-nov	22-nov
San Isidro I TV	5	278,0	18-nov	22-nov
El Toro U2	12	112,5	25-nov	06-dic
Nehuenco I	11	298,5	02-dic	12-dic
Tocopilla U15	19	110,3	02-dic	20-dic
Atacama TG1A	5	310,7	05-dic	09-dic

## 6.8. PROYECCIÓN DE ABASTECIMIENTO PRÓXIMOS 12 MESES

Para el período marzo 2020 – febrero 2021, la planificación de la operación prevé abastecer la demanda de energía de acuerdo con las participaciones mostradas en los siguientes gráficos, que consideran para la estimación de caudales a centrales hidroeléctricas:

- Marzo 2020: Caudales según Pronóstico de Deshielo N°7.
- Abril 2020 – febrero 2021: 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 de 2020.

Las siguientes figuras muestran el abastecimiento esperado para cada escenario:

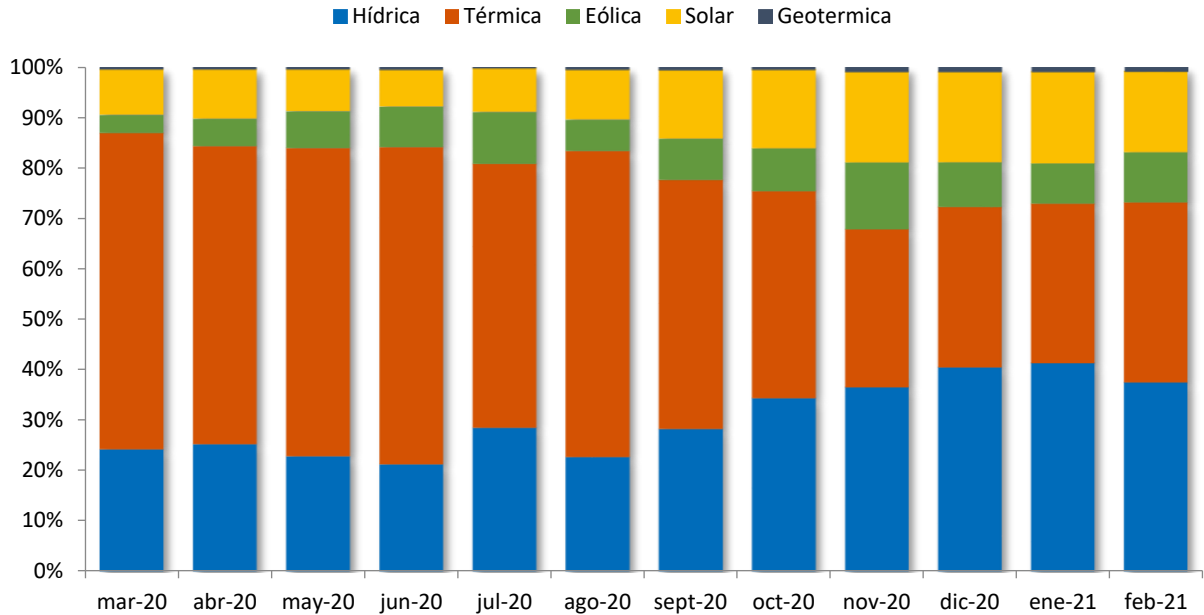


Figura 44: Abastecimiento esperado próximos 12 meses SEN, hidrología seca.

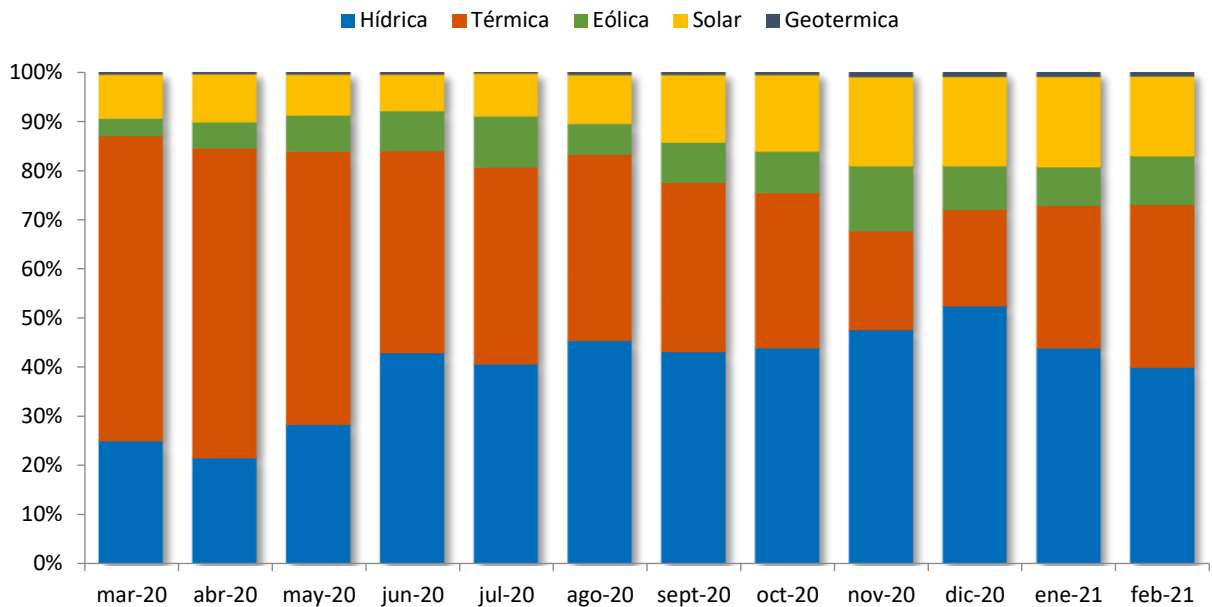


Figura 45: Abastecimiento esperado próximos 12 meses SEN, hidrología media.



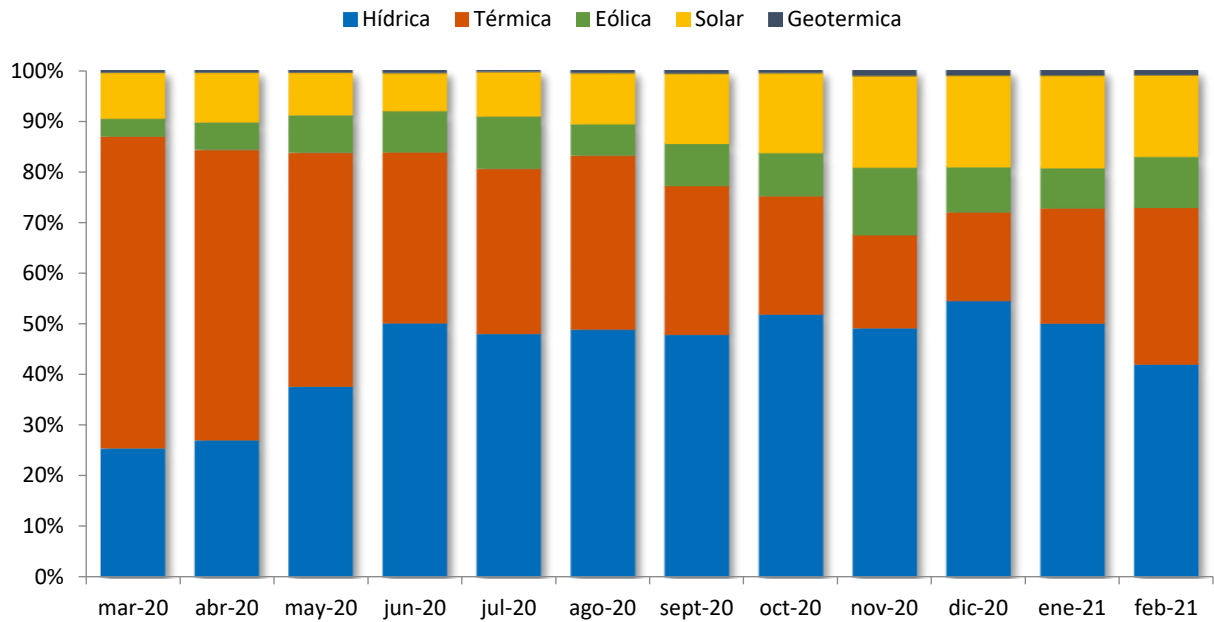


Figura 46: Abastecimiento esperado próximos 12 meses SEN, hidrología húmeda.

La Tabla 4 resume el porcentaje de participación promedio esperado, por hidrología, para la ventana de 12 meses marzo 2020 a febrero 2021.

Tabla 4: 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%

## MONITOREO DE LA COMPETENCIA Y CADENA DE PAGOS

---

### 7.1. CADENA DE PAGOS

En cuanto al monitoreo de la cadena de pagos entre empresas participantes de transferencias económicas por parte del Coordinador, durante 2019 se consolidó el uso del Sistema Portal de Pagos por parte de las empresas coordinadas. En la actualidad, por medio de este sistema, la Gerencia de Mercados publica todos los cuadros de cobros y pagos y las empresas acreedoras emiten las facturas correspondientes a cada concepto incluyendo los códigos que genera.

Durante el año 2019, se presentaron 118 casos en que las empresas Coordinadas acreedoras reportaron alguna situación de incumplimiento del plazo de pago, de acuerdo con lo dispuesto en el “Procedimiento de Cálculo y Determinación de las Transferencias Económicas de Energía”, aprobado por la Res. Exta. N° 669 del año 2017 de la CNE. Todos los casos fueron resueltos antes de tener que proceder a la suspensión por incumplimiento.

### 7.2. ASPECTOS DE LIBRE COMPETENCIA

Conforme lo establece el Reglamento de Coordinación y el “Procedimiento Interno sobre Monitoreo de la Competencia” del Coordinador, su unidad de Monitoreo de la Competencia elabora anualmente un Informe de Monitoreo de la Competencia en el Mercado Eléctrico el cual describe los mercados analizados, procurando emplear parámetros y metodologías similares, o que sean homologables entre un año y otro, para permitir observar el desempeño y la evolución de las condiciones de competencia en el mercado eléctrico”. Este Informe además de ser publicado en el sitio web del Coordinador, es enviado al Ministerio de Energía, la Comisión Nacional de Energía, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles y la Fiscalía Nacional Económica.

## AUDITORÍAS

### 8.1. AUDITORÍAS TÉCNICAS A PARÁMETROS

Durante el año 2019 se desarrolló parte o la totalidad del proceso de auditorías a parámetros técnicos de unidades generadoras, las cuales se presentan en la siguiente tabla, y cuyos antecedentes se encuentran disponibles en la página web del Coordinador.

Tabla 5: Auditorías técnicas a unidades generadoras 2019.

Auditoría	Unidades Aprobadas
Consumo Específico Neto	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pruebas Programadas 2020: 20 unidades, considera 14 unidades generadoras ya en operación (10 pendientes de 2019) y 6 unidades asociadas a proyectos en procesos de conexión (vienen de 2019)</li> <li>• Pruebas Programadas 2019: de las 44 unidades consideradas, quedaron 6 pendientes asociadas a unidades nuevas y 10 pendientes de ejecutar ensayos por fallas.</li> </ul>
Potencia Máxima	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pruebas Programadas 2020: 25 unidades, considerando 19 unidades generadoras ya en operación (3 pendientes de 2019) y 6 unidades asociadas a proyectos en procesos de conexión (pendientes de 2019).</li> <li>• Pruebas Programadas 2019: de las 25 unidades consideradas, quedaron 6 pendientes asociadas a unidades nuevas y 3 pendientes de ejecutar ensayos por fallas.</li> </ul>
Parámetros de Partida y Detención	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Al cierre de 2019, se encontraban aprobados el 50,9% (148 Centrales) de un total de 291 centrales.</li> <li>• Además, estaba en proceso de revisar/observar/aprobar informes de 106 centrales (94 Centrales publicados en el sitio web, 12 Centrales en proceso de revisión de admisibilidad).</li> <li>• Adicionalmente, 28 Centrales tenían los informes en espera de iniciar revisión, hasta que apruebe el Informe de Mínimo Técnico y 9 enviaron el respectivo Informe, los cuales fueron requeridos y reiterados.</li> </ul>
Mínimo Técnico	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Al cierre de 2019, se encontraban aprobados el 90,7% (264 Centrales) de un total de 291 centrales.</li> <li>• Además, estaba en proceso de revisar/observar/aprobar informes de 22 centrales.</li> <li>• Se licitó la realización de pruebas de Pmín a central Ventanas 2 y central Yungay Unidades 1 a la 4. Ejecutada Ventanas 2 y de Yungay 3 unidades (la cuarta falló y se repetirá prontamente).</li> </ul>

## 8.2. AUDITORÍAS A PROTECCIONES

Durante 2019 se desarrollaron auditorías preventivas y correctivas en las SS/EE Zaldívar, Cardones, Maitencillo, Colbún, Temuco, Valdivia y Puerto Montt, fundamentadas en eventos de falla por los que se han visto afectadas. El estado de esas auditorías al cierre de 2019 es el siguiente:

- S/E Maitencillo:
  - En junio se recibió plan de trabajo de Cabo Leones el que consideró actividades desde julio a diciembre de 2019. Pendiente actualización del plan de trabajo por parte de Transmisión Cabo Leones (SAESA).
  - Respecto a las acciones correctivas de primera etapa de Auditoría, está pendiente trabajos de paños de Guacolda, donde Guacolda debe reemplazar protecciones. Se pospone por retrasos en configuración Scada. Además, está pendiente de que Transelec actualice Guías de maniobras de paño J2 hacia Cardones.
- S/E Zaldívar:
  - Quedan pendientes algunas actividades que requieren calendarizar previa coordinación con Coordinado Escondida, para su puesta en servicio.
- S/E Cardones:
  - Coordinado Minera Candelaria: Normalización paño J2 en desarrollo segunda etapa programada para fines de 2019. Se ha consultado estado de avance sin recibir respuesta.
  - Coordinado InterChile: En proceso trabajo de normalización de alarmas de paños J14 y J15, cuyo término estaba programado para julio 2019, pero lo ha pospuesto para marzo 2020 sin justificar adecuadamente. A la fecha se le han requerido antecedentes adicionales y no han sido enviados.
- S/E Colbún:
  - Auditoría finalizada en abril 2019 con todas las acciones correctivas implementadas.
- SS/EE Temuco, Valdivia y Puerto Montt:
  - Informe se envió informe a la SEC el 26 de septiembre mediante carta DE05194-19 y se enviaron cartas a Coordinados Transelec, STS y CGE requiriendo acciones correctivas.
  - Transelec finalizará en febrero 2020 acorde al plan de trabajo. Por su parte STS debe finalizar en enero 2020. Finalmente, CGE que debía finalizar actividades en enero 2020, indica que las terminará entre marzo y agosto 2020.

## PROYECTOS

### 9.1. LICITACIONES DE TRANSMISIÓN EN PROCESO 2019

Durante 2019 se realizó el tercer llamado a licitación del Decreto 418/2017, las obras de ampliación del Decreto 293/2018, obras nuevas del Decreto 4/2019 y las obras condicionadas del Decreto 4/2019 y Decreto 293/2018. A continuación, se presenta un resumen con los procesos de licitación, los cuales se encuentran disponible en el sitio web del coordinador.

Tabla 6: Resultados de licitación en 2019.

Proceso	Obras	Empresas Oferentes	Obras Desiertas	Obras adjudicadas
3.º llamado - Decreto 418/2017	24	24	En proceso.	En proceso.
Decreto 293/2018	25	31	6	19
Decreto 4/2019	8	13	0	8
Decreto 4/2019 y Decreto 293/2018	19	15	9	10

### 9.2. LICITACIÓN DE TRANSMISIÓN INICIADAS EN 2019

- Decreto 198/2019:
  - o 56 obras de Ampliación Zonal y Nacional por un valor de VI Referencial de 187 millones de USD
- Decreto 231/2019:
  - o 11 obras Nuevas Zonales y Nacionales por un valor de VI Referencial de 1.269 millones de USD

### 9.3. PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN

#### 9.3.1. PROYECTOS DE TRANSMISIÓN

En la Figura 47, 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 marzo 2020 hasta finales 2022, según nivel de tensión. Cabe destacar que estos proyectos considerados poseen Resolución CNE.

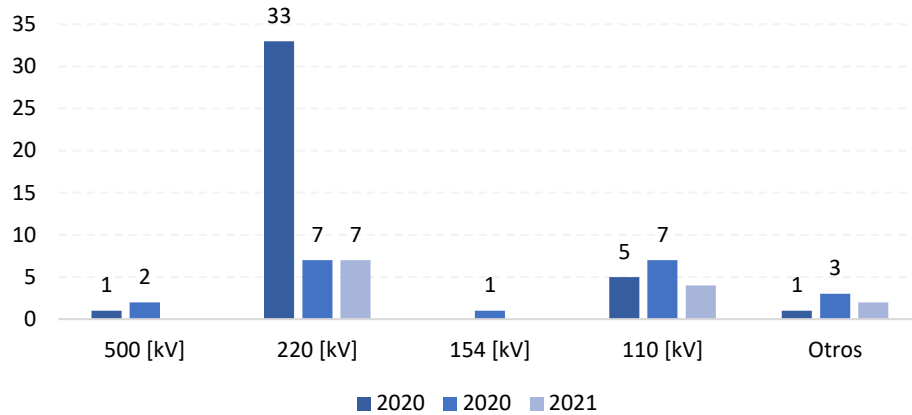


Figura 47: Proyectos de transmisión declarados en construcción.

#### 9.3.2. PROYECTOS DE GENERACIÓN

En la Figura 48 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 marzo 2020 hasta finales de 2022, desagregados por tipo de fuente. Cabe destacar que estos proyectos considerados poseen Resolución CNE.

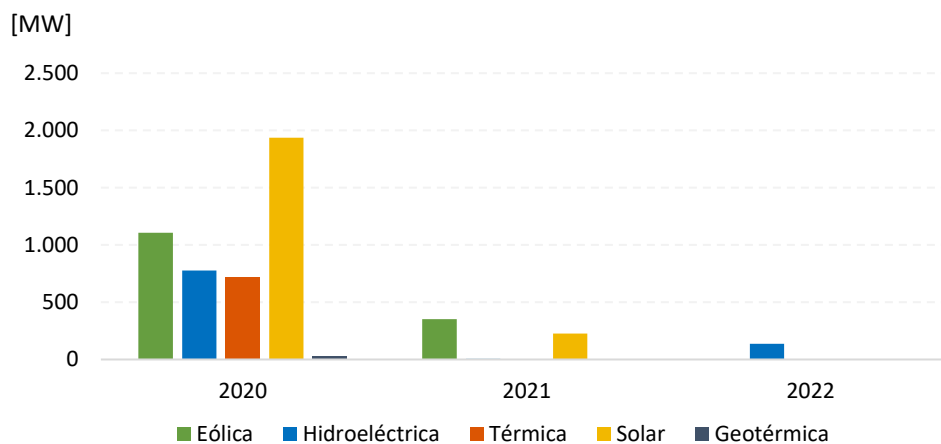


Figura 48: Proyectos de generación declarados en construcción.