

ESTUDIO DE CAPACIDAD TÉCNICA DISPONIBLE EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DEDICADOS

29 de abril de 2021

GERENCIA DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO DE LA RED

www.coordinador.cl

CONTROL DEL DOCUMENTO

APROBACIÓN

Versión	Nombre	Cargo
2	Erick Zbinden Araya	Subgerente Acceso Abierto y Conexiones

REVISORES

Versión	Nombre	Cargo
2	Karina Montero González	Jefa Departamento Acceso Abierto

AUTORES

Versión	Nombre	Cargo
2	César Guerrero Silva	Ingeniero Departamento de Acceso Abierto
	Miguel Monasterio Aponte	Ingeniero Departamento de Acceso Abierto
	Patricio Goyeneche	Ingeniero Departamento Planificación Eléctrica
	Rodrigo Torres	Ingeniero Departamento Planificación Eléctrica

REGISTRO DE CAMBIOS

Versión	Fecha	Descripción del Cambio
2	29 de abril de 2021	Incluye respuestas a observaciones de empresas
1	31 de diciembre de 2020	Aprobado para publicación
B	09 de diciembre de 2020	Documento para revisión interna
A	16 de noviembre de 2020	Confeción del documento

CONTENIDO

1	INDICE DE ILUSTRACIONES	4
2	INDICE DE TABLAS	5
3	ABREVIATURAS	6
4	RESUMEN EJECUTIVO	7
5	INTRODUCCIÓN	12
6	OBJETIVOS Y ALCANCE	13
6.1	OBJETIVOS	13
6.2	ALCANCE	13
7	METODOLOGÍA DE TRABAJO	15
8	DESARROLLO DEL ESTUDIO	22
8.1	INSTALACIONES BAJO ANÁLISIS	22
8.2	INFORMACIÓN TÉCNICA DE INSTALACIONES	23
8.3	TEMPERATURA AMBIENTE	23
8.4	CONTRATOS DE USO DE INSTALACIONES DEDICADAS	27
8.5	PROYECTOS FEHACIENTES INFORMADOS AL COORDINADOR	27
8.6	CÁLCULO DE CAPACIDAD TÉCNICA DE TRANSMISIÓN MÁXIMA	28
8.7	CÁLCULO DE USO MÁXIMO ESPERADO	29
8.8	CÁLCULO DE CAPACIDAD TÉCNICA DISPONIBLE	33
9	RESULTADOS	35
9.1	GENERALIDADES	35
9.2	RESULTADOS ZONA NORTE	36
9.3	RESULTADOS ZONA CENTRO	43
9.4	RESULTADOS ZONA SUR	49
9.5	RESULTADOS GRÁFICOS	55
10	REFERENCIAS	57
11	ANEXOS	58

1 INDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Instalaciones dedicadas del SEN clasificadas según capacidad de inyección – Año 2021	9
Ilustración 2: Zonas del SEN clasificadas según capacidad de inyección – Año 2021.....	9
Ilustración 3: Instalaciones dedicadas del SEN clasificadas según capacidad de retiro – Año 2021	11
Ilustración 4: Zonas del SEN clasificadas según capacidad de retiro – Año 2021	11
Ilustración 5: Metodología de trabajo del ECTD-2020.....	15
Ilustración 6: Cantidad de estaciones meteorológicas por región - Agromet.	24
Ilustración 7: Cantidad de estaciones meteorológicas por región - SINCA.....	25
Ilustración 8: Proceso de cálculo de Capacidad Técnica de Transmisión Máxima	28
Ilustración 9: Proceso de simulación desarrollado por Centro de Energía Universidad de Chile.....	32
Ilustración 10: Agrupación de Instalaciones para presentación de resultados ECTD-2020.....	35
Ilustración 11: Localización de instalaciones Zona Norte según capacidad de inyección – Año 2021	38
Ilustración 12: Cantidad de instalaciones Zona Norte según capacidad de inyección - Año 2021.....	38
Ilustración 13: Localización de instalaciones Zona Norte según capacidad de retiro – Año 2021	41
Ilustración 14: Cantidad de instalaciones Zona Norte según capacidad de retiro - Año 2021	41
Ilustración 15: Localización de instalaciones Zona Centro según capacidad de inyección – Año 2021 ...	44
Ilustración 16: Cantidad de instalaciones Zona Centro según capacidad de inyección - Año 2021	44
Ilustración 17: Localización de instalaciones Zona Centro según capacidad de retiro– Año 2021.....	47
Ilustración 18: Cantidad de instalaciones Zona Centro según capacidad de retiro - Año 2021	47
Ilustración 19: Localización de instalaciones Zona Sur según capacidad de inyección – Año 2021	50
Ilustración 20: Cantidad de instalaciones Zona Sur según capacidad de inyección - Año 2021.....	50
Ilustración 21: Localización de instalaciones Zona Sur según capacidad de retiro – Año 2021	53
Ilustración 22: Cantidad de instalaciones Zona Sur según capacidad de retiro - Año 2021	53
Ilustración 23: Capacidad técnica disponible para la línea de ejemplo, año 2021	56

2 INDICE DE TABLAS

Tabla 1: Métrica para presentación de resultados de Capacidad Técnica Disponible	8
Tabla 2: Cantidad de instalaciones dedicadas bajo análisis en ECTD 2020	23
Tabla 3: Comparación de los aspectos relevantes de cada fuente de información.	25
Tabla 4: Cantidad de centros de medición asignados ECTD 2020	27
Tabla 5: Funcionalidades del modelo de predespacho PCP.	30
Tabla 6: Código de colores para presentación de resultados de Capacidad Técnica Disponible	36
Tabla 7: Cantidad de instalaciones zona Norte y usos Típicos.....	37
Tabla 8: Selección de instalaciones Zona Norte con máximos valores de CTD para Inyección	39
Tabla 9: Selección de instalaciones Zona Norte con máximos valores de CTD para Retiro.....	42
Tabla 10: Cantidad de instalaciones zona Centro y usos Típicos	43
Tabla 11: Selección de instalaciones Zona Centro con máximos valores de CTD para Inyección	45
Tabla 12: Selección de instalaciones Zona Centro con máximos valores de CTD para Retiro	48
Tabla 13: Cantidad de instalaciones zona Centro y usos Típicos	49
Tabla 14: Selección de instalaciones Zona Sur con máximos valores de CTD para Inyección	51
Tabla 15: Selección de instalaciones Zona Sur con máximos valores de CTD para Retiro.....	54

3 ABREVIATURAS

BDIT:	Base de Datos de Infotécnica del SEN
CNE:	Comisión Nacional de Energía
DAA:	Departamento de Acceso Abierto
ECTD:	Estudio de Capacidad Técnica Disponible
LGSE:	Ley General de Servicios Eléctricos
PCP:	Modelo de Programación de Corto Plazo
PEMA:	Porcentaje de Error Medio Absoluto
PLP:	Modelo de Planificación de Largo Plazo
SDDP:	Programación Dinámica Dual Estocástica
SEN:	Sistema Eléctrico Nacional
SINCA:	Sistema de Información Nacional de Calidad del Aire
STN:	Sistema de Transmisión Nacional
STZ:	Sistema de Trasmisión Zonal
SUCT:	Solicitud de Uso de Capacidad Técnica
TTCC:	Transformadores de Corriente
UUGG:	Unidades Generadoras
UC:	Unit Commitment o modelo de Predespacho

4 RESUMEN EJECUTIVO

El artículo 80° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) dispone que anualmente el Coordinador deberá publicar en su sitio web la capacidad técnica disponible de los sistemas de transmisión dedicados. En cumplimiento de ello, el Coordinador elabora anualmente el Estudio de Capacidad Técnica Disponible (ECTD), cuya versión del año 2020 tiene como objetivo determinar la capacidad técnica disponible del conjunto de instalaciones dedicadas que forman parte del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) para un horizonte de análisis comprendido entre los años 2021 y 2024.

El alcance del estudio abarcó un total de trescientas dieciséis (316) instalaciones de transmisión pertenecientes al segmento dedicado, enfocando los análisis en determinar para cada una de ellas la capacidad técnica de transmisión máxima, el uso máximo esperado sobre dichas instalaciones y, a partir de lo anterior, el valor de capacidad técnica disponible reportado en el presente informe.

Metodología de trabajo

La metodología de trabajo considera la aplicación de cuatro (4) etapas secuenciales, las que permiten determinar las proyecciones de uso de los sistemas dedicados y con ello estimar la potencialidad de las distintas zonas del SEN para recibir nuevos proyectos de generación o demanda, en atención a las características de diseño de las instalaciones.

En primer lugar, se lleva a cabo una revisión de las instalaciones existentes y previstas a conectarse en el SEN con el propósito de determinar las instalaciones dedicadas que serán objeto de análisis en el ECTD-2020. Este análisis parte considerando la calificación de instalaciones de los sistemas de transmisión vigente para el período 2020-2023 a efectos de definir el set de instalaciones objeto de estudio en el presente ejercicio.

Luego, en una segunda etapa, se recopila la información de entrada que es requerida para el desarrollo del estudio. En esta instancia se recaba información técnica de las instalaciones del SEN utilizando los registros disponibles en la Base de Datos de Infotécnica (BDIT) del Coordinador, así como información relevante para los cálculos de capacidad, tales como, las temperaturas ambientes en las zonas de emplazamiento de las instalaciones, contratos de uso de las instalaciones informados al Coordinador y proyecciones de la demanda eléctrica.

Posteriormente, se llevan a cabo ajustes y actualizaciones a los modelos PLP-PCP, con el propósito de incluir las instalaciones de generación y transmisión que representan la condición topológica actual y futura en el horizonte de análisis. De igual modo, en esta etapa, se actualizan los perfiles de consumo en atención a las proyecciones de demanda eléctrica.

Finalmente, haciendo uso de los modelos ya mencionados se reproduce el comportamiento esperado de las instalaciones dedicadas bajo análisis para así determinar valores la Capacidad Técnica Disponible de cada instalación dedicada, aplicando las definiciones y exigencias contenidas en los Artículos 16° y 17° de Resolución Exenta N°154 de 2017 de la Comisión Nacional de Energía (CNE).

Principales Resultados

Considerando la cantidad de instalaciones analizadas y con el propósito de facilitar la revisión de los resultados del estudio, se agrupan las instalaciones bajo un criterio geográfico, considerando la siguiente clasificación:

- Zona Norte: considera las instalaciones comprendidas entre la Región de Arica y Parinacota y la Región de Coquimbo.
- Zona Centro: considera las instalaciones ubicadas en la Región de Valparaíso y Región Metropolitana.
- Zona Sur: considera las instalaciones localizadas entre la Región del Libertador Bernardo O'Higgins y la Región de los Lagos.

Por otro lado, para la presentación de las ilustraciones y resultados de esta sección, se emplea el siguiente código de colores:

Tabla 1: Métrica para presentación de resultados de Capacidad Técnica Disponible

Código de Color	Descripción
Verde	La Capacidad Técnica Disponible de la instalación dedicada es mayor a 80 MW
Amarillo	La Capacidad Técnica Disponible de la instalación dedicada se encuentra entre 50 MW y 80 MW.
Rojo	La Capacidad Técnica Disponible de la instalación dedicada es menor a 50 MW.

a) Capacidad de Inyección

En la Ilustración 1 se presenta la totalidad de las instalaciones dedicadas bajo análisis en el ECTD-2020 clasificadas de acuerdo con los valores de capacidad técnica disponible para inyección en cada instalación. A su vez, en la Ilustración 2 se entrega información de cómo se distribuyen dichas instalaciones en las tres zonas del SEN definidas en el estudio. De los resultados obtenidos se advierte lo siguiente:

- Las instalaciones con capacidades de inyección de al menos 80 MW (color verde) representan el porcentaje mayoritario de las instalaciones dedicadas analizadas en el ECTD-2020, con un total de 142 instalaciones en esta condición.
- Del total anterior, destaca la zona Norte en cuyo caso se encuentran concentradas 91 de las 142 instalaciones con mayor potencial para recibir conexiones de nuevos proyectos de generación. A su vez, dentro de la zona Norte, la región de Antofagasta presenta el mayor número de instalaciones con capacidad de inyección, en atención a la extensión de los

sistemas dedicados que se encuentran esencialmente dispuestos para abastecer consumos mineros.

- Del lado de las instalaciones con los menores valores de capacidad de inyección (color rojo), se observa que la zona Sur presenta mayoritariamente las instalaciones en dicha condición. Lo anterior debido a que las instalaciones dedicadas en esta zona ya presentan usos típicos de inyección de energía asociados a desarrollos hídricos, por lo que resulta bajo el potencial para conectar nuevos desarrollos haciendo uso de la infraestructura existente.
- En el caso de la zona Centro, los valores de capacidad disponible para inyección no presentan un comportamiento marcado como ocurre Norte y Sur, por lo que la posibilidad de conectar nuevos proyectos de generación, o ampliar la capacidad de centrales existentes, dependerá del uso típico y de las características de cada una de las instalaciones dedicadas.

Instalaciones dedicadas del SEN clasificadas según capacidad de inyección - Año 2021

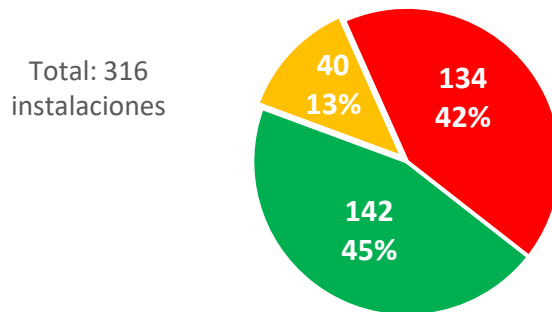


Ilustración 1: Instalaciones dedicadas del SEN clasificadas según capacidad de inyección – Año 2021

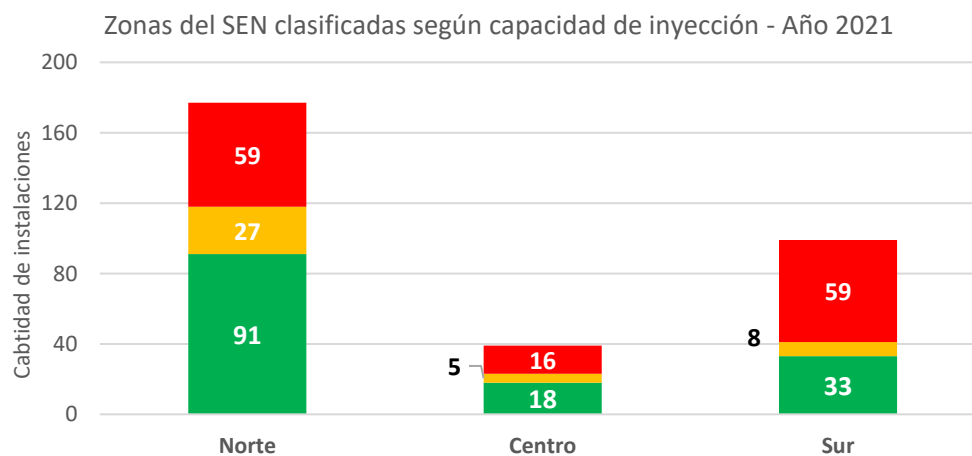


Ilustración 2: Zonas del SEN clasificadas según capacidad de inyección – Año 2021

b) Capacidad de Retiro

En el caso de los resultados de la capacidad técnica disponible para retiro, en la Ilustración 3 e Ilustración 4 se presentan los resultados obtenidos para cada una de las zonas del SEN ya definidas. A raíz de estos resultados, se observa lo siguiente:

- En las instalaciones bajo análisis en el ECTD-2020 predominan aquellas que presentan una capacidad de retiro mayor a 80 MW (color verde). Porcentualmente este valor asciende a un total del 60% de las instalaciones analizadas, lo que resulta mayor que en el caso de la capacidad de inyección presentada en el literal anterior (45%).

Lo anterior da cuenta que se tienen mayores posibilidades de conectar proyectos de consumo o de retiro de energía en las instalaciones dedicadas existentes.

- La zona Norte del SEN presenta el mayor número de instalaciones con potencialidad para conectar proyectos de consumo. Lo anterior se explica debido a la posibilidad de invertir flujos en instalaciones esencialmente dedicadas a la inyección de energía, como ocurre en la región de Atacama y Coquimbo, y de las holguras que poseen las instalaciones cuyo uso actual es de retiro, por lo que es factible incrementar sus consumos o conectar nuevas cargas sin requerir aumentos de la capacidad existente.
- En el caso de la zona Sur, se tienen mayoritariamente instalaciones con capacidad para retirar energía por montos mayores a 80 MW, con un valor que asciende a un total de 54 instalaciones. Dentro de esta zona, la Región del Biobío presenta las mayores posibilidades de conectar proyectos de consumo dado que se invierte el uso típico de instalaciones destinadas actualmente a generación.
- En el caso de la zona Centro, al igual que como ocurre para el caso de la capacidad de inyección, la posibilidad de conectar consumos se encontrará sujeta al uso típico y características de las instalaciones dedicadas.
- Sin perjuicio de lo ya señalado en los puntos anteriores, cabe indicar que el desarrollo de los proyectos de consumo depende, principalmente, de la ubicación de los procesos productivos que demanden energía, lo que hace poco flexible para los promotores de este tipo de proyectos decidir la ubicación de sus iniciativas. Debido a ello, la señal de capacidad existente en el sistema no es la única variable a considerar para la toma de decisiones de los desarrolladores.

Instalaciones dedicadas del SEN clasificadas según capacidad de retiro - Año 2021

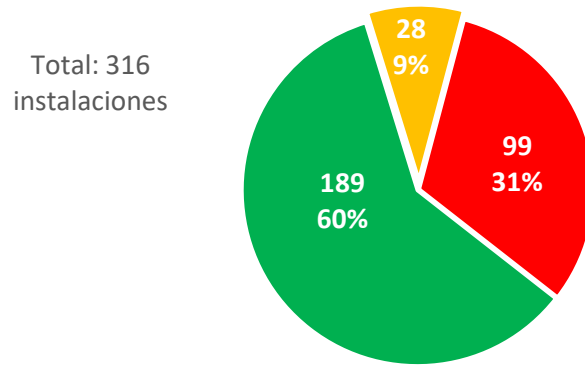


Ilustración 3: Instalaciones dedicadas del SEN clasificadas según capacidad de retiro – Año 2021

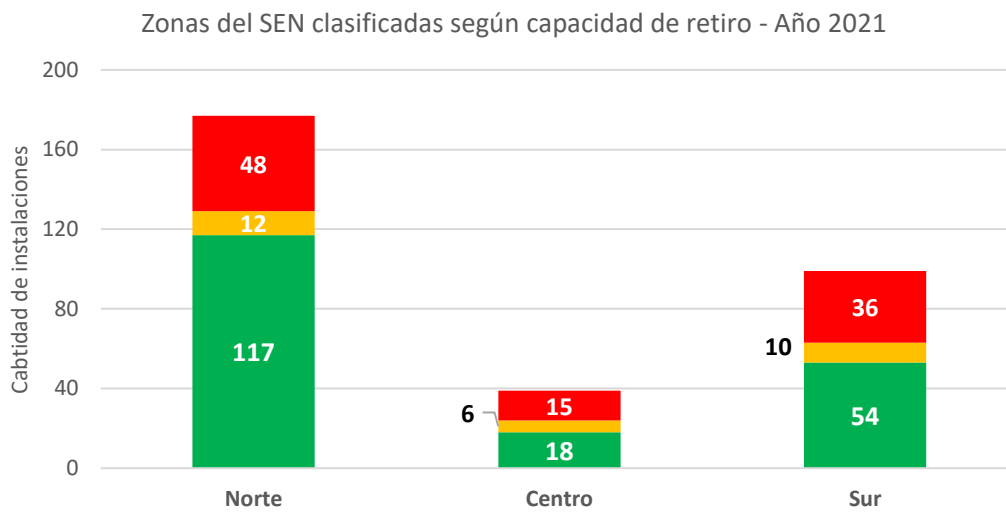


Ilustración 4: Zonas del SEN clasificadas según capacidad de retiro – Año 2021

5 INTRODUCCIÓN

El presente informe corresponde al Estudio de Capacidad Técnica Disponible (ECTD) en los Sistemas de Transmisión Dedicados que anualmente elabora el Coordinador en cumplimiento de la exigencia establecida en el artículo 80° de la LSGE.

Para determinar los valores de capacidad técnica, el Coordinador aplica una metodología de cálculo que se encuentra sustentada en las definiciones de capacidad técnica de transmisión máxima y uso máximo esperado contenidas en la Resolución Exenta N°154 de 2017 de la CNE y en cuyo cálculo resulta necesario considerar información técnica de las instalaciones ya existentes en el SEN, así como información de proyectos de generación o consumo, aumentos previstos y proyecciones de demanda eléctrica, contratos de uso de instalaciones dedicadas, entre otros antecedentes relevantes.

El informe se encuentra dividido en cinco secciones de acuerdo con el contenido que se esboza a continuación:

- I. En una primera parte se presentan los objetivos y alcances del estudio.
- II. En una segunda parte se describe la metodología del trabajo, la que considera un desarrollo secuencial de cuatro etapas, tendientes a identificar las instalaciones a analizar y recopilar su información técnica y con ello, actualizar las bases de datos del estudio que permiten desarrollar los cálculos y análisis correspondientes.
- III. Luego, con la metodología definida, se presenta el desarrollo del estudio, entregando un mayor detalle de los resultados de cada etapa e indicando los criterios empleados y las fuentes de información utilizadas.
- IV. A continuación, se presentan los resultados de capacidad técnica obtenidos mediante un consolidado que resume las capacidades técnicas disponibles para cada instalación.

En este documento se entregan los valores de capacidad técnica disponible obtenidos para un horizonte de evaluación comprendido entre los años 2021 a 2024, separando las instalaciones del SEN, para efectos de la presentación de resultados, en tres zonas correspondientes al Norte, Centro y Sur del país. Los resultados de la Sección 9 son presentados de acuerdo con la ubicación geográfica de las instalaciones de modo de entregar una señal de localización a potenciales interesados.

Finalmente, cabe señalar que los montos de capacidad técnica disponible presentados en el ECTD-2020 corresponden a valores referenciales para las instalaciones dedicadas y no sustituyen los análisis sistémicos que deben realizar los desarrolladores de proyectos al momento de evaluar sus iniciativas, según lo establece la Resolución Exenta 154/2017 de la CNE, así como tampoco las revisiones y estudios que elabora este Coordinador en el contexto de la conexión de nuevos proyectos o en cumplimiento de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) vigente.

6 OBJETIVOS Y ALCANCE

6.1 OBJETIVOS

El ECTD-2020 tiene como objetivo determinar la capacidad técnica disponible del conjunto de instalaciones dedicadas que forman parte del SEN para un horizonte de análisis comprendido entre los años 2021 y 2024.

Con los resultados obtenidos, se entrega información a los propietarios y desarrolladores de proyectos respecto de las proyecciones de uso de los sistemas dedicados lo que permite determinar la potencialidad de las distintas zonas SEN para recibir nuevos proyectos de generación o demanda.

Para lograr lo anterior, el desarrollo del ECTD-2020 considera los siguientes objetivos específicos:

- Determinar la capacidad técnica de transmisión máxima de las instalaciones dedicadas bajo estudio a partir de sus características de diseño e información técnica disponible en la BDIT del Coordinador.
- Consolidar información de los contratos de uso vigentes en las instalaciones dedicadas bajo análisis a efectos de identificar los montos de potencia que inciden en el cálculo de capacidad técnica disponible de la respectiva instalación.
- Determinar el uso máximo esperado en las instalaciones dedicadas considerando la operación del SEN para el período comprendido entre los años 2021 a 2024.
- Calcular la capacidad técnica disponible de inyección y retiro de las instalaciones dedicadas bajo estudio.

6.2 ALCANCE

El alcance del ECTD-2020, a su vez, contempla el desarrollo de las siguientes actividades:

- Revisión de antecedentes técnicos de instalaciones dedicadas, para lo cual se lleva a cabo lo siguiente:
 - Identificación de instalaciones existentes y previstas a conectarse en el SEN en el horizonte de estudio.
 - Registro de información técnica de las instalaciones bajo análisis, de acuerdo con datos disponibles en la BDIT del SEN [1].
- Obtención de perfiles de temperatura históricos en distintas zonas geográficas del país.
- Actualización de las Bases de Datos PLP y PCP empleadas para obtener la operación futura del SEN. En este caso, la modelación considera:

- Inclusión de nuevos proyectos de transmisión y generación, de acuerdo con los planes de expansión de la transmisión decretados por el Ministerio de Energía y las obras declaradas en construcción por la CNE.
- Modelación de las proyecciones de demanda eléctrica esperadas para el período 2021-2024.
- Cálculo de la capacidad técnica disponible de las instalaciones dedicadas según las definiciones contenidas en los Artículos 16° y 17° de Resolución Exenta N°154 de 2017 de la CNE que *“Establece términos y condiciones de aplicación del régimen de acceso abierto a que se refieren los artículos 79° y 80° de la Ley General de Servicios Eléctricos”* [2].
- Análisis y presentación de los resultados obtenidos para los años 2021 a 2024.

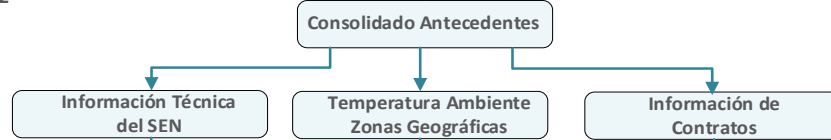
7 METODOLOGÍA DE TRABAJO

En la Ilustración 5 se resume mediante una representación esquemática la metodología empleada para el desarrollo del ECTD-2020, mientras que en las siguientes secciones se describen de manera secuencial cada una de las etapas que conforman dicha metodología.

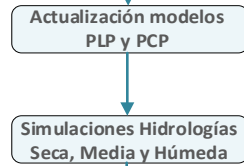
Etapa 1



Etapa 2



Etapa 3



Etapa 4

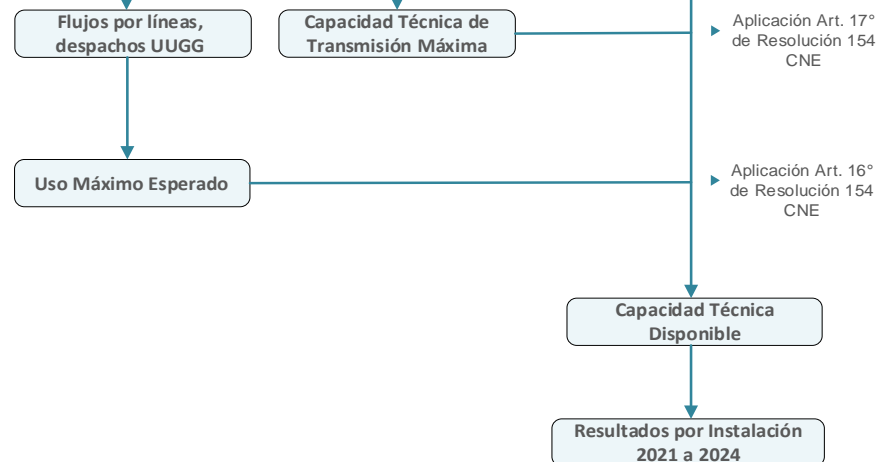


Ilustración 5: Metodología de trabajo del ECTD-2020

Etapa 1: Identificación de instalaciones ECTD-2020

En esta etapa se lleva a cabo una revisión de las instalaciones existentes y previstas a conectarse en el SEN con el propósito de determinar las instalaciones dedicadas que serán objeto de análisis en el ECTD-2020.

Para el caso de las instalaciones existentes, la información utilizada para realizar esta revisión proviene desde las siguientes fuentes:

- Resolución Exenta N°244 de 2019 de la CNE, la cual “*Aprueba Informe Técnico Definitivo de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el Período 2020-2023*” [3]. De igual modo, se consideran las instalaciones dedicadas que han sido incorporadas al segmento dedicado mediante las Resoluciones N°380 y N°411 emitidas por la CNE durante el año 2020.
- BDIT del Coordinador, en particular, Diagramas Unilineales de instalaciones.
- Informes de Capacidad Técnica Disponibles emitidos por el DAA del Coordinador con ocasión de la revisión y aprobación de solicitudes de conexión.

Por otro lado, considerando que en el presente Informe se reporta la Capacidad Técnica Disponible para los años 2021 a 2024, se identifican los proyectos futuros desde documentos públicos de la CNE, del Ministerio de Energía, así como información disponible en este Coordinador, según lo indicado a continuación:

- Proyectos declarados en construcción al 28 de agosto de 2020, de acuerdo con lo establecido en la Resolución Exenta N°330 de la CNE. Esta información corresponde a la última actualización disponible a la fecha de ejecución de esta etapa.
- Planes de Expansión de la Transmisión emanados del Ministerio de Energía con la definición de las Obras Nuevas y de Ampliación de instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional (STN) y Sistema de Transmisión Zonal (STZ). En particular, se considera la información hasta los siguientes Decretos:
 - Decreto Exento N°198, de fecha 5 de agosto de 2019.
 - Decreto Exento N°231, de fecha 27 de agosto de 2019.
- Proyectos presentados bajo el régimen de acceso abierto y que al mes de agosto de 2020 hayan contado con la aprobación de su respectiva solicitud de conexión.
- Proyectos con aprobaciones de puntos de conexión que hubiesen sido otorgadas por los Centros de Despachos Económicos de Carga con anterioridad al 1 de enero de 2017, previa aprobación de extensión de plazo de declaración en construcción, entregada por el Coordinador¹.

¹ El plazo para su declaración en construcción se extiende hasta el 31 de diciembre de 2020, según se indica en la Resolución Exenta N°201 de 2020 de la Comisión Nacional de Energía.

- Nuevas centrales asociadas las licitaciones públicas de suministro a clientes regulados.
- Retiro de Unidades de Generación (UUGG) definidas en el cronograma de la primera etapa de cierre de operaciones de las centrales a carbón 2019-2024, definido por el Ministerio de Energía mediante el programa “Energía Zero Carbón”.

Como resultado de esta etapa, se obtiene la topología del SEN para los años 2021 a 2024 y que será la base sobre la cual se desarrollen los análisis de capacidad contemplados en el presente estudio.

Etapa 2: Recopilación de Antecedentes

El objetivo de esta etapa es recopilar la información de entrada que es requerida para el desarrollo del estudio. Para ello, se recurre a distintas fuentes de información dependiendo del tipo de información necesaria:

a) Información técnica de instalaciones

La BDIT de Infotécnica es la fuente desde donde se obtienen los parámetros que son utilizados para representar las instalaciones existentes del SEN en los modelos de coordinación hidrotérmica y predespacho, así como para la inclusión de nuevas instalaciones que sean representativas de los proyectos de transmisión y generación futuros, según lo indicado en la etapa 3.

Adicional a lo anterior, y para efectos de los análisis contemplados en el ECTD-2020, se consolida la información técnica asociada a los límites térmicos permanentes en condición con sol de las líneas de transmisión, capacidades de transformadores de potencia y corriente nominal de los Transformadores de Corriente (TTCC), los que son utilizados para determinar la capacidad técnica disponible.

Para la elaboración del estudio se utilizó la información actualizada en la BDIT del SEN para la fecha de recopilación de antecedentes técnicos del ECTD-2020, correspondiente al mes de octubre de 2020.

b) Temperatura ambiente

Los registros provienen de tres fuentes de información meteorológicas distintas: Agromet, Cezamet y SINCA, las que cumplen las siguientes condiciones:

- i. Son fuentes de información de libre acceso.
- ii. Proveen registros históricos de variables relevantes para efectos del ECTD-2020, en particular, la temperatura ambiente.

En particular, la información meteorológica contenida en dichos portales ha sido utilizada por el Coordinador para la elaboración del presente estudio, sus versiones anteriores y para la

determinación de la Capacidad Técnica Disponible en los Informes de Capacidad Técnica Disponible elaborados con motivo del proceso de gestión asociado a las SUCT recibidas.

Para el caso de zonas geográficas que no dispongan de registros en los ya mencionados portales, se consideran los valores de temperatura ambiente procedentes de centros de medición en subestaciones del SEN obtenidas a través del sistema SCADA del Coordinador.

c) Proyección de demanda eléctrica

La demanda eléctrica proyectada para el horizonte 2021-2024 es obtenida del modelo de proyección de demanda eléctrica que efectúa anualmente el Coordinador para un horizonte de tiempo de 20 años y cuyos resultados se utilizan para el desarrollo de la Propuesta de Planificación de la Transmisión del Sistema Eléctrico Nacional [4].

La metodología se basa en un modelo econométrico para la proyección de la demanda eléctrica de clientes regulados y clientes libres que considera, adicionalmente, los resultados de aplicación de encuestas a clientes a grandes clientes.

La proyección realizada durante el ejercicio del año 2020 incorpora un levantamiento de las proyecciones económicas de corto plazo para el país, tanto del Banco Central como de bancos e instituciones internacionales, con el fin de modelar el impacto económico y estimar el efecto en la demanda eléctrica ocasionada por la pandemia del Covid-19. De igual modo, en el ejercicio del año 2020, se incorpora el efecto de la electromovilidad y su impacto previsto en la demanda eléctrica del SEN durante el periodo 2020-2040.

d) Contratos de uso de las instalaciones dedicadas

Los contratos de uso de instalaciones dedicadas, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 18° de la Resolución Exenta N°154 de 2017 de la CNE deben ser informados al Coordinador por los respectivos propietarios de las instalaciones a más tardar al quinto día de su celebración.

La información contenida en dichos contratos es tratada de manera confidencial por el Coordinador y solo para efectos del presente estudio, así como para los análisis con motivo de las SUCT, se rescatan datos relevantes para los cálculos de capacidad técnica, tales como instalaciones respecto a las cuales se ha pactado un uso de la capacidad y el valor de la capacidad contratada.

Para el desarrollo del ECTD-2020 se consideran los contratos vigentes y que fueron sido informados al Coordinador hasta el mes de octubre de 2020.

Etapa 3: Ajuste de Bases de Datos

En esta etapa se llevan a cabo los ajustes y actualizaciones necesarias en la Base de Datos PLP – PCP elaborada con ocasión del ECTD-2019. Para ello, se actualizan las instalaciones de generación, transmisión y proyecciones de demanda de modo de consolidar la condición topológica actual y las obras previstas en el horizonte de análisis. Para este desarrollo se aplican los siguientes criterios:

- Sistema de transmisión: se toma como base el listado de proyectos de transmisión obtenidos en la etapa 1. De esta manera, la actualización del sistema de uso público incorpora las obras nuevas y de ampliación contenidas en los Decretos resultantes del proceso de Planificación de la Transmisión, mientras que las instalaciones del sistema dedicado incorporan los proyectos que han sido declarados en construcción por la CNE.
- Centrales generadoras: se incluyen los proyectos declarados en construcción por la CNE entre la fecha de corte del ECTD-2019 y el mes de agosto de 2020. También se incorporan modificaciones que hayan surgido en el listado de proyectos comprometidos en licitaciones públicas de suministro a clientes regulados y se actualizan los proyectos que cuentan con solicitudes de conexión de acceso abierto aprobadas por el Coordinador.

Como criterio de modelación, en el caso de las nuevas centrales de generación térmica convencional, se utilizan los consumos específicos de otra central similar existente, mientras que en el caso de las centrales de energía renovable variable se utilizaron perfiles de centrales existentes cercanas.

- Demanda: para esta actualización se toman en cuenta los perfiles de consumo horarios para cada instalación definidos en las versiones anteriores del estudio, considerando adicionalmente las proyecciones de la demanda eléctrica obtenidas en el estudio ya citado en la etapa 2.

Etapas 4: Desarrollo de cálculos y análisis

Los cálculos de esta etapa se desarrollan conforme las definiciones y exigencias contenidas en los Artículos 16° y 17° de Resolución Exenta N°154 de 2017 de la CNE. De acuerdo con lo establecido en dicha Resolución, resulta necesario determinar para el conjunto de instalaciones dedicadas objeto de análisis la Capacidad Técnica de Transmisión Máxima, el Uso Máximo Esperado sobre ellas y finalmente a partir de dichos valores la Capacidad Técnica Disponible de cada instalación.

A continuación, se resumen las definiciones y consideraciones para dichos cálculos:

a) Capacidad Técnica de Transmisión Máxima

Aplicando la definición del Artículo 17° se considerará como capacidad técnica de transmisión máxima de una instalación dedicada *“al mayor flujo de potencia posible sobre ésta en Estado Normal, de acuerdo a sus características técnicas y de diseño, cumpliendo los requerimientos establecidos en la normativa vigente, y en particular los requerimientos y estándares establecidos en la NTSyCS”*.

Para efectos de este estudio, la Capacidad Técnica de Transmisión Máxima vendrá dada por la comparación de los siguientes valores:

- Límites térmicos permanentes de las líneas de transmisión en función de la temperatura, utilizando los valores bajo la condición “con sol”. Lo anterior en atención a que ésta sería la condición más exigente desde el punto de vista de capacidad en régimen permanente para las líneas de transmisión.
- Restricciones en los elementos serie en líneas de transmisión, las que para el ECTD-2020 vendrán dadas por los valores máximos de los tap primarios de los TTCC ubicados en los extremos de las líneas dedicadas bajo análisis.

Lo anterior, se puede resumir en la ecuación (1):

$$\text{Capacidad Técnica Transmisión Máxima}(t) = \text{Mín} \{LT(t), TC\} \quad (1)$$

Donde $LT(t)$ y TC corresponden a los límites térmicos permanentes “con sol” de las líneas de transmisión y al tap máximo de los TTCC en los extremos de la línea, respectivamente.

A partir de esta información, y con el perfil de temperatura en la zona en la que se ubica la respectiva línea de transmisión, se obtiene la Capacidad Técnica de Transmisión Máxima de cada instalación dedicada expresada como un perfil anual horario.

b) Uso Máximo Esperado por Instalación

A su vez, siguiendo las propias definiciones contenidas en el Artículo 17°, en el ECTD-2020 se entenderá como uso máximo esperado a “la máxima transmisión proyectada considerando condiciones de operación en Estado Normal”

Para determinar el Uso Máximo Esperado de las instalaciones de transmisión dedicadas para el horizonte 2021-2024 se recurre a la simulación de la operación del SEN para tres tipos de hidrologías (seca, media y húmeda) a partir de las cuales se calcula el flujo máximo por hora para cada una de las instalaciones bajo análisis. Lo anterior se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Uso Máximo Esperado}(t) = \text{Máx}\{F^S(t), F^M(t), F^H(t)\} \quad (2)$$

Donde $F^S(t)$, $F^M(t)$ y $F^H(t)$ corresponden a los flujos simulados para una hidrología seca, media y húmeda, respectivamente.

Como resultado de esta etapa se obtienen los flujos de potencia para todas las líneas modeladas. En especial, se obtienen los flujos horarios para las líneas de transmisión dedicadas para las tres condiciones hidrológicas simuladas.

c) Capacidad Técnica Disponible

Con los resultados del perfil de Capacidad Técnica de Transmisión Máxima, el perfil horario de Uso Máximo Esperado y la potencia contratada de inyección y/o retiro asociada a cada línea, se obtiene la Capacidad Técnica de Transmisión Disponible para cada una de las líneas del sistema de transmisión dedicado bajo análisis aplicando la ecuación (3).

$$Capacidad\ Técnica\ de\ Transmisión\ Disponible(t) = \text{Mín} \left\{ \begin{array}{l} Capacidad\ Técnica\ de\ Transmisión\ Máxima(t) - Uso\ Máximo\ Esperado(t); \\ Capacidad\ Técnica\ de\ Transmisión\ Máxima(t) - \sum Contratos \end{array} \right\} \quad (3)$$

En una primera etapa del análisis, se determina la Capacidad Técnica de Transmisión Disponible por hora, es decir, se determinan 8760 Capacidades Técnicas de Transmisión por año para cada una de las instalaciones dedicadas objeto de análisis.

En una segunda etapa, según se indica en las ecuaciones (4) y (5), se reordenan los valores de Capacidad Técnica de Transmisión Disponible en una curva de duración, permitiendo de esta manera obtener el valor que corresponde al percentil 99, es decir, aquel valor de Capacidad Técnica de Transmisión Disponible que estará presente el 99% del tiempo del año.

$$Capacidad\ Técnica\ de\ Transmisión\ Disponible(t) \Rightarrow Capacidad\ Técnica\ de\ Transmisión\ Disponible(P) \quad (4)$$

$$Capacidad\ Técnica\ Disponible = Capacidad\ Técnica\ de\ Transmisión\ Disponible(P = 99) \quad (5)$$

Finalmente, como resultado de la aplicación de las ecuaciones (3), (4) y (5), se determina para cada año el valor que define la Capacidad Técnica Disponible para la respectiva instalación dedicada.

8 DESARROLLO DEL ESTUDIO

8.1 INSTALACIONES BAJO ANÁLISIS

La identificación de las instalaciones a considerar en el presente estudio contempla el desarrollo de las siguientes actividades:

- Catastro de instalaciones calificadas en la Resolución N°244 de 2019 de la CNE: consiste en realizar un levantamiento de los tramos de subestación y tramos de transporte calificados bajo el segmento dedicado. Para efectos del tratamiento de la información, se homologa la identificación de dichas instalaciones con la nomenclatura o ID de la respectiva instalación en la BDIT de Infotecnia. En el caso de líneas de transmisión se utilizan los ID de las categorías “Secciones tramos”, en particular, el ID asociado a la primera sección del tramo del primer circuito, mientras que en el caso de transformadores se utiliza el ID de la primera unidad.
- Revisión de la topología y conectividad del SEN: la información levantada en el ítem anterior es complementada con un levantamiento topológico de las instalaciones SEN. Lo anterior, con el propósito de individualizar las instalaciones que no se encuentran calificadas de otro modo y tienen un uso que concuerda con el de instalaciones dedicadas; por ejemplo, instalaciones de clientes libres o centrales de generación que se conectan radialmente al sistema.
- Levantamiento de instalaciones analizadas en procesos SUCT: consiste en incorporar al ECTD-2020 aquellas instalaciones dedicadas cuya capacidad técnica disponible ha sido determinada en los análisis realizados con motivo de la presentación y aprobación de solicitudes de conexión.

A partir de esta revisión, se aplican los siguientes criterios para seleccionar las instalaciones objeto de análisis:

- Las instalaciones dedicadas consideradas corresponderán a aquellas con tensión mayor o igual a 66 kV.
- Se incorporan instalaciones dedicadas con tensiones entre 12 kV y 66 kV sólo en el caso que hayan sido analizadas en el contexto de una Solicitud de Uso de Capacidad Técnica (SUCT) aprobada por el Coordinador.
- En el caso de instalaciones dedicadas que no dispongan de antecedentes técnicos mínimos suficientes en la BDIT del Coordinador, por ejemplo, su límite térmico en régimen permanente, son excluidas del análisis de capacidad.

En la Tabla 2 se resume la cantidad de instalaciones que resultan de la aplicación de la metodología y criterios anteriores y que constituirán la topología base sobre la cual se realizarán los análisis del ECTD-2020.

Tabla 2: Cantidad de instalaciones dedicadas bajo análisis en ECTD 2020

Ítem	Nivel de Tensión [kV]				Total
	220 kV	154 kV	110 kV	≤66 kV	
Cantidad de Instalaciones	167	8	93	48	316

8.2 INFORMACIÓN TÉCNICA DE INSTALACIONES

Una vez definido el conjunto de instalaciones del ECTD-2020, se obtiene la información técnica de dichas instalaciones a partir de los reportes disponibles en la BDIT del Coordinador. Los antecedentes de interés a levantar en esta etapa son los siguientes:

- Límites térmicos en condición con sol para los tramos de línea dedicados resultantes de la etapa 1. En casos de líneas de transmisión que estén compuestas por tramos con distinto tipo de conductor, se utiliza la sección más restrictiva en términos de capacidad, es decir, se seleccionan aquellos tramos que presenten el menor límite térmico.
- Capacidades de transformadores de potencia, considerando el tipo de refrigeración máxima disponible en el equipo.
- Limitaciones de capacidad por elementos serie. En particular, se consolida información del tap máximo de los TTCC asociados a los extremos de las líneas dedicadas bajo análisis.

En el documento *“Instalaciones ECTD-2020 – Información Técnica”* disponible en Anexos 1, se entrega el listado de instalaciones y la información resultante de la recopilación de antecedentes, identificando, para los casos que correspondan, las instalaciones que se encuentran en la categoría *“sin información técnica”* y *“sin lectura de sistema de medidas”* en cuyo caso no son consideradas en los análisis de capacidad del presente ejercicio.

8.3 TEMPERATURA AMBIENTE

La información meteorológica empleada en el ECTD-2020 proviene de las siguientes fuentes:

- **Agromet:** Se trata de un sitio web estatal y gratuito de la red de agrometeorología del Instituto Nacional de Investigaciones Agropecuarias, dependiente directamente del Ministerio de Agricultura, el cual tiene como finalidad proveer información meteorológica para la agricultura².

La red abarca principalmente zonas rurales del país, además, en la Ilustración 6 se observa que tienen presencia en todo el país. Sin embargo, en zonas del norte de Chile, principalmente en las regiones de Tarapacá y Antofagasta, existe un número reducido de puntos de medición.

² AGROMET. (2019) Red Agroclimática Nacional. Disponible en <https://www.agromet.cl/>

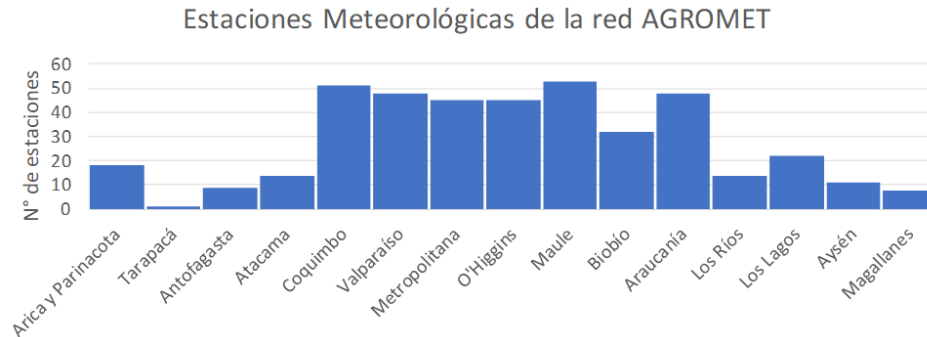


Ilustración 6: Cantidad de estaciones meteorológicas por región - Agromet.

Al ser una red de meteorología con fines de agricultura, las mediciones se realizan a baja altura, típicamente a 2 metros y en ciertos casos a 1,5 metros. Se realizan medidas cada 15 minutos, las 24 horas del día. Adicionalmente, la web permite obtener la información como promedio horario, diario, mensual o anual.

- **Ceazamet:** es un sitio web del Centro de Estudios Avanzados de Zonas Áridas, al igual que el anterior es dependiente del INIA y además del Gobierno Regional de Coquimbo. El objetivo de esta red es ampliar la cobertura de las estaciones meteorológicas de Agromet, en particular para la región de Coquimbo, por lo que su finalidad es también agrícola.

En el sitio web³ se muestra la información de cerca de 60 estaciones meteorológicas. Se pueden consultar variables meteorológicas como humedad relativa, precipitación, dirección de viento, velocidad de viento, temperatura ambiente, entre otras.

Los sensores de esta red miden a alturas de 2 o 1.5, 5 y 10 metros. Esta altura es única para cada sensor y depende de la estación meteorológica a consultar.

Las mediciones para esta red son horarias y continuas. Asimismo, las variables a consultar se pueden encontrar en formato horario, promedio diario o promedio mensual, desde un rango máximo cuyo inicio es el año 2004 para la mayoría de sus estaciones.

- **SINCA:** El Sistema de Información Nacional de Calidad del Aire (SINCA) es un sitio web⁴ estatal con información gratuita dependiente directamente del Ministerio del Medio Ambiente.

El propósito de esta red es monitorear la calidad del aire, para lo cual entrega información histórica de variables contaminantes como Ozono y material particulado, pero además algunas estaciones meteorológicas entregan información de variables meteorológicas como

³ Datos provistos por CEAZA, obtenidos desde: <http://www.ceazamet.cl/>

⁴ SINCA (2019). Sistema de Información Nacional de Calidad del Aire. Disponible en: <http://sinca.mma.gob.cl/>

radiación solar, presión atmosférica, humedad relativa, velocidad de viento y temperatura ambiente.

Tal como se observa en la Ilustración 7, las estaciones meteorológicas de esta red se encuentran repartidas a lo largo del país y alcanzan 90 puntos de medición. Las zonas que abarca la red meteorológica son mayoritariamente ciudades céntricas, abarcando desde la Región de Tarapacá hasta la Región de Aysén.

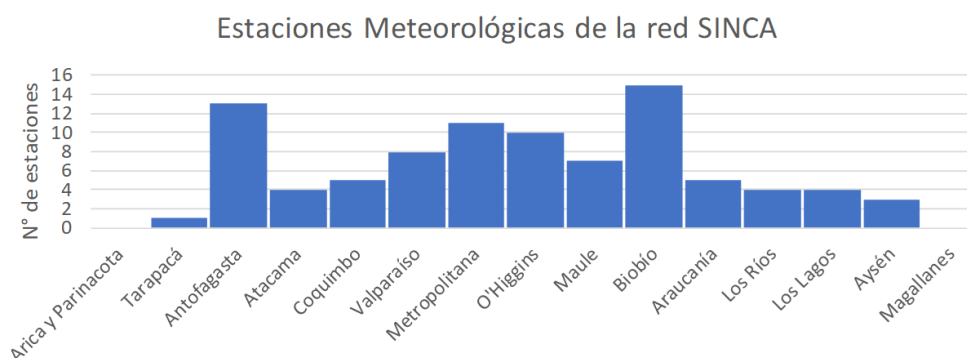


Ilustración 7: Cantidad de estaciones meteorológicas por región - SINCA.

De acuerdo con el objetivo principal de esta red de estaciones meteorológicas, los sensores de la red miden a una altura superior que las dos fuentes anteriores, por lo tanto, los datos se toman a 10 metros. Las medidas de esta red de meteorología se realizan de forma horaria, las 24 horas del día. A diferencia de las fuentes anteriores, sólo se puede obtener de forma directa la serie de tiempo horaria de todo el periodo registrado, el que depende de la estación meteorológica a consultar.

A modo de resumen, en la Tabla 3 se presenta un cuadro comparativo con los aspectos relevantes de las fuentes de información.

Tabla 3: Comparación de los aspectos relevantes de cada fuente de información.

Fuente de Información	Origen	Objetivo	Altura de Medición	Zonas Incluidas
Agromet https://www.agromet.cl/	Ministerio de Agricultura	Agricultura	2 metros	Todo el país.
Ceazamet http://www.ceazamet.cl/	Ministerio de Agricultura	Agricultura	2, 5 y 10 metros	Región de Coquimbo y una pequeña parte de la Región de Atacama
SINCA https://sinca.mma.gob.cl/	Ministerio del Medio Ambiente	Calidad del aire	10 metros	Desde Región de Tarapacá a Región de Aysén.

8.3.1 VALIDACIÓN DE REGISTROS DE TEMPERATURA

Tal como se puede observar en la Tabla 2, las fuentes encontradas tienen distintos orígenes y objetivos, así como también técnicas de medición diversas y alturas de mediciones diferentes.

Por esta razón, en versiones anteriores del ECTD, se llevó a cabo una validación de los datos obtenidos aplicando la herramienta estadística Porcentaje de Error Medio Absoluto (PEMA), que mide el error absoluto entre dos series de tiempo en términos porcentuales. A raíz de este análisis se concluyó que, para efectos de la temperatura ambiente, las distintas fuentes disponibles muestran una alta correlación por lo que es factible utilizarlas como fuentes de información para el estudio.

Adicional a la validación de los centros de medición, se analizan los registros de temperatura contenidos en dichos portales, para lo cual se aplican los siguientes criterios:

- Se verifica la calidad de los datos entregados por cada centro de medición. Se consideran como datos no válidos aquellos que corresponden a campos vacíos, valores en cero y valores fuera de rango (ejemplo: -99999). A partir de esta revisión se determina el porcentaje de datos válidos por año calendario, cuyo valor debe ser de al menos 95% a efectos de ser considerado en los análisis del ECTD-2020.
- Se analiza la completitud de la data entregada por cada centro de medición. Para ello se establece como criterio que el histórico de información deberá corresponder al menos a tres (3) años calendarios, vale decir, información para el período 2017 a 2019.

8.3.2 DEFINICIÓN DEL PERFIL DE TEMPERATURA PARA LAS INSTALACIONES DEDICADAS

Una vez definidas y validadas las fuentes de información, se lleva a cabo una asignación de centros de medición por cada por línea dedicada. Para lo anterior se utiliza el centro de medición representativo más cercano al “punto medio” de la línea de transmisión. Dicho “punto medio” es calculado a partir de la ubicación de las subestaciones en los extremos de las líneas de transmisión.

Luego, para el horizonte de tiempo de los últimos tres años (2017-2019), se construye un perfil anual de temperaturas máximas registradas para cada una de las horas de dicho período. Se procede con la mayor temperatura en atención que la capacidad de transmisión de una instalación decrece cuando la temperatura ambiente es mayor, con lo cual se estará analizando una condición exigente para cada línea dedicada.

A partir de este desarrollo, se obtiene la siguiente información:

- Individualización del centro de medición asociado a cada línea de transmisión analizada.
- Registro histórico de temperaturas de cada centro de medición.

En la Tabla 4 se resume la cantidad de centros de medición que resultan asignados para el total de instalaciones dedicadas bajo análisis, mientras que en el documento *“Centros de Medición y*

Temperaturas ECTD-2020” disponible en Anexos 2 se entrega el detalle de los centros de medición y temperaturas utilizadas en el estudio.

Tabla 4: Cantidad de centros de medición asignados ECTD 2020

Fuente de Información	Nivel de Tensión [kV]				Total
	220 kV	154 kV	110 kV	≤66 kV	
Agromet	39	3	27	27	96
Ceazamet	1	0	0	0	1
SINCA	78	2	36	10	126
SCADA	30	1	28	9	59

8.4 CONTRATOS DE USO DE INSTALACIONES DEDICADAS

El desarrollo de este levantamiento contempla, en primer lugar, la construcción de un catastro de todos aquellos contratos que han sido informados al Coordinador con ocasión de la celebración de acuerdos entre privados por el uso de instalaciones dedicadas.

En segundo lugar, y a partir de este Catastro, se obtienen los siguientes datos relevantes para los cálculos de capacidad técnica:

- Instalaciones respecto de las cuales se ha pactado un uso de capacidad.
- Tipo de contrato, es decir, si corresponde a un contrato de inyección o retiro de potencia.
- Monto de potencia contratada [MW].
- Fecha de vigencia de los contratos.

Los contratos de uso de instalaciones dedicadas resultantes, y que son utilizados para los cálculos de capacidad del ECTD-2020, se presentan de manera consolidada en el documento *“Listado de Contratos de Uso de Capacidad ECTD-2020”* disponible en Anexos 3.

8.5 PROYECTOS FEHACIENTES INFORMADOS AL COORDINADOR

El artículo 80° de la LGSE establece que los propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quienes exploten a cualquier título las instalaciones de los sistemas de transmisión dedicados, deben informar al Coordinador sus proyectos contemplados fehacientemente, entendiéndose éstos como proyectos propios a desarrollar en sus instalaciones dedicadas.

Conforme a lo anterior, los propietarios que deseen consignar un proyecto de su propiedad, y que cumpla con los antecedentes mínimos requeridos por el Coordinador para la presentación de este tipo de proyectos, podrá informarlo en cualquier período del año acompañando los respaldos que acrediten el avance y desarrollo de la iniciativa.

Con el propósito de entregar información respecto de los proyectos fehacientes informados al Coordinador, en el documento *“Listado de Proyectos Fehacientes informados al Coordinador”* disponible en Anexos 4 se individualizan las iniciativas recibidas, entregando además información

general de dichos proyectos, tales como punto de conexión, capacidad y fecha de entrada en operación.

8.6 CÁLCULO DE CAPACIDAD TÉCNICA DE TRANSMISIÓN MÁXIMA

Con la información técnica y temperaturas obtenida en los puntos 8.2 y 8.3, respectivamente, se determina la Capacidad de Transmisión Máxima para cada una de las instalaciones dedicadas. Para lo anterior, se lleva a cabo lo siguiente:

- Para cada una de las instalaciones dedicadas se construye una curva de Capacidad de Transmisión Máxima en función de la temperatura ambiente. De acuerdo con la información disponible en la BDIT, dicha curva considera límites térmicos permanentes para valores de temperatura comprendidos entre 0°C y 45°C con pasos de 2,5 °C.
- A partir de la curva anterior, y con los valores de temperatura horarios asociados a la respectiva línea de transmisión, se realiza una interpolación simple para obtener el límite térmico para el valor de temperatura horaria que corresponda.
- Una vez obtenido el valor del límite térmico, se compara con el valor de la restricción serie de la línea de transmisión. El menor valor resultante de dicha comparación corresponderá a la capacidad [MVA] de la respectiva línea de transmisión.

En la Ilustración 8 se muestran de manera resumida las actividades realizadas para obtener el perfil anual de Capacidad de Transmisión Máxima:

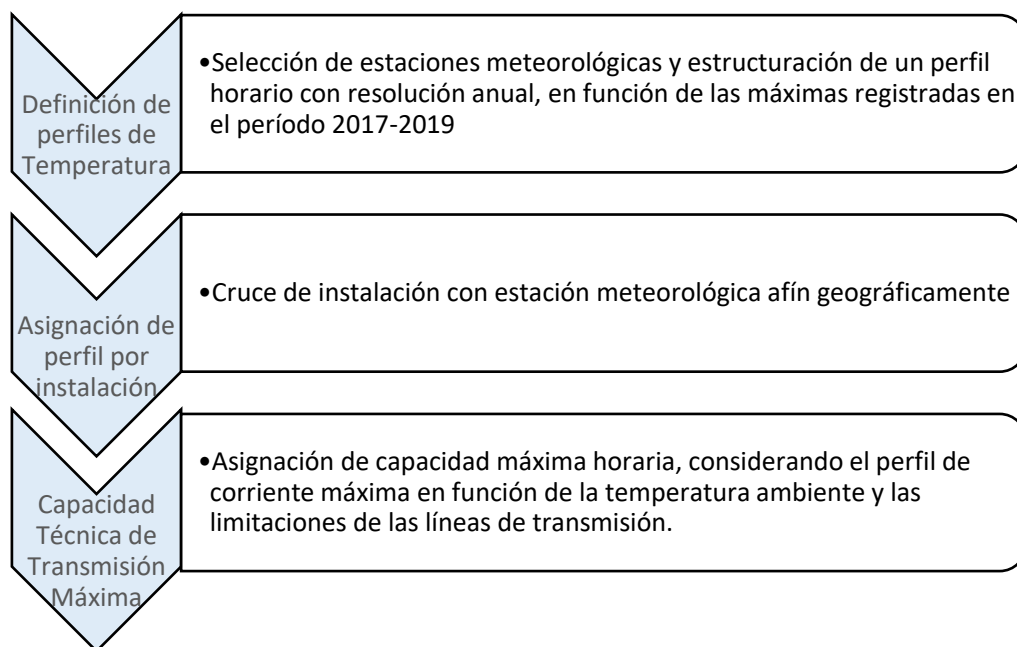


Ilustración 8: Proceso de cálculo de Capacidad Técnica de Transmisión Máxima

8.7 CÁLCULO DE USO MÁXIMO ESPERADO

El desarrollo de esta etapa contempla la representación de las instalaciones del SEN en modelos de coordinación hidrotérmica a partir de los cuales se simula la operación esperada del sistema para el período 2021 a 2024. Los ajustes y características de estos modelos se describen a continuación:

8.7.1 SIMULACIONES CON MODELO DE COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA

Las simulaciones de coordinación hidrotérmica se realizan utilizando el Modelo de Planificación de Largo Plazo (PLP). El Modelo PLP es una herramienta computacional y matemática que permite resolver el problema de planificación de la operación de mediano y largo plazo en sistemas eléctricos hidrotérmicos, determinando las consignas de centrales y embalses que minimizan el valor esperado de los costos de generación, de falla y el valor futuro del agua, aplicando el algoritmo conocido como Programación Dinámica Dual Estocástica (SDDP). La simulación se realiza considerando el registro histórico de 58 hidrologías.

Los modelos de coordinación hidrotérmica poseen algunas limitaciones que hace necesario que se complementen los resultados con simulaciones de la operación de corto plazo. Entre las limitaciones que poseen los modelos de coordinación hidrotérmica están la representación temporal más agregada (las semanas y meses son representados por bloques) y la no modelación de las restricciones de corto plazo, tales como mínimos técnicos, requerimientos de reserva, tiempos mínimos de operación y fuera de servicio, entre otras. Por tal motivo, el análisis se complementa con las simulaciones de la operación de corto plazo que entregan resultados de despacho y flujos horarios para todas las líneas de transmisión del SEN.

8.7.2 SIMULACIONES CON MODELO DE PREDESPACHO

El análisis de la operación de corto plazo es realizado mediante la simulación de la operación basada en un modelo de predespacho o Unit Commitment (UC). Las simulaciones son realizadas utilizando la versión actualizada del Modelo de Programación de Corto Plazo (PCP) en cuyo caso se resuelve un problema de optimización que minimiza los costos de operación del sistema, sujeto a un conjunto de restricciones técnicas.

El modelo PCP entrega como resultados la generación por centrales, las partidas o encendidos de las unidades, los flujos por las líneas de transmisión, las cotas de embalses, los costos marginales, etc. En la Tabla 5 se muestra un resumen de las funcionalidades del modelo PCP, señalando su aplicación para efectos del ECTD-2020.

Tabla 5: Funcionalidades del modelo de predespacho PCP.

Ítem	Características
Función Objetivo	El modelo permite representar una función de costo lineal por tramo, permitiendo modelar la eficiencia variable según nivel de potencia. No obstante, las simulaciones fueron realizadas utilizando una función de costo lineal con un tramo.
	Costos asociados al arranque y detención de unidades. No obstante, las simulaciones fueron realizadas sin considerar esta restricción.
	Costo de energía no suministrada.
	Función de costo futuro para acoplar resultados de modelo de coordinación hidrotérmica PLP.
Restricciones	El balance nodal de demanda por barra (modelo multinodal).
	Balances hidráulicos para centrales de embalse, serie y pasada. Se representa la red hidráulica de las principales cuencas.
	Retardo de caudales afluentes. No obstante, las simulaciones fueron realizadas sin considerar los retardos.
	Volumen final de los embalses al final de cada semana determinados por las salidas del modelo PLP.
	Recortes de generación.
	Flujos DC por líneas de transmisión. El modelo tiene una representación multinodal. Se representan 1077 líneas y 833 barras.
	Pérdidas de transmisión.
	Restricción de flujos máximos y mínimos por las líneas de transmisión.
	Restricciones de rampas para variaciones de volumen de los embalses. No obstante, las simulaciones fueron realizadas sin considerar esta restricción.
	Restricciones de potencia para centrales con estados de operación binarios.
	Restricciones lógicas asociadas a variables de arranque y detención de centrales.
	Tiempos mínimos de operación y fuera de servicio.
	Restricciones de energía disponible por intervalos de tiempo (Ejemplo: para modelar restricciones de GNL).
	Rampas o gradientes de generación. No obstante, las simulaciones fueron realizadas sin considerar esta restricción.
Restricciones para modelar el Control Secundario de Frecuencia. Se representan las restricciones por unidad y a nivel sistémico (co-optimización de despacho de generación y reserva).	

Los criterios para ajustar el modelo PCP se describen a continuación:

- Las centrales, barras, líneas de transmisión y demandas que se representarán en el modelo PCP son las mismas que se utilizan en el modelo PLP. Con esto se garantiza la consistencia entre base de datos.
- La demanda del modelo PCP tiene resolución horaria y es consistente con la demanda por barra utilizada para realizar las simulaciones con el modelo PLP. La demanda horaria se obtiene a partir de perfiles históricos medidos en cada punto de consumo y de las proyecciones de demanda realizada por el Coordinador, según lo presentado en la sección 7.
- Se representará la red hidráulica de las centrales hidroeléctricas de embalse, pasada y serie. Es decir, se utilizará la misma red hidráulica representada por el modelo PLP.
- Los parámetros técnicos de las centrales (potencia máxima, potencia mínima, capacidad de embalses, etc.) y líneas de transmisión (flujos máximos, flujos mínimos, reactancias, etc.) son consistentes con los parámetros utilizados en la coordinación de la operación diaria.
- Los parámetros técnicos adicionales para simular la operación de corto plazo, tales como tiempos mínimos de operación y fuera de servicio, gradientes, costos de partida y detención, reserva primaria y secundaria corresponderán a los parámetros reales de las unidades del Sistema Eléctrico Nacional. Para las centrales nuevas se utilizarán parámetros basados en las centrales existentes o en parámetros basados en estándares internacionales.
- Los perfiles eólicos y solares tienen resolución horaria. Estos perfiles representarán adecuadamente la variabilidad interanual e intradiaria de las distintas zonas del país con potencial eólico y solar.
- Los costos variables de las centrales representadas en el modelo PCP son los mismos que se utilizan en las simulaciones del PLP.

Para el horizonte de evaluación 2021-2024, las simulaciones de la operación de corto plazo son ejecutadas de manera secuencial en etapas de duración de 7 días. Es decir, para cada año se simulan 53 semanas. Esto se hace necesario debido a que el modelo de operación de corto plazo es un modelo de optimización entero-mixto, cuyos tiempos de ejecución crecen exponencialmente con el horizonte de evaluación, haciendo prácticamente inviable la resolución de un problema real con un horizonte de tiempo mayor.

La Ilustración 9 muestra el esquema secuencial de simulación de la operación de corto plazo:

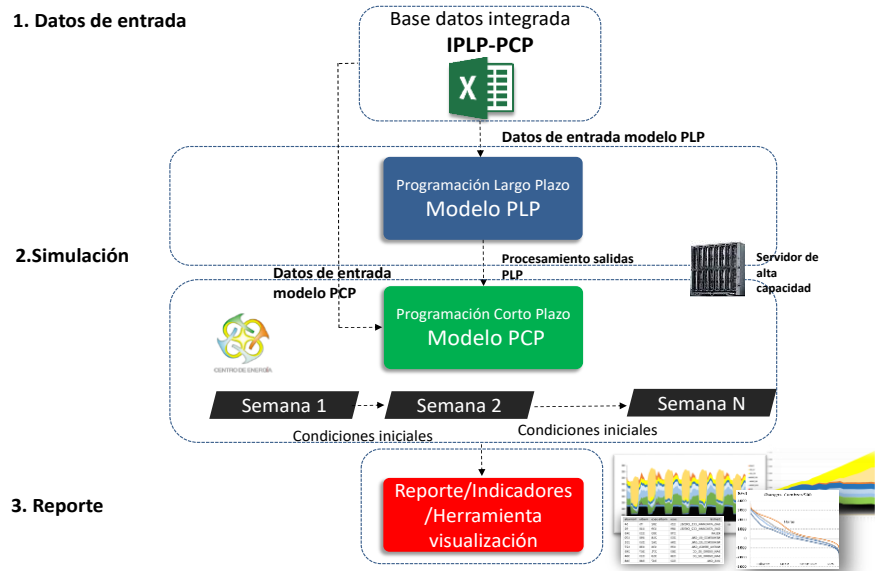


Ilustración 9: Proceso de simulación desarrollado por Centro de Energía Universidad de Chile

Las salidas de las simulaciones con el modelo PLP fijan las condiciones de operación de los embalses determinando los volúmenes máximos de agua que se pueden utilizar en cada semana. Esta información es un dato de entrada para las simulaciones de corto plazo.

Posteriormente, las simulaciones de corto plazo se ejecutan en forma secuencial. Las condiciones finales de operación de la semana “n” fijan las condiciones iniciales de la operación de la semana “n+1”. Ejemplo de estas condiciones son: el número de horas encendidas o apagada de las centrales, las potencias iniciales, los volúmenes de los embalses, etc. Este proceso se ejecuta en forma automática utilizando rutinas especializadas que facilitan la simulación secuencial de la programación de corto plazo.

Las características de las simulaciones con el modelo de corto plazo se describen a continuación:

- Simulación de 4 años: 2021, 2022, 2023 y 2024.
- Las simulaciones tienen resolución horaria.
- Las simulaciones se realizan para 3 condiciones hidrológicas: seca (probabilidad de excedencia de 95%), media (probabilidad de excedencia de 50%) y húmeda (probabilidad de excedencia de 5%).

A partir de los resultados de las simulaciones, se obtienen los siguientes resultados:

- Flujos con resolución horaria para todas las líneas modeladas. En especial, se obtienen los flujos horarios para las líneas dedicada para las 3 condiciones hidrológicas simuladas.
- Despachos horarios de todas las centrales modeladas.
- Costos marginales horarios para todas las barras.

Finalmente, mediante la aplicación de la ecuación (1) indicada en la metodología de trabajo, se determina el uso máximo esperado para cada una de las instalaciones dedicadas bajo análisis. En atención a que las instalaciones pueden presentar flujos bidireccionales o en ambos sentidos, se determinan los siguientes valores:

- **Flujo máximo positivo:** se considerará que el flujo es positivo cuando este va en la misma dirección de las barras que definen el tramo de la línea. Por ejemplo, para la línea 1x110 kV Extremo A – Extremo B, el flujo se considerará positivo si esta va desde el Extremo A al Extremo B en 110 kV.
- **Flujo máximo negativo:** el flujo es negativo cuando va en la dirección opuesta de las barras que definen el tramo de la línea. Para el mismo ejemplo anterior, el flujo será negativo en el caso que circule del extremo B al extremo A.

8.8 CÁLCULO DE CAPACIDAD TÉCNICA DISPONIBLE

Con los resultados obtenidos en las secciones 8.6 y 8.7, se calcula la Capacidad Técnica Disponible para cada una de las instalaciones dedicadas bajo análisis mediante la aplicación de las ecuaciones (3), (4) y (4) presentadas en la metodología del estudio.

Para el desarrollo de los cálculos, se aplican las siguientes consideraciones y criterios:

- Se considera la red eléctrica enmallada y en Estado Normal, es decir, sin ninguna instalación fuera de servicio.
- Las simulaciones realizadas consideran que las tensiones en los nodos mantienen un valor cercano a las magnitudes correspondientes al Estado Normal. Lo anterior dado que las restricciones del modelo PLP-PCP no permiten considerar requerimientos de potencia reactiva en el sistema de transmisión.
- Para el caso de líneas de transmisión dedicadas de múltiples circuitos fueron representadas por medio de su capacidad de transmisión bajo un criterio “N”.

Los respectivos propietarios de las instalaciones podrán acreditar la condición de diseño N-1 de sus instalaciones durante el periodo de observaciones del ECTD-2020, de modo que sea considerada dicha condición en los cálculos de capacidad. Para ello, deberán acompañar los antecedentes que den sustento al criterio “N-1”, tales como contratos, memorias de cálculo u otro antecedente de diseño de la instalación.

Sin perjuicio de lo anterior, los resultados del presente estudio ya incorporan la capacidad N-1 de aquellas instalaciones en las cuales el respectivo propietario haya acreditado tal condición de diseño en versiones anteriores del ECTD.

- Para el caso de instalaciones con potencia contratada de inyección y/o retiro, se asume dicho valor constante para todas las horas del año.

Los resultados obtenidos a raíz de este cálculo son estructurados de la siguiente manera:

- **Resultados horarios:** en primer lugar, se determina la capacidad técnica disponible hora a hora para cada uno de los años de análisis. Lo anterior a partir de la capacidad técnica máxima de transmisión horaria y el flujo máximo por mes a través de la línea de transmisión.
- **Curva acumulada de Capacidad Técnica Disponible:** en segundo lugar, se determina una curva de duración compuesta por 8760 valores correspondientes a las diferencias horarias entre la Capacidad de Transmisión Máxima Horaria y el mayor Uso Máximo Esperado o potencia contratada.
- **Percentil 99:** para la curva de duración obtenida, se determina el punto en el que la Capacidad Técnica de Transmisión Disponible representa el percentil 99%. Este valor corresponderá a la Capacidad Técnica Disponible anual que se presenta en la siguiente sección de resultados.

Finalmente, conforme a la metodología descrita, es importante indicar que los resultados calculados en el ECTD-2020 corresponden a valores estimados del uso y capacidad remanente en las instalaciones, por lo que, para efectos de las autorizaciones de uso de capacidad, solo se consideran como vinculantes aquellos valores determinados en los Informes de Capacidad Técnica Disponible elaborados caso a caso con ocasión de los análisis de las SUCT presentadas al Coordinador.

Por lo anterior, en el caso que la capacidad técnica disponible de una instalación dedicada haya sido calculada en el proceso de análisis de una SUCT, se reemplazan los resultados obtenidos en las simulaciones del ECTD-2020 por los valores de capacidad resultantes proceso antes mencionado. En los resultados presentados en la siguiente sección se indica para cada una de instalaciones si dicho resultado proviene de las simulaciones del estudio o de los análisis SUCT.

De manera complementaria, en el documento *“Instalaciones con cálculo CTD en proceso SUCT”* disponible en Anexos 5 se entrega el resumen de las SUCT que han sido tramitadas por el Coordinador y los valores de capacidad obtenidos en cada caso.

9 RESULTADOS

9.1 GENERALIDADES

Considerando la extensión de los resultados obtenidos y con el propósito de facilitar al lector la revisión de los valores de su interés, se agrupan las instalaciones bajo un criterio georreferencial considerando la siguiente clasificación y según se muestra en la Ilustración 10:

- Zona Norte: considera las instalaciones comprendidas entre la Región de Arica y Parinacota y la Región de Coquimbo.
- Zona Centro: considera las instalaciones ubicadas en la Región de Valparaíso y Región Metropolitana.
- Zona Sur: considera las instalaciones localizadas entre la Región del Libertador Bernardo O'Higgins y la Región de los Lagos.

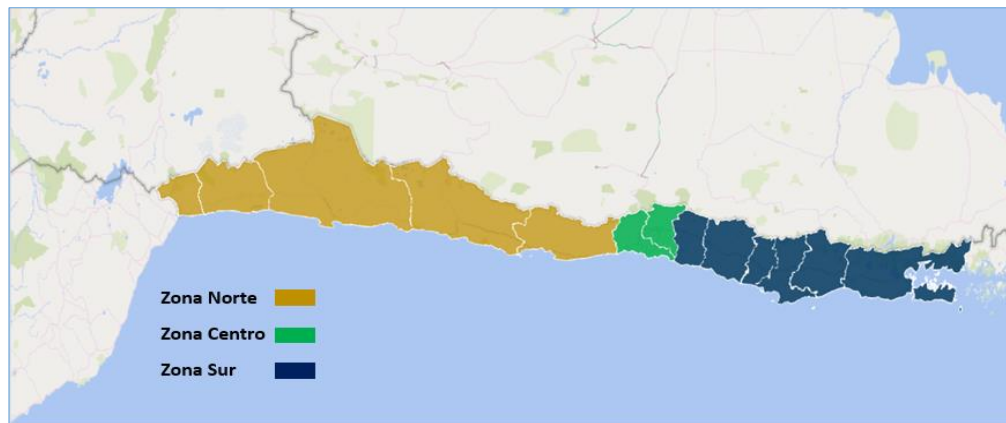


Ilustración 10: Agrupación de Instalaciones para presentación de resultados ECTD-2020

A su vez, para cada una de las zonas, se ordenan las instalaciones bajo los siguientes criterios:

1. Región en la cual se ubica la instalación de transmisión dedicada, ordenadas de Norte a Sur.
2. Nivel de tensión.
3. Orden geográfico dentro de cada subgrupo, de Norte a Sur.

Los resultados son presentados de la siguiente manera:

a) Gráfico georreferenciado por zona: en los resultados de las secciones 9.2, 9.3 y 9.4 cada instalación se representa según el punto medio de sus coordenadas en un mapa geográfico, señalando la capacidad técnica resultante con el código de colores definido en la Tabla 5.

b) Tabla con Capacidad Técnica Disponible: corresponden a los resultados consolidados por instalación disponibles en el documento *“Capacidad Técnica Disponible en Sistemas de Transmisión Dedicados”* de Anexos 6. Dicho documento contiene los siguientes campos:

- ID de la instalación y nombre.
- Uso Típico de la instalación, que podrá ser de inyección o retiro en el caso de líneas que presentan flujos unidireccionales y mixto en el caso de instalaciones con flujos bidireccionales.
- Capacidad Técnica Disponible (+), corresponde al valor de Capacidad Técnica Disponible en el sentido de la misma dirección de las barras que definen el tramo de la línea. Este resultado representa la capacidad para el uso típico de la instalación dedicada, es decir, si es una línea que sirve para inyección de generación, será la Capacidad Técnica Disponible para el aumento de las inyecciones.
- Capacidad Técnica Disponible (-), corresponde al valor de Capacidad Técnica Disponible en sentido opuesto a la dirección de las barras que definen el tramo de la línea. Representa la capacidad para un uso distinto a los flujos típicos por la línea, por ejemplo, para la conexión de un proyecto de consumo en una instalación que sirve actualmente para inyección de generación o para la conexión de una central generadora en una línea cuyo uso típico es de retiro.
- Fuente, se indica si el valor de capacidad proviene las simulaciones realizadas en el ECTD-2020 o si fue determinado a raíz de una SUCT presentada al Coordinador.

Para efectos de la presentación de las ilustraciones y resultados de esta sección, se emplea la métrica descrita en la Tabla 6.

Tabla 6: Código de colores para presentación de resultados de Capacidad Técnica Disponible

Código de Color	Descripción
Verde	La Capacidad Técnica Disponible de la instalación dedicada es mayor a 80 MW
Amarillo	La Capacidad Técnica Disponible de la instalación dedicada se encuentra entre 50 MW y 80 MW.
Rojo	La Capacidad Técnica Disponible de la instalación dedicada es menor a 50 MW.

9.2 RESULTADOS ZONA NORTE

En la Tabla 7 se presenta un resumen de la cantidad de instalaciones dedicadas pertenecientes a la zona Norte que son analizadas en el ECTD-2020, así como los usos típicos resultantes de los análisis.

Tabla 7: Cantidad de instalaciones zona Norte y usos Típicos

Zona	Total Instalaciones	Uso Típico	Cantidad de Instalaciones
Norte	177	Inyección	74
		Retiro	71
		Mixto	32

A partir de los usos típicos de cada instalación, y con los resultados de la capacidad técnica disponible en sentido positivo o negativo obtenidos, se determinan las capacidades de inyección o retiro de cada una de las instalaciones, lo que se presenta de manera resumida en las secciones 9.2.1 y 9.2.2, respectivamente.

9.2.1 ZONA NORTE: CAPACIDAD DE INYECCIÓN

En la Ilustración 11 se presenta la ubicación de las instalaciones de la zona Norte del SEN clasificadas según sus valores de capacidad de inyección para el año 2021. De manera complementaria, en la Ilustración 12 se contabiliza para cada región de la zona Norte la cantidad de instalaciones representadas en el mapa georrreferencial.

De los resultados obtenidos, destaca lo siguiente:

- Del total de instalaciones dedicadas analizadas en la zona Norte, se observa que predominan las instalaciones con capacidad disponible para inyección mayor a 80 MW (color verde) con un valor que asciende a 91 instalaciones, lo que representa un porcentaje del 51% respecto del total analizado. A su vez, las instalaciones con capacidad menor a 50 MW (color rojo) y capacidad entre 50 y 80 MW (color amarillo), corresponden a 33% y 15% del total; respectivamente.
- La capacidad de inyección se concentra principalmente en la región de Antofagasta, con un total de 71 instalaciones con posibilidad de permitir inyecciones mayores a 80 MW, tal como se observa en la Ilustración 12. Esta zona del sistema se caracteriza por presentar flujos de retiro o mixtos destinados a abastecer consumos mineros, lo que explica la potencialidad de conectar proyectos de inyección de energía.
- Del mismo gráfico, se observa que las instalaciones con menores posibilidades de inyección se ubican en la región de Atacama con un total de 23 instalaciones, en atención a que en esta zona del sistema predominan las instalaciones que sirven actualmente a inyecciones provenientes de desarrollos renovables.
- En el caso de las regiones de Tarapacá y Coquimbo, los valores de capacidad disponible para inyección no presentan una tendencia como en los casos de Antofagasta y Atacama, razón por la cual la capacidad de inyección dependerá del uso típico y de las características de las instalaciones dedicadas.

- Finalmente, destaca la región de Arica y Parinacota en cuyo caso todas las instalaciones dedicadas bajo análisis poseen capacidad de inyección menor a 50 MW, en razón del nivel de tensión de las instalaciones dedicadas en la zona.

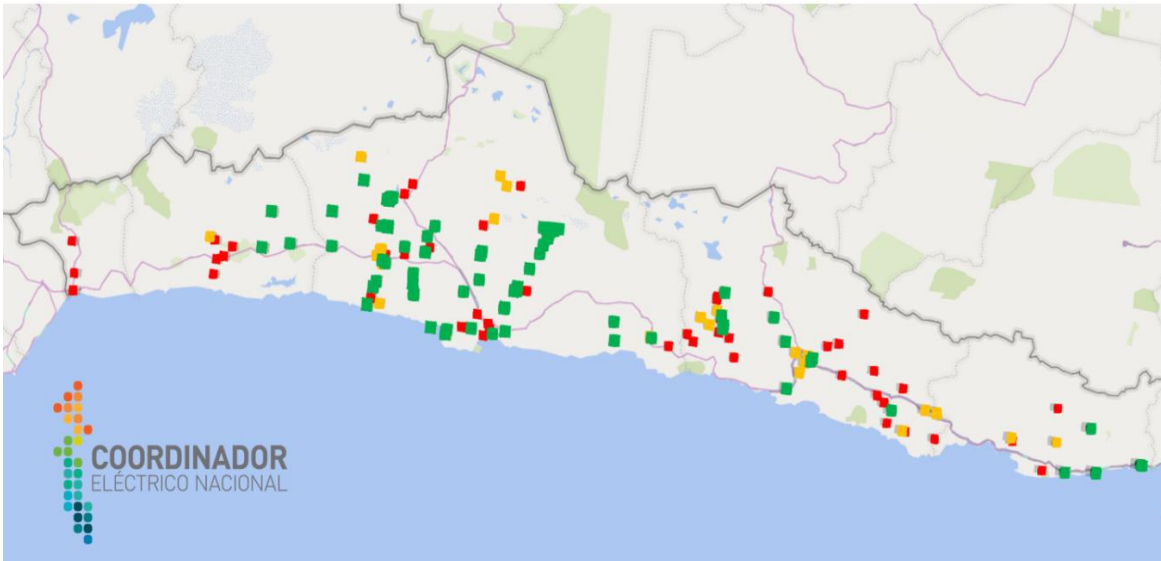


Ilustración 11: Localización de instalaciones Zona Norte según capacidad de inyección – Año 2021

Instalaciones Zona Norte clasificadas según capacidad de inyección - Año 2021

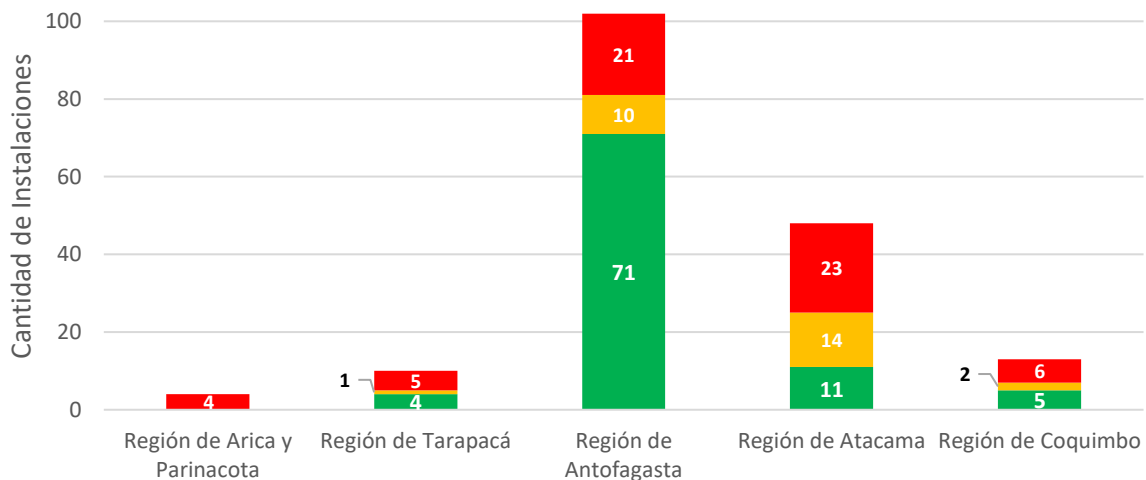


Ilustración 12: Cantidad de instalaciones Zona Norte según capacidad de inyección - Año 2021

En la Tabla 8 se presentan para cada una de las regiones de la zona Norte una selección de las cinco (5) instalaciones que presentan los valores máximos de capacidad técnica disponible para inyección. Por otro lado, los resultados para todas las instalaciones se encuentran disponibles en Anexos 6.

Tabla 8: Selección de instalaciones Zona Norte con máximos valores de CTD para Inyección

Región	ID	Instalación dedicada	Uso Típico	Capacidad Máxima [MVA]	Capacidad Técnica Disponible para Inyección [MVA]				Fuente
					2021	2022	2023	2024	
Región de Arica y Parinacota	2127	Línea 1x66 kV Chapiquiña - Tap El Águila	Inyección	49,4	40,3	40,4	40,2	40,1	ECTD 2020
	2128	Línea 1x66 kV Tap El Águila - Arica	Inyección	44,0	34,7	36,5	35,3	35,3	ECTD 2020
	2130	Línea 1x66 kV Arica - Tap Quiani	Mixto	38,0	25,6	28,1	31,2	32,0	ECTD 2020
Región de Tarapacá	3694	Línea 2x220 kV Lagunas - Collahuasi	Retiro	304,8	304,8	304,8	304,8	304,8	ECTD 2020
	3455	Línea 1x220 kV Granja Solar - Lagunas	Inyección	285,6	210,7	211,1	209,1	209,1	ECTD 2020
	3046	Línea 1x220 kV Santa Rita - San Simón	Inyección	301,8	223,7	224,2	223,3	223,3	ECTD 2020
	3691	Línea 2x220 kV Encuentro - Collahuasi	Retiro	401,6	366,2	366,2	347,5	345,4	ECTD 2020
	2140	Línea 1x66 kV Pozo Almonte - Tap Tamarugal	Retiro	41,4	41,4	41,4	41,4	41,4	ECTD 2020
Región de Antofagasta	2055	Línea 2x220 kV Norgener - Tap Off Barriles	Inyección	792,6	302,6	302,6	302,6	302,6	Proceso SUCT
	1965	Línea 2x220 kV Cochrane - Encuentro	Inyección	746,9	351,5	352,9	353,3	351,3	ECTD 2020
	1919	Línea 2x220 kV Angamos - Kapatut	Inyección	762,1	465,9	465,9	465,9	465,9	SUCT
	1954	Línea 2x220 kV Chacaya - El Cobre	Retiro	861,7	711,7	711,7	711,7	711,7	ECTD 2020
	2062	Línea 1x220 kV Nueva Zaldívar - OGP1	Mixto	351,4	351,4	351,4	351,4	351,4	ECTD 2020
Región de Atacama	224	Línea 1x220 kV San Lorenzo de D. de Almagro – D. Almagro	Inyección	336,4	315,0	315,0	315,0	315,0	SUCT
	103	Línea 1x220 kV Medellín - Cardones	Inyección	272,6	225,4	227,6	221,4	226,3	ECTD 2020
	1734	Línea 1x220 kV Pastora - Carrera Pinto	Inyección	228,6	140,3	140,9	141,5	140,7	ECTD 2020
	101	Línea 1x220 kV Central Cardones - Cardones	Inyección	228,6	228,6	228,6	219,4	228,6	ECTD 2020
	1348	Línea 1x220 kV Maitencillo - Agrosuper	Retiro	174,9	174,9	174,9	174,9	174,9	Proceso SUCT
Región de Coquimbo	1114	Línea 1x220 kV Pan de Azúcar - Minera Teck CDA	Retiro	143,2	53,6	53,6	53,6	53,6	ECTD 2020
	1529	Línea 1x220 kV Talinay - Tap Talinay	Inyección	283,8	178,6	178,5	178,5	178,5	ECTD 2020
	122	Línea 1x220 kV Totoral 2 - Las Palmas	Inyección	229,9	216,4	216,1	216,1	216,1	ECTD 2020
	138	Línea 1x220 kV Elevadora Canela II - Las Palmas	Inyección	211,4	184,3	184,3	184,3	184,3	ECTD 2020
	99	Línea 1x220 kV Los Espinos - Los Vilos	Inyección	264,3	264,3	264,3	264,3	264,3	ECTD 2020

9.2.2 ZONA NORTE: CAPACIDAD DE RETIRO

En la Ilustración 13 se presenta la ubicación de las instalaciones de la zona Norte del SEN, esta vez clasificadas según sus valores de capacidad de retiro para el año 2021 mientras que en la Ilustración 14 se contabiliza para cada región de la zona Norte la cantidad de instalaciones representadas en el mapa georrreferencial.

De los resultados obtenidos, destaca lo siguiente:

- Similar que en el caso de la capacidad de inyección, se observa que predominan las instalaciones con capacidad de retiro mayor a 80 MW. En este caso el porcentaje asciende a 66% (117 instalaciones) respecto del total de instalaciones con capacidad de retiro. Las instalaciones con capacidad de retiro entre 50 y 80 MW corresponden a 27%, mientras que solo un 7% de las instalaciones posee una capacidad retiro menor a 50 MW.

A raíz de esta estadística, y al comparar la cantidad de instalaciones con capacidad de retiro menor a 50 MW (7%) con el mismo guarismo que en el caso de la capacidad para inyección (33%), se advierte que se tienen mayores posibilidades de conectar proyectos de consumo en distintas zonas del Norte del SEN

- La región de Antofagasta, al igual que en el caso de la capacidad de inyección, concentra las capacidades de retiro con un total de 77 instalaciones con posibilidad de permitir inyecciones mayores a 80 MW. Dada la extensión del sistema en esta región, también lidera las instalaciones con menores posibilidades de retiro con un total de 19 instalaciones.
- En el caso de las regiones de Atacama y Coquimbo, predominan las instalaciones con capacidad de retiro mayor a 80 MW. Lo anterior dado que estas zonas del SEN se caracterizan por presentar usos típicos de inyección o mixto, por lo que existen mayores posibilidades de conectar proyectos de consumo que inviertan el uso típico de dichas instalaciones.
- Por otro lado, los resultados disponibles en Anexos 6 muestran que del total de instalaciones de la zona Norte con un uso típico de retiro (71 instalaciones), un porcentaje mayoritario (51%) de dichas instalaciones cuentan con capacidades de inyección mayor a 80 MW, por lo que es factible incrementar sus consumos o conectar nuevas cargas sin requerir aumentos de la capacidad existente.

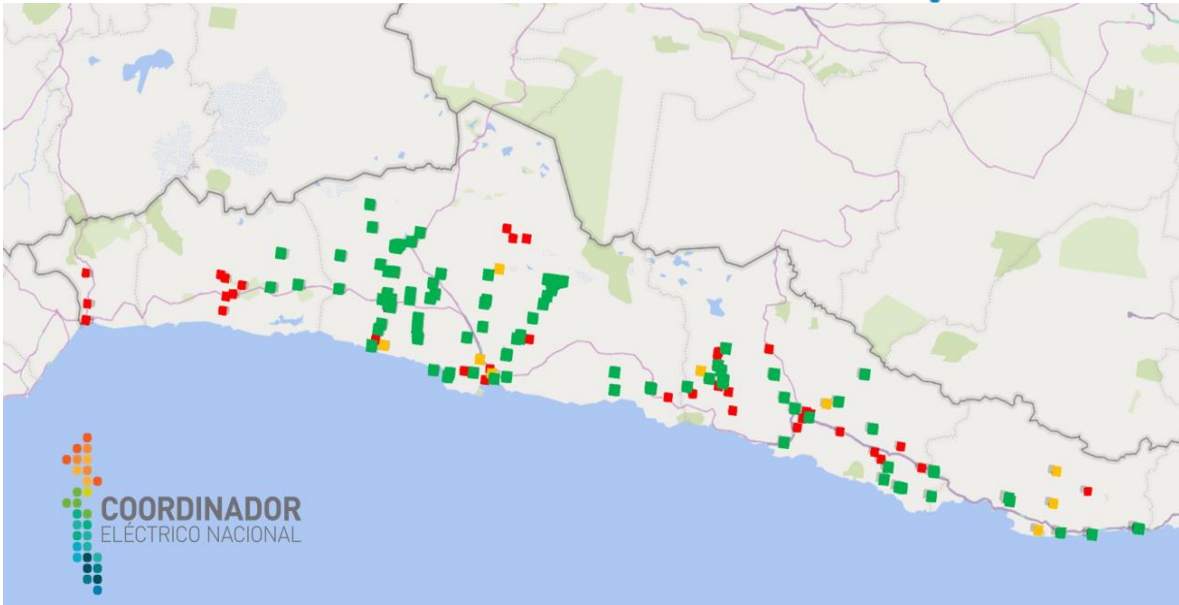


Ilustración 13: Localización de instalaciones Zona Norte según capacidad de retiro – Año 2021

Instalaciones Zona Norte clasificadas según capacidad de retiro - Año 2021

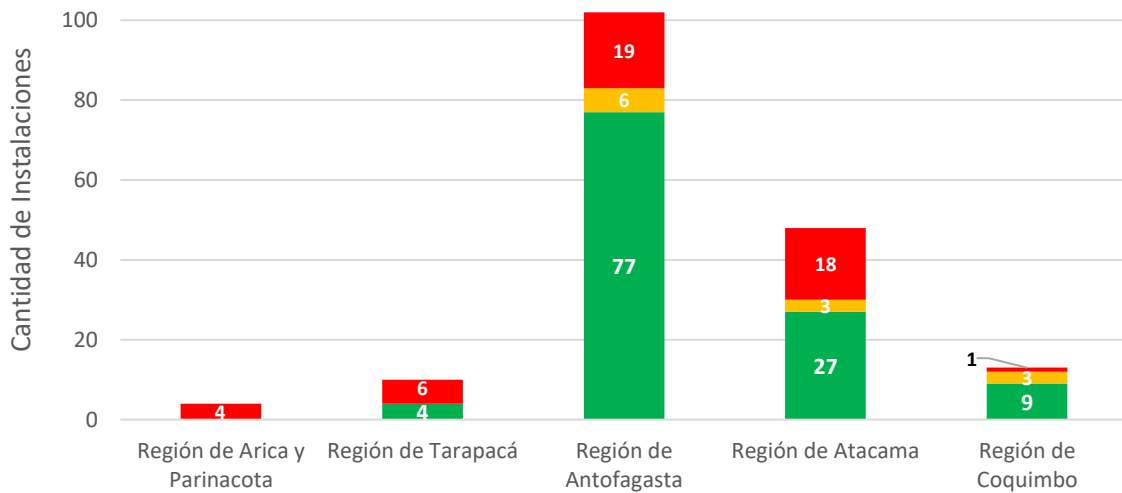


Ilustración 14: Cantidad de instalaciones Zona Norte según capacidad de retiro - Año 2021

De manera similar a como fue presentado en la sección anterior, en la Tabla 9 se presentan para cada una de las regiones de la zona Norte una selección de las cinco (5) instalaciones que presentan los valores máximos de capacidad técnica disponible para retiro. Los resultados para todas las instalaciones se encuentran disponibles en Anexos 6.

Tabla 9: Selección de instalaciones Zona Norte con máximos valores de CTD para Retiro

Región	ID	Instalación dedicada	Uso Típico	Capacidad Máxima [MVA]	Capacidad Técnica Disponible para Retiro [MVA]				Fuente
					2021	2022	2023	2024	
Región de Arica y Parinacota	2127	Línea 1x66 kV Chapiquiña - Tap El Águila	Inyección	49,4	49,4	49,4	49,4	49,4	ECTD 2020
	2128	Línea 1x66 kV Tap El Águila - Arica	Inyección	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	ECTD 2020
	2130	Línea 1x66 kV Arica - Tap Quiani	Mixto	38,0	24,3	35,2	36,3	36,6	ECTD 2020
Región de Tarapacá	3455	Línea 1x220 kV Granja Solar - Lagunas	Inyección	285,6	285,6	285,6	285,6	285,6	ECTD 2020
	3694	Línea 2x220 kV Lagunas - Collahuasi	Retiro	304,8	139,7	139,6	146,9	154,6	ECTD 2020
	3046	Línea 1x220 kV Santa Rita - San Simón	Inyección	301,8	223,7	224,2	223,3	223,3	ECTD 2020
	3691	Línea 2x220 kV Encuentro - Collahuasi	Retiro	401,6	394,6	394,4	397,0	401,6	ECTD 2020
	2140	Línea 1x66 kV Pozo Almonte - Tap Tamarugal	Retiro	41,4	36,3	36,2	36,1	36,0	ECTD 2020
Región de Antofagasta	2055	Línea 2x220 kV Norgener - Tap Off Barriles	Inyección	792,6	792,6	792,6	792,6	792,6	Proceso SUCT
	2056	Línea 2x220 kV Tap Off Barriles - Tap Off La Cruz	Inyección	792,6	792,6	792,6	792,6	792,6	Proceso SUCT
	2057	Línea 2x220 kV Tap Off La Cruz - Crucero	Inyección	792,6	792,6	792,6	792,6	792,6	Proceso SUCT
	1965	Línea 2x220 kV Cochrane - Encuentro	Inyección	746,9	746,9	746,9	746,9	746,9	ECTD 2020
	1919	Línea 2x220 kV Angamos - Kapatour	Inyección	762,1	762,1	762,1	762,1	762,1	Proceso SUCT
Región de Atacama	224	Línea 1x220 kV San Lorenzo de D. de Almagro – D. Almagro	Inyección	336,4	336,4	336,4	336,4	336,4	Proceso SUCT
	103	Línea 1x220 kV Medellín - Cardones	Inyección	272,6	272,6	272,6	272,6	272,6	ECTD 2020
	116	Línea 4x220 kV Guacolda - Maitencillo	Inyección	998,0	998,0	998,0	998,0	998,0	Proceso SUCT
	2946	Línea 1x220 kV Parque Eólico Cabo Leones - Maitencillo C1	Inyección	377,0	377,0	377,0	377,0	377,0	Proceso SUCT
	2947	Línea 2x220 kV Parque Eólico Cabo Leones - Maitencillo C2	Inyección	377,0	377,0	377,0	377,0	377,0	Proceso SUCT
Región de Coquimbo	1529	Línea 1x220 kV Talinay - Tap Talinay	Inyección	283,8	283,8	283,8	283,8	283,8	ECTD 2020
	122	Línea 1x220 kV Totoral 2 - Las Palmas	Inyección	229,9	229,9	229,9	229,9	229,9	ECTD 2020
	138	Línea 1x220 kV Elevadora Canela II - Las Palmas	Inyección	211,4	211,4	211,4	211,4	211,4	ECTD 2020
	99	Línea 1x220 kV Los Espinos - Los Vilos	Inyección	264,3	264,3	264,3	264,3	264,3	ECTD 2020
	1099	Línea 1x110 kV Central Las Piedras - El Peñón	Inyección	138,0	138,0	138,0	138,0	138,0	ECTD 2020

9.3 RESULTADOS ZONA CENTRO

En la Tabla 10 se presenta un resumen de la cantidad de instalaciones dedicadas pertenecientes a la zona Centro que son analizadas en el ECTD-2020, así como los usos típicos resultantes de los análisis.

Tabla 10: Cantidad de instalaciones zona Centro y usos Típicos

Zona	Total Instalaciones	Uso Típico	Cantidad de Instalaciones
Centro	39	Inyección	16
		Retiro	15
		Mixto	8

Similar a como fue presentado para el caso de la zona Norte del SEN, en las secciones 9.3.1 y 9.3.2 se entregan de manera resumida las capacidades de inyección o retiro según la ubicación de cada una de las instalaciones de la zona Centro.

9.3.1 ZONA CENTRO: CAPACIDAD DE INYECCIÓN

De la Ilustración 15 e Ilustración 16, es posible advertir que las regiones de Valparaíso y Metropolitana presentan una cantidad similar de instalaciones con potencialidad para permitir la inyección de generación. De los gráficos y resultados se observa lo siguiente:

- Ambas regiones de la zona Centro se caracterizan por presentar un mayor número de instalaciones con capacidad de inyección de al menos 50 MW, representadas mediante los colores verde y amarillo. En el caso de la región de Valparaíso, los puntos con mayor capacidad de generación se encuentran ubicados en la zona costera, mientras que en la región Metropolitana se ubican en la zona norte, asociados principalmente a instalaciones cuyo uso actual es de retiro de energía.
- En el caso de las zonas con menor capacidad de inyección en la región Metropolitana, tal como se aprecia en la Ilustración 12, corresponden a las zonas del sur de la región, las que presentan mayoritariamente un uso actual de inyección debido a la presencia de desarrollos hídricos.
- En la región de Valparaíso, por su parte, las instalaciones con menor capacidad de inyección se ubican en los alrededores de la zona de Aconcagua – Los Maquis. Estas instalaciones dedicadas son utilizadas esencialmente para evacuar energía proveniente de desarrollos hídricos de la zona por lo que presentan un bajo potencial para su uso en nuevos proyectos de inyección de energía.

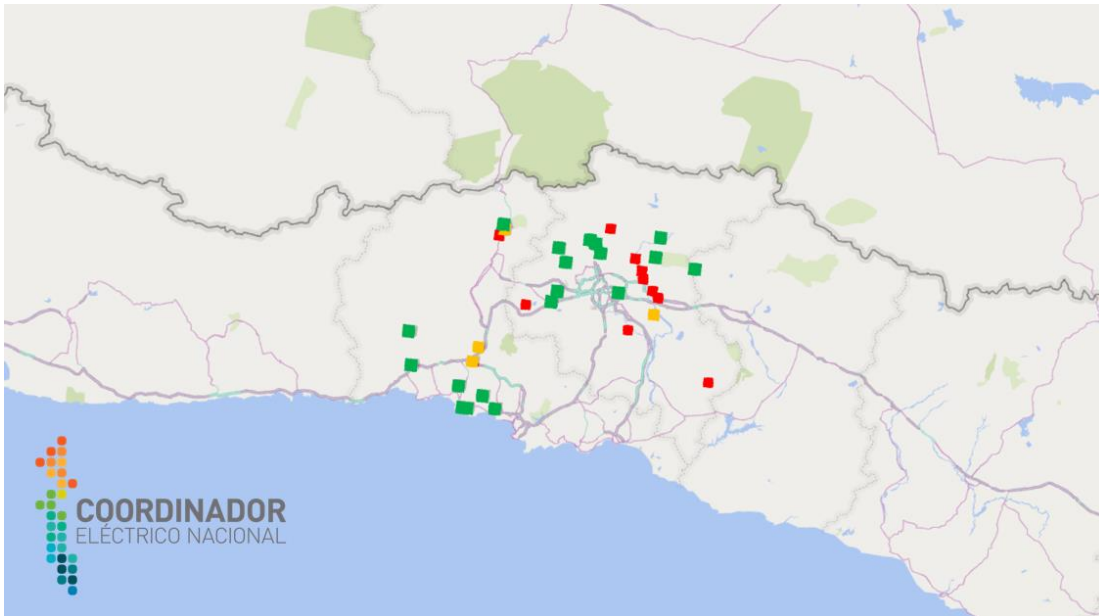


Ilustración 15: Localización de instalaciones Zona Centro según capacidad de inyección – Año 2021

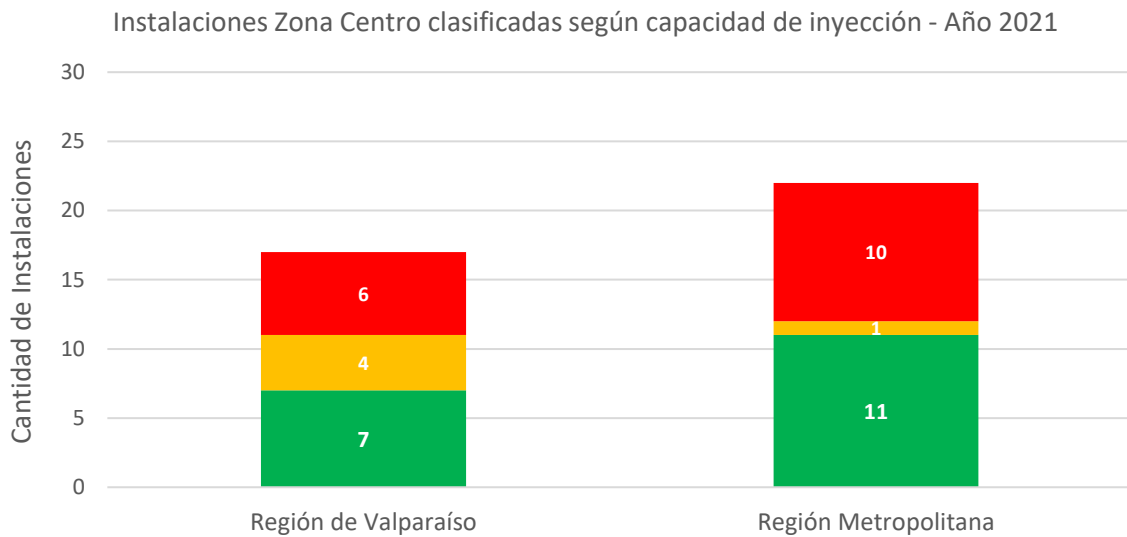


Ilustración 16: Cantidad de instalaciones Zona Centro según capacidad de inyección - Año 2021

En la Tabla 11 se resumen las diez (10) instalaciones para cada una de las regiones de la zona Centro con los valores máximos de capacidad técnica disponible para inyección.

Tabla 11: Selección de instalaciones Zona Centro con máximos valores de CTD para Inyección

Región	ID	Instalación dedicada	Uso Típico	Capacidad Máxima [MVA]	Capacidad Técnica Disponible para Inyección [MVA]				Fuente
					2021	2022	2023	2024	
Región de Valparaíso	13	Línea 2x220 kV Quillota - Tap Mauro	Retiro	216,8	216,8	144,3	121,2	115,9	ECTD 2020
	2837	Línea 1x220 kV Doña Carmen - Tap Doña Carmen	Inyección	114,3	81,0	81,0	81,0	81,1	ECTD 2020
	161	Línea 2x220 kV Nueva Ventanas - Nogales	Inyección	1253,7	937,6	913,8	884,3	889,9	ECTD 2020
	133	Línea 1x220 kV Central Quintero - San Luis	Inyección	381,1	141,1	142,0	142,7	142,4	ECTD 2020
	96	Línea 1x220 kV Hornitos - Los Maquis	Inyección	263,3	200,3	200,3	200,3	200,3	ECTD 2020
	213	Línea 1x110 kV Ventanas - GNL Quintero	Retiro	179,4	179,4	179,4	179,4	179,4	Proceso SUCT
	100	Línea 1x110 kV Central Colmito - Torquemada	Inyección	125,9	125,9	125,9	125,6	125,9	ECTD 2020
	1063	Línea 1x110 kV Cerro Calera - Calera Centro	Mixto	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	ECTD 2020
	132	Línea 2x110 kV Esperanza - Calera Centro	Retiro	68,6	68,6	68,6	68,6	68,6	ECTD 2020
	117	Línea 2x66 kV Aconcagua - Saladillo	Retiro	47,2	47,2	47,2	47,2	47,2	ECTD 2020
Región Metropolitana	160	Línea 1x220 kV Polpaico - Las Tórtolas	Retiro	213,2	213,2	213,2	213,2	212,1	ECTD 2020
	628	Línea 1x220 kV Santa Filomena - La Confluencia	Retiro	153,6	153,6	153,6	153,6	153,6	ECTD 2020
	1117	Línea 1x220 kV Polpaico - Santa Filomena	Retiro	199,3	176,6	179,4	182,9	175,6	ECTD 2020
	159	Línea 1x220 kV Los Maitenes - Las Tórtolas	Mixto	196,2	151,9	151,7	151,8	152,7	ECTD 2020
	1139	Línea 1x220 kV La Ermita - Los Maitenes	Mixto	267,8	267,8	267,8	267,8	267,8	ECTD 2020
	1456	Línea 2x220 kV Tap La Ermita - La Ermita	Mixto	304,8	263,5	266,3	271,4	254,3	ECTD 2020
	1074	Línea 1x220 kV Maitenes - Confluencia	Mixto	176,2	176,2	176,2	176,2	176,2	ECTD 2020
	3763	Línea 2x110 kV Tap Off Lo Espejo (FFCC) - Lo Espejo (FFCC)	Retiro	143,0	143,0	143,0	143,0	143,0	ECTD 2020
	144	Línea 2x110 kV Queltehues - Tap La Laja	Inyección	146,3	94,7	94,5	94,8	95,4	ECTD 2020
	141	Línea 2x110 kV Central Maitenes - Tap La Laja	Inyección	144,8	134,9	135,3	137,6	137,2	ECTD 2020

9.3.2 ZONA CENTRO: CAPACIDAD DE RETIRO

En Ilustración 17 e Ilustración 18 se presentan las instalaciones de la región Metropolitana y de Valparaíso, esta vez clasificadas según la capacidad de retiro disponible.

A partir de los resultados obtenidos para la zona Centro, es posible establecer lo siguiente:

- Ambas regiones se caracterizan por presentar mayoritariamente capacidades para retiro de al menos 50 MW. La ubicación de estos puntos, similar que en el caso de las inyecciones, se localizan en la zona costera de la región de Valparaíso y en la zona norte de la región Metropolitana.
- En el caso de la región Metropolitana, los puntos con mayor capacidad de retiro corresponden a instalaciones que ya tienen un uso típico actual de retiro de energía, y que están destinadas a abastecer desarrollos mineros en la zona de Polpaico. Ello da cuenta que estas instalaciones pueden ampliar su carga conectada sin requerir la ampliación de la infraestructura eléctrica existente.
- De manera complementaria a lo anterior, en la región Metropolitana también destacan como puntos de interés las instalaciones que actualmente presentan flujos de inyección ubicadas al sur de la región, razón por la cual presentan un alto potencial para conectar proyectos de inyección de energía.
- En el caso de la región de Valparaíso, la zona Costera tal como se muestra en la Ilustración 17, también constituye una zona de interés para conectar nuevos desarrollos de consumo en razón de la presencia de instalaciones cuyo uso actual es inyección.

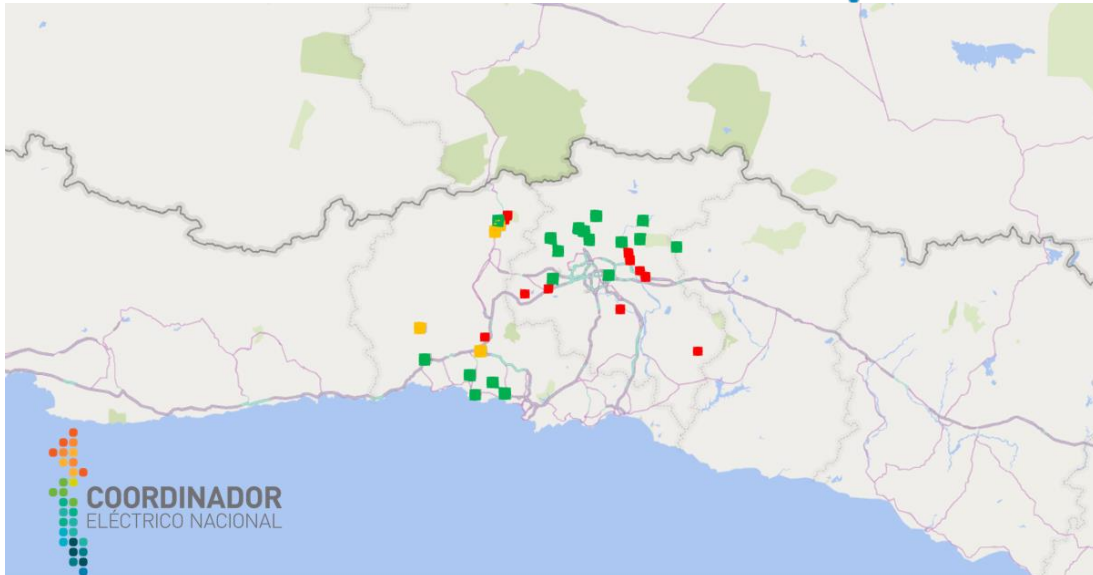


Ilustración 17: Localización de instalaciones Zona Centro según capacidad de retiro– Año 2021

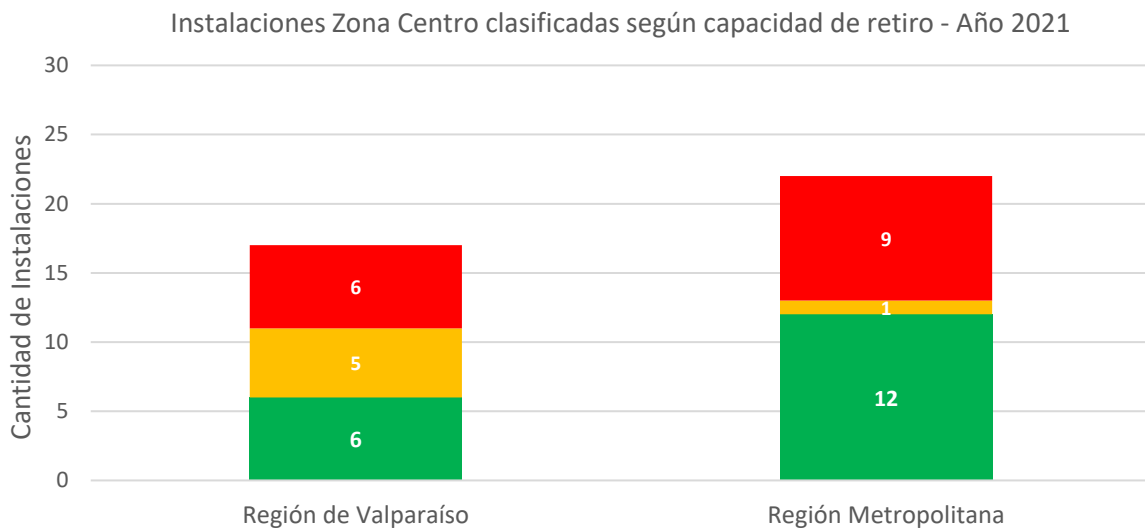


Ilustración 18: Cantidad de instalaciones Zona Centro según capacidad de retiro - Año 2021

En la Tabla 12 se entrega la información de una selección de las diez (10) instalaciones por cada una de las regiones de la zona Centro con los valores máximos de capacidad técnica disponible para retiro.

Tabla 12: Selección de instalaciones Zona Centro con máximos valores de CTD para Retiro

Región	ID	Instalación dedicada	Uso Típico	Capacidad Máxima [MVA]	Capacidad Técnica Disponible para Inyección [MVA]				Fuente
					2021	2022	2023	2024	
Región de Valparaíso	13	Línea 2x220 kV Quillota - Tap Mauro	Retiro	216,8	66,0	67,9	130,4	93,9	ECTD 2020
	2837	Línea 1x220 kV Doña Carmen - Tap Doña Carmen	Inyección	114,3	114,3	114,3	114,3	114,3	ECTD 2020
	161	Línea 2x220 kV Nueva Ventanas - Nogales	Inyección	1253,7	1181,1	1199,6	1199,0	1239,8	ECTD 2020
	133	Línea 1x220 kV Central Quintero - San Luis	Inyección	381,1	360,7	360,4	359,8	359,7	ECTD 2020
	96	Línea 1x220 kV Hornitos - Los Maquis	Inyección	263,3	263,3	263,3	263,3	263,3	ECTD 2020
	213	Línea 1x110 kV Ventanas - GNL Quintero	Retiro	179,4	154,2	154,2	154,2	154,2	Proceso SUCT
	100	Línea 1x110 kV Central Colmito - Torquemada	Inyección	125,9	125,9	125,9	125,6	125,9	ECTD 2020
	1063	Línea 1x110 kV Cerro Calera - Calera Centro	Mixto	57,3	27,3	27,3	27,3	27,3	ECTD 2020
	132	Línea 2x110 kV Esperanza - Calera Centro	Retiro	38,6	38,6	38,6	38,6	68,6	ECTD 2020
	117	Línea 2x66 kV Aconcagua - Saladillo	Retiro	47,2	22,0	21,4	21,1	22,7	ECTD 2020
Región Metropolitana	628	Línea 1x220 kV Santa Filomena - La Confluencia	Retiro	153,6	122,8	117,7	116,6	121,9	ECTD 2020
	1117	Línea 1x220 kV Polpaico - Santa Filomena	Retiro	199,3	144,7	144,6	144,3	148,9	ECTD 2020
	1139	Línea 1x220 kV La Ermita - Los Maitenes	Mixto	267,8	79,8	76,7	88,0	85,9	ECTD 2020
	136	Línea 2x220 kV Tap La Ermita - Los Almendros	Mixto	617,8	86,9	86,9	86,9	86,9	ECTD 2020
	1074	Línea 1x220 kV Maitenes - Confluencia	Mixto	176,2	91,4	89,9	94,8	98,4	ECTD 2020
	135	Línea 2x220 kV Alfalfal - Tap La Ermita	Inyección	457,3	457,3	457,3	457,3	457,3	ECTD 2020
	2958	Línea 2x110 kV Tap La Laja - Vizcachas	Inyección	470,4	470,4	470,4	470,4	470,4	ECTD 2020
	144	Línea 2x110 kV Queltehues - Tap La Laja	Inyección	146,3	94,7	94,5	94,8	95,4	ECTD 2020
	141	Línea 2x110 kV Central Maitenes - Tap La Laja	Inyección	144,8	134,9	135,3	137,6	137,2	ECTD 2020
	3763	Línea 2x110 kV Tap Off Lo Espejo (FFCC) - Lo Espejo (FFCC)	Retiro	143,0	113,7	113,7	113,7	113,7	Proceso SUCT

9.4 RESULTADOS ZONA SUR

En la Tabla 13 se resumen de la cantidad de instalaciones dedicadas pertenecientes a la zona Centro que son analizadas en el ECTD-2020, así como los usos típicos resultantes de los análisis.

Tabla 13: Cantidad de instalaciones zona Centro y usos Típicos

Zona	Total Instalaciones	Uso Típico	Cantidad de Instalaciones
Sur	100	Inyección	79
		Retiro	18
		Mixto	3

9.4.1 ZONA SUR: CAPACIDAD DE INYECCIÓN

En la Ilustración 19 se presenta la ubicación de las instalaciones de la Zona Sur del SEN clasificadas según sus valores de capacidad de inyección para el año 2021 y en la Ilustración 20 se entrega la cantidad de instalaciones representadas en el mapa georrreferencial.

De los resultados obtenidos, destaca lo siguiente:

- Del total de instalaciones dedicadas analizadas en la Zona Sur, se observa que predominan las instalaciones con capacidad disponible para inyección menor a 50 MW (color rojo) con un valor que asciende a 59 instalaciones, lo que representa un porcentaje del 59% respecto del total. A su vez, las instalaciones con capacidad mayor a 80 MW (color verde) y capacidad entre 50 y 80 MW (color amarillo), corresponden a 33% y 8% del total; respectivamente.

Lo anterior es reflejo que los sistemas dedicados en esta zona son construidos principalmente para inyección de sus respectivas centrales, con baja posibilidad de incorporar grandes montos de inyección de energía. Sin perjuicio de ello, dado los montos de inyección disponibles, es posible incorporar proyectos de menor tamaño que optimicen el uso de los sistemas existentes.

- Por otro lado, en la zona Sur no se observa una región específica que concentre instalaciones con capacidad de inyección mayor a 80 MW. Por ejemplo, las regiones del Libertador Bernardo O'Higgins, del Maule y del Biobío, presentan una cantidad similar de instalaciones con posibilidad de permitir inyecciones de al menos 80 MW, totalizando 24 instalaciones con esta característica, tal como se observa en la Ilustración 20.
- Del mismo gráfico, se concluye que las instalaciones con menores posibilidades de inyección se ubican en la Región del Biobío con un total de 23 instalaciones. Cabe señalar que las instalaciones dedicadas en esta zona ya presentan usos típicos de inyección de energía asociados a desarrollos hídricos, por lo que es bajo el potencial para conectar nuevos desarrollos a la infraestructura existente.

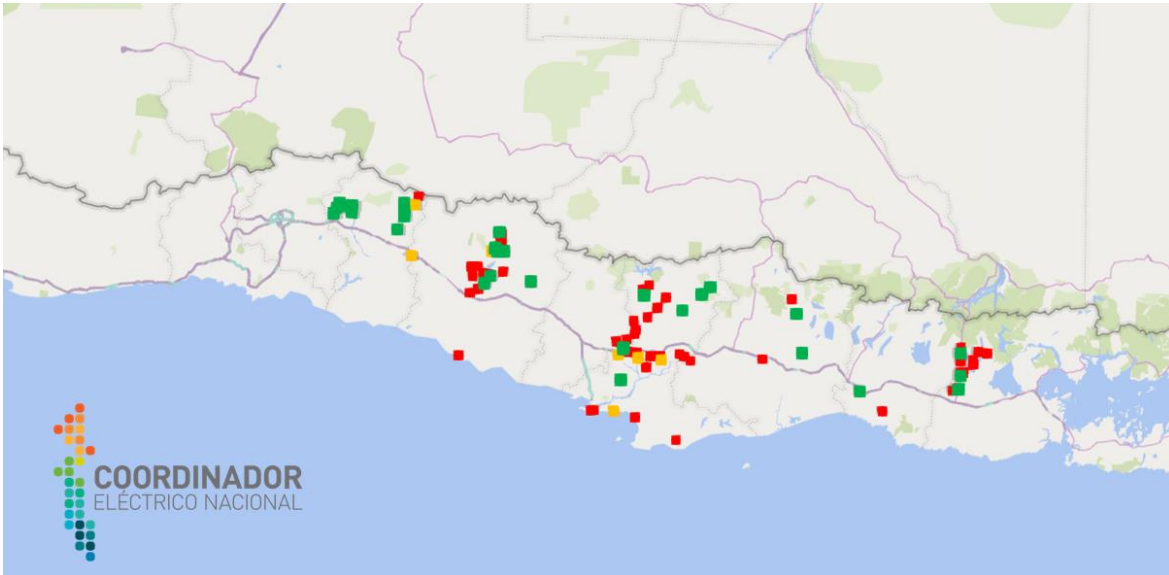


Ilustración 19: Localización de instalaciones Zona Sur según capacidad de inyección – Año 2021

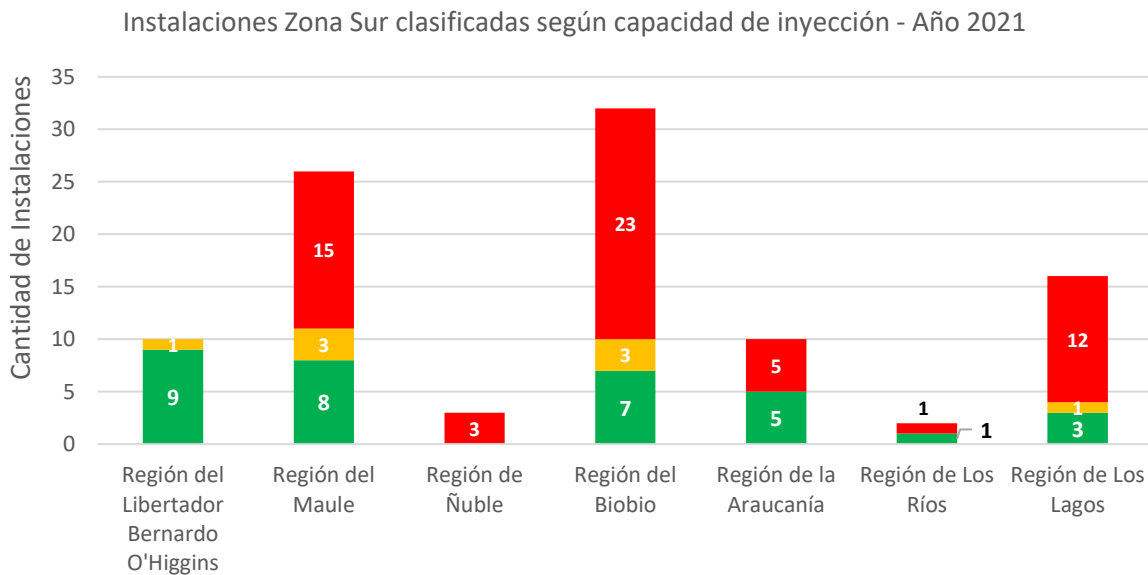


Ilustración 20: Cantidad de instalaciones Zona Sur según capacidad de inyección - Año 2021

Similar a como ha sido presentado para el resto de las zonas, en la Tabla 14 se consolidan los resultados de una selección de las cinco (5) instalaciones con los valores máximos de capacidad técnica disponible para inyección para cada una de las regiones de la zona Sur.

Tabla 14: Selección de instalaciones Zona Sur con máximos valores de CTD para Inyección

Región	ID	Instalación dedicada	Uso Típico	Capacidad Máxima [MVA]	Capacidad Técnica Disponible Inyección [MVA]				Fuente
					2021	2022	2023	2024	
Región del Libertador Bernardo O'Higgins	150	Línea 2x220 kV Central Candelaria - Candelaria	Inyección	296,2	135,5	141,1	133,8	140,0	ECTD 2020
	166	Línea 2x220 kV Candelaria - Minero	Retiro	609,5	609,5	609,5	609,5	609,5	ECTD 2020
	1595	Línea 2x110 kV Central Chacayes - Interconexión Maitenes	Inyección	566,4	454,7	454,7	454,7	454,7	ECTD 2020
Región del Maule	152	Línea 1x220 kV Machicura - Colbún	Inyección	289,4	192,4	192,4	192,4	192,4	ECTD 2020
	1590	Línea 1x220 kV Tap Loma Alta - Canal Melado	Retiro	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	SUCT
	1591	Línea 1x220 kV Loma Alta - Canal Melado	Inyección	154,0	60,9	60,9	60,9	60,9	SUCT
	2954	Línea 1x220 kV San Fabian - Ancoa	Inyección	281,0	125,0	125,0	125,0	125,0	SUCT
	1303	Línea 2x154 kV Central Isla - Central Cipreses	Inyección	167,7	99,4	99,7	99,7	99,7	ECTD 2020
Región de Ñuble	1672	Línea 1x66 kV Itata - Tap Santa Clara	Inyección	22,5	12,4	10,6	10,6	14,1	ECTD 2020
Región del Biobío	340	Línea 2x220 kV Santa María - Charrúa	Inyección	1573,8	1223,8	1223,8	1223,8	1223,8	ECTD 2020
	165	Línea 1x220 kV Los Pinos - Charrúa	Inyección	381,1	281,1	281,1	281,1	281,1	ECTD 2020
	212	Línea 1x220 kV Santa Lidia - Charrúa	Inyección	215,3	215,3	215,3	80,6	215,3	ECTD 2020
	1667	Línea 2x220 kV Los Guindos - Charrúa	Inyección	537,1	534,5	530,5	500,1	531,4	ECTD 2020
	93	Línea 1x154 kV Yungay - Charrúa	Inyección	229,9	228,9	227,5	219,0	228,5	ECTD 2020
Región de la Araucanía	1312	Línea 1x220 kV Antuco - Tap Trupan	Inyección	457,3	371,0	356,9	341,7	360,2	ECTD 2020
	227	Línea 1x220 kV Zona de Caída - Tap Zona de Caída	Inyección	262,8	259,5	261,6	261,8	262,7	ECTD 2020
	3048	Línea 1x110 kV Melipeuco - Cunco	Inyección	159,0	126,0	126,0	126,0	126,0	SUCT
	3047	Línea 1x110 kV Cunco - Río Toltén	Inyección	159,0	132,0	132,0	132,0	132,0	SUCT
	222	Línea 1x66 kV Palmucho - Zona de Caída	Inyección	78,1	46,1	46,1	46,1	46,1	ECTD 2020
Región de Los Ríos	111	Línea 1x220 kV Los Ciruelos - Planta Valdivia	Retiro	170,6	109,6	109,6	109,6	109,6	ECTD 2020
	264	Línea 1x66 kV Valdivia - Chumpullo	Retiro	39,3	39,3	39,3	39,3	39,3	ECTD 2020
Región de Los Lagos	1187	Línea 1x220 kV Antillanca - Rahue	Inyección	304,8	209,0	209,0	209,0	209,0	SUCT
	3202	Línea 1x110 kV Central Licán - Mantilhue	Inyección	106,2	84,2	84,2	84,2	84,2	ECTD 2020
	83	Línea 2x66 kV Pilmaiquén - Osorno	Inyección	77,0	44,3	44,7	45,8	42,3	ECTD 2020
	1607	Línea 1x110 kV San Pedro de Dalcahue - Chiloé	Inyección	114,3	51,8	51,8	51,8	17,2	ECTD 2020

9.4.2 ZONA SUR: CAPACIDAD DE RETIRO

En la Ilustración 21 se presenta la ubicación de las instalaciones de la Zona Sur del SEN, esta vez clasificadas según sus valores de capacidad de retiro para el año 2021 mientras que en la Ilustración 22 se contabiliza para cada región de la zona Norte la cantidad de instalaciones representadas en el mapa georrreferencial.

De los resultados obtenidos, destaca lo siguiente:

- A diferencia de la capacidad de inyección, se observa que predominan las instalaciones con capacidad de retiro mayor a 80 MW. En este caso el porcentaje asciende a 54% (54 instalaciones) respecto del total de instalaciones con capacidad de retiro. Las instalaciones con capacidad de retiro entre 50 y 80 MW corresponden a 10%, mientras que el 36% de las instalaciones posee una capacidad retiro menor a 50 MW.
- La Región del Biobío concentra las capacidades de retiro con un total de 25 instalaciones con posibilidad de permitir inyecciones mayores a 80 MW. Mientras que la Región del Maule concentra las instalaciones con menor capacidad de retiro con un total de 14 instalaciones.
- En el caso de la Región del Biobío, predominan las instalaciones con capacidad de retiro mayor a 80 MW. Lo anterior dado el aprovechamiento del potencial hídrico en la zona mediante grandes centrales hidroeléctricas, por lo que existen mayores posibilidades de conectar proyectos de consumo que inviertan el uso típico de dichas instalaciones.

No obstante, el desarrollo de los proyectos de consumo de este nivel de potencia depende de la ubicación de los procesos productivos que demanden energía, lo que hace poco flexible decidir su ubicación. Debido a ello, la señal de capacidad existente en la zona podría no resultar de interés para desarrolladores de este tipo de proyectos.

- Del total de instalaciones con un uso típico de retiro (17 instalaciones), un porcentaje minoritario (41%) de dichas instalaciones cuentan con capacidades de retiro mayor a 80 MW. No obstante, en 75% de las instalaciones es factible el consumo de al menos 29 MVA para conectar nuevas cargas sin requerir aumentos de la capacidad existente.

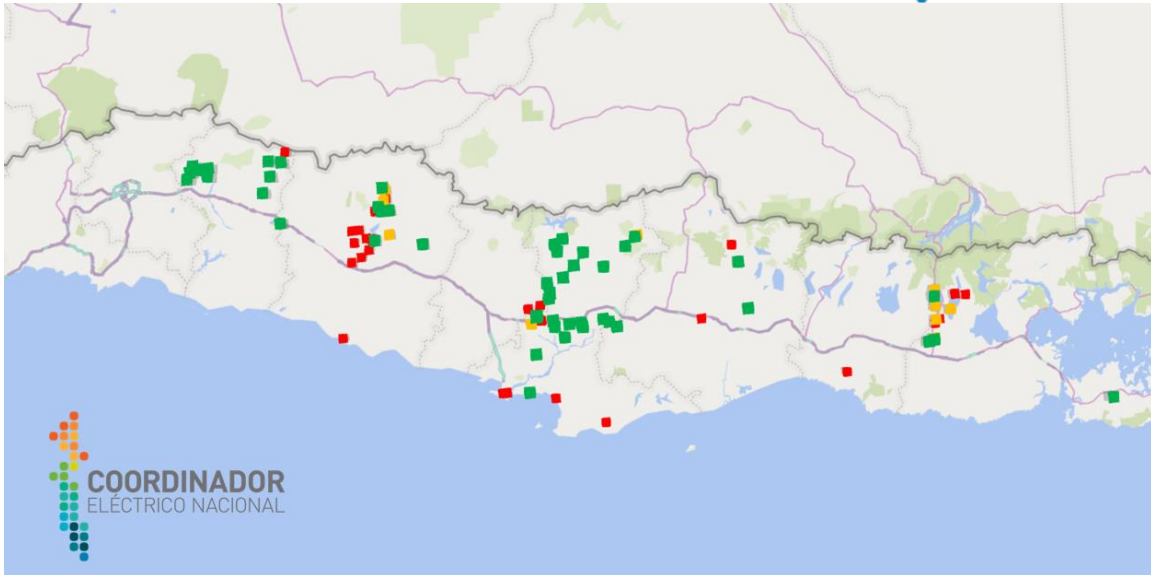


Ilustración 21: Localización de instalaciones Zona Sur según capacidad de retiro – Año 2021

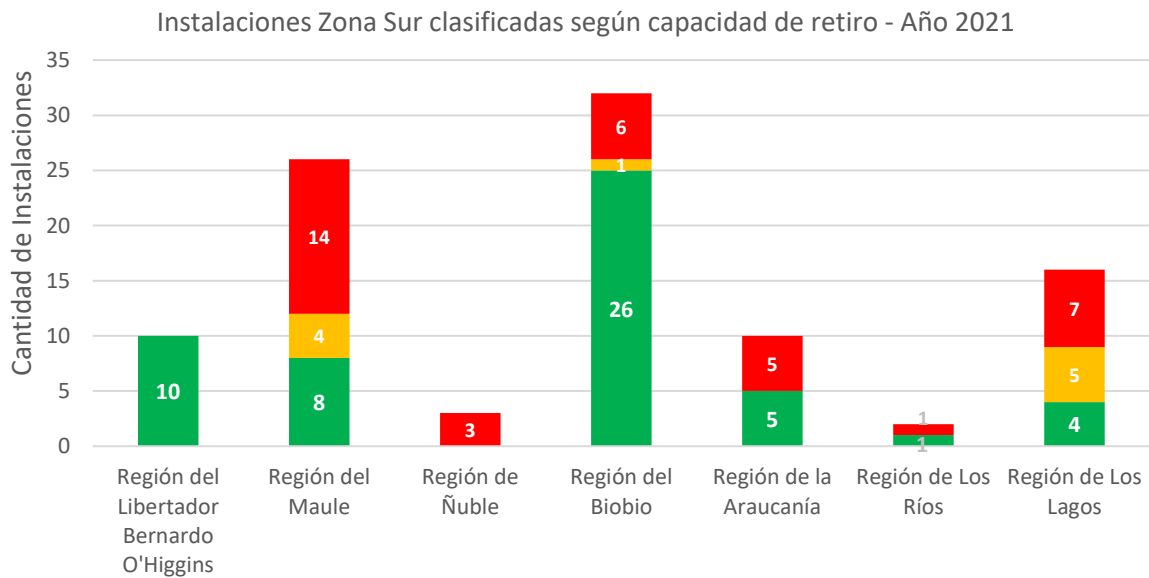


Ilustración 22: Cantidad de instalaciones Zona Sur según capacidad de retiro - Año 2021

Finalmente, en la Tabla 15 se entrega el resumen de las instalaciones de la zona Sur con los valores máximos de capacidad técnica disponible para retiro.

Tabla 15: Selección de instalaciones Zona Sur con máximos valores de CTD para Retiro

Región	ID	Instalación dedicada	Uso Típico	Capacidad Máxima [MVA]	Capacidad Técnica Disponible Retiro [MVA]				Fuente
					2021	2022	2023	2024	
Región del Libertador Bernardo O'Higgins	150	Línea 2x220 kV Central Candelaria - Candelaria	Inyección	296,2	296,2	296,2	296,2	296,2	ECTD 2020
	166	Línea 2x220 kV Candelaria - Minero	Retiro	609,5	309,5	309,5	309,5	309,5	ECTD 2020
	1595	Línea 2x110 kV Central Chacayes - Interconexión Maitenes	Inyección	566,4	566,4	566,4	566,4	566,4	ECTD 2020
Región del Maule	152	Línea 1x220 kV Machicura - Colbún	Inyección	289,4	289,4	289,4	289,4	289,4	ECTD 2020
	1591	Línea 1x220 kV Loma Alta - Canal Melado	Inyección	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	SUCT
	2954	Línea 1x220 kV San Fabian - Ancoa	Inyección	281,0	281,0	281,0	281,0	281,0	SUCT
	1303	Línea 2x154 kV Central Isla - Central Cipreses	Inyección	167,7	167,7	167,7	167,7	167,7	ECTD 2020
	3254	Línea 1x66 kV Aguas Negras - Teno	Inyección	137,2	137,2	137,2	137,2	137,2	SUCT
Región de Ñuble	1672	Línea 1x66 kV Itata - Tap Santa Clara	Inyección	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	ECTD 2020
Región del Biobío	1667	Línea 2x220 kV Los Guindos - Charrúa	Inyección	537,1	537,1	537,1	537,1	537,1	ECTD 2020
	1311	Línea 2x220 kV Antuco - Charrúa	Inyección	457,3	457,3	457,3	457,3	457,3	ECTD 2020
	156	Línea 1x220 kV Quilleco - Charrúa	Inyección	430,4	430,4	430,4	430,4	430,4	SUCT
	157	Línea 1x220 kV Rucúe - Charrúa	Inyección	430,4	430,4	430,4	430,4	430,4	SUCT
	158	Línea 1x220 kV Rucúe - Quilleco	Inyección	430,4	430,4	430,4	430,4	430,4	SUCT
Región de la Araucanía	1313	Línea 1x220 kV Tap Trupan - Charrúa	Inyección	471,7	471,7	471,7	471,7	471,7	ECTD 2020
	1312	Línea 1x220 kV Antuco - Tap Trupan	Inyección	457,3	389,2	400,3	394,4	395,8	ECTD 2020
	227	Línea 1x220 kV Zona de Caída - Tap Zona de Caída	Inyección	262,8	262,8	262,8	262,8	262,8	ECTD 2020
	3048	Línea 1x110 kV Melipeuco - Cunco	Inyección	159,0	159,0	159,0	159,0	159,0	SUCT
	3047	Línea 1x110 kV Cunco - Río Toltén	Inyección	159,0	159,0	159,0	159,0	159,0	SUCT
Región de Los Ríos	111	Línea 1x220 kV Los Ciruelos - Planta Valdivia	Retiro	170,6	101,4	103,9	109,6	109,6	ECTD 2020
	264	Línea 1x66 kV Valdivia - Chumpullo	Retiro	39,3	32,4	32,3	32,3	32,3	ECTD 2020
Región de los Lagos	1610	Línea 1x220 kV Rucatayo - Pichirrahue	Inyección	164,1	164,1	164,1	164,1	164,1	SUCT
	1187	Línea 1x220 kV Antillanca - Rahue	Inyección	304,8	304,8	304,8	304,8	304,8	SUCT
	1185	Línea 1x110 kV Río Bonito - Antillanca	Inyección	53,3	53,3	53,3	53,3	53,3	SUCT
	83	Línea 2x66 kV Pilmaiquén - Osorno	Inyección	77,0	77,0	77,0	77,0	77,0	ECTD 2020
	1607	Línea 1x110 kV San Pedro de Dalcahue - Chiloé	Inyección	114,3	114,3	114,3	114,3	114,3	ECTD 2020

9.5 RESULTADOS GRÁFICOS

De manera complementaria al resumen de resultados presentados 9.2, 9.3 y 9.4, en la presente sección se entrega para cada una de las instalaciones y para cada año del estudio las siguientes dos curvas en figuras independientes:

1. Gráfico con variables en formato horario (cronológico).
2. Gráfico con variables en formato de curva de duración.

El primer gráfico entrega los resultados horarios de las variables ordenados cronológicamente. El contenido de este gráfico corresponde a la Capacidad Técnica de Transmisión Máxima de transmisión hora a hora y al Flujo Máximo Esperado por mes a través de la línea de transmisión⁵. Además, según corresponda, se representa la capacidad de transmisión pactada mediante contratos por uso del Sistema de Transmisión Dedicado como un bloque durante todo el período.

A continuación, se procede a realizar una descripción de las series del gráfico.

- **Capacidad transmisión máxima (+):** Flujo máximo horario (en función de la temperatura) en el sentido positivo de la línea.
- **Capacidad transmisión máxima (-):** Flujo máximo horario (en función de la temperatura) en el sentido inverso de la línea.
- **Flujo máximo (+):** Flujo máximo del mes para las 3 hidrologías evaluadas (húmeda, media y seca).
- **Flujo máximo (-):** Flujo mínimo del mes para las 3 hidrologías evaluadas (húmeda, media y seca).
- **Contrato:** Capacidad disponible comprometidas por contrato entre el Propietario de las Instalaciones y una empresa usuaria de estas.

Para aquellas líneas que presentan flujos en un solo sentido se muestra una única serie de capacidades de transmisión y flujo máximo. Asimismo, la serie de contrato solo se presenta para aquellas líneas que tienen información de contratos.

Por otra parte, el segundo gráfico presenta una curva acumulada de la Capacidad Técnica Disponible. Lo anterior se consigue mediante una curva de duración, es decir, se representa el periodo total anual para los cuales existe un determinado nivel de capacidad disponible.

A continuación, se realiza una descripción mínima de la información contenida en dicha figura:

- **Capacidad Técnica Disponible (+):** corresponde a la curva de duración de la Capacidad Técnica Disponible durante el año, en el sentido de la misma dirección de las barras que definen el tramo de la línea.

⁵ Sólo se presenta de forma esquemática, pues el cálculo de la Capacidad Técnica de Transmisión Máxima se calcula a partir de las diferencias horarias.

- **Capacidad Técnica Disponible (-):** en este caso, corresponde a la curva de duración de la Capacidad Técnica Disponible durante el año, en sentido opuesto a la dirección de las barras a las barras que definen el tramo de la línea.
- **Percentil 99%:** para la curva de duración se destaca el punto en el que la Capacidad Técnica de Transmisión Disponible representa el percentil 99%. El percentil 99% corresponde a la Capacidad Técnica Disponible anual de la instalación.

En la Ilustración 23 se presenta a modo de ejemplo, los resultados obtenidos para el caso de la línea 1x220 kV Chacaya - Crucero. En este caso, la línea presenta una Capacidad Técnica Disponible Positiva de 129,3 [MVA] y una Capacidad Técnica Negativa de 110,7 [MVA]

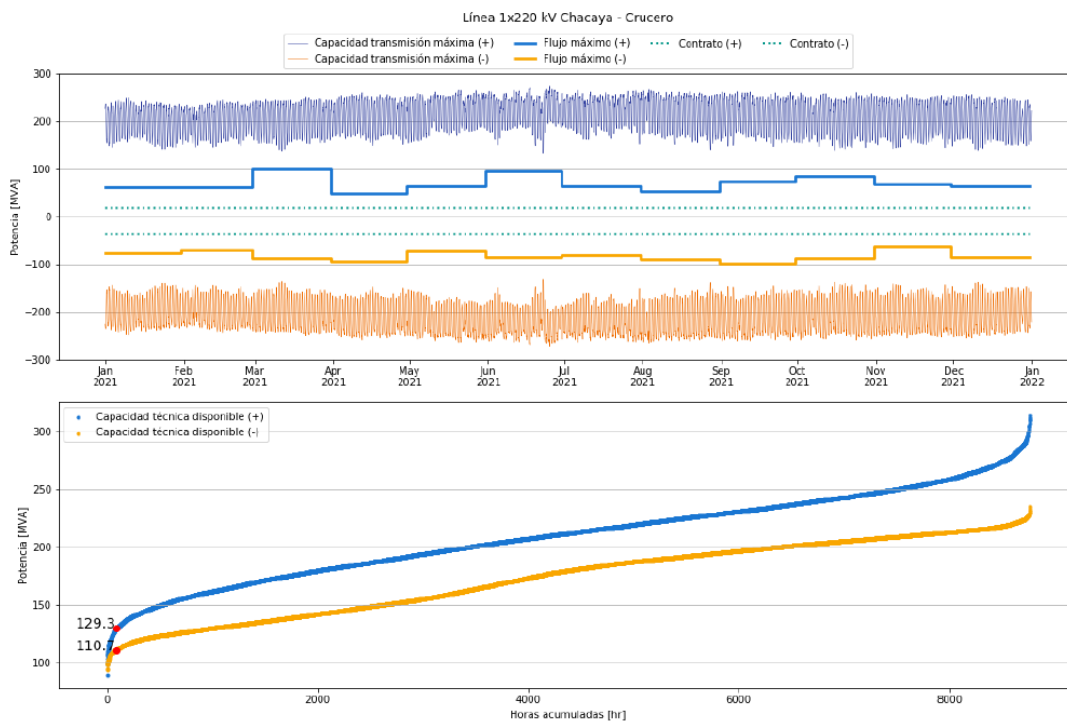


Ilustración 23: Capacidad técnica disponible para la línea de ejemplo, año 2021

En el documento “*Tablas y resultados gráficos por instalación*” disponible en Anexos 7, se entregan los resultados gráficos consolidados para cada una de las instalaciones dedicadas objeto de análisis en el ECTD-2020.

10 REFERENCIAS

- [1] Coordinador Eléctrico Nacional, «Infotécnica,» [En línea]. Available: <https://infotecnica.coordinador.cl/>
- [2] Comisión Nacional de Energía, Resolución Exenta 154°: "Establece términos y condiciones de aplicación del régimen de acceso abierto a que se refieren los artículos 79° y 80° de la Ley General de Servicios Eléctricos", Santiago, Chile, 2017.
- [3] Comisión Nacional de Energía, «Resolución Exenta N°244: "Aprueba Informe Técnico Definitivo de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el período 2020-2023",» Santiago, Chile, 2019.
- [4] Coordinador Eléctrico Nacional, «Previsión de Demanda y Electromovilidad del SEN, periodo 2020-2040,» Santiago, Chile, 16 de octubre de 2020.

11 ANEXOS

A continuación, se presentan los documentos anexos al presente estudio:

- Anexo 1: “Instalaciones ECTD-2020 – Información Técnica”
- Anexo 2: “Centros de Medición y Temperaturas ECTD-2020”
- Anexo 3: “Listado de Contratos de Uso de Capacidad ECTD-2020”
- Anexo 4: “Listado de Proyectos Fehacientes informados al Coordinador”
- Anexo 5: “Instalaciones con cálculo de Capacidad Técnica Disponible en procesos SUCT”
- Anexo 6: “Capacidad Técnica Disponible en Sistemas de Transmisión Dedicados”
- Anexo 7: “Tablas y resultados gráficos por instalación”