

## Anexo III – Diagnóstico del Sistema de Transmisión Zonal

Octubre de 2025

GERENCIA PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO DE LA RED

[www.coordinador.cl](http://www.coordinador.cl)



## CONTROL DEL DOCUMENTO

### APROBACIÓN

Versión	Aprobado por
Definitiva	Deninson Fuentes Del Campo – Subgerente de Planificación

### REVISORES

Nombre	Cargo
Roger Mellado Z.	Jefe de Departamento de Planificación Eléctrica

### AUTORES

Nombre	Cargo
José Araneda V.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Nicolás Cáceres G.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Miguel Flores R.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Cesar Guerrero S.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Manfredo Tombolini J.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Felipe Ruiz V.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Mauricio González M.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Gabriel González I.	Ingeniero de Planificación Eléctrica

### DISTRIBUCIÓN

Copia	Destinatario
Definitivo	Publicado en el sitio web del Coordinador Eléctrico Nacional

<b>1 DETALLE ANÁLISIS ZONALES.....</b>	<b>5</b>
<b>1.1 DIAGNÓSTICO ZONA ARICA – DIEGO DE ALMAGRO .....</b>	<b>5</b>
1.1.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA.....	5
1.1.2 ANTECEDENTES PARA EL ANÁLISIS ZONAL.....	9
1.1.3 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/MT .....	11
1.1.4 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/AT .....	13
1.1.5 DIAGNÓSTICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN .....	14
<b>1.2 DIAGNÓSTICO ZONA DIEGO DE ALMAGRO - QUILOTA.....</b>	<b>16</b>
1.2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA.....	16
1.2.2 ANTECEDENTES PARA EL ANÁLISIS ZONAL.....	21
1.2.3 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/MT.....	23
1.2.4 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/AT .....	25
1.2.5 DIAGNÓSTICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN .....	26
<b>1.3 DIAGNÓSTICO ZONA REGIÓN DE VALPARAÍSO.....</b>	<b>28</b>
1.3.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA .....	28
1.3.2 ANTECEDENTES PARA EL ANÁLISIS ZONAL .....	32
1.3.3 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/MT .....	36
1.3.4 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/AT .....	38
1.3.5 DIAGNÓSTICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN .....	38
<b>1.4 DIAGNÓSTICO ZONA REGIÓN METROPOLITANA .....</b>	<b>40</b>
1.4.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA .....	40
1.4.2 ANTECEDENTES PARA EL ANÁLISIS ZONAL .....	44
1.4.3 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/MT .....	48
1.4.4 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/AT .....	51
1.4.5 DIAGNÓSTICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN .....	52
1.4.6 SENSIBILIDAD SIN CENTRAL NUEVA RENCA.....	54
1.4.7 SENSIBILIDAD INCORPORACIÓN DE DATACENTER CON APORTE DE CENTRAL NUEVA RENCA .....	57
1.4.8 SENSIBILIDAD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN .....	61
<b>1.5 DIAGNÓSTICO ZONA ALTO JAHUEL – CHARRÚA.....</b>	<b>64</b>
1.5.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA .....	64
1.5.2 ANTECEDENTES PARA EL ANÁLISIS ZONAL .....	69
1.5.3 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/MT .....	74
1.5.4 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/AT .....	76
1.5.5 DIAGNÓSTICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN .....	78
<b>1.6 DIAGNÓSTICO ZONA CHARRÚA – CHILOÉ.....</b>	<b>81</b>

1.6.1	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA .....	81
1.6.2	ANTECEDENTES PARA EL ANÁLISIS ZONAL .....	87
1.6.3	DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/MT .....	91
1.6.4	DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/AT .....	93
1.6.5	DIAGNÓSTICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN .....	94

## **1 DETALLE ANÁLISIS ZONALES**

---

### **1.1 DIAGNÓSTICO ZONA ARICA – DIEGO DE ALMAGRO**

#### **1.1.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA**

La zona de estudio abarca una superficie de aproximadamente 185.148 km<sup>2</sup>. De acuerdo con el Censo 2024, la población total aproximada de la zona es cercana a los 1.249.791 habitantes, lo que corresponde al 6,8% de la población total del país.

El sistema se ubica en el extremo norte del país y cubre una extensión de unos 980 km lineales, específicamente, comprende las instalaciones ubicadas en las siguientes regiones:

- Región de Arica y Parinacota.
- Región de Tarapacá.
- Región de Antofagasta.

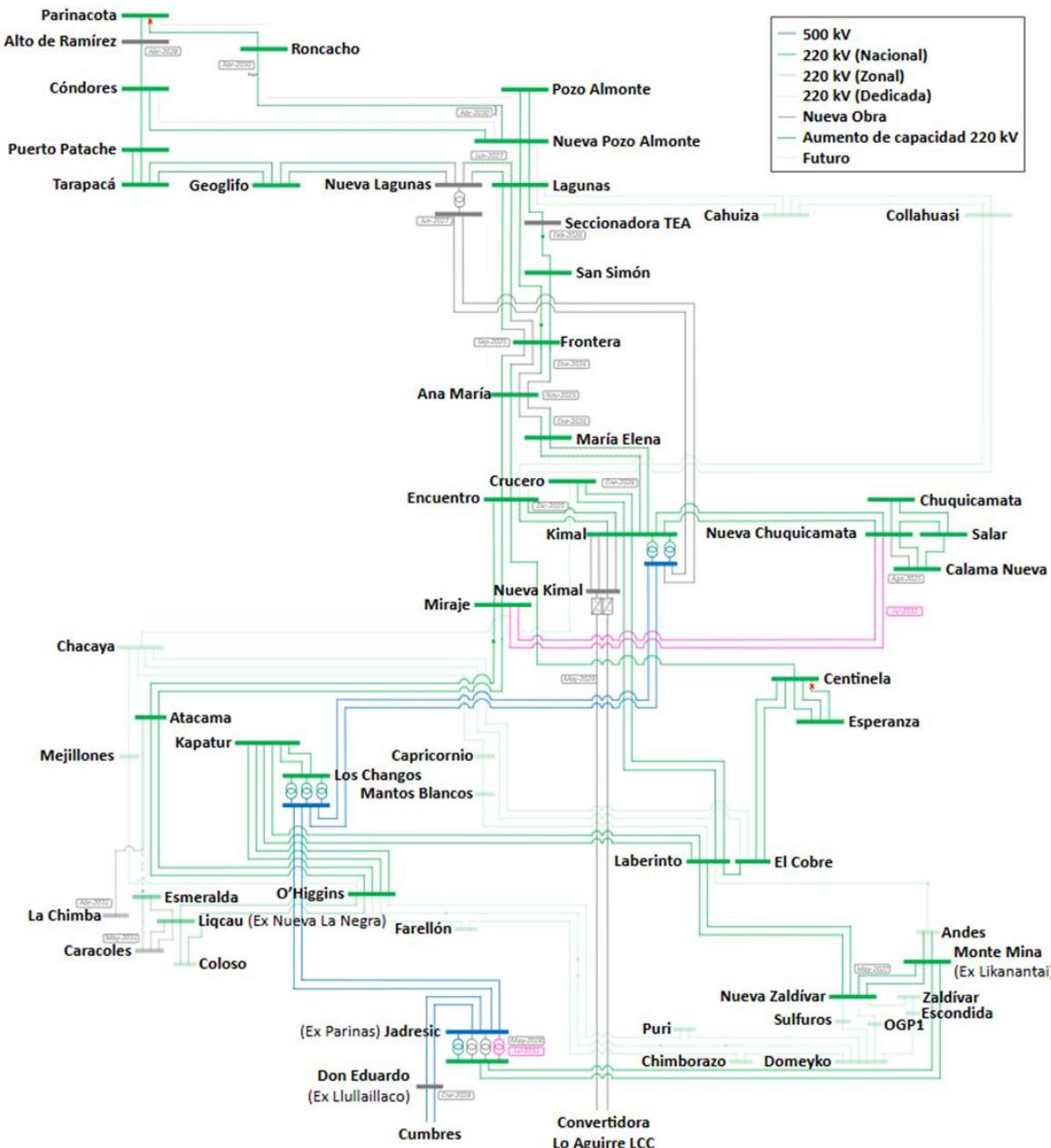
La Figura 1-1 muestra la ubicación de las instalaciones estudiadas en la zona de Arica – Diego de Almagro.

Las principales instalaciones de transmisión nacional circunscritas en esta zona se presentan en la Figura 1-2, donde se muestra una representación que da cuenta de las instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional que actualmente se encuentran en operación y aquellas que se encuentran en construcción. En términos generales, se puede indicar que estas instalaciones suman aproximadamente 2.500 km de extensión, las que presentan niveles de tensión de 500 y 220 kV.

En lo que respecta al sistema zonal inmerso en el área de análisis, éste está compuesto por un total de 46 líneas de transmisión zonales, cuya extensión alcanza cerca de 763 km con niveles de tensión de 220 kV, 110 kV y 66 kV, siendo predominantes las líneas de 110 kV con una longitud aproximada de 486 km. Por otro lado, el sistema zonal en general opera de forma radial y se abastece principalmente a través del sistema de 220 kV.



Figura 1-1. Mapa geográfico de la zona de estudio, zona Arica – Diego de Almagro.



**Figura 1-2. Sistema de Transmisión Nacional de la zona de estudio, Zona Arica – Diego de Almagro.**

La Figura 1-3 presenta la clasificación de las líneas de Transmisión en la zona de estudio, divididas por tensión, donde se aprecia la alta proporción de líneas de 220 kV y 110 kV.

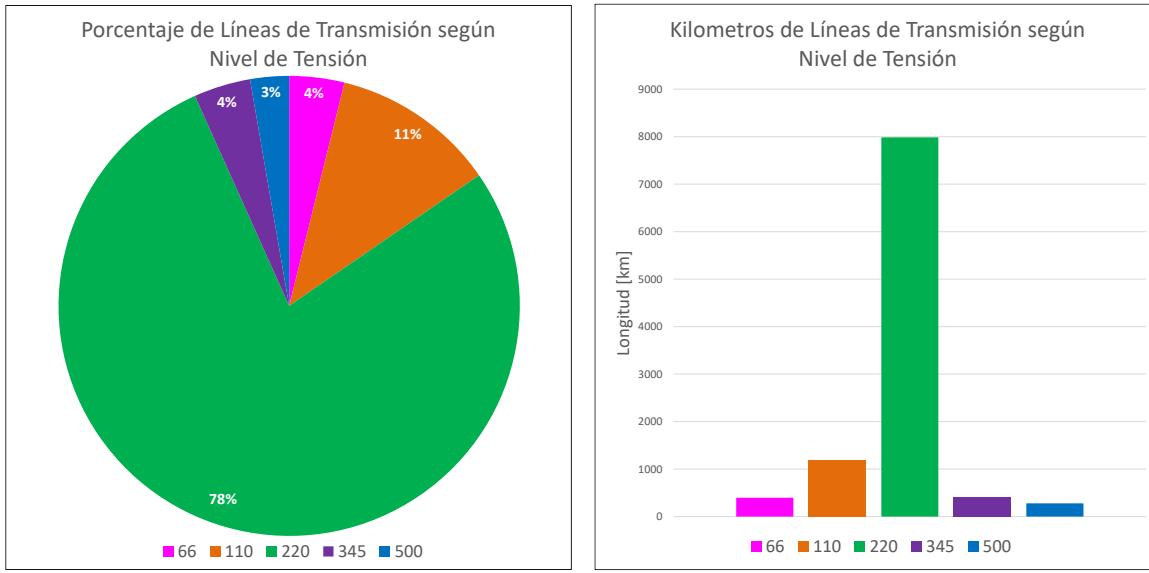


Figura 1-3. Clasificación de líneas de transmisión según nivel de tensión y kilómetros de línea, zona Arica – Diego de Almagro.

En la Figura 1-4, se presenta la cantidad de transformadores existentes, según la relación de transformación en sus devanados de alta tensión y; adicionalmente, la capacidad en MVA de los transformadores en la zona estudiada.

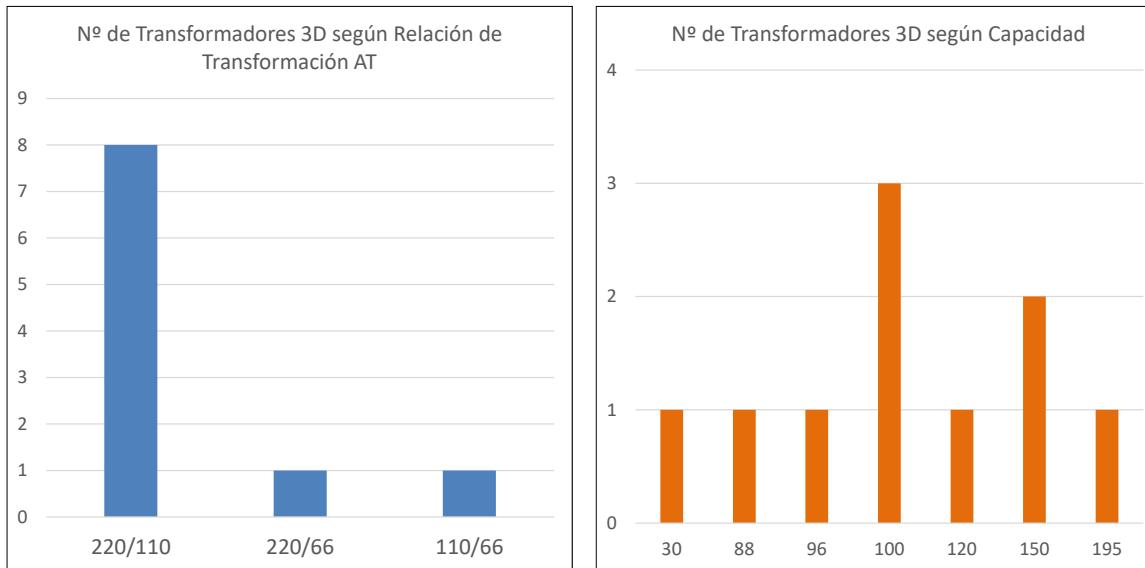


Figura 1-4. Cantidad de transformadores de tres devanados por razón de transformación y según su capacidad de transformación, zona Arica – Diego de Almagro.

Respecto a la demanda abastecida mediante instalaciones de transmisión zonal, en la Figura 1-5 se presenta los escenarios de demanda máximas coincidentes para la zona en análisis, lo cual permite contar con un índice global de la demanda que se abastece por escenario.

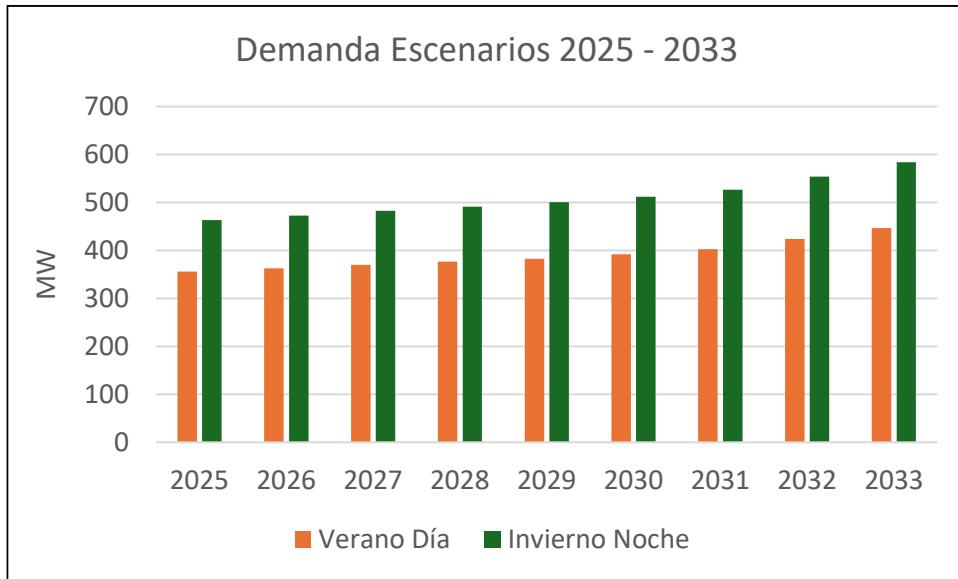


Figura 1-5. Escenarios con demanda máxima coincidentes de la zona Arica – Diego de Almagro 2025 - 2033.

### 1.1.2 ANTECEDENTES PARA EL ANÁLISIS ZONAL

Los análisis de las instalaciones de transmisión zonal se realizan teniendo en consideración la temperatura ambiente según las distintas zonas geográficas. Al analizar las temperaturas de la zona Arica – Diego de Almagro, se identifica 6 zonas que presentan comportamientos de temperatura distintos. Estas zonas presentan una conducta bastante similar en los períodos de invierno; no obstante, en los períodos de verano se aprecia una diferencia importante entre las zonas de la costa y las del interior. La temperatura ambiente empleada para los períodos de análisis de las instalaciones zonales se presenta en la Tabla 1.1.

Tabla 1.1. Cuadro de temperaturas, zona Arica – Diego de Almagro.

Zona	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Antofagasta	35 °C	25 °C	35 °C	20 °C
Arica	35 °C	30 °C	25 °C	20 °C
Iquique	35 °C	25 °C	30 °C	15 °C
Tocopilla	35 °C	25 °C	35 °C	20 °C
Calama	30 °C	25 °C	30 °C	20 °C
Pozo Almonte	35 °C	25 °C	30 °C	15 °C

A continuación, en las Tabla 1.2 a Tabla 1.7, se presenta un resumen de las obras nuevas y de ampliación, tanto en construcción como decretadas, consideradas en el diagnóstico de la Zona Arica – Diego de Almagro, indicando el nombre de cada obra y el escenario en el que se estima su puesta en servicio.

**Tabla 1.2. Obras de Ejecución Obligatoria (DE N°418 04/08/2017), zona Arica – Diego de Almagro.**

Obras de Ejecución Obligatoria (DE N°418 04/08/2017)	Escenario
Ampliación S/E Capricornio	Art. 157

**Tabla 1.3. Obras de Ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018 (DE N°198 10/08/2019), zona Arica – Diego de Almagro**

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018 (DE N°198 10/08/2019)	Escenario
Ampliación S/E Centro	Art. 157
Ampliación S/E Pozo Almonte	Art. 157
Ampliación en S/E Tamarugal y aumento de capacidad de línea 1x66 kV Pozo Almonte – Tamarugal	Art. 157
Ampliación en S/E Calama	Art. 157
Seccionamiento línea 1x110 kV Arica – Pozo Almonte en S/E Dolores	Art. 157
Ampliación en S/E Chinchorro	Art. 157

**Tabla 1.4 Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°171 07/09/2020), zona Arica – Diego de Almagro.**

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°171 07/09/2020)	Escenario
Ampliación en S/E Palafitos	Junio 2025

**Tabla 1.5 Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2023 (DE N°266 12/11/2024), zona Arica – Diego de Almagro.**

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2023 (DE N°266 12/11/2024)	Escenario
Extensión de línea 1x110 kV Mejillones – Tap Desalant, cambio de conexión a S/E La Chimba y aumento de capacidad tramo 110 kV Mejillones – Punto de cambio de conexión	Enero 2031
Ampliación en S/E La Portada (BS)	Enero 2031
Conexión de línea 1x110 kV Tap Desalant – Desalant en S/E La Portada	Enero 2031
Ampliación en S/E Guardiamarina 110 kV (2BP+BT)	Enero 2031
Extensión de línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda y cambio de conexión a S/E Caracoles y S/E La Chimba	Enero 2031
Ampliación en S/E Esmeralda 220 kV (IM)	Enero 2031
Ampliación en S/E Liqcau 220 kV (IM)	Enero 2031
Ampliación en S/E Sur (NTR ATMT)	Octubre 2029
Adecuación de paño de línea 1x110 kV Esmeralda – Sur en S/E Sur	Octubre 2029

**Tabla 1.6 Obras nuevas – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2023 (DE N°13 14/01/2025), zona Arica – Diego de Almagro.**

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2023 (DE N°13 14/01/2025)		Escenario
Nueva S/E Alto Molle y nueva línea 2x110 kV Alto Molle – Códores		Enero 2031
Nueva S/E Huayquique y nueva línea 2x110 kV Huayquique – Alto Molle		Enero 2031
Nueva S/E La Chimba		Enero 2031
Nueva S/E Caracoles y nuevas líneas 2x220 kV Caracoles – Liqcau y 2x110 kV Guardiamarina – Caracoles		Enero 2031
Nueva línea 1x220 kV Esmeralda – Liqcau		Enero 2031

**Tabla 1.7 Obras nuevas – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2024 (RE N°612 01/10/2025), zona Arica – Diego de Almagro.**

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2024 (RE N°612 01/10/2025)		Escenario
Nueva S/E Palca		Julio 2031

En base a la metodología de diagnóstico de líneas de transmisión y transformadores AT/AT, se determina 7 subzonas para las cuales se obtiene las demandas máximas coincidentes en los cuatro casos analizados. Las fechas resultado del análisis son detalladas en la Tabla 1.8.

**Tabla 1.8. Fechas de demanda máxima coincidente, zona Arica – Diego de Almagro.**

Zona	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Parinacota	12/11/2024 08:00	12/11/2024 07:00	20/09/2024 09:00	06/04/2024 23:00
Arica	06/02/2024 13:00	06/02/2024 21:00	24/04/2024 19:00	06/04/2024 23:00
Iquique	19/02/2024 15:00	19/03/2024 20:00	27/03/2024 14:00	06/04/2024 23:00
Tamarugal	05/12/2024 14:00	09/12/2024 20:00	17/07/2024 19:00	18/05/2024 20:00
Antofagasta	15/10/2024 19:00	01/12/2024 20:00	02/05/2024 19:00	06/04/2024 23:00
El Loa	16/12/2024 13:00	11/01/2024 20:00	07/06/2024 14:00	15/04/2024 7:00
Tocopilla	07/02/2024 13:00	09/10/2024 05:00	02/09/2024 19:00	06/04/2024 23:00

### 1.1.3 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/MT

De acuerdo con el diagnóstico realizado, en el año 2025 se identifican 8 transformadores con niveles de cargabilidad entre el 85% y el 100% de su capacidad nominal. Por otra parte, al año 2033, se observa que 6 transformadores presentan una cargabilidad en el mismo rango, mientras que 9 transformadores superarían el 100% de su capacidad nominal. La Figura 1-6 muestra la evolución del estado de cargabilidad de los transformadores entre los años 2025 y 2033 (año 2025 al interior), donde los estados corresponden a:

**Verde:** menor a 50%

**Amarillo:** entre 50% y 85%

**Naranjo:** entre 85% y 100%

**Rojo:** mayor a 100%

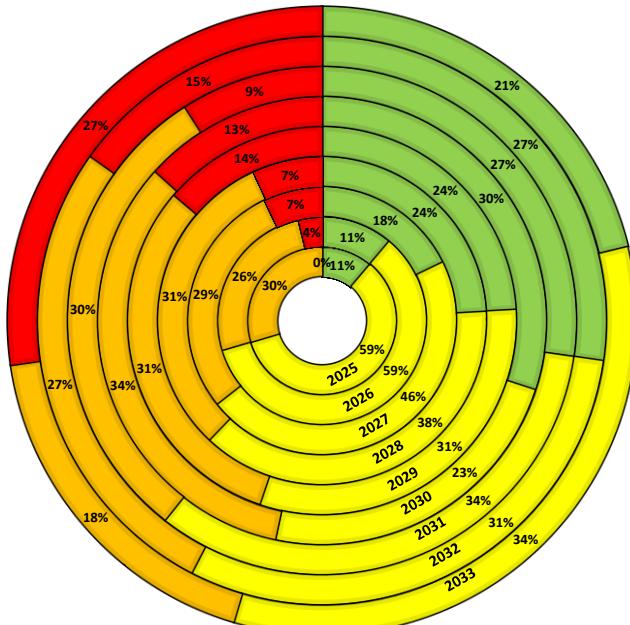


Figura 1-6. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, zona Arica – Diego de Almagro.

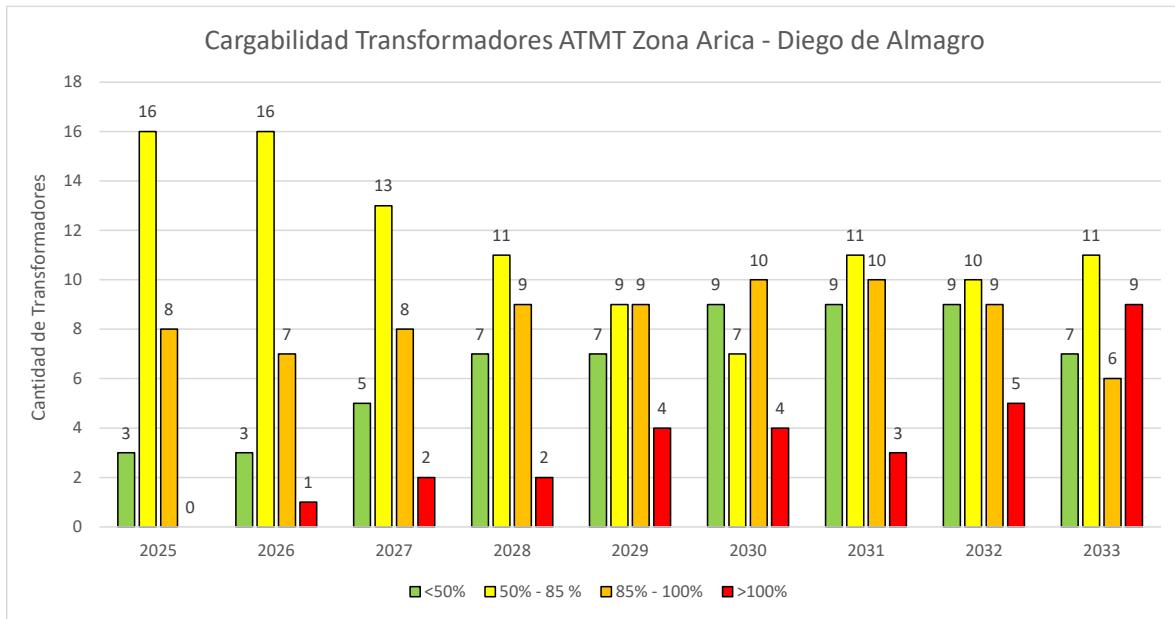


Figura 1-7. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, zona Arica – Diego de Almagro.

El análisis de las Figura 1-6 y Figura 1-7 permite observar que:

- Al año 2025, se observa que aproximadamente el 30% de los transformadores, bajo condiciones de demanda máxima, presenta niveles de cargabilidad entre el 85% y el 100% de su capacidad nominal.
- No obstante, como consecuencia del incremento de la demanda y de los traspasos de carga proyectados para los años posteriores, al final del período analizado (2033) se estima que un 18% de los transformadores de la zona de estudio presentaría cargabilidades entre el 85% y el 100% de su capacidad, mientras que un 27% registrará valores superiores al 100% de su capacidad nominal.

#### 1.1.4 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/AT

Se realizó el diagnóstico de 14 transformadores AT/AT con calificación zonal, los cuales fueron evaluados bajo dos escenarios de operación representativos, verano día e invierno noche. La Figura 1-8 muestra la evolución de los estados de cargabilidad de los transformadores desde el año 2025 (círculo interior) hasta el año 2033 (círculo exterior), donde los estados corresponden a:

- **Verde:** menor a 50%
- **Amarillo:** entre 50% y 85%
- **Naranjo:** entre 85% y 100%
- **Rojo:** mayor a 100%

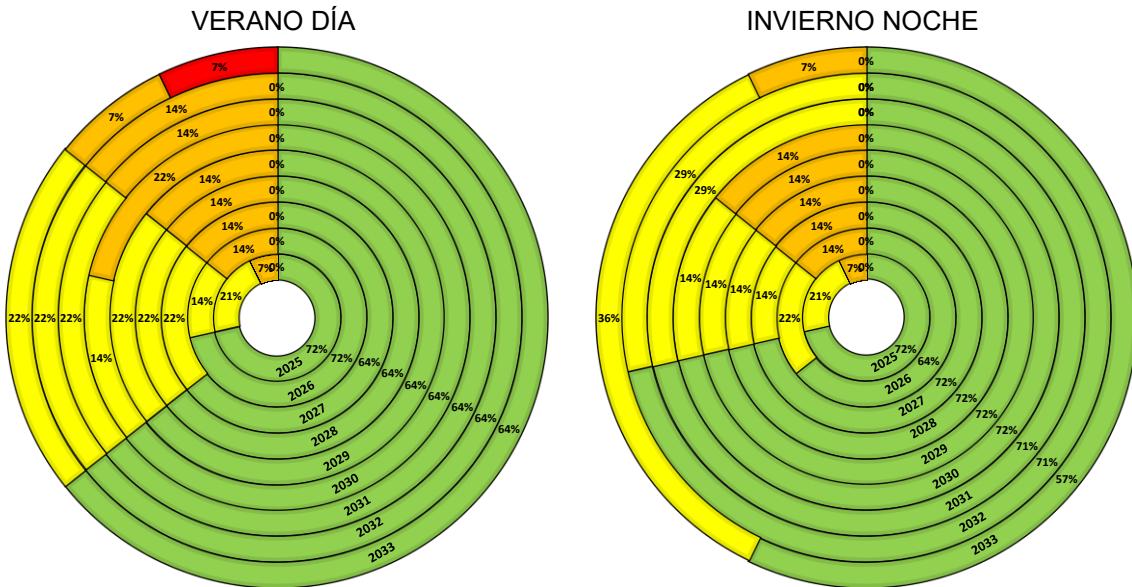


Figura 1-8. Evolución del estado de los transformadores AT/AT, zona Arica – Diego de Almagro.

De los resultados obtenidos, se evidencia que, para el grupo de transformadores AT/AT pertenecientes a esta zona de estudio, al final del período analizado, un 7% de los transformadores presentaría niveles de cargabilidad entre el 85% y el 100% de su capacidad nominal, mientras que otro 7% registra cargabilidades superiores al 100%. Los transformadores en los que se identifica estas condiciones corresponden a Parinacota N°1 de 220/69/13,8 kV, 96 MVA y T3D S/E Pozo Almonte HT1, respectivamente.

#### 1.1.5 DIAGNÓSTICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Se realizó el diagnóstico de un total de 46 líneas de transmisión zonal, considerando las nuevas instalaciones incorporadas en la zona. Estas fueron evaluadas bajo dos escenarios de análisis representativos, verano día e invierno noche. La Figura 1-9 muestra la evolución de los estados de cargabilidad de las líneas desde el año 2025 (círculo interior) hasta el año 2033 (círculo exterior), donde los estados corresponden a:

- **Verde:** menor a 50%
- **Amarillo:** entre 50% y 85%
- **Naranjo:** entre 85% y 100%
- **Rojo:** mayor a 100%

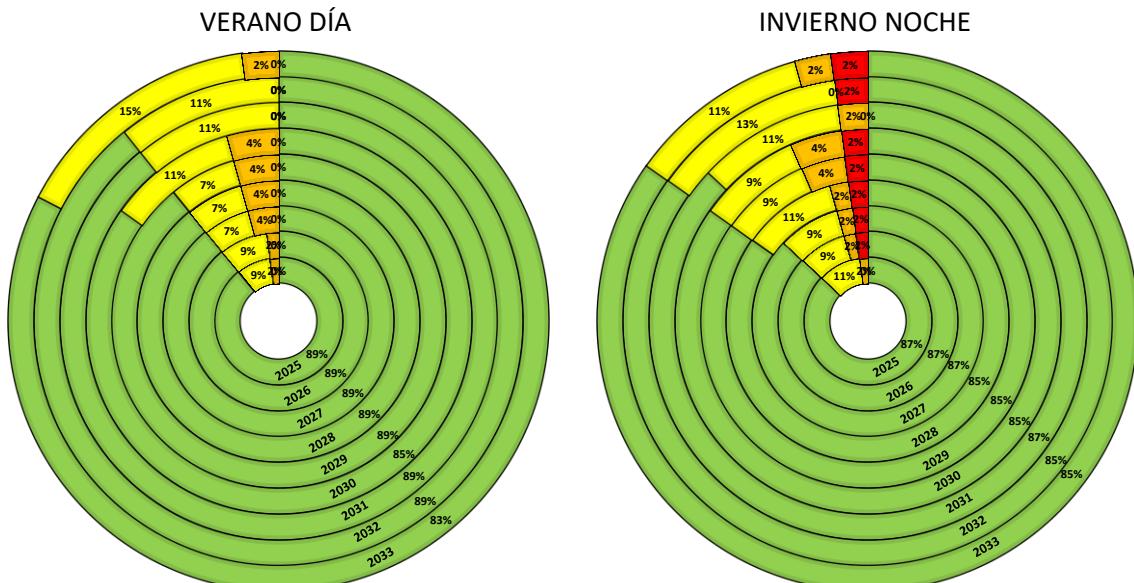


Figura 1-9. Gráficas con la evolución del estado de las líneas de transmisión zonal, zona Arica – Diego de Almagro.

De los resultados obtenidos, se observa que un 4% del total de líneas de transmisión zonales analizadas presenta niveles de cargabilidad elevados. En particular, se identifican dos líneas de transmisión que, al final del período analizado, presentan cargabilidades superiores al 85% de su capacidad nominal. Específicamente, las líneas que presentan condiciones de congestión corresponden a 1x66 kV Parinacota–Quiani C1 y 1x66 kV Parinacota–Pukará C1.

## 1.2 DIAGNÓSTICO ZONA DIEGO DE ALMAGRO - QUILLOTA

### 1.2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

La zona de estudio abarca una superficie de aproximadamente 116.058 km<sup>2</sup>. De acuerdo con el Censo 2024, la población total aproximada de la zona es cercana a los 1.132.053 habitantes, lo que corresponde al 6,1% de la población total del país.

El sistema se ubica en el centro sur del país y cubre una extensión de unos 740 km lineales, específicamente, comprende las instalaciones ubicadas en las siguientes regiones:

- Región de Atacama.
- Región de Coquimbo.
- Región de Valparaíso.

La Figura 1-10 muestra la ubicación de las instalaciones estudiadas en la zona de Diego de Almagro - Quillota.

Las principales instalaciones de transmisión nacional que se circunscriben en esta zona se presentan en la Figura 1-11, la cual muestra una representación de las instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional, tanto en operación como en construcción. En términos generales, la zona cuenta con líneas de transmisión energizadas en niveles de 220 kV y 500 kV, cuya extensión total alcanza aproximadamente 3.000 km.

El sistema de transmisión zonal analizado en esta área está conformado por un total de 90 líneas de transmisión, con una extensión conjunta cercana a los 2.159 km, operando en niveles de tensión de 110 kV y 66 kV. Predominan las líneas de 110 kV, que representan alrededor de 1.581 km de longitud. Este sistema presenta una configuración enmallada, aunque opera principalmente de manera radial. Por su parte, las redes zonales se alimentan a través de subestaciones de 220 kV y 110 kV.



Figura 1-10. Mapa geográfico de la zona de estudio, zona Diego de Almagro - Quillota.

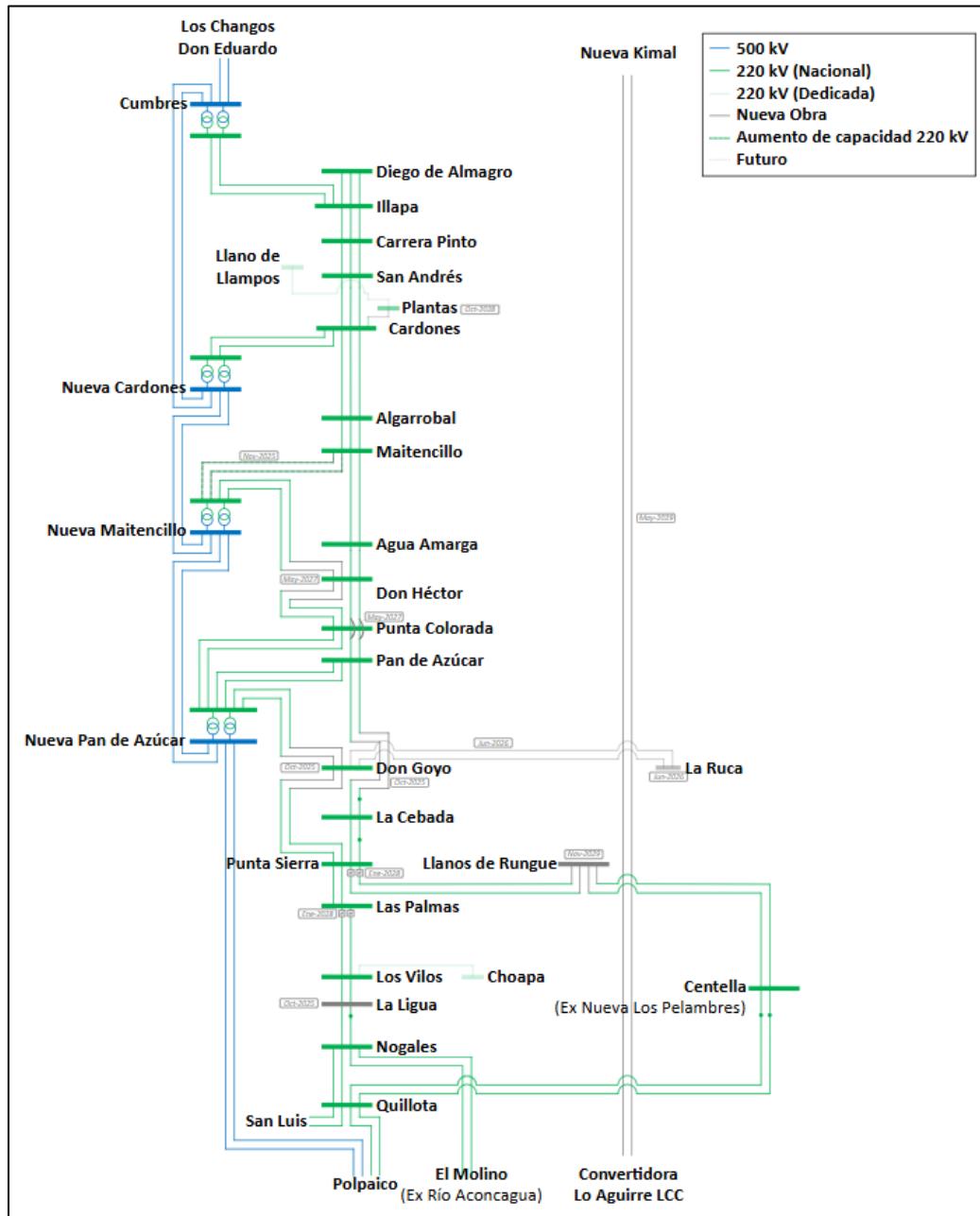


Figura 1-11. Sistema de Transmisión Nacional de la zona de estudio, zona Diego de Almagro – Quillota.

La Figura 1-12 presenta la clasificación de las líneas de transmisión en la zona de estudio, según su nivel de tensión. Se aprecia una alta proporción de líneas que operan en 500 kV, 220 kV y 110 kV, las cuales constituyen la mayor parte de la infraestructura de transmisión en el área analizada.

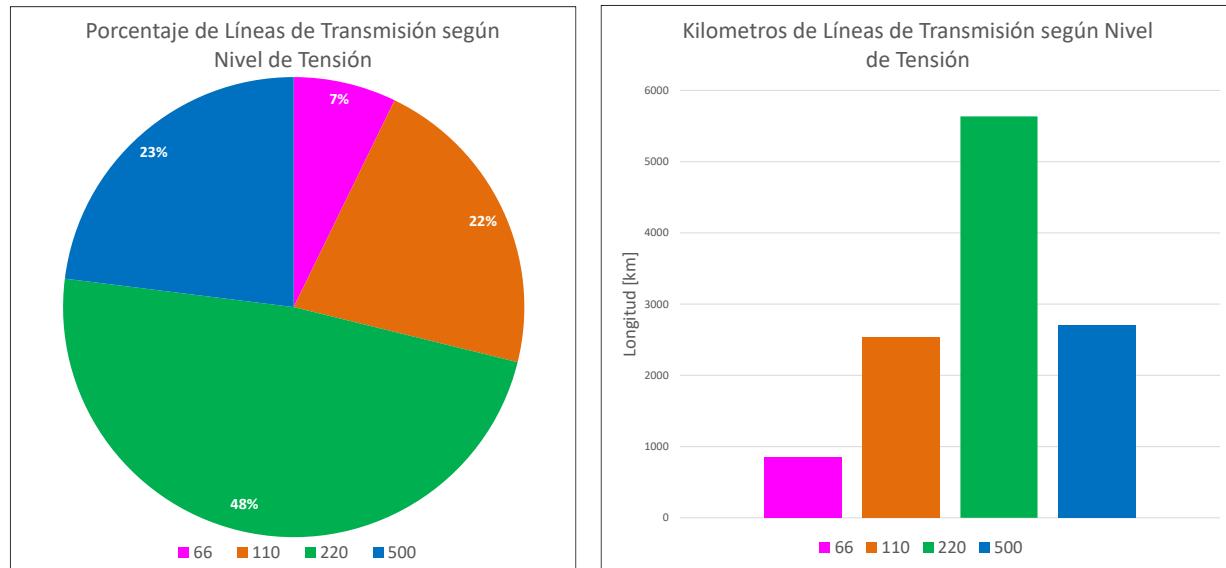


Figura 1-12. Clasificación de líneas de transmisión según nivel de tensión y kilómetros de línea, zona Diego de Almagro – Quillota.

En la Figura 1-13 presenta la cantidad de transformadores existentes en la zona de estudio, clasificados según la relación de transformación de sus devanados de alta tensión, junto con la capacidad total en MVA asociada a cada transformador.

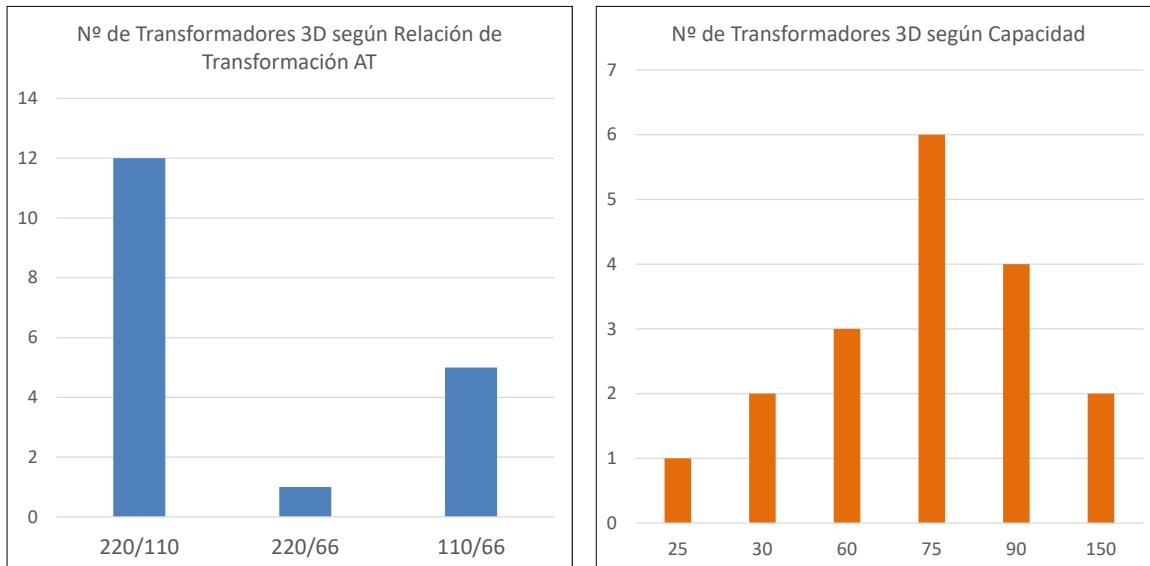


Figura 1-13. Cantidad de transformadores de tres devanados por razón de transformación y según capacidad de transformación, zona Diego de Almagro – Quillota.

Respecto de la demanda abastecida a través de las instalaciones de transmisión zonal, la Figura 1-14 presenta los escenarios de demanda máxima coincidente para la zona en análisis, lo que permite disponer de un indicador global de la demanda abastecida en cada escenario evaluado.

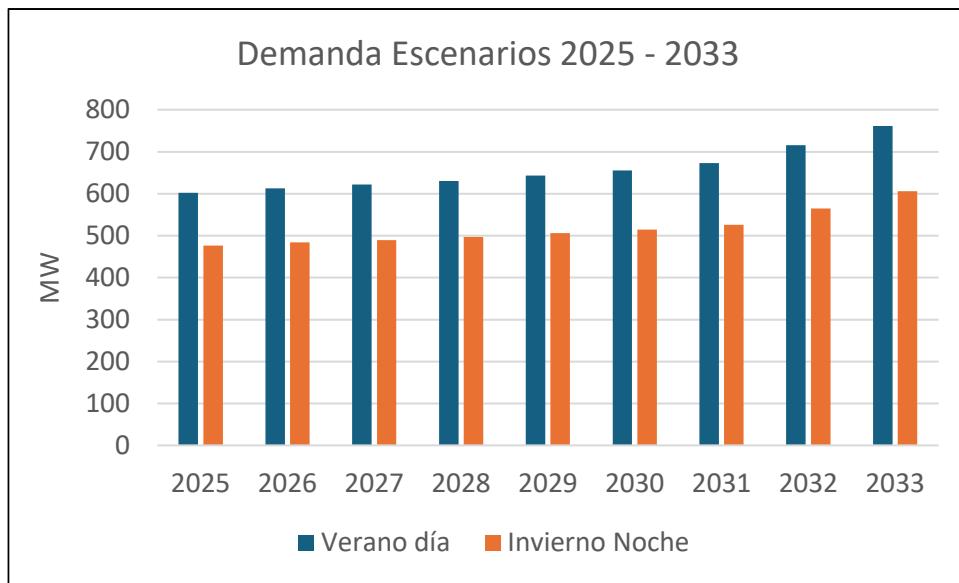


Figura 1-14. Escenarios con demandas máximas coincidentes de la zona Diego de Almagro – Quillota 2025 - 2033.

### 1.2.2 ANTECEDENTES PARA EL ANÁLISIS ZONAL

Los análisis de las instalaciones de transmisión zonal se realizan considerando la temperatura ambiente característica de cada zona geográfica. En el caso de la zona Diego de Almagro – Quillota, se identifican seis zonas con comportamientos térmicos diferenciados. Las temperaturas ambientes utilizadas para los períodos de análisis de las instalaciones zonales se presentan en la Tabla 1.9.

**Tabla 1.9. Cuadro de temperaturas, zona Diego de Almagro - Quillota.**

Zona	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Diego de Almagro	35 °C	20 °C	30 °C	15 °C
Cardones	35 °C	30 °C	35 °C	25 °C
Maitencillo	35 °C	25 °C	30 °C	20 °C
Pan de Azúcar	30 °C	25 °C	25 °C	20 °C
Illapel	35 °C	25 °C	30 °C	15 °C
Quínquimo	30 °C	25 °C	25 °C	15 °C

A continuación, en las Tabla 1.10 a Tabla 1.19, se presenta un resumen de las obras nuevas y de ampliación, tanto en construcción como decretadas, consideradas en el diagnóstico de la Zona Diego de Almagro – Quillota, indicando el nombre de cada obra y el escenario en el que se estima su puesta en servicio.

**Tabla 1.10 Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 (DE N°293 08/11/2018), zona Diego de Almagro – Quillota.**

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 (DE N°293 08/11/2018)	Escenario
Doble Vinculación Transformador N°1 220/110 kV en S/E Cardones	Art. 157
Ampliación en S/E Cerrillos	Abril 2025
Ampliación en S/E Atacama Kózan	Septiembre 2025
Nuevo Transformador en S/E Illapel	Mayo 2025
Ampliación en S/E Plantas	Art. 157

**Tabla 1.11 Obras nuevas – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 (DE N°4 09/01/2019), zona Diego de Almagro – Quillota.**

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 (DE N°4 09/01/2019)	Escenario
Nueva Línea 1x110 KV Cerrillos – Atacama Kozán	Abril 2025
Nueva Línea 2x110 kV desde S/E Caldera a Línea 1x110 kV Cardones – Punta Padrones	Febrero 2026

**Tabla 1.12 Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018 (DE N°198 05/08/2019), zona Diego de Almagro – Quillota.**

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018 (DE N°198 05/08/2019)	Escenario
Ampliación en S/E Ovalle	Marzo 2025

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018 (DE N°198 05/08/2019)		Escenario
Adecuaciones en S/E Choapa		Condicionada
Aumento de Capacidad Línea 1x110 kV Choapa – Illapel		Condicionada

**Tabla 1.13 Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°171 07/09/2020), zona Diego de Almagro – Quillota.**

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°171 07/09/2020)		Escenario
Ampliación en S/E Vallenar		Junio 2025
Aumento de capacidad Línea 1x110 kV Quillota – Marbella		Desierta

**Tabla 1.14 Obras nuevas – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°185 24/09/2020), zona Diego de Almagro – Quillota.**

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°185 24/09/2020)		Escenario
Nueva Línea 1x110 kV Maitencillo – Vallenar		Junio 2025
Nueva S/E La Ligua		Abril 2025

**Tabla 1.15. Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2020 (DE N°185 31/08/2021), zona Diego de Almagro – Quillota.**

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2020 (DE N°185 31/08/2021)		Escenario
Aumento de Capacidad Línea 2x110 kV La Ruca - Ovalle		Diciembre 2025
Ampliación en S/E La Ruca 110 kV (BPS+BT), Nuevo Patio 220 kV (IM) y Nuevo Transformador (ATAT)		Junio 2026

**Tabla 1.16 Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2020 (DE N°229 04/11/2021), zona Diego de Almagro – Quillota.**

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2020 (DE N°229 04/11/2021)		Escenario
Nueva Línea 2x220 kV Don Goyo – La Ruca		Junio 2026

**Tabla 1.17 Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2021 (DE N°200 07/10/2022), zona Diego de Almagro – Quillota.**

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2021 (DE N°200 07/10/2022)		Escenario
Ampliación en S/E Casas Viejas (NTR ATMT)		Desierta

**Tabla 1.18 Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2022 (DE N°04 09/01/2024), zona Diego de Almagro – Quillota.**

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2022 (DE N°04 09/01/2024)		Escenario
Ampliación en S/E San Juan 66 kV (BPS), Reemplazo de Transformadores (RTR ATMT) y Seccionamiento de Línea 2x66 kV Pan de Azúcar – Guayacán en S/E San Juan 66 kV		Octubre 2028

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2022 (DE N°04 09/01/2024)	Escenario
Ampliación en S/E Taltal (NTR ATMT)	Octubre 2028

**Tabla 1.19 Obras nuevas y de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2024 (RE N°612 01/10/2025), zona Diego de Almagro – Quillota.**

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2022 (RE N°612 01/10/2025)	Escenario
Ampliación en S/E Cerrillos (NTR ATMT)	Julio 2030
Nueva S/E Los Boldos	Enero 2032
Nueva S/E Panul y nueva línea 2x110 kV Panul – Los Boldo	Enero 2032
Nueva S/E Las Juntas	Enero 2032
Nueva S/E El Palqui y nueva línea 2x66 kV El Palqui – Las Juntas	Enero 2032

Con base en la metodología de diagnóstico aplicada a las líneas de transmisión y transformadores AT/AT, se definieron cinco subzonas para las cuales se determinaron las demandas máximas coincidentes correspondientes a los cuatro casos de análisis. Las fechas asociadas a cada escenario se detallan en la Tabla 1.20.

**Tabla 1.20. Fechas de demanda máxima coincidente, zona Diego de Almagro – Quillota.**

Zona	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Diego de Almagro	20/11/2024 13:00	18/11/2024 7:00	14/09/2024 14:00	06/04/2024 23:00
Cardones	22/12/2024 17:00	15/12/2024 7:00	22/09/2024 16:00	06/04/2024 23:00
Maitencillo	08/12/2024 9:00	01/12/2024 7:00	18/09/2024 15:00	31/08/2024 7:00
Pan de Azúcar	22/10/2024 19:00	31/12/2024 21:00	17/07/2024 19:00	06/04/2024 23:00
Quillota	22/01/2024 15:00	09/02/2024 21:00	20/09/2024 12:00	06/04/2024 23:00

### 1.2.3 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/MT

De acuerdo con el diagnóstico realizado, para el año 2025 se identifican 6 transformadores con niveles de cargabilidad entre el 85% y el 100% de su capacidad nominal, y 1 transformador con cargabilidad superior al 100%. Por otra parte, al año 2033 se observa un incremento significativo, registrándose 19 transformadores con cargabilidad entre el 85% y el 100%, y 13 transformadores que superarían el 100% de su capacidad nominal. La Figura 1-15 muestra la evolución de los estados de cargabilidad de los transformadores desde el año 2025 hasta el año 2033 (año 2025 al interior), donde los estados corresponden a:

**Verde:** menor a 50%  
**Amarillo:** entre 50% y 85%

**Naranjo:** entre 85% y 100%  
**Rojo:** mayor a 100%

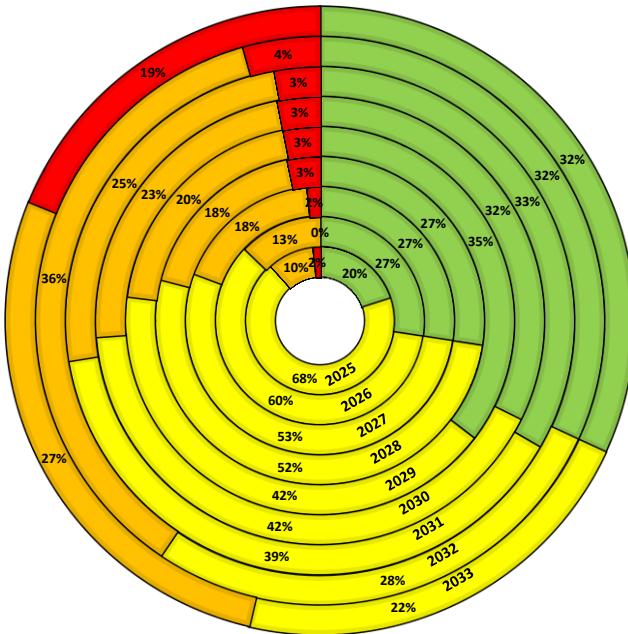


Figura 1-15. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, zona Diego de Almagro – Quillota.

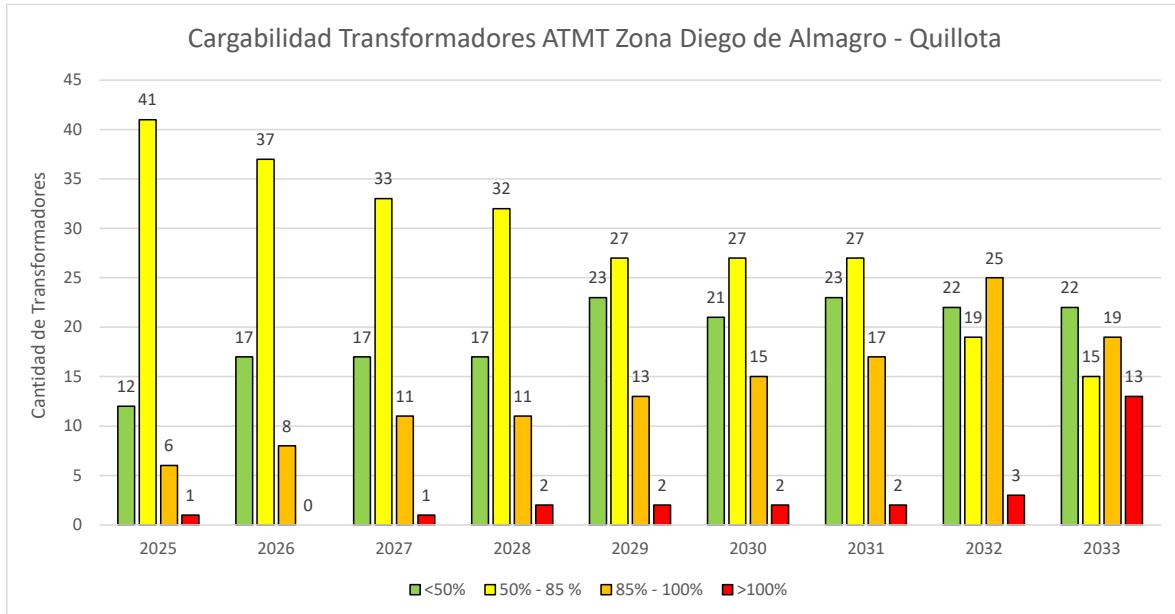


Figura 1-16. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, zona Diego de Almagro – Quillota.

El análisis de la Figura 1-15 y Figura 1-16 permite observar que:

- Al año 2025, se observa que aproximadamente un 10% de los transformadores, bajo condiciones de demanda máxima, presentan niveles de cargabilidad entre el 85% y el 100% de su capacidad nominal, mientras que un 2% registra cargabilidades superiores al 100% de su capacidad.
- Al finalizar el período analizado, se estima que un 28% de los transformadores presentará cargabilidades entre el 85% y el 100%, y un 19% registrará valores superiores al 100% de su capacidad nominal.

#### 1.2.4 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/AT

Se realizó el diagnóstico de 21 transformadores AT/AT con calificación zonal, los cuales fueron evaluados bajo dos escenarios de análisis representativos, verano día e invierno noche. La Figura 1-17 muestra la evolución de los estados de cargabilidad de los transformadores desde el año 2025 (círculo interior) hasta el año 2033 (círculo exterior), donde los estados corresponden a:

- **Verde:** menor a 50%
- **Amarillo:** entre 50% y 85%
- **Naranjo:** entre 85% y 100%
- **Rojo:** mayor a 100%

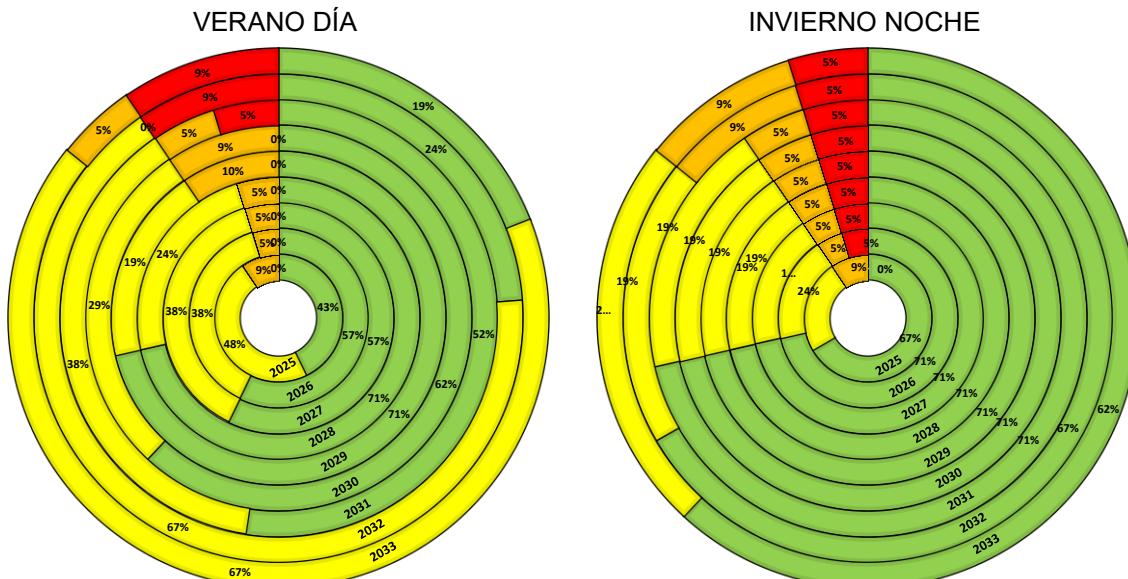


Figura 1-17. Evolución del estado de los transformadores AT/AT, zona Diego de Almagro – Quillota.

Con respecto a los transformadores AT/AT, se observa que, al final del período analizado, un 24% de los equipos presentan niveles de cargabilidad superiores al 85% de su capacidad nominal. En

particular, se identifican dos transformadores con cargabilidades entre el 85% y el 100%, correspondientes a CARDONES 220/115/13,8 kV 75 MVA N°1 y OVALLE 110/69/23 kV 60 MVA N°3.

Por otra parte, tres transformadores registran cargabilidades superiores al 100%, los cuales corresponden a PAN DE AZÚCAR 110/69/13,8 kV 60 MVA N°10, OVALLE 110/66/23 kV 60 MVA N°4 y CHOAPA 220/115/23 kV 75 MVA N°2.

### 1.2.5 DIAGNÓSTICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Se realizó el diagnóstico de un total de 90 líneas de transmisión zonal, considerando las nuevas instalaciones incorporadas en la zona. Estas fueron evaluadas bajo dos escenarios de operación representativos: verano día e invierno noche. La Figura 1-18 muestra la evolución de los estados de cargabilidad de las líneas desde el año 2025 (círculo interior) hasta el año 2033 (círculo exterior), donde los estados corresponden a:

- **Verde:** menor a 50%
- **Amarillo:** entre 50% y 85%
- **Naranjo:** entre 85% y 100%
- **Rojo:** mayor a 100%

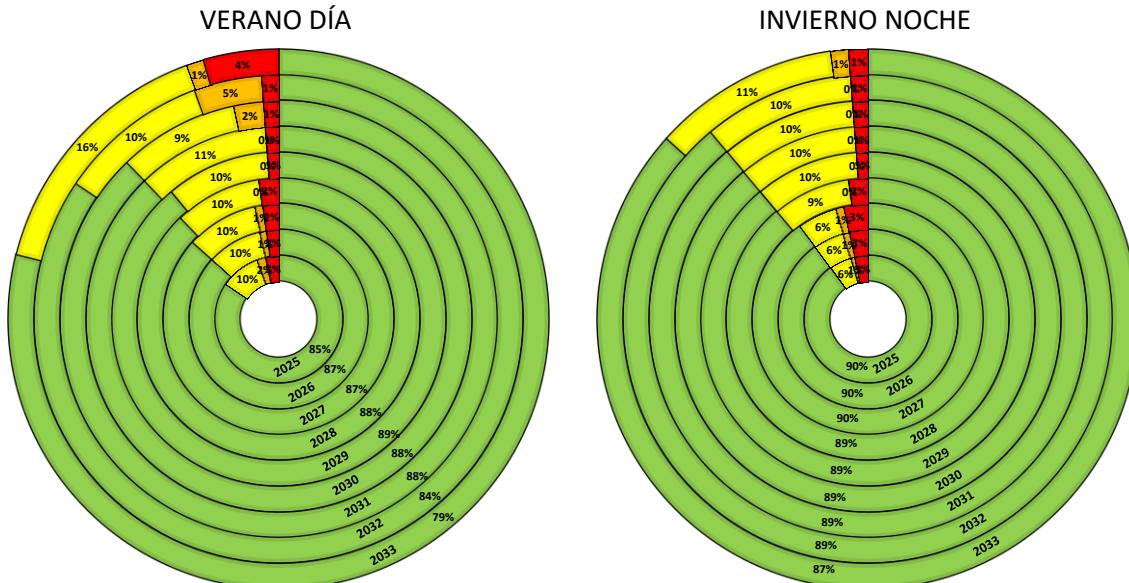


Figura 1-18. Gráficas con la evolución del estado de las líneas de transmisión zonal, zona Diego de Almagro – Quillota.

De los resultados obtenidos, se observa que un 8% del total de líneas de transmisión zonales analizadas presenta niveles de cargabilidad elevados. En particular, se identifican dos líneas de transmisión con cargabilidades entre el 85% y el 100% de su capacidad nominal: TIERRA AMARILLA – PLANTAS 110 kV C1 y PAN DE AZÚCAR – SAN JOAQUÍN 110 kV C1.



Asimismo, cinco líneas de transmisión presentan cargabilidades superiores al 100% de su capacidad al final del período analizado, correspondientes a MAITENCILLO – VALLENAR 110 kV C1, PAN DE AZÚCAR – TAP OFF SAN JUAN 66 kV C2, OVALLE – PUNITAQUI 66 kV C1, COMBARBALÁ – TAP EL ESPINO 66 kV C1 y TAP EL ESPINO – ILLAPEL 66 kV C1.

## 1.3 DIAGNÓSTICO ZONA REGIÓN DE VALPARAÍSO

### 1.3.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

La zona de estudio abarca una superficie de aproximadamente 16.396 km<sup>2</sup>. De acuerdo con el Censo 2024, la población total aproximada de la zona es cercana a los 1.815.902 habitantes, lo que corresponde al 10% de la población total del país.

El sistema se ubica en el centro del país y cubre una extensión de unos 150 km lineales, específicamente, comprende las instalaciones ubicadas en la región de Valparaíso.

La Figura 1-19 muestra la ubicación de las instalaciones estudiadas en la zona Región Valparaíso.

Las principales obras de transmisión nacional circunscritas en esta zona se presentan en la Figura 1-20, compuesto de 510 km de líneas en nivel de tensión de 220 kV. De estas instalaciones, las características más relevantes son presentadas en la Tabla 1.21. En ambas representaciones se da cuenta tanto de las instalaciones que actualmente se encuentran en operación, como de aquellas que se encuentran en construcción o ya han sido definidas mediante Decretos del Ministerio de Energía.

En lo que respecta al sistema zonal inmerso en el área de análisis, éste está compuesto por un total de 167 tramos de líneas de transmisión, cuya extensión alcanza cerca de 1.286 km con niveles de tensión 110 kV, 66 kV y 44 kV, donde las líneas de 110 kV representan el 90% de los kilómetros de líneas de transmisión zonal.

La Región de Valparaíso cuenta con una subzona cordillerana, la cual se abastece desde S/E Los Maquis, este punto abastece a los clientes regulados y libres principalmente de San Felipe, Los Andes, Catemu y Panquehue. Adicionalmente, se identifica también la subzona de San Antonio, la cual es alimentada a través de la S/E Alto Melipilla, la cual abastece a los consumos regulados y libres de la zona de San Antonio y el litoral central.

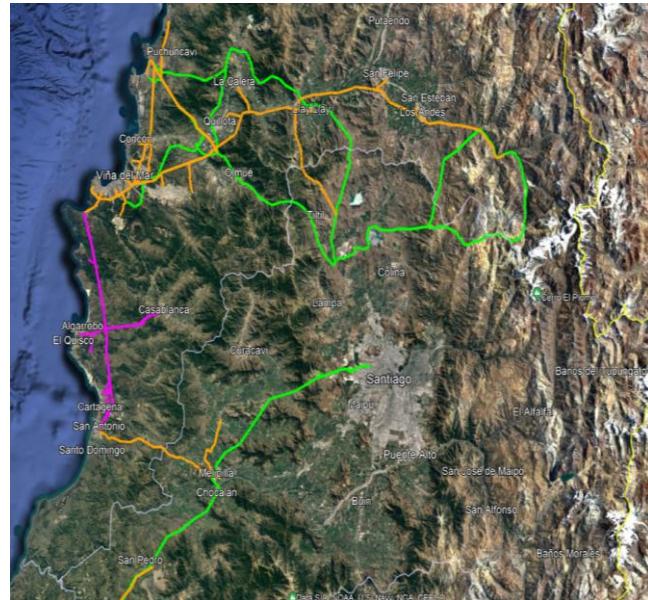


Figura 1-19. Mapa geográfico de la zona de estudio, zona Región Valparaíso.

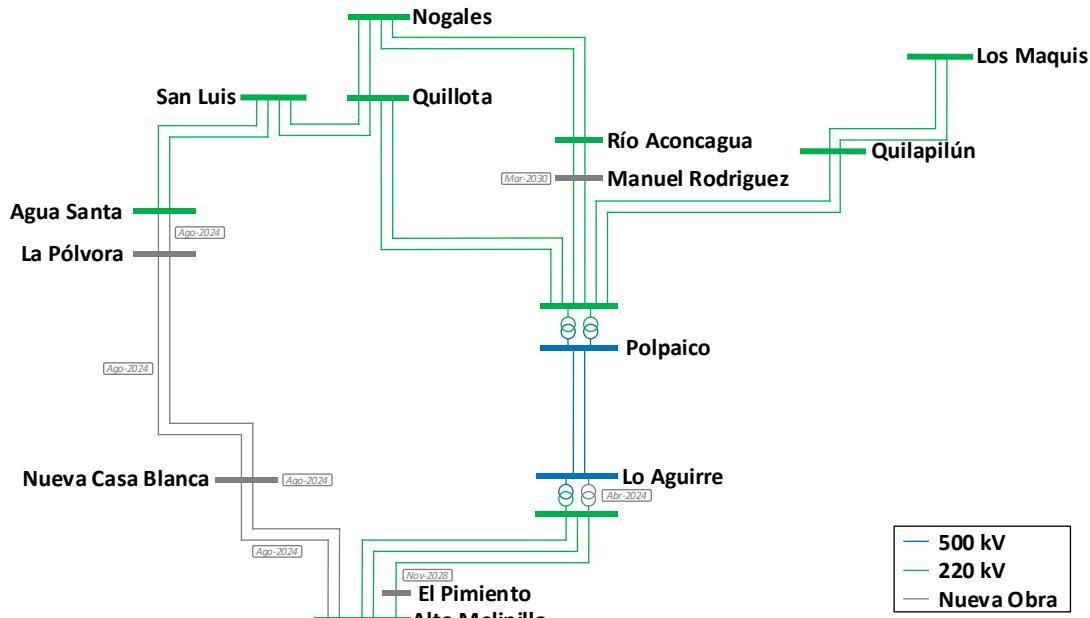
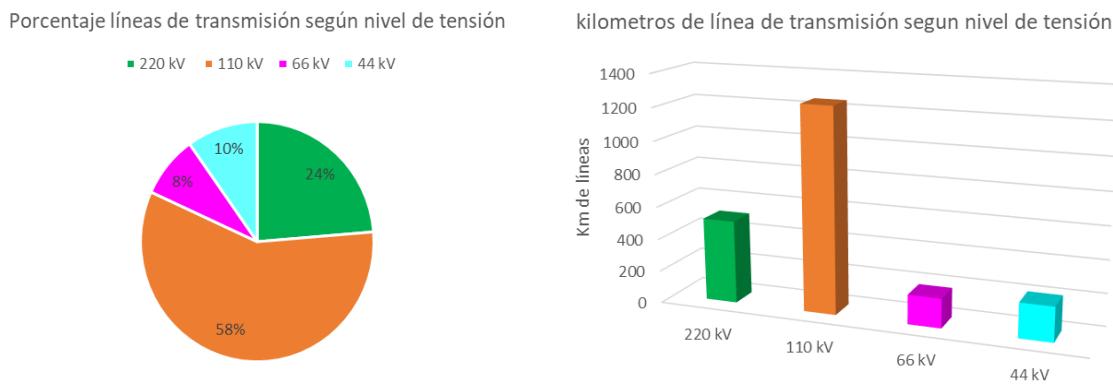


Figura 1-20. Sistema de Transmisión Nacional de la zona de estudio, zona Región Valparaíso.

**Tabla 1.21. Principales instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional de la zona Región Valparaíso.**

Instalación	Tensión kV	Cant. Circ/equip	Capacidad MVA @25°C
L. Nogales – Quillota	220	2	224
L. Nogales – Polpaico	220	2	1.500
L. Quillota – Polpaico	220	2	1.099
L. San Luis – Quillota	220	2	1.968
L. Rapel – Alto Melipilla	220	3	750
L Alto Melipilla – Lo Aguirre	220	3	710
L. Ventana - Nogales	220	2	682
Transformador 1 S/E Agua Santa	220/110	1	750
Transformador 1 S/E Alto Melipilla	220/110	1	750
Transformador 1 S/E ventanas	220/110	1	750
L. Agua Santa – La Pólvora	220	2	350
L. La Pólvora – Casablanca	220	2	350
L. Casablanca – Alto Melipilla	220	2	350
Transformador 2 S/E Alto Melipilla	220		150
Transformador 1 S/E La Pólvora	220		150

En la Figura 1-21 se presenta la clasificación de las líneas de transmisión en la zona de estudio considerando las líneas existentes y las decretadas.


**Figura 1-21. Clasificación de líneas de transmisión según nivel de tensión y kilómetros de línea, zona Región Valparaíso.**

La Figura 1-22 presenta la cantidad de transformadores AT/AT existentes y nuevos, según la relación de transformación en sus devanados de alta tensión y; adicionalmente, la capacidad en MVA de los transformadores en la zona estudiada.

La zona Región Valparaíso actualmente posee 13 transformadores AT/AT en el periodo analizado 2025 - 2033, los niveles de tensión en el lado de alta tensión son de 220/110 kV, 220/66 kV, 110/66 kV y 110/44 kV.

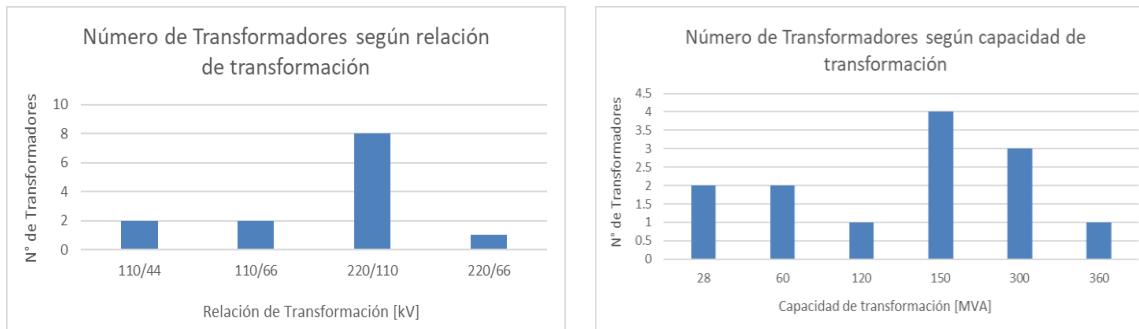


Figura 1-22. Cantidad de transformadores AT/AT por razón de transformación y según su capacidad de transformación, Zona Región Valparaíso.

Respecto a los transformadores AT/MT, en el horizonte de análisis existen 85 transformadores, considerando aquellos existentes y declarados en construcción. Siendo estos transformadores de distintos niveles de transformación cuyas capacidades varían desde 0,5 MVA hasta 50 MVA., lo que se puede observar en la Figura 1-23.

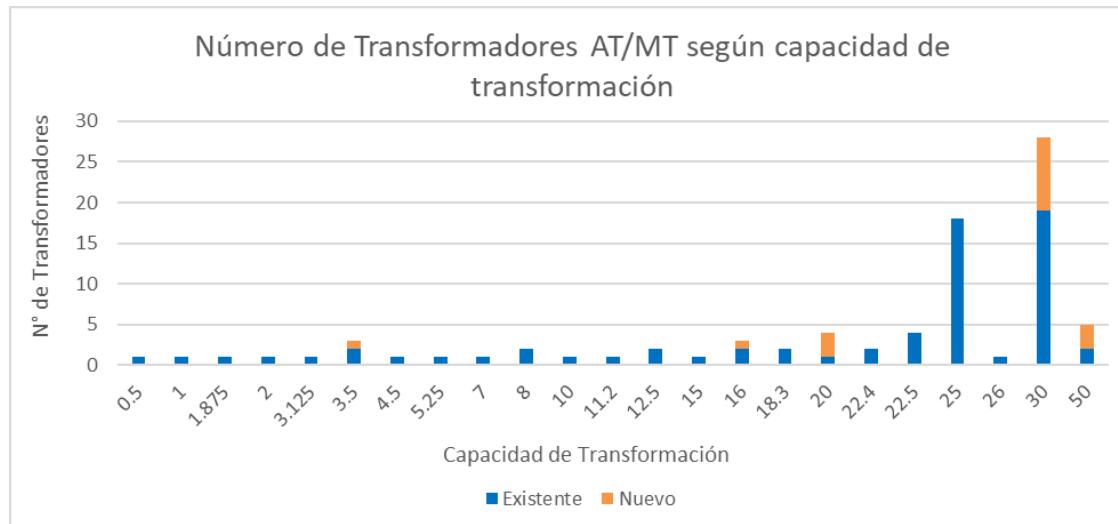


Figura 1-23. Cantidad de transformadores AT/MT por razón de transformación y según su capacidad de transformación, Zona Región Valparaíso.

Respecto a la demanda abastecida mediante instalaciones de transmisión zonal, en la Figura 1-24 se presenta la suma de las demandas máximas coincidentes zonales de la zona en análisis, lo cual permite contar un índice global de la demanda que se abastece por escenario.

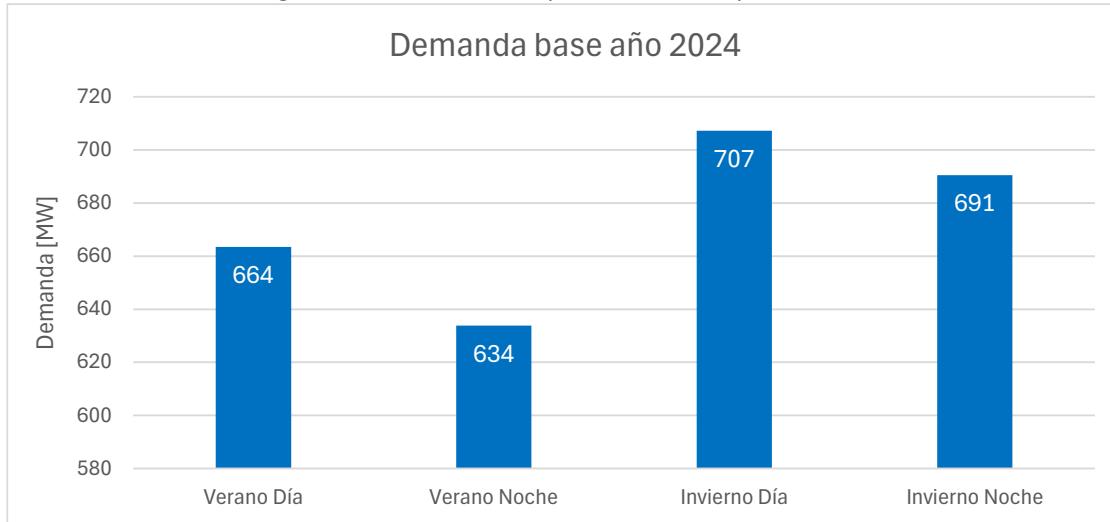


Figura 1-24. Escenarios con demandas máximas coincidentes para la zona Región Valparaíso 2024.

### 1.3.2 ANTECEDENTES PARA EL ANÁLISIS ZONAL

Los análisis de las instalaciones de transmisión zonal se realizan teniendo en consideración la temperatura ambiente según las distintas zonas geográficas. La Zona Región Valparaíso en 5 zonas, cuyas temperaturas empleadas para los períodos de análisis de las instalaciones zonales, se presenta en la Tabla 1.22.

Tabla 1.22. Cuadro de temperaturas zona Región Valparaíso.

Zona	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Quinta Costa	35 °C	25 °C	25 °C	25 °C
Quinta Interior	35 °C	25°C	25 °C	25 °C
Quinta Andes	35 °C	25°C	25 °C	25 °C
Quinta Melipilla	35 °C	25°C	25 °C	25 °C
Quinta Viña	35 °C	25°C	25 °C	25 °C

A continuación, mediante la Tabla 1.22 a la Tabla 1.28, se resumen las obras en construcción y de expansión zonal utilizadas en el estudio de la Zona Región Valparaíso, decretadas mediante los Decretos Exento DE N°418/2017, DE N°293/2018, DE N°4/2019, DE N°198/2019, DE N°231/2019, DE N°171/2020 y DE N°185/2020, indicando el nombre de la obra y el escenario en el que es estimada su puesta en servicio.

Tabla 1.23. Obras de Ejecución Obligatoria (DE N°418/2017), zona Región Valparaíso.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Nueva línea 2x110 kV Tap Off Mayaca - Mayaca	Caso Base
Nueva Línea 2x110 kV Tap Off Peñablanca – Peñablanca	Caso Base
Nueva S/E Mayaca 110 kV	Caso Base
Nueva S/E Peñablanca	Caso Base
Nueva S/E Tap Off Mayaca 110 kV	Caso Base
Aumento de Capacidad en S/E Calera	Caso Base
Aumento de Capacidad en S/E Las Vegas	Caso Base
Aumento de Capacidad en S/E Reñaca	Caso Base
Aumento de Capacidad en S/E San Antonio	Caso Base
Aumento de Capacidad en S/E San Felipe	Caso Base
Aumento de Capacidad en S/E Valparaíso	Caso Base
Doble Barra Tap Algarrobo	Caso Base
Ampliación S/E Agua Santa	Caso Base
Ampliación S/E Catemu	Verano 2027
Ampliación S/E Bosquemar	Caso Base
Ampliación S/E Placilla	Caso Base
Ampliación S/E Río Blanco	Verano 2028
Ampliación S/E San Antonio	Verano 2020
Ampliación S/E San Felipe	Verano 2027
Subestación Nueva Casablanca 220/110 kV	Invierno 2020
Ampliación en S/E Alto Melipilla.	Invierno 2021
Nueva Línea 2x220 KV Nueva Alto Melipilla – Nueva Casablanca – La Pólvora – Agua Santa	Invierno 2024
S/E Nueva Panquehue 110/13,8 kV	Invierno 2021
S/E Seccionadora Nueva San Rafael 110 kV	Verano 2021
Construcción bypass 2x110 kV San Rafael	Verano 2022
Nueva S/E La Pólvora 220/110 kV	Verano 2021

Tabla 1.24 Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 (DE Nº293/2018), zona Región Valparaíso.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Tendido segundo circuito Línea 2x110 kV Agua Santa – Placilla	Invierno 2028
Aumento de Capacidad línea 2x110 kV Aconcagua – Esperanza, Segmento entre S/E Río Aconcagua y S/E Nueva Panquehue	Invierno 2025
Ampliación en S/E Catemu	Verano 2027
Nuevo Transformador en S/E La Calera	Invierno 2028
Extensión de línea 1x66 kV Las Piñatas – San Jerónimo	Invierno 2027

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Nueva S/E Móvil Región de Valparaíso	Invierno 2020

**Tabla 1.25 Obras nuevas – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 (DE N°4/2019).**

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Nueva S/E Seccionadora Chagres 44 kV	Caso Base

**Tabla 1.26 Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018 (DE N°198/2019), zona Región Valparaíso.**

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Línea 1x110 kV Bosquemar – Tap Reñaca	Caso Base
Ampliación en S/E Totoral	Caso Base
Ampliación en S/E Rungue	Verano 2028
Ampliación en S/E Casablanca	Verano 2029

**Tabla 1.27 Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°171/2020), zona Región Valparaíso.**

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Ampliación en S/E Quilpué	Verano 2029
Ampliación en S/E Nueva San Rafael 110 kV	Caso Base
Ampliación en S/E Nueva San Rafael	Caso Base
Ampliación en S/E Las Balandras	Caso Base
Habilitación segundo circuito Línea 2x110 kV San Pedro – Quillota	Verano 2025
Aumento de Capacidad Línea 1x110 kV Las Vegas – Esperanza	Verano 2025
Aumento de Capacidad Línea 2x110 kV Esperanza – Río Aconcagua	Verano 2025

**Tabla 1.28 Obras nuevas – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°185/2020), zona Región Valparaíso.**

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Nueva S/E Seccionadora Los Poetas y Nueva Línea 1x66 kV Algarrobo – Los Poetas	Caso Base

**Tabla 1.29 Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2021 (DE N°200 4/11/2022), zona Región Valparaíso.**

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Ampliación en S/E Peñablanca (NTRATMT)	Verano 2026
Ampliación en S/E Leyda (NTR ATMT)	Verano 2026

**Tabla 1.30 Obras Nuevas – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2021 (DE N°200 4/11/2020), zona Región Valparaíso.**

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Nueva S/E Seccionadora Pachacama	Invierno 2028

**Tabla 1.31 Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2022 (DE N°4 22/01/2024), zona Región Valparaíso.**

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Aumento de capacidad línea 1x110 kV Concón – Tap Reñaca, tramo Concón - Montemar	Verano 2031
Ampliación en S/E Los Poetas (NTR ATMT)	Invierno 2028

**Tabla 1.32 Obras Nuevas – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2022 (DE N°58 10/04/2024), zona Región Valparaíso.**

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Nueva S/E Olmué y nueva línea 2x110 kV Olmué - Quillota	Verano 2031
Nueva S/E Montemar	Verano 2031
Nueva S/E Margarita y nueva línea 2x110 kV Margarita – Agua Santa	Verano 2031
Nueva S/E Llolleo	Verano 2030

En la Tabla 1.33 se muestra el escenario de estudio en el cual han sido incorporadas obras relativas a ejecución obligatoria de acuerdo con lo establecido en el inciso segundo del artículo 102° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

**Tabla 1.33 Obras establecidas a través del artículo 102°, zona Región Valparaíso.**

Proyecto	Escenario	Resolución
Subestación Seccionadora de la Línea Ventanas – Torquemada 2x110 kV – Etapa 1	Caso Base	RE 655/2019
Subestación Seccionadora de la Línea Ventanas – Torquemada 2x110 kV – Etapa 2	Caso Base	RE 655/2019
Nuevo Transformador en S/E Seccionadora Ventanas – Torquemada 2x110 kV	Caso Base	RE 206/2023
DC Curauma Fase 2	Invierno 2025	RE 8/2024

En base a la metodología de diagnóstico de líneas de transmisión y transformadores AT/AT se determinan la zona a la cual se obtiene la demanda máxima coincidente para los cuatro casos analizados, las fechas son detalladas en la Tabla 1.34.

**Tabla 1.34. Fechas de demanda máxima coincidente, zona Región Valparaíso.**

Zona	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Zona Región Valparaíso	08-01-2024 14:00	24-09-2024 20:00	24-06-2024 19:00	24-06-2024 20:00

A continuación, se realiza el diagnóstico de instalaciones considerando los escenarios más críticos de Verano Día e Invierno Día.

### 1.3.3 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/MT

De acuerdo con el diagnóstico realizado, en el periodo de análisis se muestran un solo transformador que se encontraría entre el 85% -100% de su capacidad y el resto de los transformadores AT/MT se encuentran bajo el 85% de su capacidad. La Figura 1-15 presenta la evolución porcentual de los estados de los transformadores desde el año 2025 hasta el año 2033 (año 2025 al interior) y la Figura 1-26 presenta la cantidad de elementos con cargabilidad, donde los estados corresponden a:

**Verde:** menor a 50%

**Amarillo:** entre 50% y 85%

**Naranjo:** entre 85% y 100%

**Rojo:** mayor a 100%

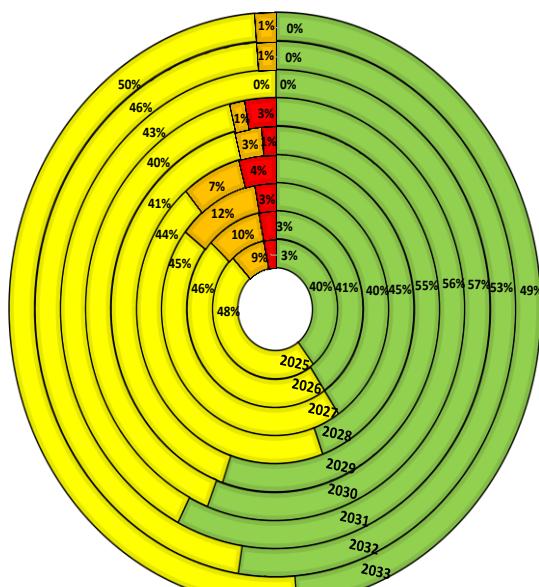


Figura 1-25. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, zona Región Valparaíso.

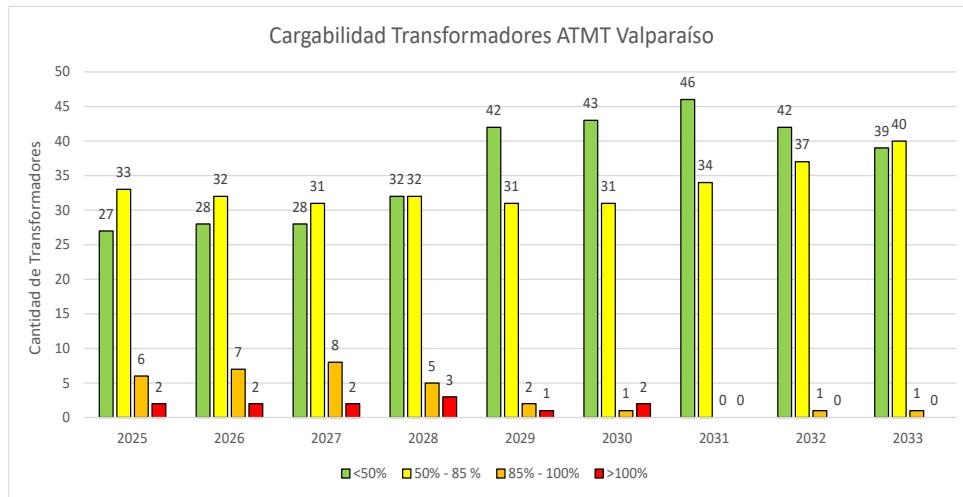


Figura 1-26. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, zona Región Valparaíso.

El análisis de la Figura 1-25 y Figura 1-26 permite observar que:

1. En general, la Región de Valparaíso dado el tren de obras presentado en los últimos planes de expansión mantiene una estabilidad constante en la capacidad de carga de sus transformadores durante los años de análisis. La mayoría de los años tienen cantidades significativas de transformadores por debajo del 85% de su capacidad, lo que es una buena señal en términos de margen de seguridad.
2. Al año 2033, ningún transformador se encontraría en una condición de sobrecarga y solamente uno se encontraría con una cargabilidad entre el 85% y 100%.
3. A partir del año 2029 se observa una disminución de instalaciones con sobrecarga, esto se debe a la incorporación de nuevos transformadores AT/MT y nuevas subestaciones en la región, permitiendo en conjunto con la redistribución de demandas, descongestionar varios transformadores que se encuentran con una cargabilidad sobre el 85%.

A continuación, la Tabla 1.35 presenta el listado de transformadores con cargabilidades entre el 85% y 100 % finalizado el periodo 2025 - 2033.

Tabla 1.35. Transformadores con cargabilidades superiores al 85% finalizado el periodo 2025 – 2033. Zona Región Valparaíso.

Listado de transformadores sobrecargados en el horizonte de análisis
BOLLENAR 110/13.8KV 30MVA N1 (92%)

#### 1.3.4 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/AT

Se realiza el diagnóstico de 13 transformadores AT/AT con calificación zonal, siendo estos evaluados ante los dos escenarios de análisis (verano día e invierno noche). En la Figura 1-27 se presenta la evolución de los estados de los transformadores desde el año 2025 (círculos interiores) hasta el 2033 (círculos exteriores), donde los estados corresponden a:

- **Verde:** menor a 50%
- **Amarillo:** entre 50% y 85%
- **Naranjo:** entre 85% y 100%
- **Rojo:** mayor a 100%

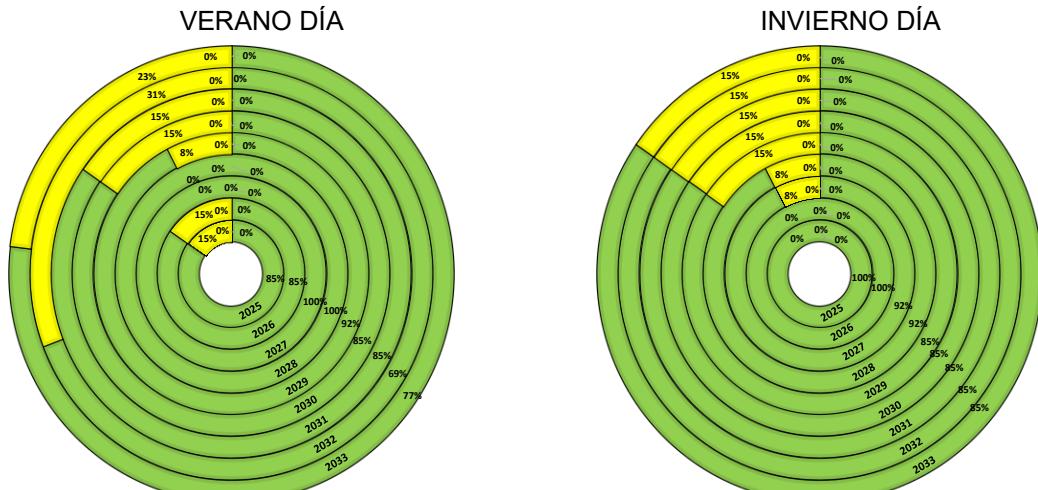


Figura 1-27. Evolución del estado de los transformadores AT/AT, Zona Región Valparaíso.

De la Figura 1-27 podemos observar que no se evidencian transformadores con problemas de capacidad de transformación en el futuro. Lo anterior en vista de que para esta zona se están desarrollando las obras necesarias para evitar congestiones en el mediano plazo

#### 1.3.5 DIAGNÓSTICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Se realiza el diagnóstico de un total de 167 líneas de transmisión zonal, considerando las nuevas líneas de la zona, siendo estas evaluadas en los dos escenarios de análisis (verano día e invierno Día).

- **Verde:** menor a 50%
- **Amarillo:** entre 50% y 85%
- **Naranjo:** entre 85% y 100%
- **Rojo:** mayor a 100%

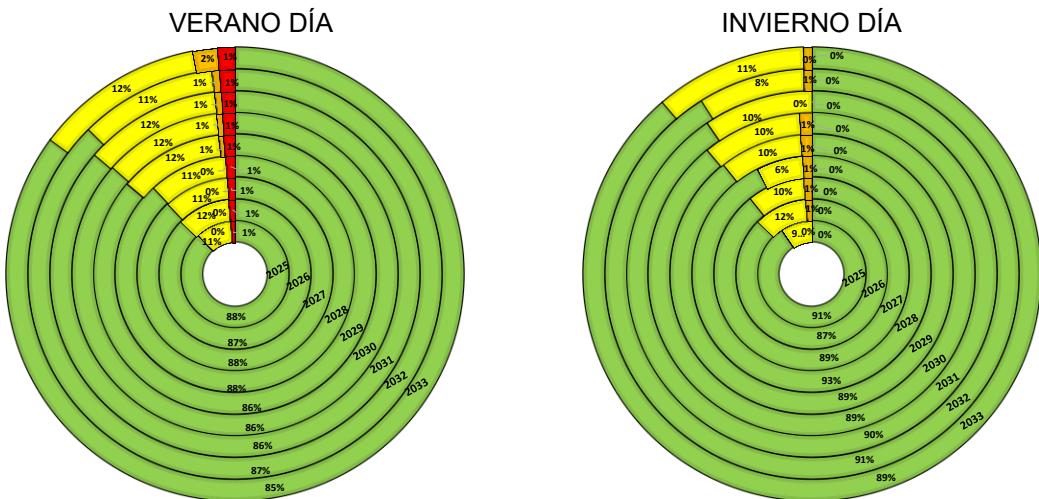


Figura 1-28. Gráficas con la evolución del estado de las líneas de transmisión zonal, Zona Región Valparaíso.

De la Figura 1-28 permite observar que:

1. El escenario de verano día se muestra como el más crítico, en contraste con el invierno día, debido al incremento de la temperatura en la zona y la consiguiente reducción de la capacidad de las líneas eléctricas.
2. Al año 2033, solo en el escenario Verano Día, se observan condiciones de sobrecarga en dos líneas que superan el 100% de su capacidad nominal.
3. Al año 2033, solo en el escenario Verano Día se presentan tres líneas de la región entre un 85% y 100% de su capacidad.

A continuación, se presenta el listado de líneas con cargabilidades sobre el 85% al año 2033.

Tabla 1.36. Transformadores con cargabilidades superiores al 85% al año 2033 Verano día. Zona Región Valparaíso.

Escenario Verano Día
Tap San Sebastian-San Sebastian Tramo 1 (91%)
Totoralillo - Tap Los Maquis 110 kV (125%)
Ventanas – Puchuncaví 110kV (125%)
Laguna Verde - Tap Quintay 66 kV C2 (87%)
Tap Quintay - Algarrobo Norte 66 kV C2 (87%)

## 1.4 DIAGNÓSTICO ZONA REGIÓN METROPOLITANA

### 1.4.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

La zona de estudio abarca una superficie de aproximadamente 15.403 km<sup>2</sup>. Considerando los resultados del Censo 2024, la población total aproximada de la zona es de aproximadamente 7.400.741 habitantes, lo que corresponde al 40% de la población total del país. El PIB de la Región Metropolitana corresponde al cuarto del país.

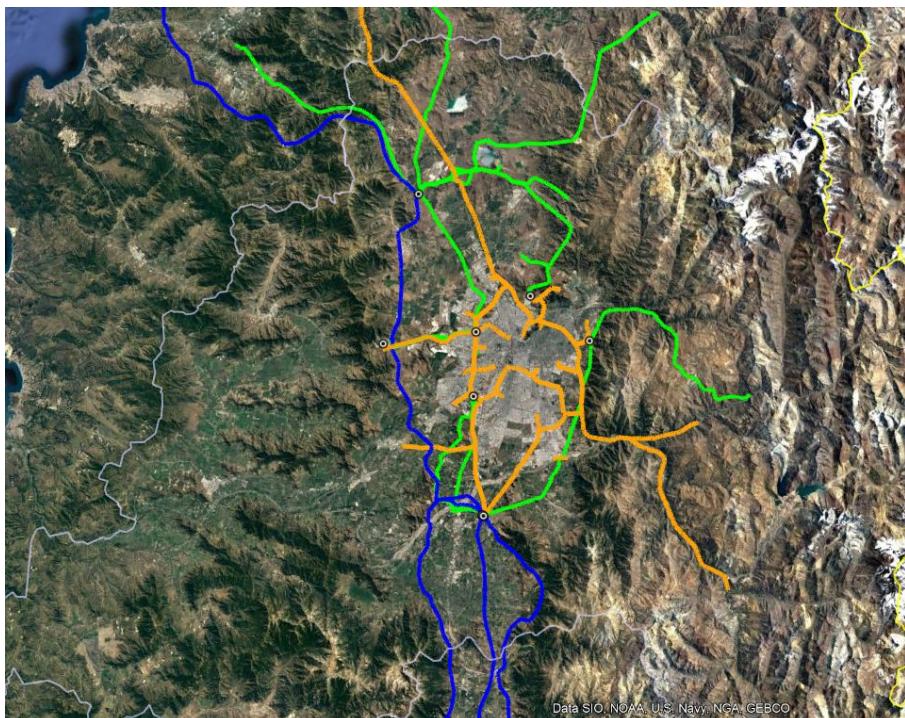


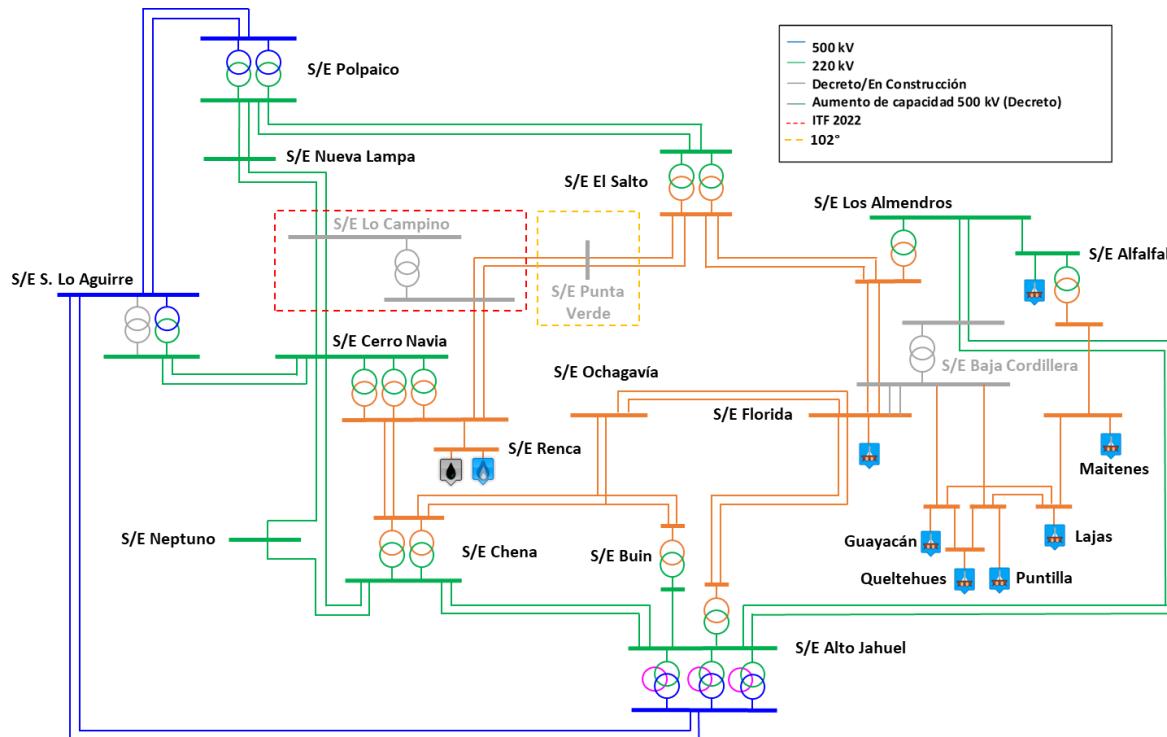
Figura 1-29. Mapa geográfico de la zona de estudio, Zona Metropolitana.

El Sistema de Transmisión Zonal de la Región Metropolitana se caracteriza por ser un sistema enmallado de doble circuito en 110 kV que interconecta a las subestaciones AT/MT. Estas subestaciones AT/MT se interconectan al anillo a través de arranques que se conectan mayoritariamente en configuración Tap con el sistema enmallado de 110 kV. Existen tramos radiales desde S/E Cerro Navia hasta S/E Lo Aguirre y desde S/E Maipo hasta S/E Pirque. El sistema Zonal se interconecta con el Sistema Nacional, a través de 8 subestaciones de enlace en nivel de tensión 220/110 kV, las cuales son: S/E Alto Jahuel, S/E Chena, S/E Cerro Navia, S/E El Salto, S/E Los Almendros, S/E Buin, S/E Baja Cordillera y por la nueva S/E Lo Campino (Año 2029 aproximadamente).

Estos puntos abastecen de energía al anillo 110 kV de la zona urbana del Gran Santiago. La generación local tiene baja participación en el abastecimiento de la demanda de esta zona. Las inyecciones más relevantes son:

- Central Nueva Renca (inyección en S/E Renca 110 kV).
- Centrales hidroeléctricas Guayacán, Los Maitenes, Queltehues y Puntilla (inyección en S/E Florida 110 kV).
- Centrales hidroeléctricas Alfalfal I y II (inyección en S/E Alfalfal).

A continuación, en la Figura 1-30 se indican las características principales descritas del Sistema de Transmisión Zonal.



Este sistema de transmisión zonal está compuesto por un total de 250 tramos de líneas, cuya extensión alcanza cerca 742 km de con niveles de tensión de 220 kV, 110 kV, y 44 kV donde las líneas de 110 kV son las que se presentan en mayor cantidad, formando el anillo de 110 kV de la región Metropolitana con conexión en Tap a cada S/E que alimenta a la demanda, cubriendo una mayor distancia. La demanda de este sistema se abastece desde las subestaciones:

1. S/E Cerro Navia 220/110 kV
2. S/E El Salto 220/110 kV
3. S/E Chena 220/110 kV
4. S/E Buin 220/110 kV
5. S/E Alto Jahuel 220/110 kV
6. S/E Los Almendros 220/110 kV
7. S/E Baja Cordillera 220/110 kV
8. S/E Lo Campino 220/110 kV (Nueva)

En la Figura 1-31 se presenta la clasificación de las líneas de transmisión en la zona de estudio.

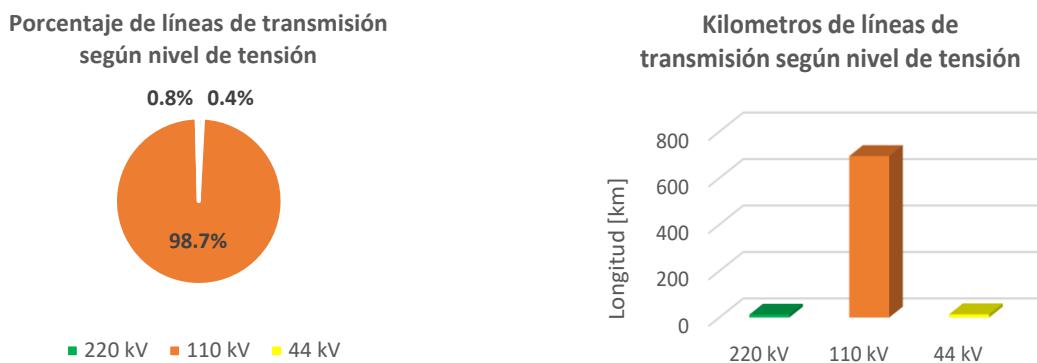


Figura 1-31. Porcentaje de líneas de transmisión según el nivel de tensión y, kilómetros de líneas de transmisión en función del nivel de tensión, zona Metropolitana.

En la Figura 1-32 se presenta la cantidad de transformadores AT/AT existentes y nuevos, según la relación de transformación en sus devanados de alta tensión y; adicionalmente, la capacidad en MVA de los transformadores en la zona estudiada.

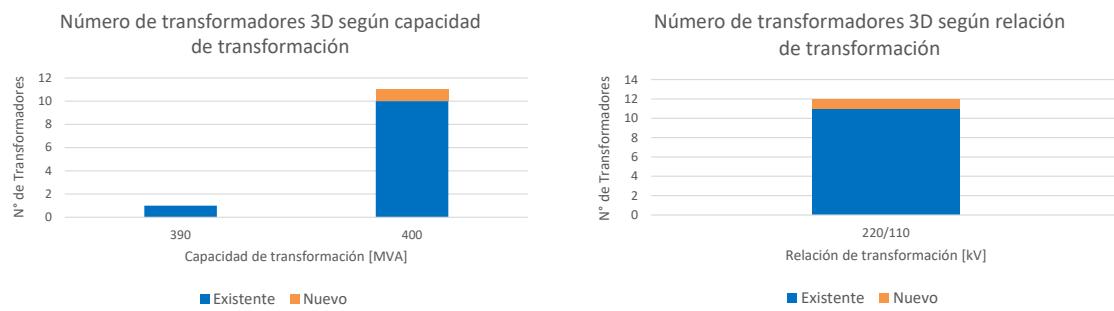


Figura 1-32. Cantidad de transformadores AT/AT según niveles de transformación y capacidad, zona Metropolitana.

El nuevo transformador 220/110 kV que se instalará corresponde a la S/E la S/E Lo Campino presentada en DE 58/2024 con fecha estimada de entrada al año 2030.

Respecto a los transformadores AT/MT, en el horizonte de análisis existen 201 transformadores, considerando aquellos existentes y declarados en construcción. Siendo estos transformadores de distintos niveles de transformación cuyas capacidades varían desde 3,5 MVA hasta 50 MVA. En la Figura 1-33 se muestran los transformadores clasificados por capacidad de transformación.

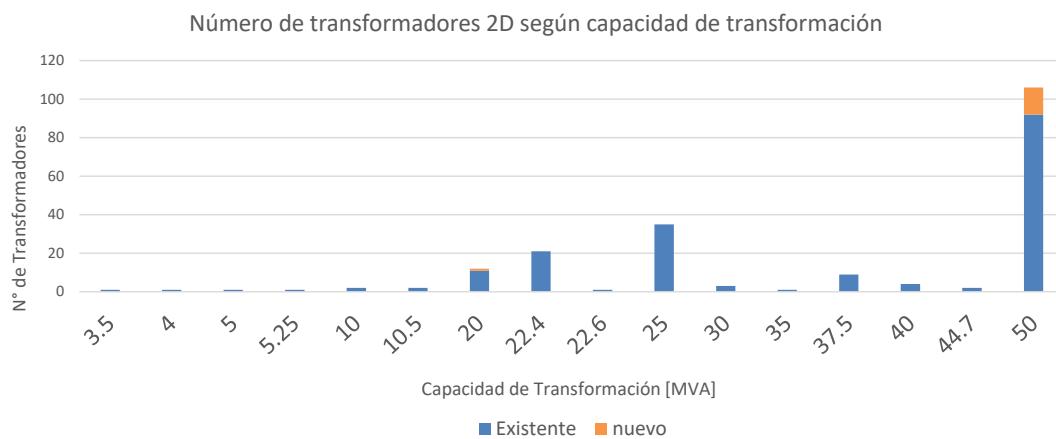


Figura 1-33. Cantidad de transformadores AT/MT según capacidad, Zona Metropolitana.

Respecto a la demanda abastecida mediante instalaciones de transmisión zonal, en la Figura 1-34 se presenta la suma de las demandas máximas coincidentes zonales de la zona en análisis, lo cual permite contar un índice global de la demanda que se abastece por escenario.

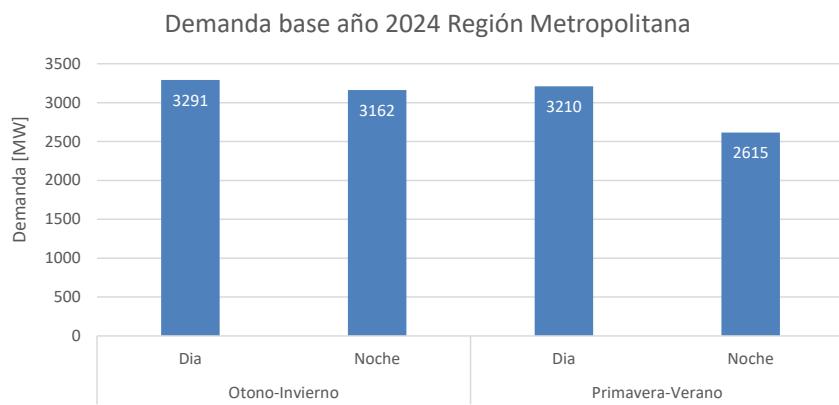


Figura 1-34. Escenarios con demandas máximas coincidentes de la zona Metropolitana en el año 2024.

#### 1.4.2 ANTECEDENTES PARA EL ANÁLISIS ZONAL

Los análisis de las instalaciones de transmisión zonal se realizan teniendo en consideración la temperatura ambiente según las distintas zonas geográficas. La Zona Metropolitana corresponde a una única zona, cuyas temperaturas empleadas para los períodos de análisis de las instalaciones zonales, se presenta en la Tabla 1.37.

**Tabla 1.37. Cuadro de temperaturas zona Región Metropolitana.**

Zona	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Metropolitana	35 °C	25 °C	25 °C	25 °C

A continuación, se resumen las obras en construcción y de expansión zonal utilizadas en el estudio de la zona de la Región Metropolitana, decretadas mediante los Decretos Exento DE N°418/2017, DE N°293/2018, DE N°4/2019, DE N°198/2019, DE N°231/2019, DE N°171/2020, DE N°185/2020, DE N°185/2021, DE N°200/2022, DE N°58/2024, DE N°4/2024, DE N°266/2024 y DE N°13/2024 indicando el nombre de la obra y el escenario en el que se estima su puesta en servicio. Por otro lado, también se consideran aquellas obras presentadas en el ITD 2024 por la CNE.

**Tabla 1.38. Obras de Ejecución Obligatoria (DE N°418 04/08/2017), zona Metropolitana.**

Obras Zonales de Expansión DE N°418 04	Escenario
Aumento de Capacidad tramo de línea 2x110 kV Tap Santa Elena – Tap Macul	Caso Base
Aumento de Capacidad tramo de línea 2x110 kV Lo Espejo – Tap Cisterna	Caso Base
Aumento de Capacidad tramo de línea 2x110 kV Los Almendros – Tap Los Dominicos	Caso Base
Aumento de Capacidad S/E Alonso de Córdova	Caso Base
Nuevo Transformador en S/E Bicentenario	Caso Base
Nuevo Transformador en S/E Brasil	Caso Base
Nuevo Transformador en S/E Chacabuco	Caso Base
Nuevo Transformador en S/E Chicureo	Caso Base
Nuevo Transformador en S/E Club Hípico	Caso Base
Nuevo Transformador en La Cisterna	Caso Base
Nuevo Transformador en S/E Lo Boza	Caso Base
Aumento de Capacidad en S/E Los Dominicos	Caso Base
Nuevo Transformador en S/E Panamericana	Caso Base
Aumento de Capacidad en S/E Quilicura	Caso Base
Nuevo Transformador en S/E San Bernardo	Caso Base
Aumento de Capacidad en S/E San Joaquín	Caso Base
Aumento de Capacidad en S/E San José	Caso base
Nuevo Transformador en S/E San Pablo	Caso Base

Obras Zonales de Expansión DE N°418 04	Escenario
Nuevo Transformador en S/E Santa Rosa Sur	Caso Base
Ampliación en S/E Altamirano	Caso Base
Ampliación en S/E Macul	Caso Base
Ampliación en S/E Pudahuel	Caso Base
Ampliación en S/E La Dehesa	Caso Base
Ampliación en S/E Cerro Navia	Caso Base
Modificación Paños de conexión de Línea 2x110 kV Las Vegas – Cerro Navia en nuevo patio GIS 110 kV S/E Cerro Navia	Caso Base
Modificación Paños de conexión de paños de transformación TR5 y nuevo banco en nuevo patio GIS 110 kV S/E Cerro Navia	Verano 2029
Seccionamiento en S/E Pirque	Caso Base
Ampliación en S/E Pirque	Caso Base

**Tabla 1.39. Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 (DE N°293 08/11/2018), zona Metropolitana.**

Obras Zonales de Expansión DE N°293	Escenario
Adecuaciones en S/E El Salto	Verano 2028

**Tabla 1.40. Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018 (DE N°198 05/08/2019), zona Metropolitana.**

Obras Zonales de Expansión DE N°198	Escenario
Refuerzo Tramo Tap Vitacura – Vitacura	Verano 2027
Ampliación en S/E Polpaico	Verano 2027

**Tabla 1.41. Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°171 7/09/2020), zona Metropolitana.**

Obras Zonales de Expansión DE N°171	Escenario
Ampliación en S/E Apoquindo	Verano 2025
Ampliación en S/E La Reina	Verano 2025
Ampliación en S/E Curacaví	Verano 2025
Ampliación en S/E Nueva Lampa	Verano 2025
Ampliación en S/E Lo Aguirre	Verano 2025
Ampliación en S/E Batuco	Verano 2025
Ampliación en S/E Santa Marta	Verano 2025
Aumento de capacidad línea 2x220 kV Alto Jahuel – Baja Cordillera	Verano 2025



**Tabla 1.42. Obras nuevas – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°185 24/09/2020), zona Metropolitana.**

Obras Zonales de Expansión DE N°185	Escenario
Nueva S/E Seccionadora Baja Cordillera	Verano 2025

**Tabla 1.43. Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2020 (DE N°185 10/09/2021), zona Metropolitana.**

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2020 (DE N°185 10/09/2021)	Escenario
Ampliación en S/E Chicureo	Verano 2025
Ampliación en S/E Santa Raquel	Verano 2025

**Tabla 1.44 Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2021 (DE N°200 07/10/2022), zona Metropolitana.**

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2021 (DE N°200 07/10/2022)	Escenario
Ampliación S/E San Pablo	Verano 2026

**Tabla 1.45 Obras nuevas – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2022 (DE N°58 10/04/2024), zona Metropolitana.**

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2022 (DE N°58 10/04/2024)	Escenario
Nueva S/E Lo Campino	Verano 2030
Nueva S/E Don Melchor	Verano 2030
Nueva S/E Nos	Verano 2030

**Tabla 1.46 Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2022 (DE N°4 09/01/2024), zona Metropolitana.**

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2022 (DE N°4 09/01/2024)	Escenario
Ampliación en S/E Recoleta	Verano 2028

**Tabla 1.47 Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2023 (DE N°266 05/12/2024), zona Metropolitana.**

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2023 (DE N°266 05/12/2024)	Escenario
Ampliación en S/E Macul	Verano 2029
Ampliación en S/E Santa Elena	Verano 2029
Ampliación en S/E Mariscal	Verano 2028

**Tabla 1.48 Obras nuevas – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2023 (DE N°13 18/01/2025), zona Metropolitana.**

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2023 (DE N°13 18/01/2025)	Escenario
Nueva S/E El Peral, Seccionamiento Línea 2x110 kV Florida – Tap Vizcachas	Verano 2030

**Tabla 1.49 Obras de ampliación – ITD 2024, zona Metropolitana.**

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2023 (DE N°266 05/12/2024)		Escenario
Ampliación en S/E Maipú (NTR ATMT)		Verano 2029
Ampliación en S/E Padre Hurtado (NTR ATMT)		Verano 2029

En la Tabla 1.50 se muestra el escenario de estudio en el cual han sido incorporadas obras relativas a ejecución de acuerdo con lo establecido en el inciso segundo del artículo 102° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

**Tabla 1.50. Obras establecidas a través del artículo 102°, zona Metropolitana.**

Proyecto	Escenario	Resolución
Ampliación en S/E Puente Alto y Ampliación en S/E Costanera	Verano 2021	RE 826 30/12/2019
Seccionamiento Línea 2x110 kV Alto Jahuel – Florida, nueva S/E Bajos de Mena, nueva línea 1x110 kV Bajos de Mena – Costanera, aumento de capacidad línea 1x110 kV Costanera – Puente Alto y aumento de capacidad línea 1x110 kV Puente Alto – Las Vizcachas	Verano 2026	RE 19 20/01/2020
Nueva Subestación Providencia, Nueva Línea de Transmisión Subterránea 2x110 kV Vitacura – Providencia y Modificaciones en Subestación Vitacura	Verano 2028	RE 91 18/03/2020
Subestación Seccionadora Las Canteras 110 kV	Verano 2024	RE 396 04/10/2021
Ampliación Barra N°2 220 kV SE Chicureo	Invierno 2024	RE 407 05/09/2023
Nueva SE Seccionadora Enea 110	Invierno 2027	RE 171 12/04/2024
Nueva Subestación Seccionadora Punta Verde 110 kV	Verano 2027	RE 550 05/09/2025
Nuevo Transformador Para “Data Center Chile 2”	Invierno 2026	RE 190 17/04/2025

En base a la metodología de diagnóstico de líneas de transmisión y transformadores AT/AT se determinan una zona a la cual se obtiene la demanda máxima coincidente para los dos casos analizados, las fechas son detalladas en la Tabla 1.51.

**Tabla 1.51 Fechas de demanda máxima coincidente, zona Metropolitana.**

Zona	Primavera-Verano Día	Primavera-Verano Noche	Otoño-Invierno Día	Otoño-Invierno Noche
Metropolitana	31-01-2024 15:00:00	31-01-2024 21:00:00	22-05-2024 14:00:00	10-07-2024 20:00:00

A continuación, se realiza el diagnóstico de instalaciones considerando los escenarios de máxima demanda correspondiente a Primavera - Verano Día y Otoño - Invierno Día.

#### 1.4.3 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/MT

De acuerdo con el diagnóstico efectuado, al cierre del período de análisis (año 2033) se identifican cuatro transformadores que superan su capacidad nominal. Asimismo, siete transformadores presentan niveles de cargabilidad entre el 85% y el 100%, lo que evidencia una condición de operación cercana a su límite. La Figura 1-35 presenta la evolución porcentual de los estados de los transformadores entre los años 2025 y 2033 (considerando año 2025 al interior), mientras que la Figura 1-36 presenta la cantidad de elementos y su cargabilidad, estos estados corresponden a:

- **Verde:** menor a 50%.
- **Amarillo:** entre 50% y 85%.
- **Naranjo:** entre 85% y 100%.
- **Rojo:** mayor a 100%.

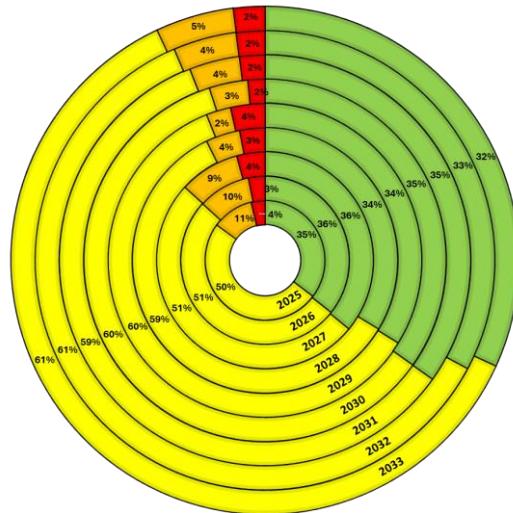


Figura 1-35. Evolución porcentual del estado de los transformadores AT/MT, Región Metropolitana.

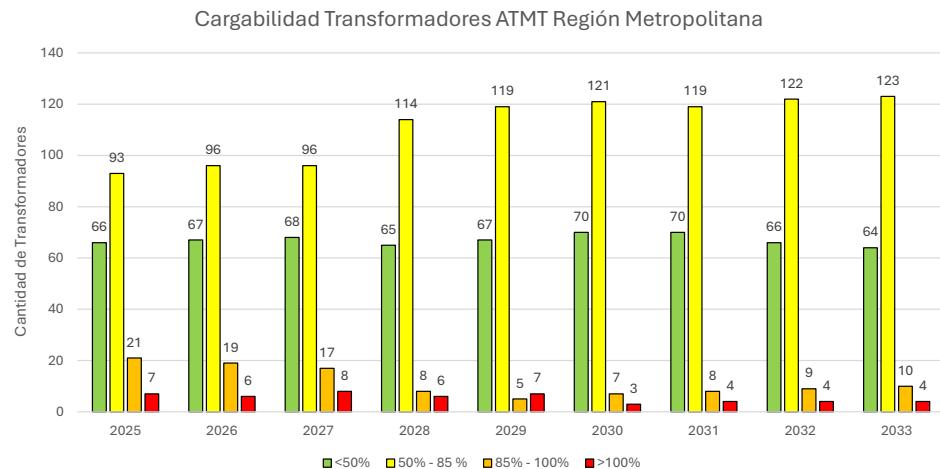


Figura 1-36. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, Región Metropolitana.

El análisis de las figuras anteriores permite observar que:

1. En general, la región Metropolitana mantiene una estabilidad razonable en la capacidad de carga de sus transformadores durante los años de análisis. La mayoría de los años tienen cantidades significativas de transformadores por debajo del 85% de su capacidad, lo que es una buena señal en términos de margen de seguridad.
2. Al año 2033, 4 transformadores se encontrarán en una condición de sobrecarga y 10 con una cargabilidad entre el 85% y 100%.
3. Al año 2028 se observa una disminución de instalaciones con sobrecarga, esto se debe a la incorporación de nuevos transformadores AT/MT en la zona metropolitana, permitiendo en conjunto con la redistribución de demandas, descongestionar varios transformadores que se encuentran con una cargabilidad sobre el 85%.
4. Para los casos en los que se han identificado cargabilidades sobre el 85%, se observa la capacidad de redistribuir demanda en la misma subestación o en instalaciones adyacentes, sin embargo, dado las transferencias ya informadas, se requiere levantar la capacidad de transferencias de estas cargas con la finalidad de verificar su redistribución.

En resumen, estos datos sugieren que, en general, la región Metropolitana mantiene una capacidad de carga adecuada en sus transformadores AT/MT. Sin embargo, es importante seguir monitoreando la situación, especialmente ante cualquier cambio en la demanda eléctrica o en la infraestructura de transmisión, para garantizar la confiabilidad continua del suministro eléctrico en la región.

Siguiendo con esto, cabe mencionar que la sobrecarga y la cercanía al límite de capacidad de los transformadores son señales de que el sistema podría estar operando al límite o incluso más allá de

su capacidad nominal. Esto podría llevar a interrupciones en el suministro eléctrico y, en casos extremos, a daños en los equipos. Por ende, es importante destacar aquellos transformadores AT/MT que se encuentran sobre el margen del 85% de su capacidad.

A continuación, la Tabla 1.52 presenta el listado de transformadores con cargabilidades sobre el 85% al año 2033.

**Tabla 1.52 Transformadores con cargabilidades superiores al 85% al año 2032. Zona Metropolitana.**

<b>Listado de transformadores sobrecargados en el horizonte de análisis</b>
T2D S/E CENTRAL FLORIDA 2 A5 (92%)
T2D S/E LA PINTANA AT1 (88%)
T2D S/E LA PINTANA AT2 (95%)
T2D S/E LA REINA AT2 (91%)
T2D S/E LA REINA AT3 (92%)
T2D S/E LA REINA AT4 (93%)
T2D S/E LAS ACACIAS AT1 (85%)
T2D S/E LO BOZA AT2 (94%)
T2D S/E LO BOZA AT3 (97%)
T2D S/E SAN JOAQUIN AT1 (94%)
T2D S/E LO BOZA AT1 (114%)
T2D S/E LO BOZA AT4 (115%)
T2D S/E OCHAGAVIA AT2 (119%)
T2D S/E SAN JOAQUIN AT3 (107%)

Finalmente, se menciona que para el año 2033, se proyecta que de los 14 transformadores AT/MT que superan el 85% de su capacidad nominal, cinco de estos transformadores presentan esta sobrecarga en gran parte debido al incremento de la demanda originado por la incorporación de infraestructura para electromovilidad, promovida bajo las directrices del Oficio N°35975/2023 del Directorio de Transporte Público Metropolitano (DTPM), en la Tabla 1.53 se presenta el listado de transformadores.

**Tabla 1.53 Transformadores con cargabilidades superiores al 85% al año 2033 por electromovilidad.**

<b>Listado de transformadores sobrecargados en el horizonte de análisis</b>
T2D S/E LA PINTANA AT1 (88%)
T2D S/E LA PINTANA AT2 (95%)
T2D S/E LA REINA AT3 (92%)
T2D S/E LAS ACACIAS AT1 (85%)
T2D S/E OCHAGAVIA AT2 (119%)

#### 1.4.4 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/AT

Se realiza el diagnóstico de 12 transformadores AT/AT con calificación zonal, siendo estos evaluados en escenarios de Primavera - Verano día y Otoño – Invierno día. En la Figura 1-37 se presenta la evolución de los estados de los transformadores desde el año 2025 (círculo interior) hasta el 2033 (círculo exterior), donde los estados corresponden a:

- **Verde:** menor a 50%
- **Amarillo:** entre 50% y 85%
- **Naranjo:** entre 85% y 100%
- **Rojo:** mayor a 100%

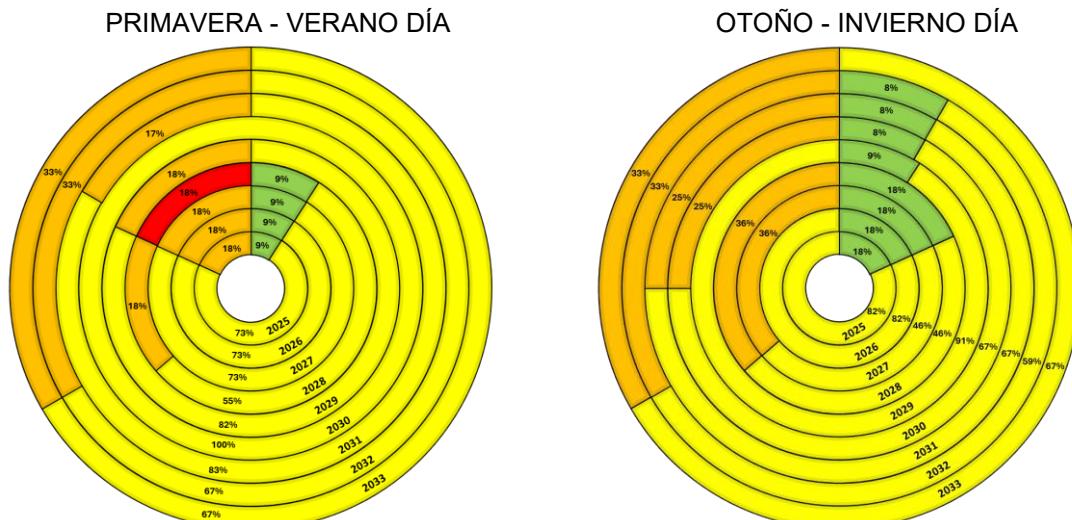


Figura 1-37. Evolución del estado de los transformadores AT/AT, Zona Metropolitana.

El análisis de la Figura 1-37, permite observar que:

1. El resultado obtenido se extrae que el escenario otoño - invierno día es el más crítico, en comparación al primavera - verano día dado el aumento de carga. Lo que refleja cambios en la demanda estacional y podría requerir una atención especial para garantizar la estabilidad del suministro eléctrico.
2. Al año 2033, ningún transformador se encontraría en una condición de cargabilidad sobre el 100% para cada uno de los escenarios analizados.
3. La entrada del tercer transformador en la S/E Cerro Navia genera una disminución de la cargabilidad en los transformadores de la S/E hasta el final del horizonte.

4. La puesta en marcha de la S/E Lo Campino, junto con su transformador AT/AT, provoca una disminución en la cargabilidad de los transformadores en la zona. No obstante, esta nueva configuración no es suficiente y resulta en una sobrecarga constante, alcanzando el 902% de su capacidad en verano.

A continuación, en la Tabla 1.54 y Tabla 1.55 se presenta el listado de transformadores con cargabilidades sobre el 85% al año 2033 para ambos escenarios evaluados.

**Tabla 1.54. Transformadores con cargabilidades superiores al 85% al año 2033 Otoño - Invierno día. Zona Metropolitana.**

Escenario Otoño - Invierno Día
ATR ALTO JAHUEL 220/115/13.2kV 390MVA N2 (98%)
ATR CERRO NAVIA 220/110/13.2kV 400MVA N5 (92%)
ATR CHENA 220/110/13.8kV 400MVA N1 (97%)
ATR CHENA 220/110/13.8kV 400MVA N2 (97%)

**Tabla 1.55. Transformadores con cargabilidades superiores al 85% al año 2033 Primavera - Verano día. Zona Metropolitana.**

Escenario Primavera - Verano Día
ATR ALTO JAHUEL 220/115/13.2kV 390MVA N2 (95%)
ATR CHENA 220/110/13.8kV 400MVA N1 (92%)
ATR CHENA 220/110/13.8kV 400MVA N2 (92%)
ATR LO CAMPINO 220/110 400 MVA T1 (92%)

#### 1.4.5 DIAGNÓSTICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Se realiza el diagnóstico de un total de 250 líneas de transmisión zonal, considerando las nuevas instalaciones de la zona, siendo estas evaluadas en escenarios de Primavera - Verano día y Otoño – Invierno día. La Figura 1-38 presenta la evolución de los estados de las líneas desde el año 2025 (círculo interior) hasta el 2033 (círculo exterior), donde los estados corresponden a:

- **Verde:** menor a 50%
- **Amarillo:** entre 50% y 85%
- **Naranjo:** entre 85% y 100%
- **Rojo:** mayor a 100%

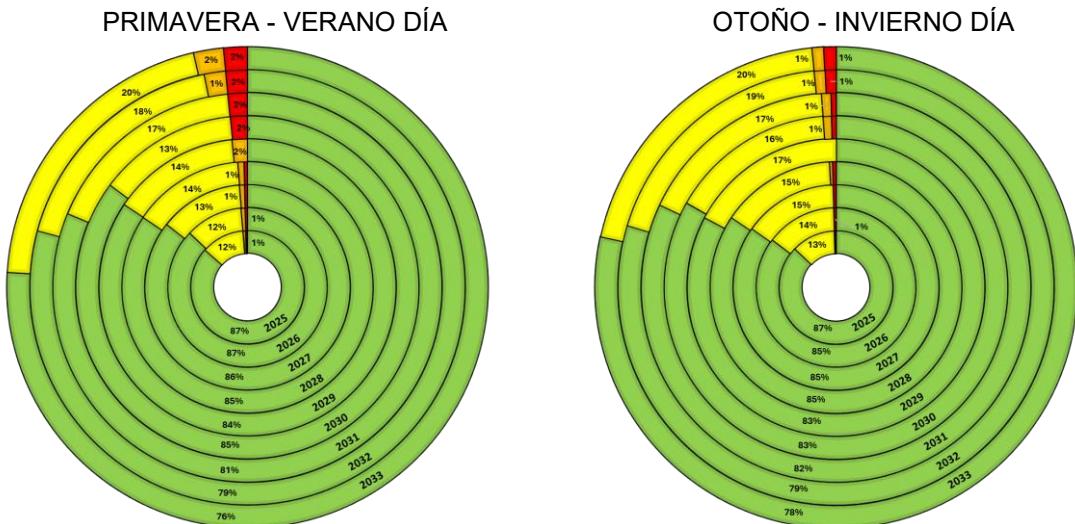


Figura 1-38. Evolución del estado de las líneas de transmisión zonal, Zona Metropolitana.

El análisis de la Figura 1-38 permite observar que:

1. El escenario de verano día se muestra como el más crítico, en contraste con el invierno día, debido al incremento de la temperatura en la zona y la consiguiente reducción de la capacidad de las líneas eléctricas.
2. Al año 2033, en el escenario más crítico se observan condiciones de sobrecarga en 4 líneas que superan el 100% de su capacidad nominal.
3. La entrada de la S/E el Lazo genera una disminución considerable en la cargabilidad que presenta la línea San Bernardo – Malloco 1x110 kV, pero aun considerando el 49% de traspaso de carga, se encuentra sobre el 100% en todo el horizonte de análisis para el escenario más crítico.

A continuación, en la Tabla 1.56 y Tabla 1.57 se presenta el listado de líneas con cargabilidades sobre el 85% al año 2033.

Tabla 1.56. Líneas con cargabilidades superiores al 85% al año 2033 Otoño - Invierno día. Zona Metropolitana.

Escenario Otoño - Invierno Día
Tap Libertadores - Lo Campino 110 kV C1 (99%)
Tap Libertadores - Lo Campino 110 kV C2 (105%)
Tap Libertadores - Punta Verde C1 (118%)
Tap Libertadores - Punta Verde C2 (93%)

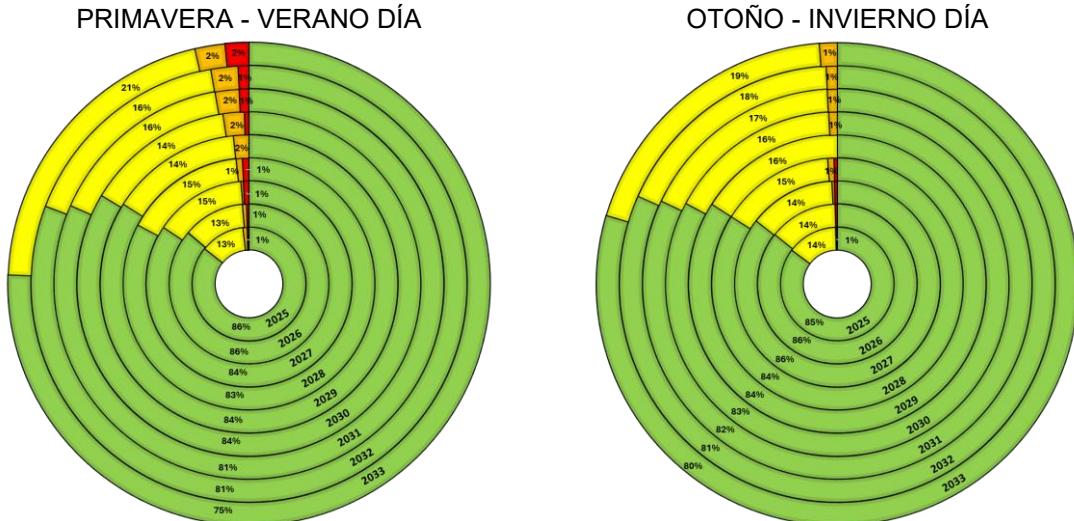
**Tabla 1.57. Líneas con cargabilidades superiores al 85% al año 2033 Primavera - Verano día. Zona Metropolitana.**

Escenario Primavera - Verano Día
San Bernardo - Malloco 110kV (116%)
Las Vegas - Punta Peuco 110 kV C1 (87%)
Tap La Reina - Baja Cordillera 110 kV L1 (89%)
Tap La Reina - Baja Cordillera 110 kV L2 (91%)
Tap Libertadores - Lo Campino 110 kV C1 (112%)
Tap Libertadores - Lo Campino 110 kV C2 (119%)
Tap Libertadores - Punta Verde C1 (120%)
Tap Libertadores - Punta Verde C2 (95%)
Tap San Pablo - Enea 110 kV (86%)

#### 1.4.6 SENSIBILIDAD SIN CENTRAL NUEVA RENCA

A modo de sensibilidad se realiza el diagnóstico de la región Metropolitana al no contar con la generación de las Centrales de Renca. Se analizan un total de 250 líneas de transmisión zonal, considerando las nuevas instalaciones de la zona, siendo estas evaluadas en escenarios de Primavera - Verano día y Otoño – Invierno día, la Figura 1-39 presenta la evolución de los estados de las líneas desde el año 2025 (círculo interior) hasta el 2033 (círculo exterior) sin considerar las centrales de la S/E Renca.

- **Verde:** menor a 50%
- **Amarillo:** entre 50% y 85%
- **Naranjo:** entre 85% y 100%
- **Rojo:** mayor a 100%


**Figura 1-39. Evolución del estado de las líneas de transmisión zonal, Zona Metropolitana Sin Central Renca.**

El análisis de la Figura 1-39 permite observar que:

1. La desconexión de las centrales de Renca tiene un efecto directo en las líneas internas del anillo de 110 kV en la región Metropolitana, ya que libera considerablemente su capacidad al dejar de transportar los 300 MW que estas centrales inyectan a la red.
2. El escenario de verano día se muestra como el más crítico, en contraste con el invierno día, debido al incremento de la temperatura en la zona y la consiguiente reducción de la capacidad de las líneas eléctricas.
3. Al año 2033, el escenario Verano Día presenta cuatro líneas en condición de sobrecarga.

A continuación, en la Tabla 1.58 y Tabla 1.59 se presenta el listado de Líneas con cargabilidades sobre el 85% al año 2032.

**Tabla 1.58. Líneas con cargabilidades superiores al 85% al año 2033 Otoño - Invierno día. Zona Metropolitana.**

Escenario Otoño - Invierno Día
Tap Libertadores - Lo Campino 110 kV C1 (87%)
Tap Libertadores - Lo Campino 110 kV C2 (93%)
Tap Libertadores - Punta Verde C1 (97%)

**Tabla 1.59. Líneas con cargabilidades superiores al 85% al año 2033 Primavera - Verano día. Zona Metropolitana.**

Escenario Primavera - Verano Día
San Bernardo - Malloco 110kV (116%)
Las Vegas - Punta Peuco 110 kV C1 (94%)
Tap La Reina - Baja Cordillera 110 kV L1 (96%)
Tap La Reina - Baja Cordillera 110 kV L2 (98%)
Tap Libertadores - Lo Campino 110 kV C1 (101%)
Tap Libertadores - Lo Campino 110 kV C2 (107%)
Tap Libertadores - Punta Verde C1 (102%)
Tap San Pablo - Enea 110 kV (86%)
Tap Santa Raquel - Santa Rosa 110kV L1 (86%)

Se realiza el diagnóstico de 12 transformadores AT/AT con calificación zonal al no contar con las Centrales de la S/E Renca, siendo estas evaluadas en escenarios de Primavera - Verano día y Otoño - Invierno día. En la Figura 1-40 se presenta la evolución de los estados de los transformadores desde el año 2025 (círculos interiores) hasta el 2033 (círculos exteriores), donde los estados corresponden a:

- **Verde:** menor a 50%
  - **Amarillo:** entre 50% y 85%
  - **Naranjo:** entre 85% y 100%
  - **Rojo:** mayor a 100%

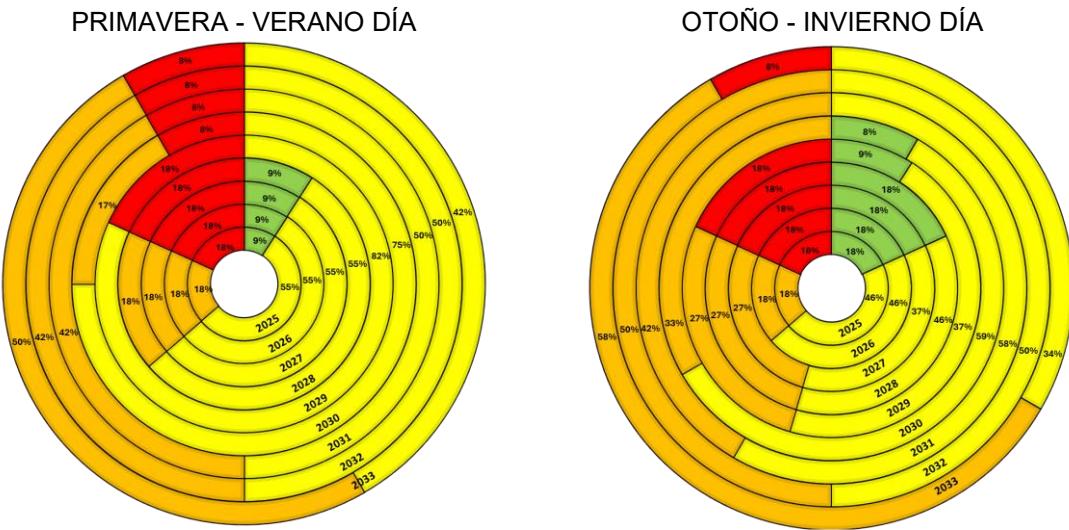


Figura 1-40. Evolución del estado de los transformadores AT/AT, Zona Metropolitana Sin Central Renca.

El análisis de la Figura 1-40, permite observar que:

1. El resultado obtenido en ambos escenarios concuerda con la demanda base en el cual el escenario invierno día es el más crítico, en comparación al verano día dado el aumento de carga. Por ende, al salir de servicio la central Renca este déficit de inyección de potencia se ve suplido por la inyección desde el norte o sur del país, de esta manera los transformadores AT/AT alrededor del anillo presentan mayor sobrecarga.
  2. Al año 2033, solo un transformador se encontraría en una condición de sobrecarga para cada uno de los escenarios analizados.
  3. Al año 2033, para el escenario Invierno Día, 7 transformadores AT/AT de la región Metropolitana superan el 85% de su capacidad.
  4. La entrada del tercer transformador en la S/E Cerro Navia genera una disminución de la cargabilidad en los transformadores de la S/E hasta el final del horizonte.
  5. La puesta en marcha de la S/E Lo Campino, junto con su transformador AT/AT, provoca una disminución en la cargabilidad de los transformadores en la zona. No obstante, esta nueva configuración no es suficiente y resulta en una sobrecarga constante, llegando a valores cercanos al 100% de cargabilidad en ambos escenarios analizados.

A continuación, en la Tabla 1.60 y Tabla 1.61 se presenta el listado de transformadores con cargabilidades sobre el 85% al año 2033.

**Tabla 1.60. Transformadores con cargabilidades superiores al 85% al año 2033 Otoño - Invierno día. Zona Metropolitana**

Escenario Otoño - Invierno Día
ATR ALTO JAHUEL 220/115/13.2kV 390MVA N2 (101%)
ATR CERRO NAVIA 220/110/13.2kV 400MVA N2 (91%)
ATR CERRO NAVIA 220/110/13.2kV 400MVA N3 (91%)
ATR CERRO NAVIA 220/110/13.2kV 400MVA N5 (89%)
ATR CHENA 220/110/13.8kV 400MVA N1 (96%)
ATR CHENA 220/110/13.8kV 400MVA N2 (96%)
ATR LO CAMPINO 220/110 400 MVA T1 (100%)
TR BUIN 220/110/13.8kV 400MVA N1 (86%)

**Tabla 1.61. Transformadores con cargabilidades superiores al 85% al año 2033 Primavera - Verano día. Zona Metropolitana.**

Escenario Primavera - Verano Día
ATR ALTO JAHUEL 220/115/13.2kV 390MVA N2 (96%)
ATR CERRO NAVIA 220/110/13.2kV 400MVA N2 (95%)
ATR CERRO NAVIA 220/110/13.2kV 400MVA N3 (95%)
ATR CHENA 220/110/13.8kV 400MVA N1 (92%)
ATR CHENA 220/110/13.8kV 400MVA N2 (92%)
ATR LO CAMPINO 220/110 400 MVA T1 (108%)
TR BUIN 220/110/13.8kV 400MVA N1 (86%)

#### 1.4.7 SENSIBILIDAD INCORPORACIÓN DE DATACENTER CON APORTE DE CENTRAL NUEVA RENCA

A continuación, se presenta los resultados del impacto de la conexión de Datacenter en las redes de transmisión y en los transformadores ATAT de la Región Metropolitana considerando aporte de inyección de la Central Nueva Renca.

Se analizan un total de 250 líneas de transmisión zonal, considerando las nuevas instalaciones de la zona, siendo estas evaluadas en escenarios de Primavera - Verano día y Otoño – Invierno día, la Figura 1-39 presenta la evolución de los estados de las líneas desde el año 2025 (círculo interior) hasta el 2033 (círculo exterior).

- **Verde:** menor a 50%
- **Amarillo:** entre 50% y 85%
- **Naranjo:** entre 85% y 100%
- **Rojo:** mayor a 100%

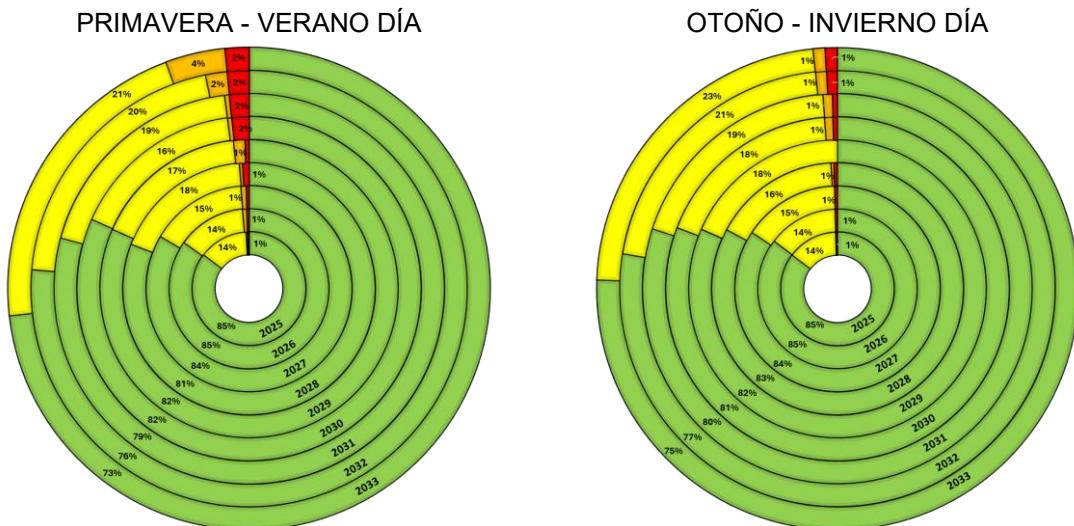


Figura 1-41. Evolución del estado de las líneas de transmisión zonal, Zona Metropolitana con la incorporación de Datacenter y aporte de la Central Nueva Renca.

El análisis de la Figura 1-41 permite observar que:

1. El escenario de verano día se muestra como el más crítico, en contraste con el invierno día, debido al incremento de la temperatura en la zona y la consiguiente reducción de la capacidad de las líneas eléctricas.
2. Al año 2033, el escenario Verano Día presenta cuatro líneas en condición de sobrecarga.

A continuación, en la Tabla 1.62 y Tabla 1.63 se presenta el listado de líneas con cargabilidades sobre el 85% al año 2033.

Tabla 1.62. Líneas con cargabilidades superiores al 85% al año 2033 Otoño - Invierno día. Zona Metropolitana con la incorporación de Datacenter y aporte de la Central Nueva Renca.

Escenario Otoño - Invierno Día
Tap Libertadores - Lo Campino 110 kV C1 (98%)
Tap Libertadores - Lo Campino 110 kV C2 (104%)
Tap Libertadores - Punta Verde C1 (116%)
Tap Libertadores - Punta Verde C2 (92%)

**Tabla 1.63. Líneas con cargabilidades superiores al 85% al año 2033 Primavera - Verano día. Zona Metropolitana con la incorporación de Datacenter y aporte de la Central Nueva Renca.**

Escenario Primavera - Verano Día
Acacias - Sn Bernardo 110kV L1 (86%)
Alto Jahuel - Tap Buin 110kV L2 (86%)
San Bernardo - Malloco 110kV (117%)
Las Vegas - Punta Peuco 110 kV C1 (92%)
Tap La Reina - Baja Cordillera 110 kV L1 (87%)
Tap La Reina - Baja Cordillera 110 kV L2 (89%)
Tap Libertadores - Lo Campino 110 kV C1 (111%)
Tap Libertadores - Lo Campino 110 kV C2 (118%)
Tap Libertadores - Punta Verde C1 (118%)
Tap Libertadores - Punta Verde C2 (94%)
Tap San Pablo - Enea 110 kV (87%)
Tap Santa Marta - Tap Bicentenario 1 (86%)
Tap Santa Raquel - Santa Rosa 110kV L1 (89%)
Tap Vitacura - Vitacura 110KV C2 (85%)

Se realiza el diagnóstico de 12 transformadores AT/AT con calificación zonal al contar con las Centrales de la S/E Renca, siendo estas evaluadas en escenarios de Primavera - Verano día y Otoño - Invierno día. En la Figura 1-42 se presenta la evolución de los estados de los transformadores desde el año 2025 (círculos interiores) hasta el 2033 (círculos exteriores), donde los estados corresponden a:

- **Verde:** menor a 50%
- **Amarillo:** entre 50% y 85%
- **Naranjo:** entre 85% y 100%
- **Rojo:** mayor a 100%

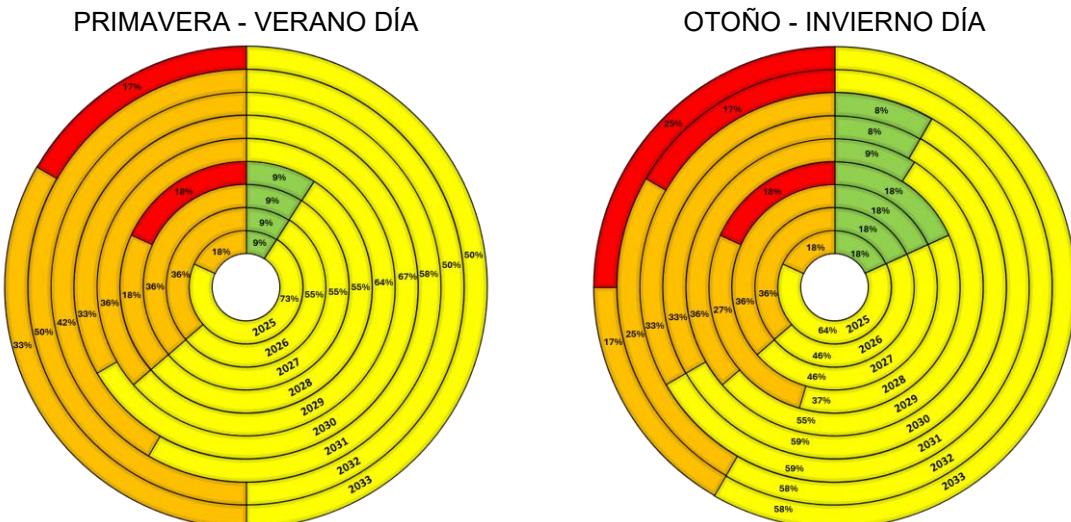


Figura 1-42. Evolución del estado de los transformadores AT/AT, Zona Metropolitana con la incorporación de Datacenter y aporte de la Central Nueva Renca.

El análisis de la Figura 1-42, permite observar que:

1. Del resultado se desprende que el escenario invierno día es el más crítico, en comparación al verano día dado el aumento de carga, de esta manera los transformadores AT/AT alrededor del anillo presentan mayor sobrecarga.
2. Al año 2033, para el escenario Inviero Día, 3 transformadores AT/AT de la región Metropolitana superan el 100% de su capacidad.
3. La entrada del tercer transformador en la S/E Cerro Navia genera una disminución de la cargabilidad en los transformadores de la S/E hasta el final del horizonte.
4. La puesta en marcha de la S/E Lo Campino, junto con su transformador AT/AT, provoca una disminución en la cargabilidad de los transformadores en la zona. No obstante, esta nueva configuración no es suficiente y resulta en una sobrecarga constante, superando el 94% de cargabilidad en primavera – verano día.

A continuación, en la Tabla 1.64 y Tabla 1.65 se presenta el listado de transformadores con cargabilidades sobre el 85% al año 2033.

Tabla 1.64. Transformadores con cargabilidades superiores al 85% al año 2033 Otoño - Invierno día. Zona Metropolitana con la incorporación de Datacenter y aporte de la Central Nueva Renca.

Escenario Otoño - Invierno Día
ATR ALTO JAHUEL 220/115/13.2kV 390MVA N2 (102%)
ATR CERRO NAVIA 220/110/13.2kV 400MVA N5 (95%)

Escenario Otoño - Invierno Día
ATR CHENA 220/110/13.8kV 400MVA N1 (106%)
ATR CHENA 220/110/13.8kV 400MVA N2 (106%)
TR BUIN 220/110/13.8kV 400MVA N1 (93%)

**Tabla 1.65. Transformadores con cargabilidades superiores al 85% al año 2033 Primavera - Verano día. Zona Metropolitana con la incorporación de Datacenter y aporte de la Central Nueva Renca.**

Escenario Primavera - Verano Día
ATR ALTO JAHUEL 220/115/13.2kV 390MVA N2 (98%)
ATR CERRO NAVIA 220/110/13.2kV 400MVA N5 (91%)
ATR CHENA 220/110/13.8kV 400MVA N1 (103%)
ATR CHENA 220/110/13.8kV 400MVA N2 (103%)
ATR LO CAMPINO 220/110 400 MVA T1 (94%)
TR BUIN 220/110/13.8kV 400MVA N1 (93%)

#### 1.4.8 SENSIBILIDAD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Finalmente, se realiza un análisis de sensibilidad adicional, considerando la salida de una línea de transmisión del anillo de 110 kV de la Región Metropolitana, incluyendo la transferencia de carga al circuito sin falla de acuerdo con lo indicado en la Tabla 1.66.

**Tabla 1.66. Contingencia ante salida de líneas del anillo 110 kV de la Región Metropolitana.**

Nº	Nombre de la Falla
F1	Falla en Cto 1 Línea 110 kV Almendro-Florida, traspaso carga al Cto 2 110 kV Almendro-Florida.
F2	Falla en Cto 1 Línea 110 kV Almendro-El Salto, traspaso carga al Cto 2 Línea 110 kV Almendro – El Salto
F3	Falla en Cto 1 Línea 110 kV Cerro Navia – Chena, traspaso carga al Cto 2 Línea 110 kV Cerro Navia – Chena.
F4	Falla en Cto 1 Línea 110 kV Cerro Navia – Renca, traspaso a Cto 2 Línea 110 kV Cerro Navia – Renca.
F5	Falla en Cto 1 Línea 110 kV Cerro Navia – El Salto, traspasar a Cto 2 Línea 110 kV Cerro Navia – El Salto
F6	Falla en Cto 1 Línea 110 kV Chena – Ochagavía – Buin, traspaso a Cto 2 Línea 110 kV Chena – Ochagavía – Buin.
F7	Falla en Cto 1 Línea 110 kV Ochagavía – Florida, traspaso a Cto 2 Línea 110 kV Ochagavía – Florida.
F8	Falla en Cto 1 Línea 110 kV Alto Jahuel – Florida, traspaso a Cto 2 Línea 110 kV Alto Jahuel– Florida.

Los resultados de los elementos más críticos al realizar las contingencias se indican en la Tabla 1.67 (año 2025) y en la Tabla 1.68 (año 2033).

**Tabla 1.67. Diagnóstico Contingencias N-1 Líneas Región Metropolitana Escenario Primavera - Verano Día 2025.**

Nombre Elemento 2025	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8
Andes - Tap La Reina 110 kV L2	132%	83%	82%	82%	83%	83%	83%	83%

Nombre Elemento 2025	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8
San Bernardo - Malloco 110kV	122%	122%	121%	122%	122%	122%	122%	122%
Tap La Reina - Baja Cordillera 110 kV L2	109%	82%	69%	69%	73%	60%	70%	58%
El Salto - Tap La Dehesa 110kV L2	52%	101%	51%	50%	49%	53%	50%	53%
Tap Los Dominicos-Los Dominicos 110kV L2	38%	101%	38%	38%	38%	38%	38%	39%
Tap Vitacura - Vitacura 110KV C2	54%	103%	54%	54%	54%	54%	54%	54%
Tap Lo Valledor - Lo Valledor 110 kV L2	66%	66%	97%	66%	66%	66%	66%	67%
Cerro Navia - Tap Lo Boza 110kV L2	49%	46%	48%	48%	100%	50%	48%	49%
Tap Lo Boza - Quilicura 110KV L2	46%	42%	45%	45%	88%	47%	45%	46%
Chena - Lo Espejo 110 kV L2	57%	60%	57%	58%	59%	131%	59%	62%
FFCC - Tap Cisterna 110kV L2	70%	74%	71%	71%	72%	110%	73%	78%
Ochagavía - FFCC 110kV L2	69%	73%	70%	70%	71%	108%	72%	77%
Tap Cisterna - Torre 16 110kV L2	51%	53%	51%	51%	52%	92%	52%	56%
Tap San Bernardo - San Bernardo 110kV L2	53%	53%	53%	53%	53%	127%	53%	53%
Tap Santa Raquel - Santa Rosa 110kV L1	76%	81%	78%	78%	79%	87%	78%	-
Torre 11 - Lo Espejo 110kV L2	51%	53%	51%	51%	52%	92%	52%	56%
Torre 16 - Torre 11 110kV L2	51%	53%	51%	51%	52%	92%	52%	56%
Ochagavía - Tap Club Hípico 110 kV L2	39%	43%	40%	40%	41%	29%	104%	48%
Alto Jahuel - Tap Buin 110kV L2	63%	65%	63%	63%	64%	67%	63%	101%
Bajos de Mena - Tap Pintana 110kV C2	56%	58%	57%	56%	57%	60%	56%	93%
Tap Buin - Bajos de Mena 110kV C2	61%	63%	61%	61%	62%	65%	61%	97%

Tabla 1.68. Diagnóstico Contingencias N-1 Líneas Región Metropolitana Escenario Primavera - Verano Día 2033.

Nombre Elemento 2033	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8
Alto Jahuel - Tap Buin 110kV L2	87%	91%	88%	88%	89%	94%	88%	137%
Andes - Tap La Reina 110 kV L2	163%	85%	83%	83%	84%	85%	84%	85%
FFCC - Tap Cisterna 110kV L2	85%	90%	86%	86%	87%	131%	88%	95%
San Bernardo - Malloco 110kV	93%	94%	93%	93%	93%	94%	93%	94%
Tap La Reina - Baja Cordillera 110 kV L2	134%	95%	80%	80%	85%	68%	80%	66%
Tap La Reina - La Reina 110 kV L2	96%	50%	49%	49%	49%	50%	49%	50%
Tap Libertadores - Lo Campino 110 kV C1	112%	108%	110%	110%	142%	113%	110%	113%
Tap Libertadores - Lo Campino 110 kV C2	118%	115%	117%	117%	149%	119%	117%	120%
Tap Libertadores - Punta Verde C1	120%	114%	118%	117%	167%	121%	117%	122%
Tap Libertadores - Punta Verde C2	95%	90%	93%	93%	142%	97%	93%	97%
Tap Los Dominicos-Los Dominicos 110kV L1	90%	-	89%	89%	89%	90%	89%	91%
Tap Vitacura - Vitacura 110KV C2	87%	147%	86%	86%	87%	87%	87%	88%
Alto Jahuel - Tap Buin 110kV L1	83%	85%	83%	83%	84%	89%	83%	-
Chena - Lo Espejo 110 kV L1	84%	87%	84%	84%	85%	-	86%	90%
El Salto - Tap La Dehesa 110kV L2	68%	123%	66%	66%	65%	70%	66%	70%
Ochagavía - FFCC 110kV L2	84%	88%	85%	85%	86%	129%	87%	94%
Tap Apoquindo - Apoquindo 110kV L2	50%	89%	50%	50%	50%	50%	50%	50%

Nombre Elemento 2033	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8
Tap Buin - Bajos de Mena 110kV C2	85%	88%	85%	85%	86%	91%	85%	132%
Tap La Reina - Baja Cordillera 110 kV L1	-	97%	82%	82%	87%	70%	82%	68%
Tap Los Dominicos-Los Dominicos 110kV L2	31%	123%	31%	31%	31%	32%	31%	32%
Tap Santa Raquel - Santa Rosa 110kV L1	83%	89%	84%	84%	86%	96%	84%	-
Chena - Tap Santa Marta 110kV L2	51%	50%	102%	51%	50%	51%	50%	50%
Tap Lo Valledor - Lo Valledor 110 kV L2	80%	80%	117%	80%	80%	81%	80%	81%
Tap Santa Marta - Tap Bicentenario 1(1)	51%	52%	96%	51%	51%	52%	51%	52%
Lo Campino - Cerro Navia 110 kV C1	69%	66%	68%	68%	95%	69%	68%	70%
Lo Campino - Cerro Navia 110 kV C2	69%	66%	68%	68%	95%	69%	68%	70%
Lo Campino - Tap Quilicura 110KV L2	75%	72%	74%	73%	103%	75%	74%	75%
Acacias - Sn Bernardo 110kV L2	72%	73%	72%	72%	72%	99%	73%	77%
Chena - Lo Espejo 110 kV L2	61%	64%	61%	61%	62%	147%	63%	67%
Tap Cisterna - Torre 16 110kV L2	59%	62%	59%	59%	60%	109%	61%	65%
Tap Pintana - Tap Buin 110kV L1	80%	83%	80%	80%	81%	86%	80%	-
Tap San Bernardo - San Bernardo 110kV L2	40%	41%	40%	40%	40%	100%	40%	41%
Torre 11 - Lo Espejo 110kV L2	59%	62%	59%	59%	60%	109%	61%	65%
Torre 16 - Torre 11 110kV L2	59%	62%	59%	59%	60%	109%	61%	65%
Ochagavía - Tap Club Hípico 110 kV L2	53%	58%	54%	54%	55%	41%	126%	63%
Tap Santa Elena - Santa Elena 110 kV L2	64%	64%	64%	63%	64%	65%	89%	65%
Bajos de Mena - Tap Pintana 110kV C2	54%	55%	53%	53%	54%	58%	53%	97%

En general, se observa una tendencia al aumento de las sobrecargas en varios elementos críticos entre los escenarios de 2025 y 2033. Esto sugiere que las condiciones de operación se vuelven más críticas en 2033, lo que se debe al resultado del crecimiento de la demanda eléctrica o cambios en la red.

La falla “F6” que consiste en la desconexión del circuito 1 de la Línea 110 kV Chena – Ochagavía – Buin, que traspasa la carga al circuito 2, es la falla más crítica observada causando problemas de sobrecarga en 4 líneas en 2025 y 10 líneas al año 2033.

En resumen, la comparación de ambas tablas muestra una tendencia al aumento de las sobrecargas en el escenario de verano 2033 en comparación con 2025, lo que sugiere la necesidad de tomar medidas para abordar las sobrecargas en la red de transmisión de la región Metropolitana, incluyendo reforzamientos de infraestructura y una planificación cuidadosa a largo plazo para garantizar la seguridad y confiabilidad del suministro eléctrico en los escenarios futuros.

## 1.5 DIAGNÓSTICO ZONA ALTO JAHUEL – CHARRÚA

### 1.5.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

La zona de estudio abarca una superficie de aproximadamente 65.000 km<sup>2</sup>. De acuerdo con el Censo 2024, la población total aproximada de la zona es cercana a los 2.622.525 habitantes, lo que corresponde al 15% de la población total del país.

El sistema se ubica en el centro sur del país y cubre una extensión de unos 480 km lineales, específicamente, comprende las instalaciones ubicadas en las siguientes regiones:

- Región Metropolitana (zona sur de las provincias de Talagante, Maipo y Melipilla).
- Región del Libertador Bernardo O'Higgins.
- Región del Maule.
- Región de Ñuble.
- Región del Biobío (al norte de la S/E Charrúa).

La Figura 1-43 muestra la ubicación de las instalaciones estudiadas en la zona de Charrúa - Chiloé.

El sistema zonal inmerso en el área de análisis está compuesto por 280 tramos de líneas de transmisión zonal aproximadamente, cuya extensión alcanza cerca de 2750 km con niveles de tensión de 154 kV, 110 kV, 66 kV y 33 kV, donde las líneas de 66 kV representan el 45% de los kilómetros de líneas de transmisión zonal (1230 km aprox.). En esta zona el sistema 66 kV se abastece principalmente del sistema 154 kV, el cual posee una extensión aproximada de 980 km y se extiende de manera longitudinal entre las subestaciones Alto Jahuel y Charrúa.

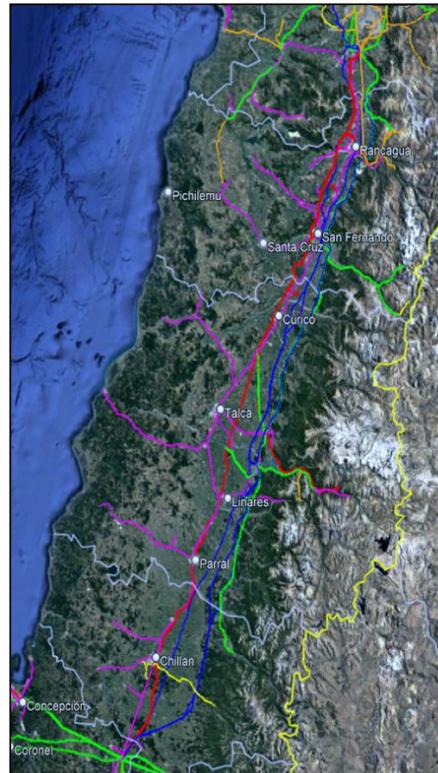


Figura 1-43. Mapa geográfico de la zona de estudio, zona Alto Jahuel - Charrúa.

El Sistema de Transmisión Zonal en estudio se caracteriza por ser un sistema radial en nivel de tensión 154 kV desde Alto Jahuel hasta Charrúa con cuatro puntos de alimentación por medio del sistema 220 kV (Alto Jahuel, Tinguiririca, Itahue y Santa Isabel), de manera paralela a este sistema 154 kV se extiende el sistema 66 kV, el cual posee extensiones radiales hacia sectores costeros como por ejemplo Cauquenes, Constitución y Licantén. Esta zona también posee un subsistema que lo forma la zona de Rapel – Quelentaro, el cual abastece de manera radial los consumos de la zona de Melipilla, Las Arañas – Ninhue pasando por Marchigüe hasta llegar a Santa Cruz. Esta zona está a la espera de que se concrete la ejecución del sistema costero 220 kV entre las S/E Itahue y S/E Hualqui.

A continuación, en la Figura 1-44 se indican las características principales descritas del Sistema de Transmisión Zonal.

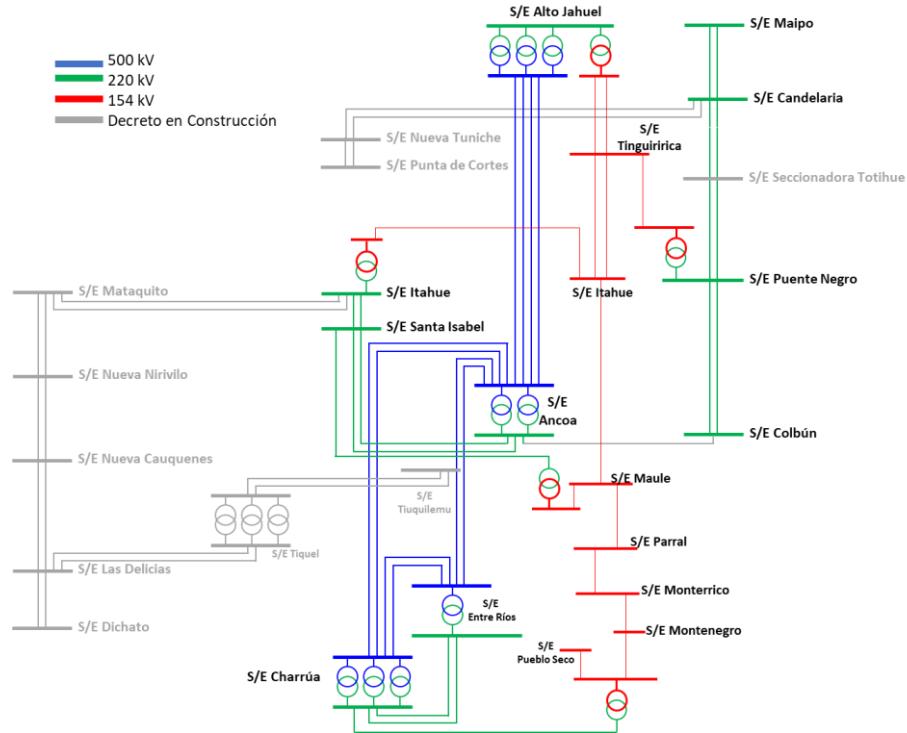


Figura 1-44. Unilineal simplificado Zona Alto Jahuel - Charrúa

A continuación, en la Figura 1-45 se presenta la clasificación de las líneas de transmisión en la zona de estudio considerando las líneas existentes y las decretadas (66 kV a 154 kV).

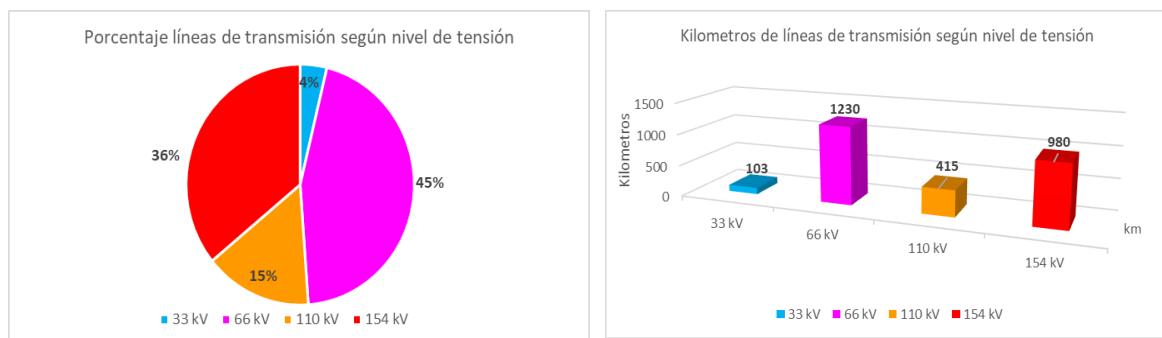


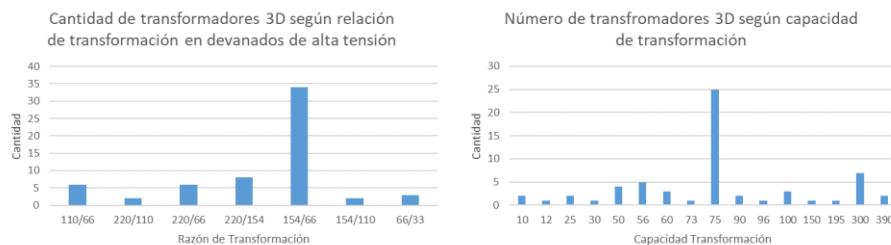
Figura 1-45. Clasificación de líneas de transmisión según nivel de tensión y kilómetros de línea, Zona Alto Jahuel - Charrúa.

De la Figura 1-45 podemos apreciar que en la zona en estudio existe un predominio de líneas en nivel de tensión 66 kV, esto debido a las características de distribución de población en las regiones

de O'Higgins, Maule y Ñuble, donde los centros de carga de baja densidad se encuentran alejados del sistema 154 kV (ver Figura 1-43).

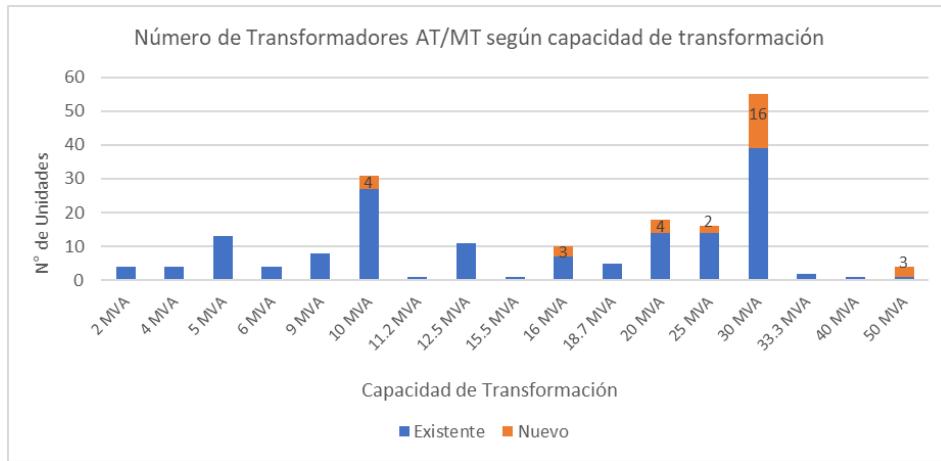
La zona Alto Jahuel – Charrúa posee 55 transformadores AT/AT, contemplando los proyectos decretados. En general, los niveles de tensión en el lado de alta tensión son de 220/154 kV, 220/110 kV, 220/66 kV, 154/66 kV, 110/66 kV.

En la Figura 1-46 se presenta la cantidad de transformadores existentes y nuevos, según la relación de transformación en sus devanados de alta tensión y; adicionalmente, la capacidad en MVA de los transformadores en la zona estudiada.



De la Figura 1-46 se observa que la gran mayoría de los transformadores poseen una razón de transformación 154/66 kV y luego siguen los transformadores 220/154 kV, por lo que se aprecia una de esta zona del sistema de 154 kV.

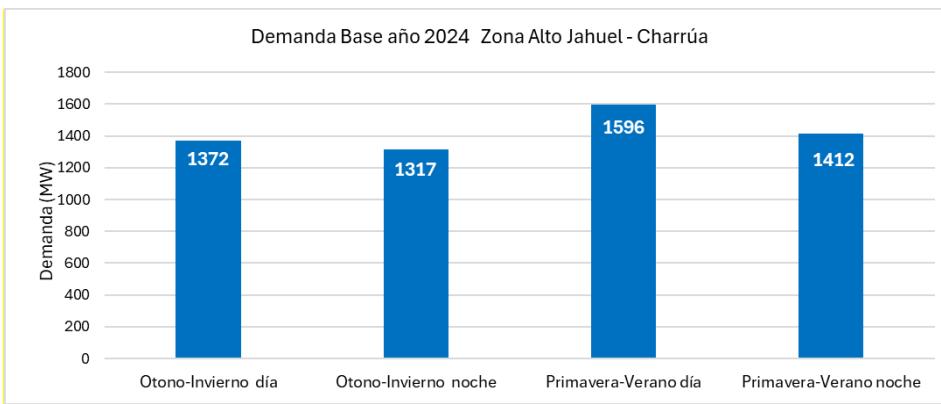
Respecto a los transformadores de 2D o AT/MT, el sistema cuenta con 205 transformadores AT/MT dentro del periodo de análisis, en distintos niveles de transformación con capacidades que varían desde 2 MVA hasta 50 MVA.



**Figura 1-47. Cantidad de transformadores de tres devanados por razón de transformación y según su capacidad de transformación, zona Alto Jahuel - Charrúa.**

De la Figura 1-47 se aprecia que los transformadores típicos en esta zona son de 10, 20, 25 y 30 MVA, y siendo estos los que predominan en el desarrollo nuevos proyectos.

Respecto a la demanda abastecida mediante instalaciones de transmisión zonal, en la Figura 1-48 se presenta los escenarios de demanda máximas coincidentes para la zona en análisis, lo cual permite contar un índice global de la demanda que se abastece por escenario. Esta demanda no contempla la reducción producto a los PMGDs.



**Figura 1-48. Escenarios con demandas máximas coincidentes de la zona Alto Jahuel - Charrúa por 2024.**

En base a la revisión de las demandas se opta para la creación de los escenarios de demanda máxima coincidente desarrollar los escenarios de Verano Día e Invierno Día, ya que son los que muestran

mayor consumo y que al estar ante la presencia del sol las líneas de transmisión disminuyen su amplitud.

### 1.5.2 ANTECEDENTES PARA EL ANÁLISIS ZONAL

Los análisis de las instalaciones de transmisión zonal se realizan teniendo en consideración la temperatura ambiente según las distintas zonas geográficas. Al analizar las temperaturas de la zona Alto Jahuel - Charrúa, se detectan 3 zonas que presentan comportamientos de temperatura similares. Por lo anterior, los análisis se estandarizan a estas 3 zonas. La temperatura ambiente empleada para los períodos de análisis de las instalaciones zonales se presenta en la Tabla 1.69.

Tabla 1.69. Cuadro de temperaturas, zona Alto Jahuel - Charrúa.

Zona	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
O'Higgins	35 °C	30 °C	30 °C	20 °C
Maule	35 °C	30 °C	30 °C	20 °C
Ñuble	35 °C	30 °C	30 °C	20 °C

En el proceso de análisis y diagnóstico de las líneas y transformadores de alta tensión AT/AT, se considera la generación de las centrales conectadas al sistema zonal operando de acuerdo con el promedio del mes de enero 2024 y de acuerdo con los requerimientos de tensión para puntos alejados del sistema 154 kV entre Alto Jahuel y Charrúa.

A continuación, de la Tabla 1.70 a la Tabla 1.84, se resumen las obras en construcción y de expansión zonal utilizadas en el estudio de la Zona Alto Jahuel - Charrúa, contenidas en los Decretos Exento DE N°418/2017, DE N°293/2018, DE N°4/2019, DE N°198/2019, DE N°231/2019, DE N°171/2020, DE N°185/2020 y DE N°185/2021, DE N°200/2022, DE N°58/2024 y DE N°4/2024 indicando el nombre de la obra y el escenario en el que es estimada su puesta en servicio. Tener en cuenta que solo se informan los proyectos que aún no han entrado en operación o ingresaron durante el presente año.

Tabla 1.70. Obras de Ejecución Obligatoria (DE N°418 de 2017), zona Alto Jahuel – Charrúa.

Obras de Ejecución Obligatoria (DE N°418 04/08/2017)	Año Ingreso
NUEVA LÍNEA 1X33 KV SANTA ELISA - CONFLUENCIA.	N/A
AMPLIACIÓN EN S/E LA ESPERANZA	Obra Reemplazada
AMPLIACIÓN EN S/E NANCAGUA.	Obra Reemplazada
AMPLIACIÓN EN S/E PANIAHUE.	Obra Reemplazada
AMPLIACIÓN EN S/E SAN VICENTE DE TAGUA TAGUA	Obra Reemplazada
AUMENTO DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN 1X66 EL MAITÉN – EL PAICO – EL MONTE.	Obra reemplazada
AUMENTO DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN EN LÍNEA 2X66 KV MAULE – TALCA.	Desierta
NUEVA LÍNEA 2X220 KV ITAHUE – MATAQUITO.	2030
NUEVA S/E MATAQUITO 220/66 KV.	2030

Obras de Ejecución Obligatoria (DE N°418 04/08/2017)	Año Ingreso
NUEVA LÍNEA 2X220 MATAQUITO – NUEVA NIRIVILO – NUEVA CAUQUENES – DICHATO – HUALQUI.	2030
S/E NUEVA NIRIVILO 220/66 KV	2030
S/E NUEVA CAUQUENES 220/66 KV.	2030
NUEVA LÍNEA 2X66 KV NUEVA CAUQUENES – PARRAL	2030
NUEVA LÍNEA 2X66 KV NUEVA CAUQUENES – CAUQUENES	2030

**Tabla 1.71 Obras de Ampliación Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 (DE N°293 de 2018). Zona Alto Jahuel – Charrúa.**

Obras de Ampliación Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 (DE N°293)	Año Ingreso
Ampliación en S/E La Esperanza	Desierta (*)
Ampliación en S/E San Vicente de Tagua Tagua	Desierta (*)
AUMENTO DE CAPACIDAD EN S/E PIDUCO	Desierta (*)
AUMENTO DE CAPACIDAD EN S/E EL MONTE	Desierta (*)
AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X66 KV CHACAHUÍN - LINARES	Desierta (*)
AMPLIACIÓN EN S/E EL MANZANO	Desierta (*)
AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA 1X66 KV LIHUEIMO – PANIAHUE Y AMPLIACIONES EN S/E PANIAHUE Y S/E LIHUEIMO	Desierta (*)
AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA 1X66 KV ROSARIO - SAN FERNANDO, SEGMENTO TAP RENGO – PELEQUÉN	2026
AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA 1X66 KV PELEQUÉN - MALLOA	2025
AMPLIACIÓN LÍNEA 2X220 KV PUNTA DE CORTÉS - TUNICHE: INCORPORACIÓN DE PAÑOS DE LÍNEA	2029
AMPLIACIÓN EN S/E PUNTA DE CORTÉS PARA INTERCONEXIÓN DE LÍNEA 2X220 KV PUNTA DE CORTÉS – TUNICHE	2029
NUEVO TRANSFORMADOR EN S/E PUNTA DE CORTÉS	2029

(\*): Obras que han resultado desiertas en los procesos de licitación y que no se consideran dentro del horizonte de análisis.

**Tabla 1.72. Obras Nuevas Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 (DE N°4 de 2019) Zona Alto Jahuel – Charrúa.**

Obras Zonales de Expansión	Año Ingreso
Nueva Línea 2x220 kV Candelaria - Nueva Tuniche y S/E Nueva Tuniche 220 kV	2029
Nueva Línea 1x66 kV La Esperanza - El Manzano	Desierta (*)

(\*): Obras que han resultado desiertas en los procesos de licitación y que no se consideran dentro del horizonte de análisis.

**Tabla 1.73 Obras de ampliación Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018 (DE N°198 de 2019), zona Alto Jahuel - Charrúa**

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018 (DE N°198 05/08/2019)	Año Ingreso
Ampliación en S/E Molina y Seccionamiento de la Línea 2x66 kV Itahue – Curicó	2027
Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Monterrico – Cocharcas	2027 Obra detenida

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018 (DE N°198 05/08/2019)	Año Ingreso
Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Tap Linares Norte – Linares	2028. Obra en mediación
Ampliación en S/E Linares	2024
Seccionamiento Línea 1x66 kV San Javier - Constitución en S/E Nueva Nirivilo	Desierta (*)
Ampliación de Capacidad Línea 1x66 kV Charrúa – Chillán	Desierta (*)
Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Nirivilo – San Javier	Desierta (*)
Seccionamiento Línea 1x66 kV Hualañé - Parronal en S/E Mataquito	2031

(\*): Obras que han resultado desiertas en los procesos de licitación y que no se han considerado dentro del horizonte de análisis.

Tabla 1.74 Obras nuevas Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018 (DE N°231 de 2019), zona Alto Jahuel – Charrúa.

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018 (DE N°231 27/08/2019)	Año Ingreso
Nueva línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – Constitución, tendido del primer circuito	2030(*)
Nueva S/E Seccionadora Codegua	2025

(\*): Obras que han resultado desiertas en los procesos de licitación y que no se han considerado dentro del horizonte de análisis.

Tabla 1.75 Obras de ampliación Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°171 de 2020), zona Alto Jahuel – Charrúa.

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°171 7/09/2020)	Año Ingreso
Ampliación en S/E Chumaquito y Seccionamiento Línea 1x66 kV Rancagua - Rosario	2025
Ampliación en S/E Pelequén	2025
Ampliación en S/E Santa Elvira	2025
Ampliación en S/E San Miguel	2025
Ampliación en S/E Parral	2025

Tabla 1.76 Obras nuevas Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°185 de 2020), zona Alto Jahuel – Charrúa.

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°185 24/09/2020)	Año Ingreso
Nueva Línea 1x66 kV Portezuelo - Alcones	2026
Nueva S/E Seccionadora El Ruil	2025

Tabla 1.77: Obras de ampliación Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2020 (DE N°185 de 2021), zona Alto jahuel-Charrúa.

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2020 (DE N°185 10/09/2021)	Año Ingreso
AMPLIACIÓN EN S/E PUNTA DE CORTÉS	2026
AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X66 KV PUNTA DE CORTÉS – TUNICHE, TRAMO PUNTA DE CORTÉS – PUENTE ALTA	2030
AMPLIACIÓN EN S/E LA RONDA	2025
SECCIONAMIENTO LÍNEA 1X66 KV TENO – CURICÓ EN S/E RAUQUÉN 66 KV	2027
AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X66 KV SANTA ELVIRA – TAP EL NEVADO	2027

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2020 (DE N°185 10/09/2021)	Año Ingreso
AMPLIACIÓN EN S/E PARRONAL (NTR ATMT) Y SECCIONAMIENTO LÍNEA 1X66 KV LOS MAQUIS – HUALAÑÉ	2026
AMPLIACIÓN EN S/E QUILMO II 66 KV (BS) Y SECCIONAMIENTO LÍNEA 1X66 KV CHILLÁN – TAP QUILMO	2027
AMPLIACIÓN EN S/E SANTA ELISA 66 KV (NBP+BT), NUEVO TRANSFORMADOR (ATMT) Y SECCIONAMIENTO LÍNEA 1X66 KV NUEVA ALDEA – SANTA ELVIRA	Desierta (*)

(\*): Obras que han resultado desiertas en los procesos de licitación y que no se han considerado dentro del horizonte de análisis.

**Tabla 1.78: Obras Nuevas Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2020 (DE N°229 de 2021), zona Alto Jahuel - Charrúa.**

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2020 (DE N°185 10/09/2021)	Año Ingreso
NUEVA S/E SECCIONADORA BUENAVISTA	2029
NUEVA S/E SECCIONADORA BULI	2025
NUEVA S/E SECCIONADORA TOTIHUE Y NUEVA LÍNEA 2X66 KV TOTIHUE – ROSARIO	2031
NUEVA LÍNEA 1X66 KV SANTA ELISA – QUILMO II	Desierta (*)
NUEVA S/E SECCIONADORA LLEPU Y NUEVA LÍNEA 2X154 KV LLEPU – LINARES	2029

(\*): Obras que han resultado desiertas en los procesos de licitación y que no se han considerado dentro del horizonte de análisis.

**Tabla 1.79. Obras de ampliación Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2021 (DE N°200 de 2022), zona Alto Jahuel- Charrúa.**

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2020 (DE N°185 10/09/2021)	Año Ingreso
Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Buin - Linderos	2030
Ampliación en S/E Fuentecilla 66 kV (BP+BT), Nuevo Patio 154 kV (NBPS+BT), Nuevo Transformador (NTR ATAT) y Seccionamiento Línea 1x66 kV San Vicente de Tagua Tagua - Las Cabras	2027
Ampliación en S/E Malloa Nueva (BPS+BT) y Seccionamiento Línea 2x154 kV Punta de Cortés - Tinguiririca	2027
Ampliación en S/E Tinguiririca (NTR ATAT)	2030
Tendido Segundo Circuito Línea 2x154 kV Tinguiririca - San Fernando y Construcción de Paños en S/E San Fernando	2029

**Tabla 1.80. Obras Nuevas Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2021 (DE N°257 de 2022), zona Alto Jahuel – Charrúa.**

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2020 (DE N°185 10/09/2021)	Año Ingreso
Nueva S/E Seccionadora Linderos	2029
Nueva S/E Seccionadora El Guindal	2034
Nueva S/E Litueche y Nueva Línea 2x110 kV Litueche - La Estrella	2028
Nueva Línea 2x154 kV Fuentecilla - Malloa Nueva	2029
Nueva Línea 2x145 kV Tinguiririca - Santa Cruz	2029
Nueva S/E Seccionadora Las Delicias	2030
Nueva S/E Coiquén y Nueva Línea 2x66 kV Las Delicias - Coiquén	2030

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2020 (DE N°185 10/09/2021)	Año Ingreso
Nueva S/E Monte Blanco y Nueva S/E El Lazo	2030

**Tabla 1.81. Obras Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2022, zona Alto Jahuel – Charrúa.**

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2020 (DE N°185 10/09/2021)	Año Ingreso
Nueva S/E Valentín Letelier	2029

**Tabla 1.82 Obras de ampliación y nuevas – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2023 (DE N°13 18/01/2025), zona Alto Jahuel - Charrúa.**

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2023 (DE N°266 05/12/2024)	Escenario
Nueva S/E Huelquén	2030
Nueva S/E Cañaveral	2030
Nueva S/E El Carmen	2029
Nueva línea 2x66 kV Fuentecilla – El Carmen	2029
Nueva S/E El Quelmén	2029
Nueva S/E Coihueco y nueva línea 2x66 kV Monterrico – Coihueco	2029
Nueva S/E Pinto y nueva línea 2x66 kV Coihueco – Pinto	2029

**Tabla 1.83 Obras de ampliación y nuevas – ITD 2024, zona Alto Jahuel - Charrúa.**

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2023 (DE N°266 05/12/2024)	Escenario
Aumento de capacidad línea 2x66 kV Panguilemo – Talca, tramo Trueno – Talca	2034
Ampliación en S/E Parral (RTR ATAT)	2034
Aumento de capacidad línea 1x154 kV Río Viejo – Pueblo Seco – Charrúa	2034
Nueva S/E Longovilo	2034
Nueva S/E Navidad y nueva línea 2x66 kV Navidad – Longovilo	2034
Nueva S/E La Brava	2034
Nueva S/E Pichilemu y nueva línea 2x110 kV Pichilemu – Portezuelo	2034
Nueva S/E Sagrada Familia y nueva línea 2x66 kV Sagrada Familia – Itahue	2034
Nueva S/E Pelarco	2034
Nueva S/E Trueno y nueva línea 2x66 kV Trueno – Pelarco	2034
Nueva S/E Chequén y nuevas líneas 1x220 kV Chequén – Santa Isabel y 2x66 kV Chequén – El Ruil	2034
Nueva S/E Guangualí y nueva línea 2x66 kV Guangualí – Río Viejo	2034
Nueva S/E Río Viejo	2034

En la Tabla 1.84 se muestra el escenario de estudio en el cual han sido incorporadas obras relativas a ejecución de acuerdo con lo establecido en el inciso segundo del artículo 102° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Tabla 1.84. Obras establecidas a través del artículo 102°, Zona Alto Jahuel – Charrúa.

Proyecto	Año Ingreso	Resolución
Nueva Subestación Fuentecilla	2023	RE 467 10/12/2020
Nueva Subestación Puquillay	2023	RE 468 14/12/2020
Nueva Subestación Santa Cruz	2023	RE 469 14/12/2020
Subestación Seccionadora Solis	2024	RE 567 22/12/2021
Nueva Subestación Trinidad	2026	RE 10 11/01/2023

### 1.5.3 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/MT

Se realiza el diagnóstico de 205 transformadores AT/MT, siendo estos evaluados conforme al máximo uso registrado durante el año 2024. La Figura 1-49 presenta la evolución de los estados de los transformadores desde el año 2025 hasta el año 2033 (año 2025 al interior), donde los estados corresponden a:

**Verde:** menor a 50%

**Amarillo:** entre 50% y 85%

**Naranjo:** entre 85% y 100%

**Rojo:** mayor a 100%

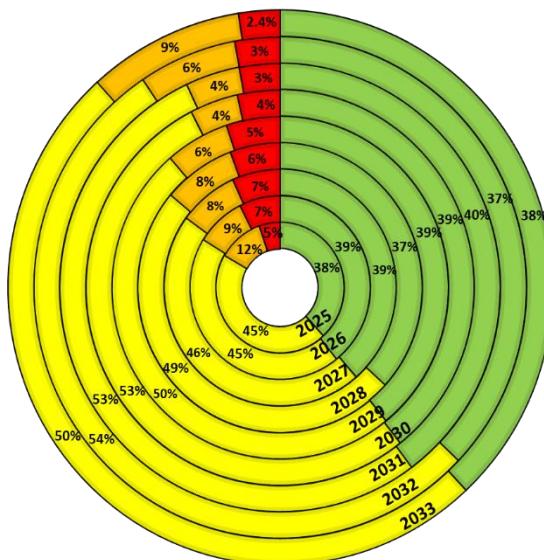


Figura 1-49. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, zona Alto Jahuel - Charrúa.

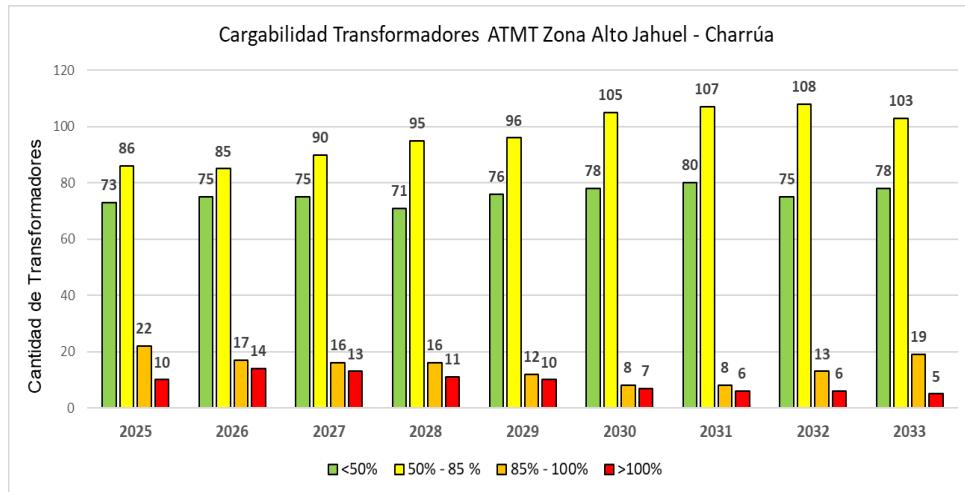


Figura 1-50. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, Zona Alto Jahuel - Charrúa.

El análisis de las figuras anteriores permite observar que:

- Al año 2025 el 17% (32 unidades) de los transformadores presenta una cargabilidad sobre el 85% de su capacidad nominal, mientras que para el otro 83% (159 unidades) la demanda máxima a la que son sometidos no compromete la suficiencia de esas unidades. De la misma figura, se observa que al paso de los años la cantidad de transformadores sobrecargados o con niveles de cargabilidad considerables van en aumento hasta el año 2027, luego de este año se aprecia una disminución, lo cual se debe a las obras futuras contempladas para la zona Alto Jahuel - Charrúa.
- Al último año analizado (2033) se aprecia que un 2.5% (5 unidades) presentan cargabilidades por sobre el 100% de su capacidad, mientras que un 9% (19 unidades) presentan cargabilidades entre el 85% y 100%. También hay que indicar que existe un 88% (181 unidades) que no ven comprometida su condición de suficiencia en el horizonte de análisis.

A continuación, la Tabla 1.85 presenta el listado de transformadores con cargabilidades sobre el 85% de cargabilidad al último año del horizonte.

Tabla 1.85. Transformadores AT/MT con cargabilidades entre el 85% y 100% al año 2033, Zona Alto Jahuel – Charrúa.

Listado de transformadores sobrecargados en el horizonte de análisis	
T2D S/E LA MANGA BT	
T2D S/E ALAMEDA BT2	
CHIMBARONGO 66/15 kV - 25 MVA (NTR)	

Listado de transformadores sobrecargados en el horizonte de análisis
T2D S/E PORTEZUELO BT3
QUINTA DE TILCOCO 66/15KV 18.7MVA
T2D S/E ROSARIO BT1
T2D S/E SAN FERNANDO BT4
T2D S/E TUNICHE BT
T2D S/E CAUQUENES BT3
T2D S/E CURICO BT2
T2D S/E ITAHUE BT3
T2D S/E LINARES NORTE BT1
T2D S/E NIRIVILO BT1
T2D S/E NIRIVILO BT2
T2D S/E SAN RAFAEL BT1
SAN VICENTE 66/15KV 18.7MVA
T2D S/E TALCA BT1
T2D S/E TALCA BT4

Tabla 1.86. Transformadores con cargabilidad sobre el 100% al año 2033.

Listado de transformadores sobrecargados en el horizonte de análisis
T2D S/E LAS CABRAS BT1 (112%)
CONSTITUCION 66/23 20MVA (124%)
T2D S/E PIDUCO BT2 (120%)
SAN VICENTE T.T. 66/15KV 25MVA 2 (104%)
T2D S/E HUALTE BT2 (130%)

#### 1.5.4 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/AT

Se realiza el diagnóstico de 55 transformadores AT/AT con calificación zonal, siendo estos evaluados ante los dos escenarios de análisis (verano día e invierno día). En la Figura 1-51 se presenta la evolución de los estados de los transformadores desde el año 2025 (círculos interiores) hasta el 2033 (círculos exteriores), donde los estados corresponden a:

- **Verde:** menor a 50%
- **Amarillo:** entre 50% y 85%
- **Naranjo:** entre 85% y 100%
- **Rojo:** mayor a 100%

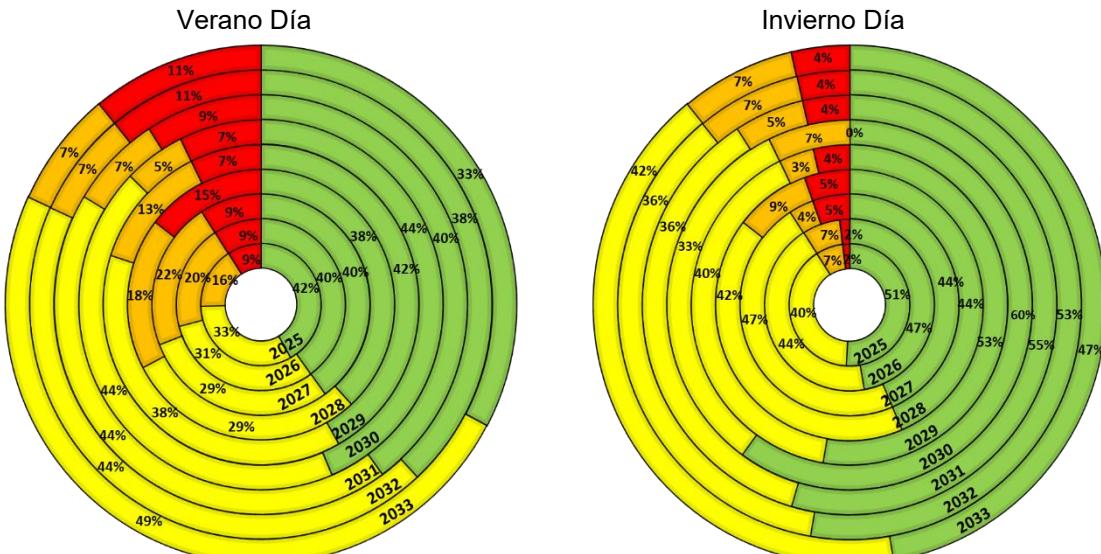


Figura 1-51. Evolución del estado de los transformadores AT/AT, Zona Alto Jahuel – Charrúa.

En particular, se evidencia que al final del horizonte existen problemas de capacidad de transformación en seis (6) transformadores AT/AT, los cuales son los siguientes:

Tabla 1.87. Líneas de Transmisión con cargabilidad sobre el 100% al año 2033.

Listado de transformadores sobrecargados en el horizonte de análisis
Itahue 220/154 kV - 300 MVA (102%)
Itahue 154/66 kV - 75 MVA T1 (108%)
Maule 154/66 kV - 60 MVA T2 (124%)
Maule 154/66 kV - 60 MVA T2 (124%)
Rancagua 154/66 kV - 56 MVA T1 (115%)
San Fernando 154/66 kV - 25 MVA T3 (115%)

A continuación, en lo particular se debe mencionar que los transformadores AT/AT de S/E Maule presentan su condición de suficiencia comprometida debido a cargabilidad de los consumos que abastecen, acentuándose esta condición en el escenario verano día. Los transformadores de la S/E Itahue presentan la particularidad de que su cargabilidad es alta, debido a los niveles de reactivos que circulan por la zona que abastecen. Finalmente, la cargabilidad de los transformadores AT/AT de Rancagua y San Fernando deben confirmarse con la verificación de traspasos de cargas de obras nuevas decretadas para la zona.

### 1.5.5 DIAGNÓSTICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Se realiza el diagnóstico de un total de 280 líneas de transmisión zonal, considerando las nuevas líneas de la zona, siendo estas evaluadas en los dos escenarios de análisis (verano día e invierno día). La Figura 1-52 presenta la evolución de los estados de las líneas desde el año 2025 (círculo interior) hasta el 2033 (círculo exterior), donde los estados corresponden a:

- **Verde:** menor a 50%
- **Amarillo:** entre 50% y 85%
- **Naranjo:** entre 85% y 100%
- **Rojo:** mayor a 100%

Se observa que para el periodo de verano día, el sistema se somete a una exigencia mayor debido a la influencia de la temperatura en la capacidad de transmisión de estas instalaciones. Por su parte, el escenario de invierno día evidencia una disminución de las congestiones debido a la disminución de la temperatura ambiente, lo que permite un aumento en la capacidad nominal de las líneas de transmisión.

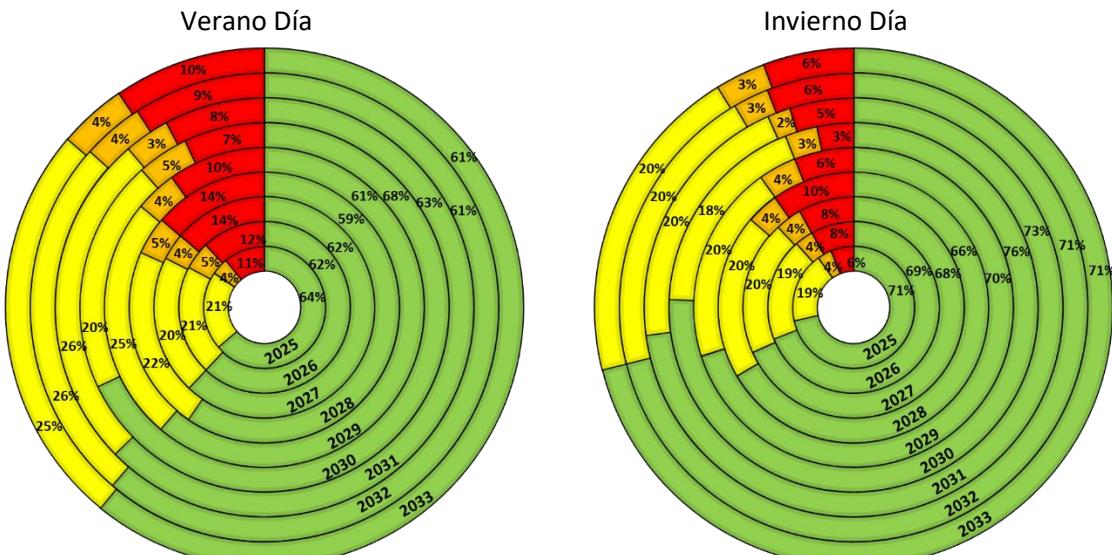


Figura 1-52. Gráficas con la evolución del estado de las líneas de transmisión zonal, Zona Alto Jahuel - Charrúa.

Los resultados obtenidos indican que el escenario más exigente es el de verano día. En este escenario, se identifica se 27 líneas que presentarían cargabilidad superior a su capacidad nominal y otras 12 líneas con cargabilidad entre el 85% y 100% de su capacidad nominal, acentuándose las congestiones en el suministro entorno a las líneas que conectan las siguientes instalaciones: S/E Itahue, S/E Los Maquis, S/E Villa Prat, S/E Parronal, S/E Hualañé, S/E Maule, S/E Talca S/E Linares –

Tap Longaví – S/E Chacahuín, S/E Lucero, S/E Fátima, S/E Hospitales y S/E Paine. A continuación, las líneas que presentaron con cargabilidad superior a su capacidad nominal son:

**Tabla 1.88. Líneas de Transmisión con cargabilidad sobre el 100% al año 2033.**

Listado de transformadores sobrecargados en el horizonte de análisis
Itahue - Molina 66 kV L2
Itahue - Tap Los Maquis 66 kV C2
Itahue - Tap Los Maquis 66 kV C1
Linares - Chacahuín 66 kV
Linares - Tap Longavi 66 kV_c
Los Maquis - Villa Prat 66 kV C1
Lucero - Tres Esquinas 66 kV_a
Malloa - Pelequén 66 kV
Maule - San Miguel 66 kV_a
Maule - San Miguel 66 kV_b
Monterrico - Cocharcas_a
Paine - I. Maipo 66 kV
Parronales - Hualañé 66 kV
Rancagua - Alameda 66kV C1
Rauquén - Tap Buenavista 2 66kV C1
Rengo - Pelequén 66 kV
San Fernando - La Ronda 66 kV
San Miguel - Talca 66 kV
Talca - Maule 66 kV
Talca - Piduco 66 kV_a
Talca - Piduco 66 kV_b
Tap Hospital - Hospital 66 kV
Tap Los Maquis - Tap San Rafael 66 kV
Tap off Lajuelas - Santa Elisa 33kV
Valentín Letelier - Yerbas Buenas 154 kV
Villa Prat - Parronales 66 kV
Yerbas Buenas - Maule 154 kV

De las líneas congestionadas se destaca la dificultad de abastecer las localidades de Maule, Talca, Villa Prat, Parronales, Los Maquis, Linares, así como también sectores de Rancagua – Paine – Fátima y algunos sectores de la región del Ñuble (entorno sistema 33 kV) en el largo plazo. Es importante de mencionar que en la propuesta de la CNE asociada a su proceso ITD 2024 se encuentran contempladas soluciones para algunas zonas que presentan líneas con capacidad comprometida, cuyo efecto se determinará, tras la confirmación de los traspasos de carga efectivos.



Es importante mencionar que, en el análisis diagnóstico, no se despacha la central San Ignacio y Nueva Aldea, las zonas de Constitución y Maule necesitan de generación local debido a requerimientos de regulación de tensión.

Finalmente es importante destacar que el diagnóstico de las instalaciones de transmisión zonal de esta zona depende de manera importante del cumplimiento en los plazos de ejecución de las obras de transmisión decretadas por la autoridad, así como por la eficiencia de los traspasos de carga planificado para las nuevas instalaciones. Otro efecto que destacar en esta zona, es el alto nivel de reactivos que circula por las redes de transmisión zonal.

## 1.6 DIAGNÓSTICO ZONA CHARRÚA – CHILOÉ

### 1.6.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

La zona de estudio abarca una superficie de aproximadamente 122.000 km<sup>2</sup>. De acuerdo con el Censo 2024, la población total aproximada de la zona es cercana a los 3.700.000 habitantes, lo que corresponde al 20% de la población total del país.

El sistema se ubica en el centro sur del país y cubre una extensión de unos 680 km lineales, específicamente, comprende las instalaciones ubicadas en las siguientes regiones:

- Región del Biobío
- Región de la Araucanía
- Región de los Ríos
- Región de los Lagos

La Figura 1-53 muestra la ubicación de las instalaciones estudiadas en la zona de Charrúa - Chiloé.

Las principales obras de transmisión nacional circunscritas en esta zona se presentan en la Figura 1-53 y Figura 1-54. De estas instalaciones, las características más relevantes son presentadas en la Tabla 1.89. En ambas representaciones se da cuenta tanto de las instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional que actualmente se encuentran en operación, como de aquellas que se encuentran en construcción o ya han sido definidas mediante Decretos del Ministerio de Energía. En términos generales, se puede indicar que estas instalaciones suman aproximadamente 3678 km de extensión, las que solo son energizadas en tensión de 220 kV, pese a que parte de estas líneas en un futuro contemplen estándar de 500 kV.

En lo que respecta al sistema zonal inmerso en el área, éste está compuesto por un total de 206 tramos de líneas, cuya extensión alcanza cerca de 2689 km con niveles de tensión de 220 kV, 154 kV, 110 kV y 66 kV, donde las líneas de 66 kV representan al 84% de los kilómetros de líneas de transmisión zonal. Se debe destacar que las líneas de transmisión 66 kV del sistema de la región del Biobío son abastecidas tanto por líneas de 220 kV como de 154 kV, mientras que hacia el sur estas líneas son abastecidas solamente desde instalaciones de 220 kV. Las líneas en nivel de tensión 66 kV son las encargadas de transportar la energía desde los puntos de inyección a los puntos de retiro, los cuales normalmente operan de forma radial o se enmullan en distancias cortas a pesar de que el sistema se encuentra unido desde la S/E Charrúa hasta Puerto Montt mediante líneas de 66 kV.



Figura 1-53. Mapa geográfico de la zona de estudio, zona Charrúa – Chiloé.

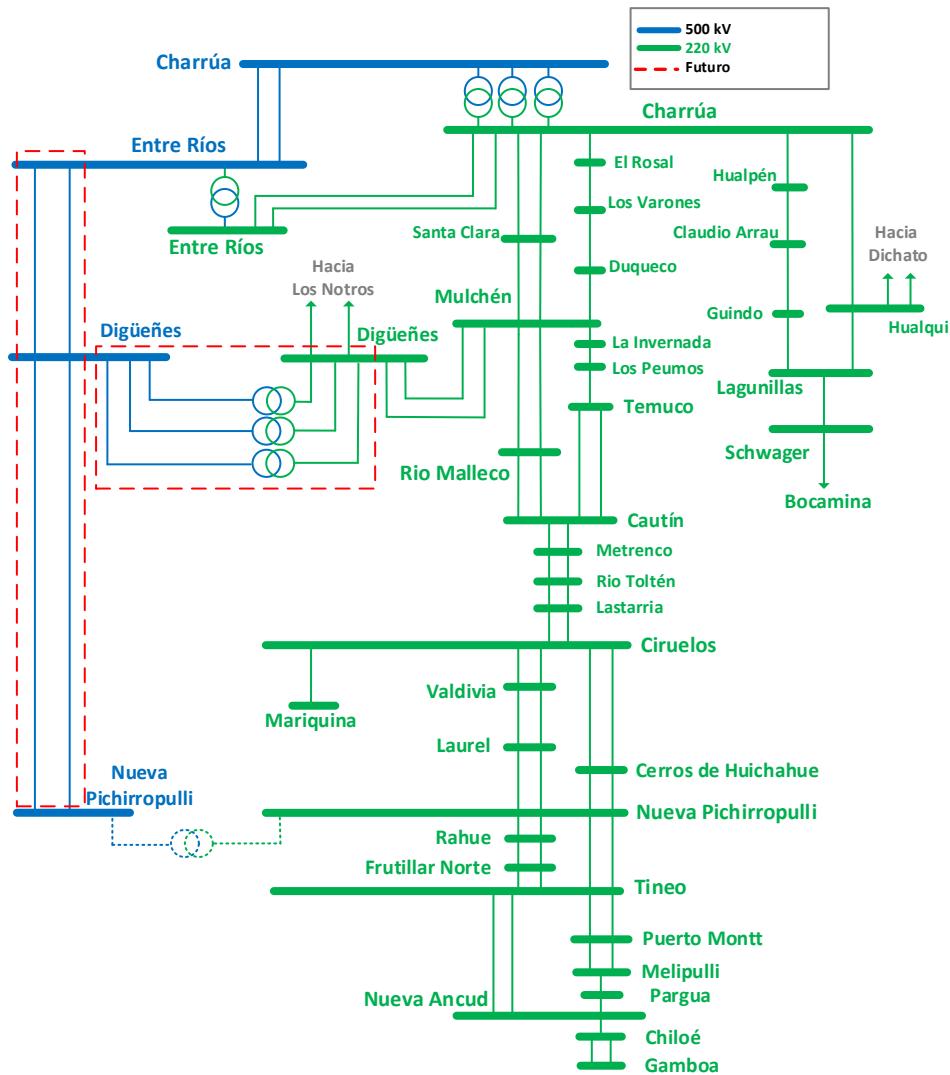


Figura 1-54. Sistema de Transmisión Nacional de la zona de estudio, Zona Charrúa – Chiloé.

**Tabla 1.89. Principales instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional de la zona Charrúa – Chiloé.**

Instalación	Tensión kV	Cant. Circ/equip	Capacidad MVA @25°C
L. Charrúa – El Rosal	220	1	265
L. El Rosal – Duqueco	220	1	267
L. Duqueco – Los Peumos	220	1	267
L. Los Peumos – Temuco	220	1	267
L. Charrúa - Mulchén	220	2	580
L. Mulchén – Río Malleco	220	2	580
L. Río Malleco - Cautín	220	2	580
L. Cautín – Temuco	220	2	193
L. Cautín – Ciruelos	220	2	193/145
L. Ciruelos – Valdivia	220	2	193/145
L. Valdivia – Pichirropulli	220	2	193/145
L. Pichirropulli – Rahue	220	2	193/145
L. Rahue – Puerto Montt	220	2	193/145
L. Puerto Montt – Melipulli	220	2	188
L. Melipulli - Chiloé	220	1	102
L. Ciruelos – Pichirropulli	220	2	290
L. Pichirropulli - Tineo	500 (@220)	2	1.500
L. Tineo – Nueva Ancud	500 (@220)	2	1.500

En la Figura 1-55 se presenta la clasificación de las líneas de transmisión en la zona de estudio considerando las líneas existentes y las decretadas.


**Figura 1-55. Clasificación de líneas de transmisión según nivel de tensión y kilómetros de línea, Zona Charrúa – Chiloé.**

En la Figura 1-55, se aprecia el predominio de las líneas de 66 kV empleadas para abastecer las subestaciones primarias de distribución en la zona, las cuales se presentan de forma relevante en todo el sistema, a excepción de la zona sur desde Puerto Montt hasta Chiloé, donde dichas subestaciones son abastecidas a través de instalaciones de 110 kV.

La zona bajo análisis cuenta con un total de 50 transformadores zonales de tres devanados existentes y decretados, los cuales cuentan con niveles de tensión en los lados de alta tensión de 220/154 kV, 220/110 kV, 220/66 kV y 154/66 kV. Las instalaciones de 154 kV son emplazadas en la Región del Biobío mientras que la zona sur desde S/E Los Ángeles, es abastecida desde instalaciones de 220 kV que pertenecen al Sistema de Transmisión Nacional.

En la Figura 1-56 se presenta la cantidad de transformadores existentes y nuevos, según la relación de transformación en sus devanados de alta tensión y; adicionalmente, la capacidad en MVA de los transformadores en la zona estudiada.

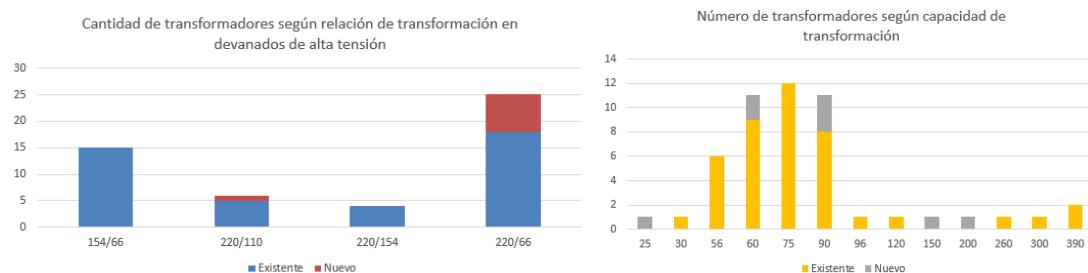


Figura 1-56. Cantidad de transformadores de tres devanados por razón de transformación y según su capacidad de transformación, zona Charrúa – Chiloé.

De la Figura 1-56 se observa que los transformadores nuevos poseen una razón de transformación 220/66 kV, donde 5 de ellos se encuentran ubicados en la zona comprendida entre Temuco y Puerto Montt, lo que evidencia las debilidades del sistema de la zona ya que todos ellos ingresan por motivos de suficiencia. Adicionalmente, existen nuevos proyectos en la región del Biobío, los cuales son necesarios para asegurar el abastecimiento de la demanda.

En general, la potencia de transformación predomina entre 60 y 90 MVA, dado que estos transformadores son empleados para conectar el sistema con las líneas que abastecen las subestaciones primarias de distribución.

Respecto a los transformadores AT/MT, esta zona cuenta con 187 transformadores, existentes y decretados, de distintos niveles de transformación cuyas capacidades varían desde 2,4 MVA hasta 60 MVA. La Figura 1-57 muestra la cantidad de transformadores 2D según su capacidad.

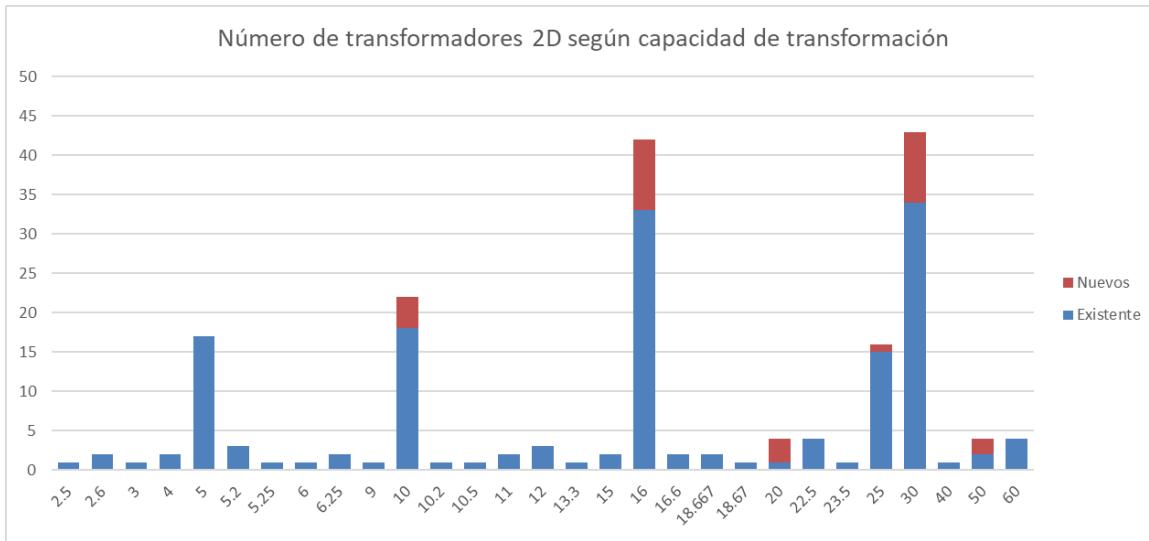


Figura 1-57. Cantidad de transformadores de tres devanados por razón de transformación y según su capacidad de transformación, zona Charrúa – Chiloé.

De la Figura 1-57 se aprecia que los transformadores típicos en esta zona son de 5, 10, 16, 25 y 30 MVA, y que estos módulos siguen siendo empleados para desarrollar nuevos proyectos.

Respecto a la demanda abastecida mediante instalaciones de transmisión zonal, en la Figura 1-58 se presenta la suma de las demandas máximas coincidentes zonales de la zona sur, lo cual permite contar un índice global de la demanda que se abastece en la zona sur por escenario.

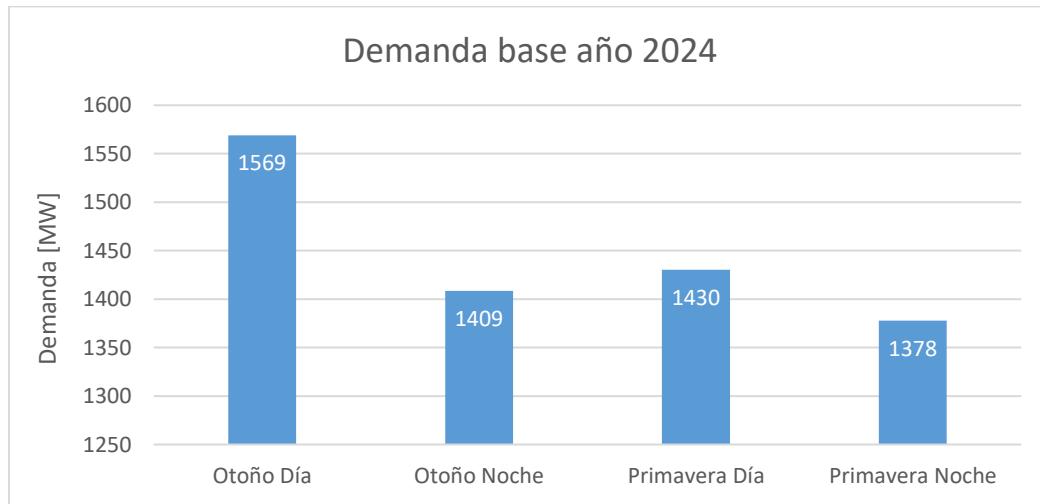


Figura 1-58. Suma de demandas máximas coincidentes de la zona sur por escenario 2023.

### 1.6.2 ANTECEDENTES PARA EL ANÁLISIS ZONAL

Los análisis de las instalaciones de transmisión zonal se realizan teniendo en consideración la temperatura ambiente según las distintas zonas geográficas. Al analizar las temperaturas de la zona Charrúa - Chiloé, se detectan 7 zonas que presentan comportamientos de temperatura distintos. Estas zonas presentan una conducta bastante similar en los períodos de invierno; no obstante, en los períodos de verano se aprecia una diferencia importante entre las zonas de la costa y las del interior. La temperatura ambiente empleada para los períodos de análisis de las instalaciones zonales se presenta en la Tabla 1.90.

**Tabla 1.90. Cuadro de temperaturas, zona Charrúa - Chiloé.**

Zona	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Concepción	30 °C	25 °C	20 °C	15 °C
Los Ángeles	40 °C	30 °C	20 °C	15 °C
Temuco	35 °C	25 °C	20 °C	15 °C
Valdivia	35 °C	25 °C	15 °C	15 °C
Osorno	35 °C	25 °C	15 °C	15 °C
P. Montt	25 °C	20 °C	15 °C	15 °C
Chiloé	30 °C	20 °C	15 °C	15 °C

A continuación, mediante la Tabla 1.91 a Tabla 1.101, se resumen las obras en construcción y de expansión zonal utilizadas en el estudio de la Zona Charrúa - Chiloé, decretadas en los Decretos Exento DE N°418/2017, DE N°293/2018, DE N°4/2019, DE N°198/2019, DE N°231/2019, DE N°51/2020, DE N°171/2020, DE N°185/2021, DE N°229/2021, DE N°200/2022, DE N°157/2022, DE N°04/2024 y DE N°58/2024 indicando el nombre de la obra y el escenario en el que es estimada su puesta en servicio.

**Tabla 1.91. Obras de Ejecución Obligatoria (DE N°418 04/08/2017), zona Charrúa – Chiloé.**

Obras de Ejecución Obligatoria (DE N°418 04/08/2017)	Escenario
Proyecto Chiloé - Gamboa	Verano 2024
Nueva S/E Llanquihue 220 kV	Verano 2023
Ampliación en S/E Curacautín	Verano 2023
Ampliación en S/E El Avellano	Verano 2023
Ampliación en S/E Collipulli	Verano 2023
Ampliación en S/E Lautaro	Verano 2023
Nueva S/E Los Varones	Verano 2023
Nueva Línea 2x66 kV Los Varones – El Avellano	Verano 2024
Línea 2x66 kV Nueva Metrenco – Enlace Imperial	Verano 2026
Ampliación en S/E Nueva Valdivia	Verano 2024

Obras de Ejecución Obligatoria (DE N°418 04/08/2017)	Escenario
S/E Nueva Metrenco 220/66 kV	Verano 2026
Nueva S/E Guindo 220/66 kV	Verano 2023
Nueva Línea 2x66 kV Nueva Valdivia – Picarte, Tendido del Primer Circuito	Verano 2024
Nueva Línea 2x220 kV Gamboa – Chonchi Energizada en 110 kV, Tendido del Primer Circuito	Verano 2027
NUEVA LÍNEA 2X66 KV HUALQUI – CHIGUAYANTE	Verano 2025

**Tabla 1.92. Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 (DE N°293 08/11/2018), zona Charrúa – Chiloé.**

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 (DE N°293 08/11/2018)	Escenario
Nuevo Transformador en S/E Los Ángeles	Verano 2023
Ampliación en S/E Lautaro	Verano 2023
Aumento de capacidad de línea 1x66 kV Coronel – Horcones Segmento Tap Lota – Horcones	Verano 2023
Ampliación en S/E Negrete	Verano 2023
Ampliación en S/E Celulosa Laja	Verano 2024
Ampliación en S/E Laja	Verano 2023
Ampliación en S/E Valdivia	Verano 2023

**Tabla 1.93. Obras nuevas – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 (DE N°4 09/01/2019), zona Charrúa – Chiloé.**

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 (DE N°4 09/01/2019)	Escenario
Nueva S/E La Señoraza 220/66 kV	Verano 2025

**Tabla 1.94. Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018 (DE N°198 05/08/2019), zona Charrúa – Chiloé.**

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018 (DE N°198 05/08/2019)	Escenario
Ampliación en S/E Pumahue	Verano 2024
Ampliación en S/E Gorbea	Verano 2024
Ampliación en S/E Los Varones	Verano 2024
Aumento de capacidad Línea 1x66 kV Tap Loma Colorada – Loma Colorada y Ampliación en S/E Loma Colorada	Verano 2024
Ampliación en S/E Escuadrón	Verano 2024
Ampliación en S/E Victoria	Verano 2024
Ampliación en S/E Picarte	Verano 2024
Seccionamiento en S/E Santa Bárbara	Verano 2024
Ampliación en S/E Negrete	Verano 2024

**Tabla 1.95. Obras nuevas – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018 (DE N°231 27/08/2019), zona Charrúa – Chiloé.**

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018 (DE N°231 27/08/2019)	Escenario
Nueva S/E Seccionadora Ilque	Verano 2024

**Tabla 1.96. Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°171 7/09/2020), zona Charrúa – Chiloé.**

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°171 7/09/2020)	Escenario
Ampliación en S/E Penco	Verano 2025
Ampliación en S/E Chiguayante	Verano 2025
Ampliación en S/E Laja	Verano 2025
Ampliación en S/E Traiguén	Verano 2025
Ampliación en S/E Temuco	Verano 2025
Ampliación en S/E Los Tambores	Verano 2025
Ampliación en S/E Alto Bonito	Verano 2025
Ampliación en S/E Castro	Verano 2025
Ampliación en S/E Puerto Varas	Verano 2025
Ampliación en S/E Pucón	Verano 2025
Ampliación en S/E Angol	Verano 2025

**Tabla 1.97. Obras nuevas – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°185 24/09/2020), zona Charrúa – Chiloé.**

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°185 24/09/2020)	Escenario
Nueva S/E Epuleufú	Verano 2026
Nueva línea 1x66 kV Angol – Epuleufú	Verano 2026

**Tabla 1.98. Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2020 (DE N°185 10/09/2021), zona Charrúa – Chiloé.**

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2020 (DE N°185 10/09/2021)	Escenario
Ampliación en S/E Perales	Verano 2026
Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Coronel – Arenas Blancas	Desierta
Ampliación en S/E Santa Bárbara	Verano 2026
Ampliación en S/E Panguipulli	Verano 2026
Ampliación en S/E Los Lagos	Verano 2026
Ampliación en S/E Pichirropulli	Verano 2026

**Tabla 1.99. Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2021 (DE N°200 4/11/2022), zona Charrúa – Chiloé.**

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2021 (DE N°200 07/10/2022)	Escenario
Ampliación en S/E Paillaco	Verano 2027
Ampliación en S/E Dalcahue	Verano 2027

**Tabla 1.100. Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°58 09/01/2024), zona Charrúa – Chiloé.**

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2022 (DE N°04 09/01/2024)	Escenario
Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos – Digüeñes	Verano 2029
Nueva S/E Digüeñes	Verano 2029
Nueva Línea 2x500 kV Digüeñes – Nueva Pichirropulli	Verano 2029

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2022 (DE N°04 09/01/2024)	Escenario
Nueva S/E Claudio Arrau	Verano 2029
Nueva S/E Talcahuano Sur	Verano 2029
Nueva S/E Schwager	Verano 2029
Nueva Padre Pancho y nuevas líneas 2x66 kV Padre Pancho – Rukapillan y 1x66 kV Padre Pancho - Pucón	Verano 2029
Nueva S/E Reloncaví	Verano 2029

**Tabla 1.101.- Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2022 (DE N°04 09/01/2024), zona Charrúa – Chiloé.**

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2022 (DE N°04 09/01/2024)	Escenario
Tendido segundo circuito línea 2x500 kV Ancoa - Charrúa	Verano 2028
Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM) y 220 kV (IM)	Verano 2028
Ampliación en S/E El Rosal 220 kV (IM)	Verano 2028
Aumento de capacidad línea 2x220 kV Mulchén – Los Notros, tramo Mulchén - Digüeñas	Verano 2028
Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli 220 kV (IM)	Verano 2028
Ampliación en S/E Tineo 220 kV (IM)	Verano 2028
Ampliación en S/E Andalién (NTR ATMT)	Verano 2028
Ampliación en S/E Pucón (NTR ATMT)	Verano 2028
Ampliación en S/E Villarrica (NTR ATMT)	Verano 2028
Ampliación en S/E Lastarria 220 kV (IM), nuevo transformador (ATAT) y nuevo patio 110 kV (BPS + BT)	Verano 2028
Ampliación en S/E Purranque (NTR ATMT)	Verano 2028
Ampliación en S/E Ancud (NTR ATMT)	Verano 2028

En la Tabla 1.102 se muestran las obras establecidas en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión año 2022.

**Tabla 1.102. Obras establecidas a través del Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión año 2023.**

ITF Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2023	Escenario
Ampliación en S/E Coronel (RTR ATMT)	Verano 2030
Ampliación en S/E Cabrero (NTR ATMT)	Verano 2030
Ampliación en S/E Cañete (NTR ATMT)	Verano 2030
Ampliación en S/E Pitufquén (NTR ATMT)	Verano 2030
Ampliación en S/E Los Negros (NTR ATMT)	Verano 2030
Nuevo Sistema de Control de Flujo para Tramos 220 kV Ciruelos – Nueva Pichirropulli	Verano 2030
Ampliación en S/E Rahue 220 kV (BPS+BT)	Verano 2030

ITF Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2023	Escenario
Nuevo Patio 500 kV en S/E Nueva Pichirropulli (IM)	Verano 2030
Ampliación en S/E Santa Clara 220 kV (IM)	Verano 2030

En base a la metodología de diagnóstico de líneas de transmisión y transformadores AT/AT se determinan 12 subzonas a las cuales se obtienen las demandas máximas coincidentes para los cuatro casos analizados, las fechas son detalladas en la Tabla 1.99.

Tabla 1.99. Fechas de demanda máxima coincidente, zona Charrúa – Chiloé.

Zona	Otoño Día	Otoño Noche	Primavera Día	Primavera Noche
Charrúa-Chiloé	03-05-2024 11:00:00	08-07-2024 20:00:00	16-10-2024 14:00:00	09-01-1901 3:51:57

### 1.6.3 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/MT

De acuerdo con el diagnóstico realizado, el periodo actual 2025 presenta 3 transformador sobrecargados y otros 19 ostentan un nivel de cargabilidad entre el 85% y el 100%; el resto de los transformadores AT/MT se encuentran bajo el 85% de su capacidad. La Figura 1-59 presenta la evolución de los estados de los transformadores desde el año 2025 hasta el año 2033 (año 2025 al interior), donde los estados corresponden a:

**Verde:** menor a 50%  
**Amarillo:** entre 50% y 85%

**Naranjo:** entre 85% y 100%  
**Rojo:** mayor a 100%

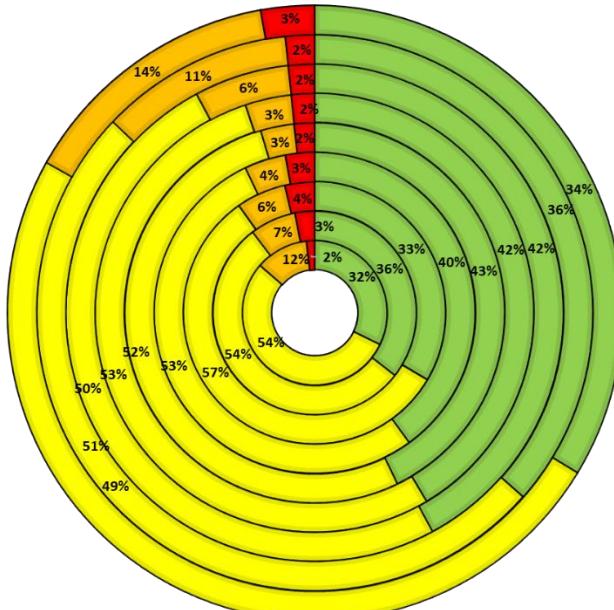


Figura 1-58. Evolución porcentual del estado de los transformadores AT/MT, zona Charrúa – Chiloé.

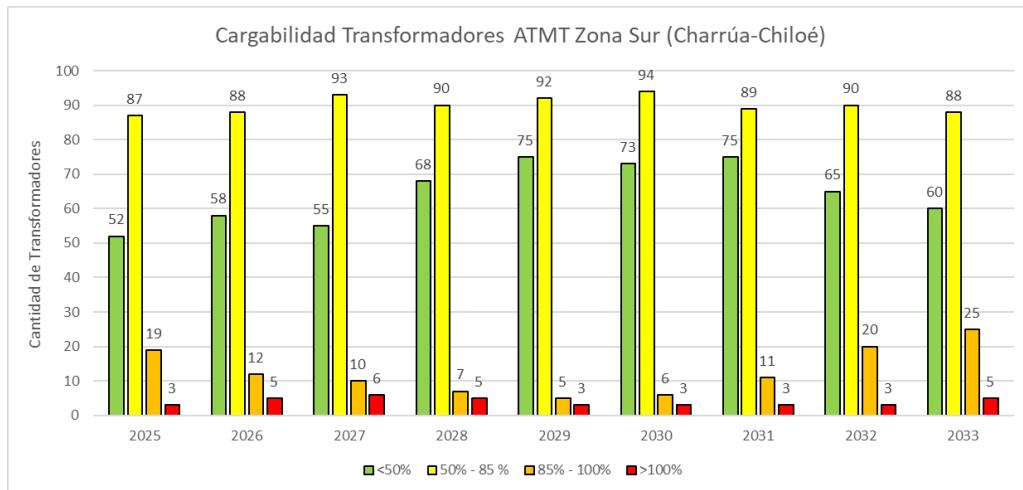


Figura 1-59. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, zona Charrúa – Chiloé.

El análisis de la Figura 1-59 y Figura 1-58 permite observar que:

- Al año 2033 el 14% de los transformadores podrían presentar cargabilidades sobre el 85% de su capacidad, mientras que un 86% de ellos.

- En el último año analizado (2033), se aprecia que un total 5 transformadores presentarían una cargabilidad por sobre el 100% de su capacidad y 25 transformadores podrían presentar niveles de cargabilidad por sobre al 85%.

Los transformadores que podrían presentar una cargabilidad superior al 100% de su capacidad nominal al final del horizonte, son los siguientes:

- Chivilcan 66/15 kV 22.5MVA N°3 Sur (115% al año 2032)
- Chivilcan 66/15 kV 25MVA N°2 (124% al año 2032)
- T2D S/E Lautaro BT1 (106% al año 2032)
- T2D S/E Imperial BT1 (103% al año 2032)
- T2D S/E Pitrufquen BT1 (124% al año 2032)

#### 1.6.4 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/AT

Se realiza el diagnóstico de 48 transformadores AT/AT con calificación zonal, siendo estos evaluados ante los dos escenarios de análisis (verano día e invierno noche). En la Figura 1-60 se presenta la evolución de los estados de los transformadores desde el año 2025 (círculos interiores) hasta el 2033 (círculos exteriores), donde los estados corresponden a:

- Verde:** menor a 50%
- Amarillo:** entre 50% y 85%
- Naranjo:** entre 85% y 100%
- Rojo:** mayor a 100%

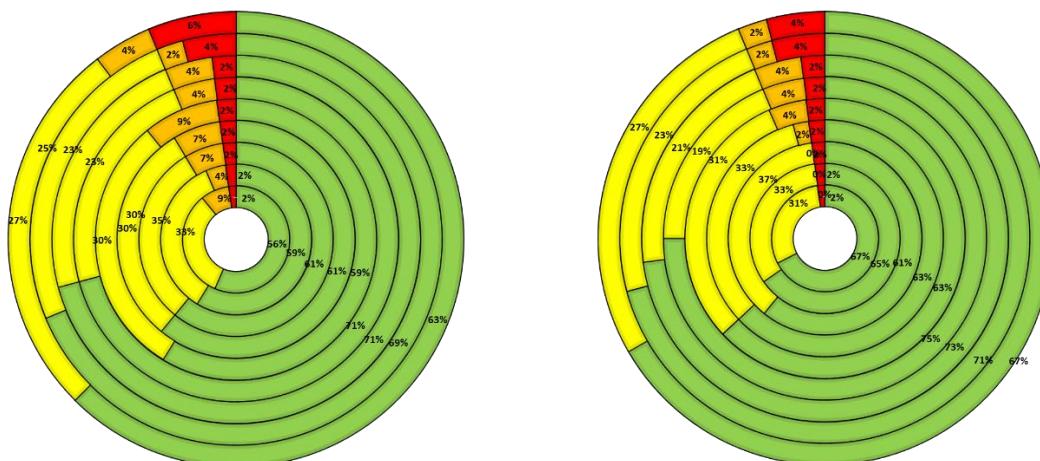


Figura 1-60. Evolución del estado de los transformadores AT/AT, Zona Charrúa – Chiloé.

### 1.6.5 DIAGNÓSTICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Se realiza el diagnóstico de un total de 206 líneas de transmisión zonal, considerando las nuevas líneas de la zona, siendo estas evaluadas en los dos escenarios de análisis (otoño día y primavera noche). La Figura 1-61 presenta la evolución de los estados de las líneas desde el año 2025 (círculo interior) hasta el 2033 (círculo exterior), donde los estados corresponden a:

- **Verde:** menor a 50%
- **Amarillo:** entre 50% y 85%
- **Naranjo:** entre 85% y 100%
- **Rojo:** mayor a 100%

Se observa que ambos períodos muestran comportamientos similares, siendo el escenario de otoño día el más exigido en los primeros años, pero mitigando estas sobrecargas debido a la entrada de nuevas obras en la zona de Concepción para el año 2030. Sin embargo, al final del horizonte el escenario invierno noche resulta ser más crítico, teniendo un 8% de las líneas con cargabilidades mayores al 85%.

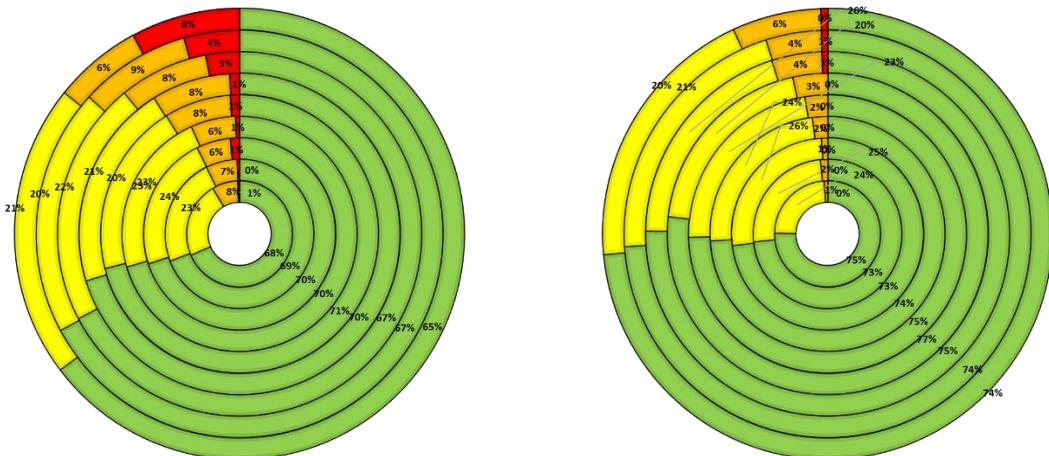


Figura 1-61. Gráficas con la evolución del estado de las líneas de transmisión zonal, Zona Charrúa – Chiloé.

En la Tabla 1.103 se muestran las líneas sobrecargadas para los escenarios verano día e invierno noche, respectivamente. Se observa que para ambos escenarios se observa una sobre carga para la zona de Chiloé a través de la línea Chonchi – Quellón 110 kV sobre un 100%.

Tabla 1.103.- Líneas sobrecargadas al final del horizonte escenario Verano Día

Listado de líneas sobrecargados en el horizonte de análisis escenario Verano Día

1x66 kV Arenas Blancas-Schwager
2x66 Licanco - Padre las Casas C1
2x66 Licanco - Padre las Casas C2

Listado de líneas sobrecargados en el horizonte de análisis escenario Verano Día
2x66 kV Melipulli- Sangra C2
2x66 kV Melipulli- Sangra C1
2x66 kV Temuco - Padre las Casas C1
2x66 kV Temuco - Padre las Casas C2
2x66 kV Temuco - Pumahue C1
2x66 kV Temuco - Pumahue C2
1x66 kV Horcones - Carampangue
1x66 kV Manso de Velasco - El Avellano
2x66 kV Melipulli- Sangra C1
2x66 kV Melipulli- Sangra C2
1x66 kV Nahuelbuta - Angol
1x66 kV Pumahue - Chivilcán
1x66 kV Alonso de Ribera - Colo Colo