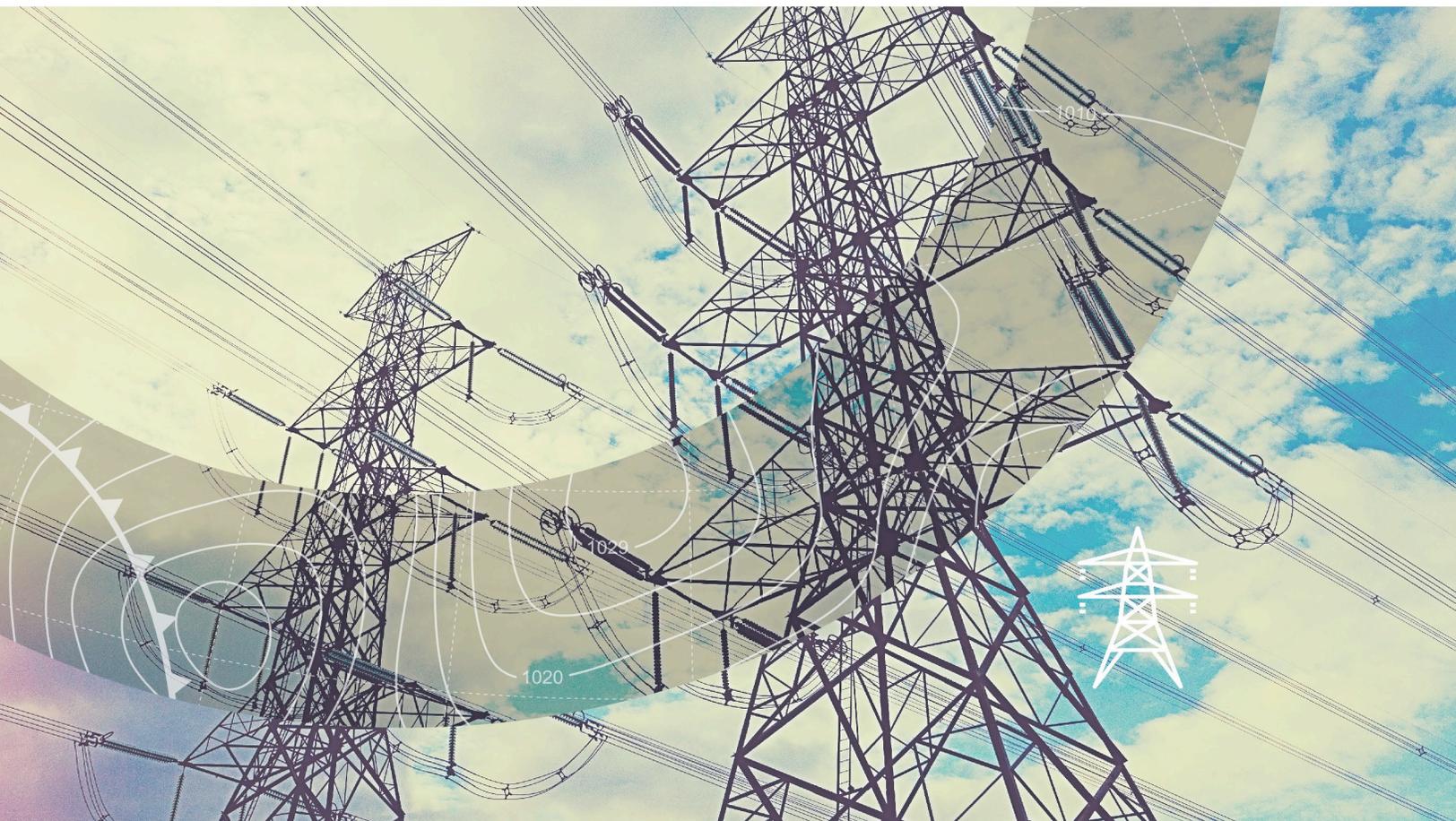


Informe
Proyecto
ARCLIM

Sistema Eléctrico

ARCLIM
Atlas de Riesgo Climático
Chile



Equipo realizador:

Álvaro Lorca

Centro de Energía UC,
Pontificia Universidad Católica de Chile

Enzo Sauma

Centro de Energía UC, y Centro de Cambio Global UC,
Pontificia Universidad Católica de Chile

Tomás Tapia

Centro de Energía UC,
Pontificia Universidad Católica de Chile

Santiago, Chile - 2020



Este informe debe citarse de la siguiente manera:

Lorca, A.; Sauma, E. & Tapia, T., 2020. Informe Proyecto ARClim: Sistema Eléctrico. Centro Energía UC y Centro de Cambio Global UC coordinado por Centro de Ciencia del Clima y la Resiliencia y Centro de Cambio Global UC para el Ministerio del Medio Ambiente a través de La Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ). Santiago.

Preparado para:



ARClim es un proyecto del Ministerio del Medio Ambiente del Gobierno de Chile apoyado por el Programa Mundial de Evaluación y Gestión de Riesgos para la Adaptación al Cambio Climático (Pérdidas y Daños) por encargo del Ministerio Federal de Cooperación Económica y Desarrollo (BMZ).

Coordinado por:



Centro de Ciencia del Clima y la Resiliencia (CR2)
ANID/FONDAP/15110009



Centro Interdisciplinario de Cambio Global UC
de la Pontificia Universidad Católica de Chile

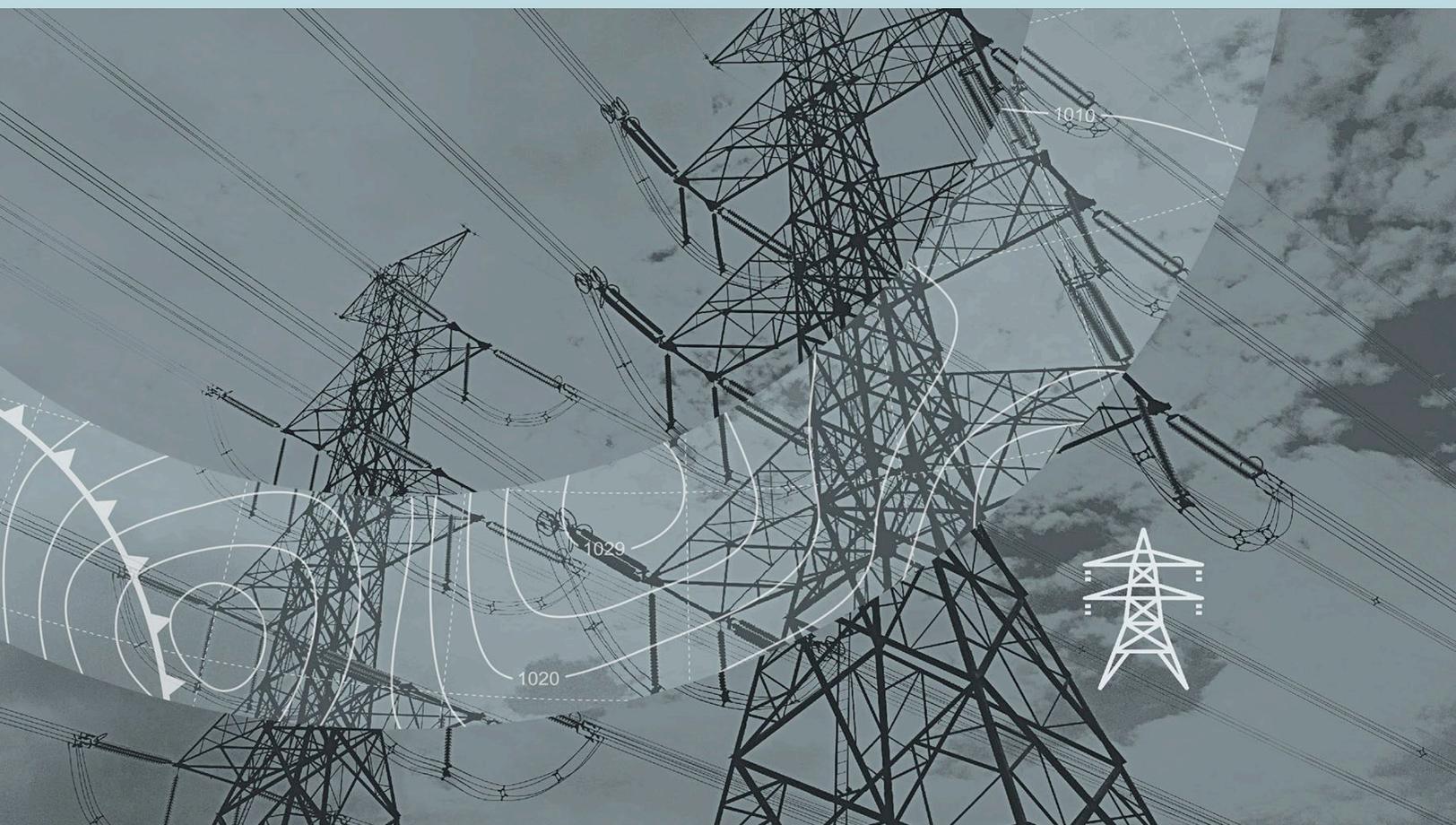
Desarrollado por:



Informe
Proyecto
ARCLIM

Sistema Eléctrico

ARCLIM
Atlas de Riesgo Climático
Chile



ÍNDICE DE CONTENIDOS

Pág.

1 1. Introducción

2 2. Metodología

5 3. Caracterización del sistema eléctrico

5 3.1 Modelo matemático asociado.

6 3.2 Representación del sistema eléctrico.

9 4. Resultados

10 4.1 Variación de disponibilidad hídrica.

10 4.1.1 Contexto.

10 4.1.2 Metodología particular.

11 4.1.3 Mapas de Riesgo.

12 4.2 Aumento de temperaturas.

12 4.2.1 Contexto.

12 4.2.2 Metodología particular.

14 4.2.3 Mapas de Riesgo.

14 4.3 Variación de radiación solar media.

14 4.3.1 Contexto.

15 4.3.2 Metodología particular.

Pág.

16 4.3.3 Mapas de Riesgo.

16 4.4 Variación de la velocidad media del viento.

16 4.4.1 Metodología particular.

16 4.4.2 Mapas de Riesgo.

17 4.5 Análisis cualitativo de sectores insulares.

19 5. Brechas

20 6. Conclusiones

23 7. Referencias

26 8. Anexos

ÍNDICE DE FIGURAS

6 Figura 1.
Representación del Sistema Eléctrico Nacional.

10 Figura 2.
Mapa de Exposición.

10 Figura 3.
Mapa de Capacidad Adaptativa.

Pág.

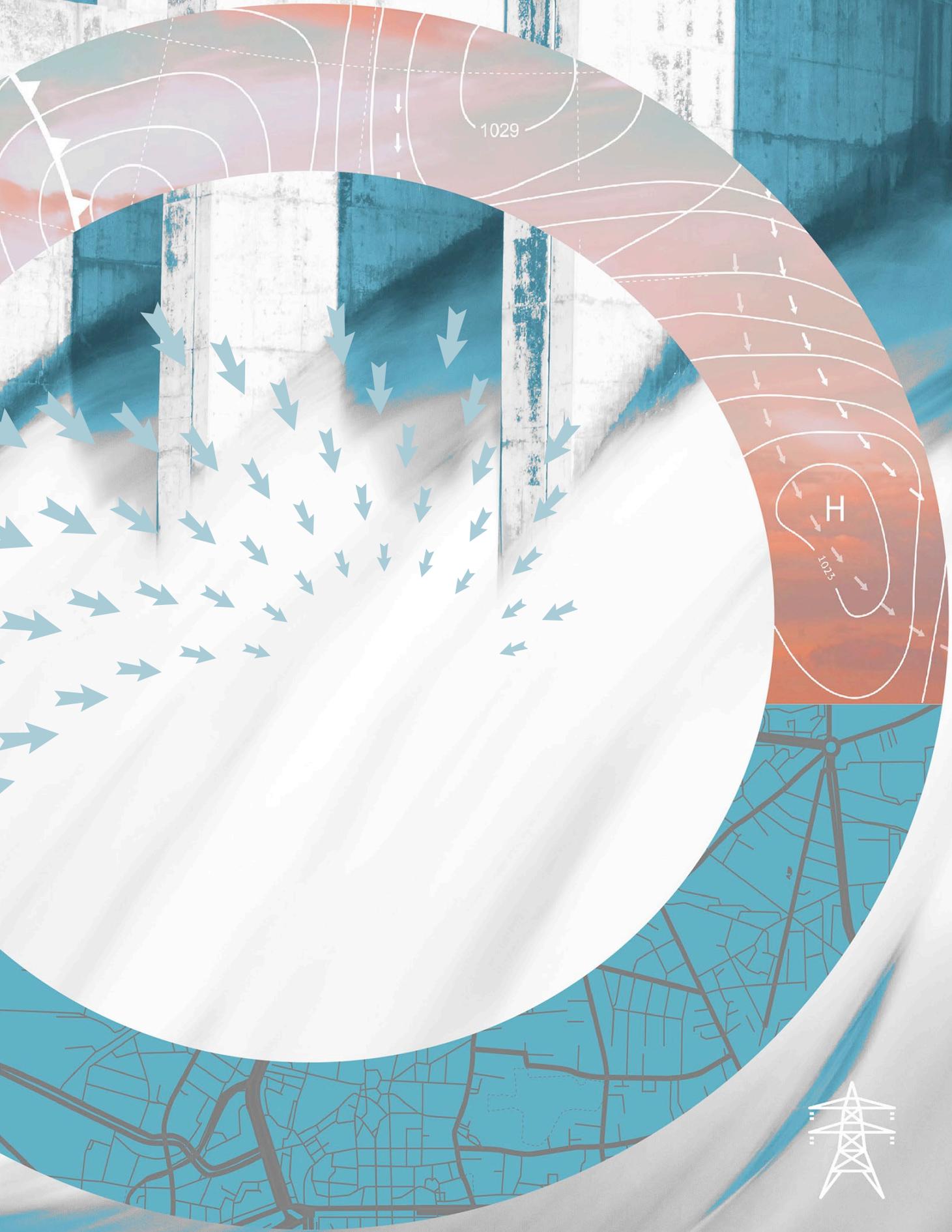
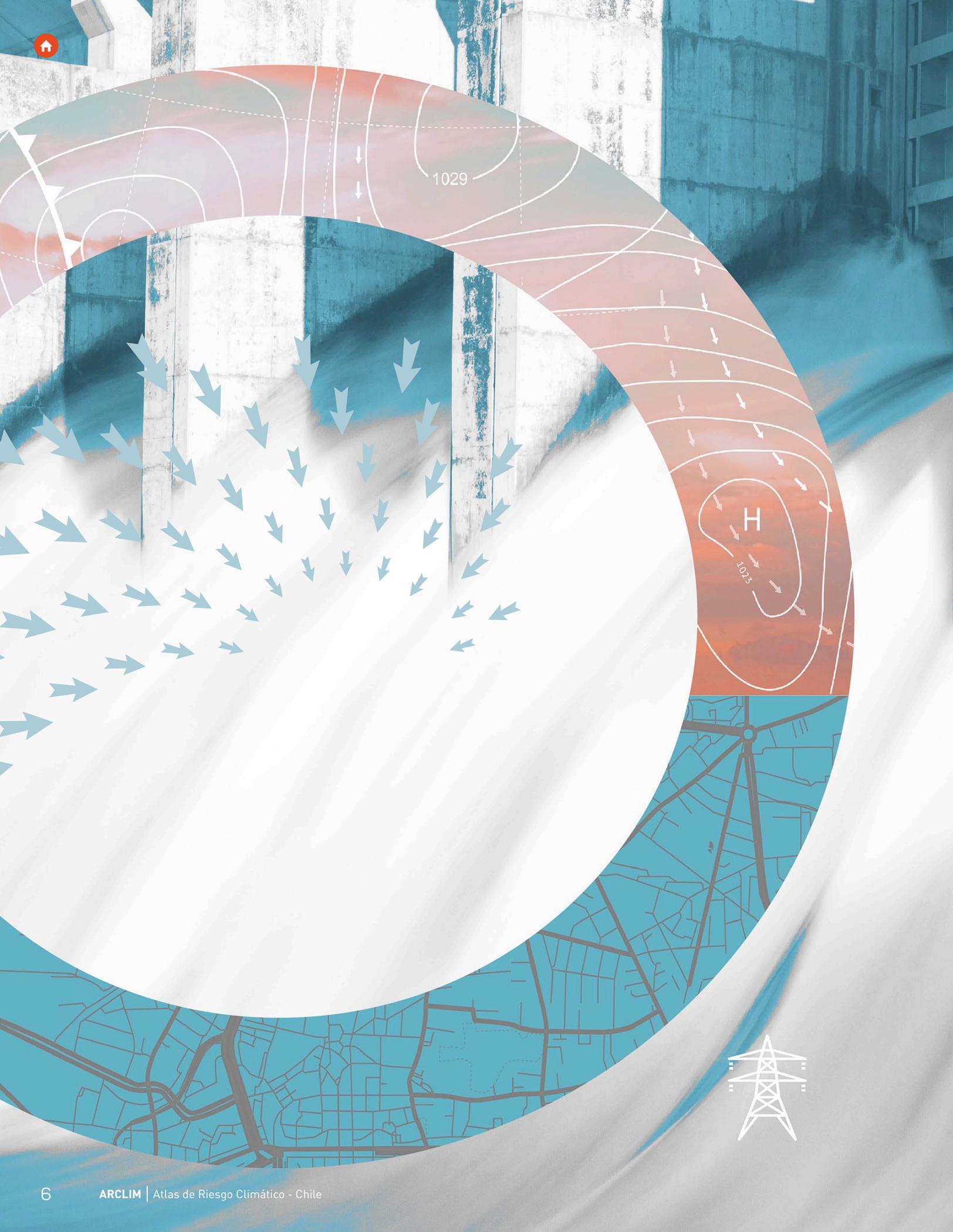
- 11** **Figura 4.**
4a. Mapa de Amenaza asociado a evento de variación de disponibilidad hídrica.
4b. Mapa de Sensibilidad asociado a evento de variación de disponibilidad hídrica.
4c. Mapa de Riesgo asociado a evento de variación de disponibilidad hídrica.
- 12** **Figura 5.**
Operación de línea de transmisión bajo distintas temperaturas [CEN, 2019].
- 14** **Figura 6.**
6a. Mapa de Amenaza asociado a evento de aumento de temperatura.
6b. Mapa de Sensibilidad asociado a evento de aumento de temperatura.
6c. Mapa de Riesgo asociado a evento de aumento de temperatura.
- 15** **Figura 7.**
7a. Mapa de Amenaza asociado a evento de cambio de radiación solar media.
7b. Mapa de Sensibilidad asociado a evento de cambio de radiación solar media.
7c. Mapa de Riesgo asociado a evento de cambio de radiación solar media.
- 17** **Figura 8.**
8a. Mapa de Amenaza asociado a evento de cambio de velocidad media de viento.
8b. Mapa de Sensibilidad asociado a evento de cambio de velocidad media de viento.
8c. Mapa de Riesgo asociado a evento de cambio de velocidad media de viento

ÍNDICE DE TABLAS

- 7** **Tabla 1.**
Resumen de plan de descarbonización del SEN hasta 2024.



ARCLIM
Atlas de Riesgo Climático
Chile





1

INTRO- DUCCIÓN

El cambio climático es uno de los principales problemas a los que se enfrenta actualmente la humanidad y, en particular, nuestro país. El sector eléctrico no es ajeno a sus efectos, debido a su exposición y dependencia frente a distintos factores climáticos en su operación. La electricidad es un pilar fundamental en el desarrollo de la sociedad, por lo que resulta indispensable que el sistema eléctrico esté preparado para enfrentar los impactos de los inminentes cambios en el clima. En este contexto, surge la necesidad de identificar las principales Amenazas, de evaluar la infraestructura actual y de estudiar medidas de adaptación para hacer frente a las nuevas condiciones de operación del sistema.

Este documento tiene por objetivo presentar la metodología utilizada en el proceso de generación de mapas de Riesgo para el sector eléctrico, en el contexto del proyecto *Climate Change Risk Maps for Chile*. El alcance del estudio se limita a posibles impactos sobre el Sistema Eléctrico Nacional a nivel de transmisión y generación, considerando la topología e infraestructura del sistema del año 2024. Se entiende impacto como los efectos que pueden tener los factores de origen climático sobre el sistema.

Las Amenazas corresponden a la disminución del recurso hídrico, al aumento de las temperaturas, a la variación de la radiación solar y a la variación en la velocidad de los vientos. Los efectos sobre el sistema eléctrico son representados a nivel comunal. El principal índice de Sensibilidad corresponde a la variación de los costos marginales (o precios spot locales) y a la información sobre energía no suministrada, en caso de existir.

El sistema eléctrico utilizado incluye 278 subestaciones, 393 líneas de transmisión y 443 unidades generadoras, lo que corresponde a una representación bastante detallada del Sistema Eléctrico Nacional (similar a la usada por los ministerios de Energía y de Medioambiente para realizar análisis del sistema eléctrico). En la modelación de la red eléctrica, las subestaciones corresponden a los nodos de conexión de las unidades generadoras y puntos de consumo eléctrico, los cuales se pueden conectar mediante las líneas de transmisión eléctrica.



2

METODO- LOGÍA

La metodología utilizada se basa en el análisis de impacto de diversos factores de cambio climático sobre una representación simplificada de la red eléctrica. La representación matemática del sistema eléctrico de potencia se hace de manera centralizada, de modo de suplir la energía demandada en forma costo-eficiente. La metodología está basada en un análisis integral de la operación del sistema eléctrico, el cual no considera los escenarios de los planes de expansión de la red eléctrica más allá del año 2024. La hipótesis de trabajo es que el efecto de modificar la operación de algún elemento del sistema, debido a un factor relacionado con el cambio climático, puede provocar alteraciones en los costos marginales y variaciones en la energía no satisfecha en algunas zonas del sistema.

Son diversos los factores vinculados con el cambio climático que pueden afectar al sistema eléctrico. Variados estudios han clasificado dichos factores dependiendo del subsistema, dentro de la cadena de suministro de energía eléctrica [Schaeffer *et al.*, 2012; Mideksa & Kallbekken, 2010]. Por una parte, los factores climáticos pueden afectar los recursos utilizados como insumo en el proceso de generación eléctrica, tales como eficiencia de conversión de energía de

combustibles (dependiente de la temperatura), variación de la velocidad y de la dirección de los vientos, variación de la radiación solar, variación de la disponibilidad del recurso hídrico (dependiente de la variación de los caudales, del deshielo, de la precipitación y de la evaporación) y efectos en la agricultura para la producción de biocombustibles. Por otra parte, en el sector de transmisión y distribución eléctrica, los principales efectos, vinculados al cambio climático, en el desempeño de la operación son el aumento en la frecuencia de precipitaciones, días de altas temperaturas, tormentas eléctricas, fuertes vientos, incendios, inundaciones y aluviones. Finalmente, la variación de la temperatura puede tener impacto en el comportamiento de la demanda eléctrica, principalmente por el uso de sistemas de enfriamiento y calefacción.

En la literatura se han hecho variados análisis de los efectos particulares de cada uno de estos, con el objetivo de desarrollar un sistema eléctrico más resiliente en los distintos subsectores. Algunos ejemplos se pueden encontrar en los trabajos de Huang *et al.* (2017), Ansari & Mohagheghi (2015), Panteli *et al.* (2016), Yuan *et al.* (2016), entre otros.

Para este trabajo se analizarán, de manera independiente, cuatro posibles Amenazas a la red eléctrica: **1)** cambio en el recurso hidrológico, **2)** aumento de temperaturas, **3)** variación de radiación solar y **4)** vientos medios. El cambio en la disponibilidad del recurso hídrico, la variación de la radiación solar y en los vientos medios corresponden a Amenazas que tienen su principal efecto a nivel de la generación, mientras que la variación de la temperatura tiene su efecto principal en las características del sistema de transmisión.

Para cada uno de los factores se realizará un análisis del cálculo de Riesgo de la red, que estará conformado por un índice de Exposición, de Sensibilidad y de Amenaza, siendo el índice de Riesgo una función de los tres anteriores [Brooks, 2003]. A continuación, se define cada uno de los índices en relación con el sistema eléctrico:

1. Exposición (E): Este índice cuantifica el nivel en que el sistema puede verse afectado por factores vinculados a cambios climáticos. Para los mapas que se presentan en este documento, la Exposición está asociada a la concentración de la demanda eléctrica por comuna. El índice de Exposición es obtenido en base al porcentaje de participación de cada subestación en la demanda eléctrica de la comuna.

2. Sensibilidad (S): Este índice se considera como el factor de cambio en la operación del sistema frente a la incidencia de una Amenaza, el cual puede tener efectos adversos o favorables. Es importante hacer notar que la red eléctrica, en su conjunto, responderá ante una Amenaza de manera sistémica, cambiando tanto el mix de generación como la energía transmitida por las líneas. Todas las variaciones pueden alterar los costos de energía y la cantidad de energía no suministrada, puesto que la red funciona de manera sistémica, gobernada por leyes físicas, como la ley de Ohm y las leyes de Kirchhoff. De manera de relacionar todos esos cambios, el índice de Sensibilidad corresponde a la variación de los costos marginales horarios promedio¹ en cada una de las comunas, según la participación en la demanda de sus subestaciones.

3. Amenaza (A): Este índice se relaciona con la variación en la ocurrencia del evento climático. En particular, se considera como Amenaza al aumento de la cantidad de veces en que impacta un factor vinculado al cambio climático o la variación porcentual de la Amenaza.

4. Capacidad Adaptativa (CA): Este índice relaciona la capacidad de entidades y sistemas para enfrentar y gestionar las condiciones adversas a corto y mediano plazo, utilizando los recursos y oportunidades disponibles. Se considera como Capacidad Adaptativa a la capacidad de potencia de los proyectos de generación interna (en MWh) de las comunas en relación con su demanda energética.

5. Riesgo (R): El índice de Riesgo (R) corresponde a un indicador que está en función de estimaciones de Exposición (E), Capacidad Adaptativa (CA), Amenazas (A) y Sensibilidad (S).
($R=f(E,CA,A,S)$)

Dado que el modelo matemático utilizado entrega la información de salida por subestación y no por comuna, a cada una se le asigna un porcentaje de participación en función de la demanda de la comuna. En el caso del índice de Sensibilidad, la variación comunal de los costos marginales horarios está determinada por la variación en cada una de las subestaciones participantes.

Se toma como base de datos de proyección de cambio de los factores climáticos a la información generada para el proyecto por el equipo del CR2, la cual considera dos horizontes de data: las condiciones históricas (1980 - 2009) y las condiciones climáticas futuras (2035 - 2065, bajo el escenario RCP8.5). La información de la base de datos tiene granularidad temporal diaria² y, dado que el sistema eléctrico requiere resolución horaria para representar la flexibilidad operacional necesaria, se hace uso de información histórica para establecer perfiles horarios. Dada la magnitud de la cantidad de información con la cual se trabaja, se hace uso del concepto de semana representativa, descrita en la subsección Representación del Sistema Eléctrico, para minimizar los costos computacionales.

¹ Costos marginales horarios promedio se refiere al promedio horario del costo de satisfacer una unidad (1 MW) adicional de energía eléctrica en una determinada subestación.

² Granularidad temporal diaria se refiere a que la resolución más pequeña de la información es a nivel de días.



1029

H

1023



3

CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

3.1 MODELO MATEMÁTICO ASOCIADO

Para un análisis detallado de la operación del sistema frente a eventos asociados al cambio climático, es necesario una modelación precisa del sistema eléctrico, de manera de diferenciar cada uno de los impactos y los alcances de las Amenazas. Para este estudio, se utiliza el modelo de comisionamiento de las unidades (*unit commitment*) y posterior despacho económico para evaluar la operación del sistema. Estos modelos determinan cuáles son las unidades de generación que entregarán potencia para suplir la demanda energética de una manera costo-eficiente, respetando las restricciones operacionales (límites técnicos de capacidad, límites de rampas y tiempos de encendido y apagado, balance de energía, etc.). Es importante recalcar que el modelo

matemático propuesto no incluye la evaluación de escenarios de expansión del sistema (como los mencionados en la Planificación Energética de Largo Plazo del Ministerio de Energía), sino que considera el parque generador y la infraestructura de transmisión eléctrica como un escenario determinado.

La generación renovable se considera con un costo marginal de operación igual a cero, lo que se puede interpretar como una disminución de la demanda bruta de energía. Para el desarrollo del proyecto, se hace uso del modelo *Newen Operations*, desarrollado por el Laboratorio de Optimización, Control y Mercados de Energía de la Pontificia Universidad Católica de Chile, el cuál ha sido validado en estudios del Coordinador Eléctrico Nacional y de la Comisión Nacional de Energía. La formulación matemática utilizada en la simulación de los eventos sobre la red eléctrica puede ser descrita de la siguiente manera:



$$\begin{aligned}
\min_{p, f, \theta, x, y, z} & \sum_{t \in \mathcal{T}} (c_g^{on} y_{gt} + c_g^{off} z_{gt}) \\
& + \sum_{t \in \mathcal{T}} \left(\sum_{g \in \mathcal{N}_g} C_{gt} p_{gt} + \sum_{g \in \mathcal{N}_g} C_{it}^{LS} P_{it}^{LS} \right) \quad (1a) \\
\text{s.t.} & \underline{p}_{gt} x_{gt} \leq p_{gt} \leq x_{gt} \bar{p}_{gt} \quad \forall g \in \mathcal{N}_g, t \in \mathcal{T} \quad (1b) \\
& 0 \leq p_{wt} \leq \bar{p}_{wt} \alpha_{wt} \quad \forall w \in \mathcal{N}_w, t \in \mathcal{T} \quad (1c) \\
& \sum_{g \in \mathcal{N}_g(i)} p_{gt} + \sum_{w \in \mathcal{N}_w(i)} p_{wt} + p_{it}^{LS} - p_{it}^{OG} \\
& \quad + \sum_{e \in \delta^+(i)} f_{et} - \sum_{e \in \delta^-(i)} f_{et} = p_{it}^d \quad \forall i \in \mathcal{N}_i, t \in \mathcal{T} \quad (1d) \\
& -\bar{f}_e \leq f_{et} \leq \bar{f}_e \quad \forall e \in \mathcal{N}_e, t \in \mathcal{T} \quad (1e) \\
& f_{et} = B_e (\theta_{et} - \theta_{j_e t}) \quad \forall e \in \mathcal{N}_e, t \in \mathcal{T} \quad (1f) \\
& r_g^{up} + r_g^{off} z_{gt} \leq p_{gt} - p_{g(t-1)} \quad \forall g \in \mathcal{N}_g, t \in \mathcal{T} \quad (1g) \\
& p_{gt} - p_{g(t-1)} \leq r_g^{up} + r_g^{on} y_{gt} \quad \forall g \in \mathcal{N}_g, t \in \mathcal{T} \quad (1h) \\
& x_{gt} - x_{g(t-1)} = y_{gt} - z_{gt} \quad \forall g \in \mathcal{N}_g, t \in \mathcal{T} \quad (1i) \\
& \sum_{\tau=t}^{t+y_{gt}^{on}} x_{g\tau} \geq t_g^{on} y_{gt} \quad \forall g \in \mathcal{N}_g, t \in \mathcal{T} \quad (1j) \\
& \sum_{\tau=t}^{t+y_{gt}^{off}} (1 - x_{g\tau}) \geq t_g^{off} z_{gt} \quad \forall g \in \mathcal{N}_g, t \in \mathcal{T} \quad (1k) \\
& f_{et} \in \mathbb{R} \quad \forall e \in \mathcal{N}_e, t \in \mathcal{T} \quad (1l) \\
& p_{it}^{OG} \geq 0, p_{it}^{LS} \geq 0, \theta_{it} \in \mathbb{R} \quad \forall i \in \mathcal{N}_i, t \in \mathcal{T} \quad (1m)
\end{aligned}$$

En la formulación anterior se pueden ver que las variables del modelo de optimización corresponden a la potencia generada [p], el flujo de cada línea activa [f] y el ángulo de punto de conexión de la subestación [θ] y variables para asegurar la factibilidad del problema correspondientes a *load shedding* [P^{LS}] y sobre generación de potencia [P^{OG}]. Las variables x , y y z son binarias correspondiente al estado de operación de los generadores, la variable de encendido y apagado. La ecuación (1a) representa la función costos de encendido y apagado más el costo de operación y de energía no suministrada a minimizar. Las ecuaciones (1b)-(1c) representan las restricciones de límites superior e inferior de operación de los generadores activos. La restricción (1d) corresponde al balance de potencia en cada una de las subestaciones para todos los periodos de tiempo (conocida como ley de corriente de Kirchhoff). Las ecuaciones (1e)-(1f) corresponden a las restricciones de flujo máximo por las líneas (conocidas como leyes de voltaje de Kirchhoff). Las restricciones (1g)-(1h) corresponden a los límites de rampa. Por último, las restricciones (1j)-(1k) restringen el tiempo mínimo de encendido y apagado de las centrales. Es muy importante considerar todas estas restricciones en la modelación puesto que diversos autores han demostrado que ignorarlas pueden distorsionar significativamente los resultados de despacho eléctrico del sistema [Munoz *et al.*, 2013].

El modelo considera un horizonte semanal de la operación del sistema, con una granularidad horaria. El problema matemático no incluye incertidumbre en la generación renovable, sino que asume un perfil de generación en base a la disponibilidad del recurso, que dependerá del caso de Amenaza climática considerado. Esto quiere decir que, ante una Amenaza, sólo cambiará el factor a analizar que afecte a la red y el resto se mantendrá igual a un perfil histórico definido por el período (1980 - 2009). De esta manera, cada una de las Amenazas se analiza de forma independiente.

3.2 REPRESENTACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

El modelo eléctrico utilizado se basa en una representación georreferenciada del Sistema Eléctrico Nacional, considerando un sistema agregado de 278 subestaciones, 393 líneas de transmisión y 443 unidades generadoras,

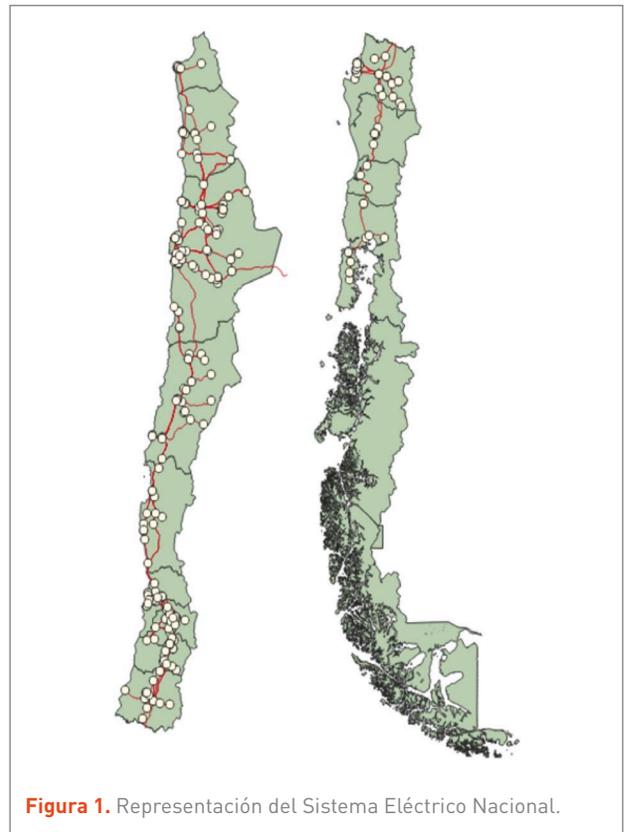


Figura 1. Representación del Sistema Eléctrico Nacional.

con una representación espacial como la que se muestra en la **Figura 1**. En particular, se considera en la representación las subestaciones con nivel de voltaje desde los 110 kV hasta los 500 kV, basado en la información técnica y de georreferenciación de la Comisión Nacional de Energía [CNE, 2019].

El horizonte de simulación de la red eléctrica es semanal con granularidad horaria. Como se menciona la sección *Metodología General*, se utiliza el concepto de semanas representativas en los parámetros de entrada (demanda, factores climáticos, etc.). En particular, se seleccionan cuatro semanas representativas por año, utilizando el método de *clustering k-means* con la métrica de *Cambridge Distance* [Mena *et al.*, 2019; Verástegui *et al.*, 2019]. Para la demanda, se utiliza la información del consumo eléctrico real del año 2018, entregada por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), considerando el crecimiento anual regional reportado en el Informe Preliminar de Previsión de Demanda 2019-2039 por la CNE. Para el análisis de impacto, se toma como entrada dos bases de datos para conformar el sistema: Información del sistema eléctrico del CEN y el plan de expansión reportado por el Ministerio de Energía.

En concordancia con el proceso de descarbonización en que se encuentra la matriz energética del país, se evalúa el desarrollo de restricciones adicionales, de manera de limitar la operación de las unidades de generación en base a carbón para el horizonte de años 2035 - 2065, considerando la operación del sistema eléctrico bajo el escenario de los proyectos de generación y transmisión ya definidos hasta 2024 por la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2019 del Ministerio de Energía (**ver Anexo 1 y 2**). Esto último establece que sólo parte de la generación en base a carbón es retirada del parque generador del sistema eléctrico en el sistema utilizado. La razón es principalmente la dificultad para proyectar la integración de nuevas tecnologías y estimar costos asociados en el largo plazo, que se escapa del alcance del estudio.

En la **Tabla 1** se muestran las centrales en base a carbón y las fechas de desconexión esperadas de acuerdo con el plan de descarbonización hasta 2024, las cuales son consideradas en las simulaciones del sistema. La unidad Bocamina II no se incluyó en el retiro anticipado del modelo, pero será considerada en las siguientes actualizaciones de los mapas.

Unidad Generadoras	Propietario	Tipo de Tecnología	Potencia Neta [MW]	Zona	Fecha Estimada de Desconexión
Termoeléctrica Tocopilla - U12	Engie	Carbón	86.9	Norte	Junio, 2019
Termoeléctrica Tocopilla - U13	Engie	Carbón	85.7	Norte	Junio, 2019
Termoeléctrica Tarapacá	Enel Generación	Carbón	158	Norte	Dic., 2019
Ventanas 1	AES Gener	Carbón	120	Centro	Dic., 2020
Bocamina I	Enel Generación	Carbón	130	Sur	Dic., 2020
Termoeléctrica Tocopilla - U14	Engie	Carbón	136.4	Norte	Enero, 2022
Termoeléctrica Tocopilla - U15	Engie	Carbón	132.4	Norte	Enero, 2022
Bocamina II*	Enel Generación	Carbón	348	Sur	Mayo, 2022
Ventanas 2	AES Gener	Carbón	220	Centro	Dic., 2022
Termoeléctrica Mejillones - CTM1	Engie	Carbón	159.6	Norte	Dic., 2024
Termoeléctrica Mejillones - CTM2	Engie	Carbón	173.8	Norte	Dic., 2024

Tabla 1. Resumen de plan de descarbonización del SEN hasta 2024.



4

RESULTADOS

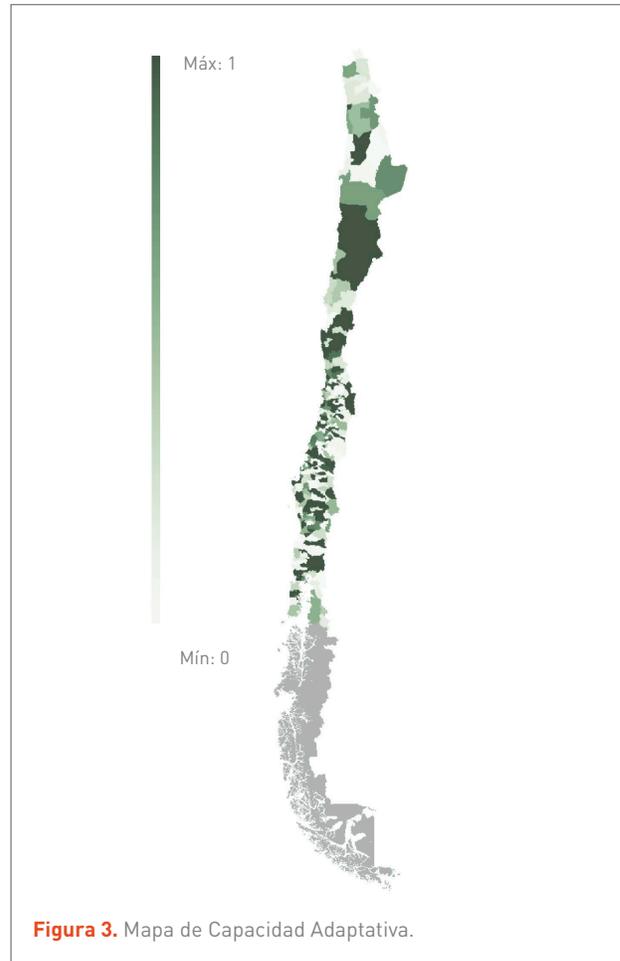
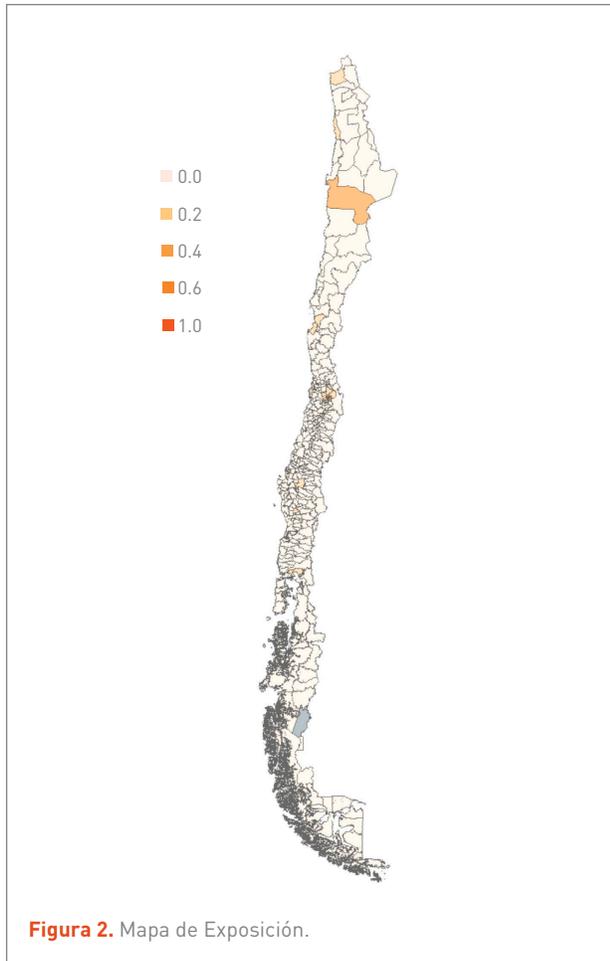
Para el análisis de Riesgo, se divide el sistema de acuerdo con el subsistema que afecta, separando los sistemas de transmisión y de generación. En el sistema de transmisión se verifican los efectos del aumento de temperaturas sobre los conductores del sistema. En el sistema de generación se ilustra el efecto del cambio en la radiación solar, la variación del recurso eólico y de la disponibilidad hídrica.

Como base para el análisis de los resultados, en los mapas de Riesgos se considera a la Exposición como la proporción de energía eléctrica anual consumida por cada una de las comunas. El índice de Exposición comunal es obtenido, entonces, en base al porcentaje de participación de cada subestación en la demanda eléctrica de la comuna. La **Figura 2** muestra el mapa de Exposición obtenido con el índice normalizado por el máximo consumo de las comunas en el país.

Por otra parte, se ha desarrollado un mapa de Capacidad Adaptativa que busca representar la capacidad de las personas, las entidades y sistemas para enfrentar y gestionar las condiciones adversas a corto y mediano plazo, utilizando los recursos y oportunidades disponibles. La definición de las capacidades de adaptación en un período a largo plazo puede ser muy compleja, debido a la

incertidumbre en la evolución del sistema, a la adopción de tecnologías (generación distribuida, respuesta a demanda, electrificación del transporte, etc.), a los pronósticos de precios, a las políticas energéticas (eficiencia energética) y a la disponibilidad de reservas. Por lo tanto, es importante recalcar que el análisis desarrollado es sólo un ejemplo de posibles características que pueden funcionar como medidas adaptativas ante eventuales cambios en el sistema. De esta forma, el mapa de Capacidad Adaptativa considera únicamente a los proyectos de generación interna de cada comuna declarados por la CNE (pequeños PMGD y Net Billing), en conjunto con el proyecto Techo Solar del Ministerio de Energía. El índice, por lo tanto, es la proporción que representa la capacidad de estos proyectos (MW) respecto de la demanda de cada comuna. Colores más verdes significan que en la comuna existe una mayor capacidad de generación de los proyectos respecto de su demanda. La **Figura 3** muestra el mapa de Capacidad Adaptativa, considerando la proporción de cada comuna entre la capacidad de los proyectos de generación interna en relación con su demanda energética.

Para el cálculo del índice del Riesgo se multiplica los valores de Amenaza, de Sensibilidad y de Exposición, restándole el porcentaje de potencia de la Capacidad Adaptativa.



4.1 VARIACIÓN DE DISPONIBILIDAD HÍDRICA

4.1.1 CONTEXTO

Los criterios de selección de esta Amenaza radican en la situación altamente crítica en que se encuentra el sistema eléctrico, tanto en términos de disponibilidad de recursos como de impactos a la infraestructura nacional. Actualmente, nos enfrentamos a una sequía prolongada con una duración mayor a una década [BCN, 2019]. Registros meteorológicos indican que el déficit de precipitaciones en 2018 alcanzó un promedio de -23%. Lo que se ha denominado mega sequía se registra desde la Región de Coquimbo a la Región de La Araucanía [DGA, 2019] y está

afectando fuertemente a diversos sectores productivos, en particular, al sector de generación eléctrica. Una disminución en los afluentes que alimentan a los recursos hidroeléctricos puede significar la variación en el valor futuro del agua, lo que se traducirá en una gestión diferente de los recursos hídricos de parte de las centrales. Esto provocará un cambio en las fuentes que suministran la energía, aumentando el costo de operación. El sistema eléctrico completo se verá afectado, ante la necesidad de compensar la generación utilizando otros recursos.

4.1.2 METODOLOGÍA PARTICULAR

Se considera como Amenaza a la disminución de generación de energía hidroeléctrica respecto del promedio histórico. Los *inputs* son las variaciones en los afluentes y

en el valor del agua embalsada de los principales sistemas hídricos con generación eléctrica. Las fuentes de información utilizadas corresponden a los *outputs* del equipo de Recursos Hídricos, con la información de caudales para los sistemas hídricos ubicados desde el Aconcagua hasta el Río Baker, en base a la simulación del modelo *WEAP* (siendo los principales los sistemas del Maule y Laja). La información disponible se utiliza para calcular la restricción de la cota máxima de generación mensual de cada central, contemplando la correlación entre las centrales del mismo sistema y las restricciones de afluentes relacionadas.

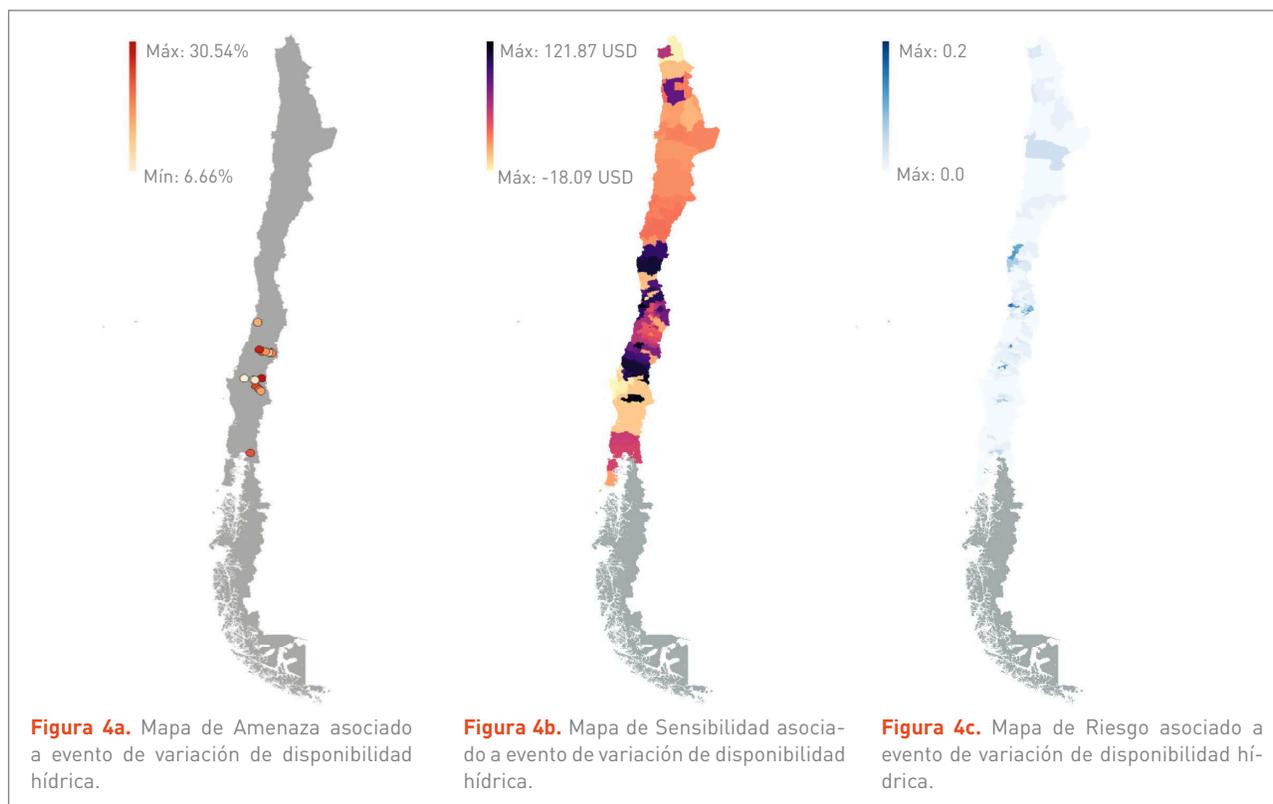
La información incluye un horizonte de 2030 - 2060, por lo que se utiliza una regresión lineal simple como proyección para el horizonte de 2065. Los escenarios se construyen mediante la elección de cuatro meses representativos al año, tomando al sistema como conjunto, de modo de mantener la correlación entre sus elementos. Se considera una proporción entre los límites de generación mensual y semanal para las restricciones del sistema. Adicionalmente, la disponibilidad de los recursos de generación renovables solar y eólico se asumen como escenarios conocidos e invariantes, en base a los promedios históricos.

En caso de que se actualicen los inputs suministrados por el equipo de Recursos Hídricos, se podrán actualizar también los mapas relacionados con la variación de los recursos hídricos en base a la metodología descrita en este informe.

4.1.3 MAPAS DE RIESGO

A partir de los resultados obtenidos, se generan dos mapas que representan cada uno de los factores que componen el Riesgo asociado a la amenaza de variación de disponibilidad del recurso hídrico, mostrados en la **Figura 4a** y en la **Figura 4b**. En la **Figura 4c** aparece el mapa de Riesgo.

Es importante destacar que el mapa de Amenaza considera el porcentaje de cambio en la capacidad generación de las centrales de los sistemas hidrológicos, debido a la menor disponibilidad de agua por efecto de los cambios en el deshielo y las precipitaciones. Las variaciones de disponibilidad del recurso muestran una incidencia relativa en el cambio de generación hidroeléctrica promedio de 20.6%. Aunque





las principales zonas afectadas corresponden al centro y sur del país, este efecto incide en toda la operación del sistema eléctrico, elevando los costos marginales horarios en un promedio de 26.52 USD/MWh sobre el promedio anual.

4.2 AUMENTO DE TEMPERATURAS

4.2.1 CONTEXTO

Los criterios de selección de esta Amenaza consideran los efectos del alza en la temperatura ambiente sobre dos actores del sistema eléctrico: el impacto en la demanda y en el suministro de energía. Por una parte, el aumento de la temperatura puede traducirse en el incremento del consumo energético, debido a un mayor uso de mecanismos de aire acondicionado y de refrigeración [Jaglom *et al.*, 2014, Totschnig *et al.*, 2017]. Por otra, el suministro eléctrico se puede ver afectado por variaciones en la capacidad de generación y transmisión, y también por una mayor cantidad de fallas producto de eventos climáticos extremos [Panteli & Mancarella, 2015, Huang, 2017]. El efecto sobre las líneas de transmisión viene dado por un cambio en la longitud del conductor eléctrico de la línea de transmisión. El grado de variación de longitud de la línea de transmisión dependerá de las características constitutivas de esta. En particular, el conductor se dilatará frente a un aumento de temperatura y se contraerá ante una disminución de temperatura. Este cambio de longitud se traduce en una variación de la distancia entre el cable conductor de la línea de transmisión respecto del suelo y en un menor nivel de seguridad de la operación. Las variaciones a nivel sistémico dependerán del perfil de temperatura alcanzado y de sus características de resiliencia. Dicho efecto llevará a una nueva distribución de la generación y transmisión [Moreira *et al.*, 2006], que puede generar cambios en los costos y en la cantidad de energía no suministrada.

4.2.2 METODOLOGÍA PARTICULAR

Para mantener la operación dentro de los requerimientos de seguridad, la corriente máxima que puede circular por

la línea de transmisión en régimen permanente queda limitada por las condiciones ambientales y su tensión (conocido como límite térmico). La variación en la temperatura ambiente cambia el límite térmico de operación de cada línea y, por ende, la capacidad máxima de flujo de potencia permitida en las líneas de transmisión. Un ejemplo de variación del límite térmico se muestra en la **Figura 5**.

El efecto que conlleva el cambio de temperaturas en el modelo matemático del sistema eléctrico es mediante la variación de la restricción de capacidad máxima de flujo de potencia para cada línea de transmisión.

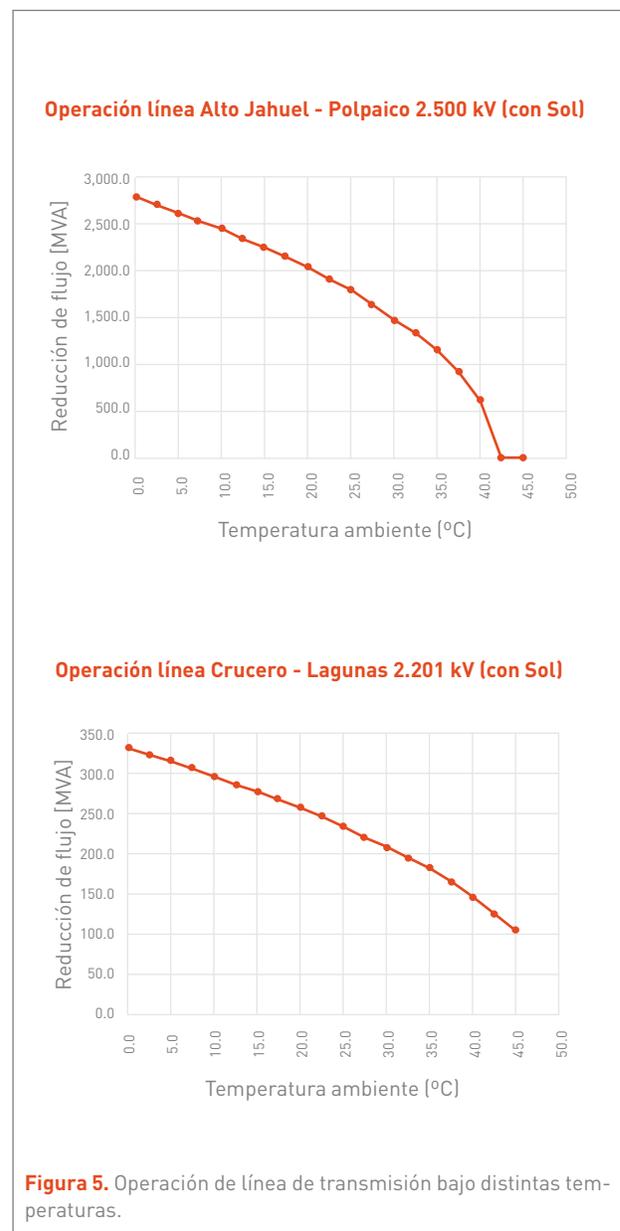


Figura 5. Operación de línea de transmisión bajo distintas temperaturas.

Fuente: (CEN, 2019).

En particular, para cada línea de transmisión e , entre las subestaciones i y j , la capacidad de flujo variará dependiendo de la temperatura en periodo de tiempo t quedando denotada como esto $\bar{f}_{e,t}$ cambiará la ecuación (1e) mostrada en la sección: *Modelo Matemático Asociado*.

Como paso intermedio en la preparación de la información a utilizar en el modelo matemático asociado, se obtiene la información sobre el límite térmico de cada una de las líneas de transmisión, a partir de los declarado en la información técnica del Coordinador Eléctrico Nacional [CEN, 2019]. Como se mencionó en la sección *Representación de Sistema Eléctrico*, algunas líneas del modelo matemático se encuentran agregadas respecto del modelo físico; por ende, se establece como límite térmico la menor corriente alcanzada por alguno de sus tramos agregados. Debido a que la información sobre los límites térmicos se encuentra registrada desde los 0°C a los 45°C, con una granularidad de 2.5°C, se interpola linealmente para obtener la información de todos los rangos de temperatura.

Según la *Norma Técnica de Seguridad y Calidad* de la [CNE, 2018a], las líneas de transmisión en estado normal corresponden a la transmisión de potencia a su límite térmico de 25°C con sol. En base a esto, se toma como supuesto que la operación nominal de todas las líneas está calculada para los 25°C y no tendrá variación a menor temperatura.

Las temperaturas sobre las líneas utilizadas corresponden a la información diaria de proyección de datos climáticos generados por el proyecto. Dado que el modelo matemático es de resolución horaria, se calculan perfiles representativos de temperatura a nivel semanal, de acuerdo a información histórica según ubicación geográfica. La trayectoria obtenida se escala en base a la información proyectada de temperaturas máximas alcanzadas. Así, la temperatura máxima de una línea corresponde a la mayor temperatura alcanzada por alguno de los tramos que la constituyen. La información de temperatura y la función de límite térmico permiten calcular la capacidad de flujo de potencia máxima de cada una de las líneas que conectan los nodos (i,j) para todas las horas t , de manera que $(F_{(i,j),t}^{max} = \sqrt{3} I_{(i,j),t} V_{(i,j)})$, donde l corresponde

al límite térmico calculado y V es el voltaje al cual está sometida la línea.

Para establecer el efecto de la temperatura sobre el comportamiento de la demanda, se revisa la temperatura horaria para cada una de las regiones y se realiza una regresión lineal entre el consumo de energía por subestación y la temperatura histórica. Los coeficientes obtenidos se utilizan para proyectar la demanda en el período de análisis. Es decir, en base a la temperatura máxima alcanzada en cada subestación, se asigna un perfil de evolución de temperatura histórica -estimada a partir de la información de la Dirección Meteorológica de Chile (2019) y data generada por el equipo del CR2-, se compara con la demanda real de 2018, reportada por la Comisión Nacional de Energía [CNE 2018b, CEN 2018], y se ajusta una línea en base a la información estadística. Este procedimiento se realiza para cada una de las subestaciones analizadas, sin considerar una tasa de aumento en el consumo de aire acondicionado u otro tipo de controlador de temperatura.





4.2.3 MAPAS DE RIESGO

Para la simulación del sistema eléctrico bajo variación en las temperaturas, se considera un escenario predeterminado de hidrología, al igual que perfiles de generación renovable eólico y solar basados en información histórica. Los mapas resultantes son mostrados en la **Figura 6**.

El mapa de Amenaza considera la frecuencia, en días, en que una de las líneas que conecta la comuna alcanza una temperatura límite. Se estima que la ocurrencia de olas de calor, a las que estarán expuestas las líneas de transmisión, aumentará hasta en 4.96%. Se toma como indicador los días en que una línea que conecta la comuna registra temperaturas sobre los 30°C para la totalidad del período futuro.

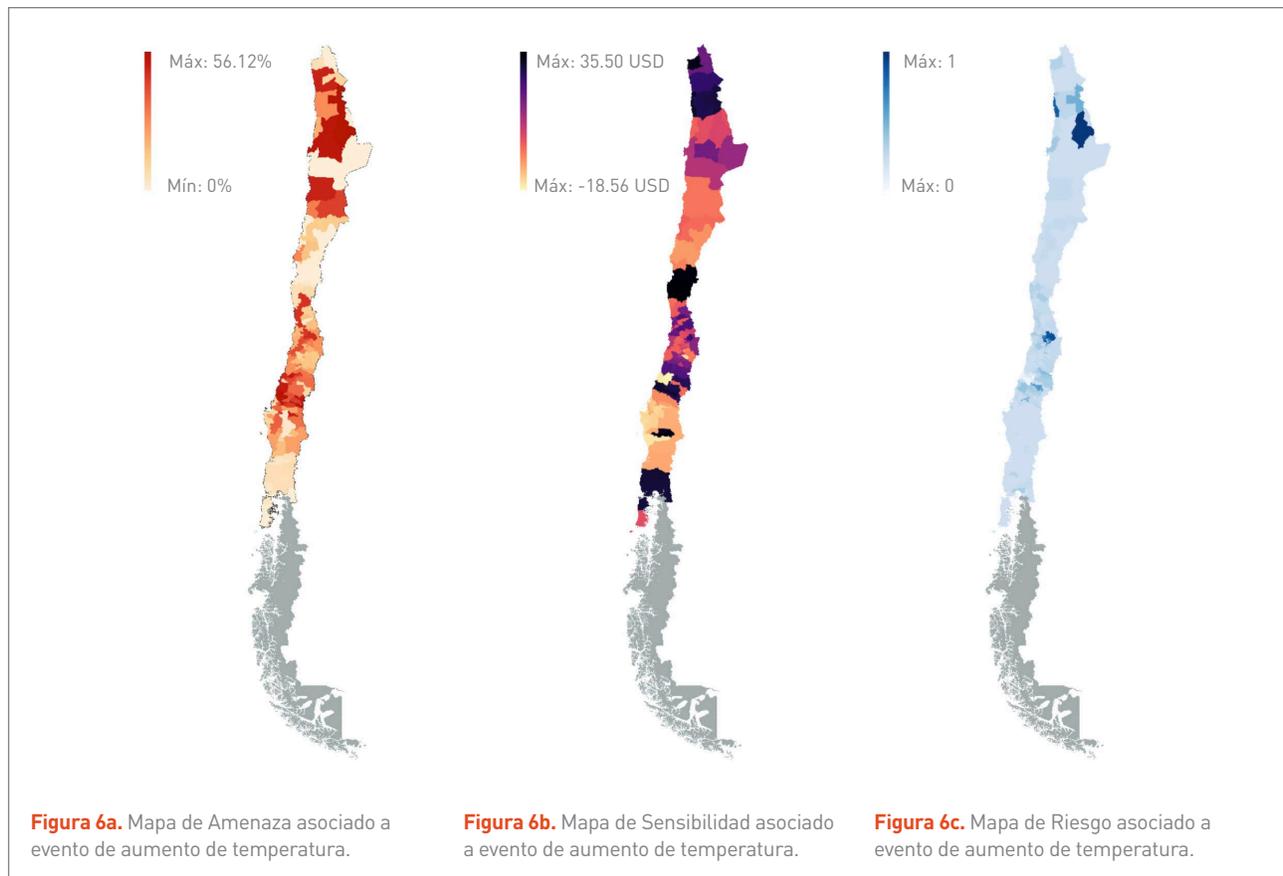
Como consecuencia, el alza en el costo marginal promedio se proyecta en 5.01 USD/MWh sobre el promedio anual. A pesar de que la Amenaza es más fuerte en el norte, el

sector más afectado es la zona centro, alcanzando valores cercanos a los 30 USD/MWh.

4.3 VARIACIÓN DE RADIACIÓN SOLAR MEDIA

4.3.1 CONTEXTO

En los últimos años, el sistema eléctrico chileno ha experimentado un gran impulso en la inversión de proyectos de energía renovable, especialmente en las tecnologías ligadas a la generación solar y eólica. Este tipo de generación tiene costos bajos de energía, pero es necesario que el sistema tenga la flexibilidad e infraestructura suficientes para aprovecharla. Es importante aclarar que, independiente de la capacidad energética de las plantas instaladas, el sistema debe tener la capacidad de transmisión para utilizar la energía (esto, dado que los centros de con-



sumo están generalmente lejos de las centrales generadoras). Es decir, el aumento de incertidumbre del sistema puede afectar fuertemente las decisiones de despacho y comisionamiento de las unidades [Verástegui *et al.* 2019].

4.3.2 METODOLOGÍA PARTICULAR

En particular, el efecto de la radiación solar media está directamente asociado a la capacidad de generación de las plantas fotovoltaicas. Una mayor radiación solar aumentará la generación fotovoltaica, limitada por las características de tamaño y eficiencia de la central; mientras que una menor radiación ocasionará lo contrario. Se puede representar la generación de una planta fotovoltaica mediante la siguiente ecuación [Nguyen *and Le*, 2014]:

$$p_{wt} = rad_{wt} \cdot \eta_w \cdot a_w \cdot (1 - 0.005(T_{op} - 25)),$$

donde p_{wt} es la potencia generada por la unidad w en el período t , η es la eficiencia, a es el área total de paneles fotovoltaicos y el factor $0.005 \cdot (T_{op} - 25)$ tiene relación con la temperatura a la cual opera el panel, dependiendo de sus características constitutivas. De manera de aislar el impacto del cambio de radiación, se omite el efecto de la temperatura, considerando que el factor de operación es de 25°C.

De la información proyectada diaria, se calcula las semanas representativas del período futuro (2035 - 2065). Al igual que en la Amenaza de temperatura, se obtiene un perfil representativo horario basado en la información histórica de generación solar, el cual se escala con respecto a la radiación solar media. Así se obtiene el perfil de generación horario para todas las centrales, el cual es traducido a un factor de capacidad α , de manera que pueda ser utilizado en el modelo mediante la siguiente restricción: $p_{wt} \leq \bar{p}_{wt} \alpha_{wt}$, donde p_{wt} es la potencia del generador solar w y \bar{p}_{wt} es la capacidad máxima de generación [Verástegui *et al.*, 2019].

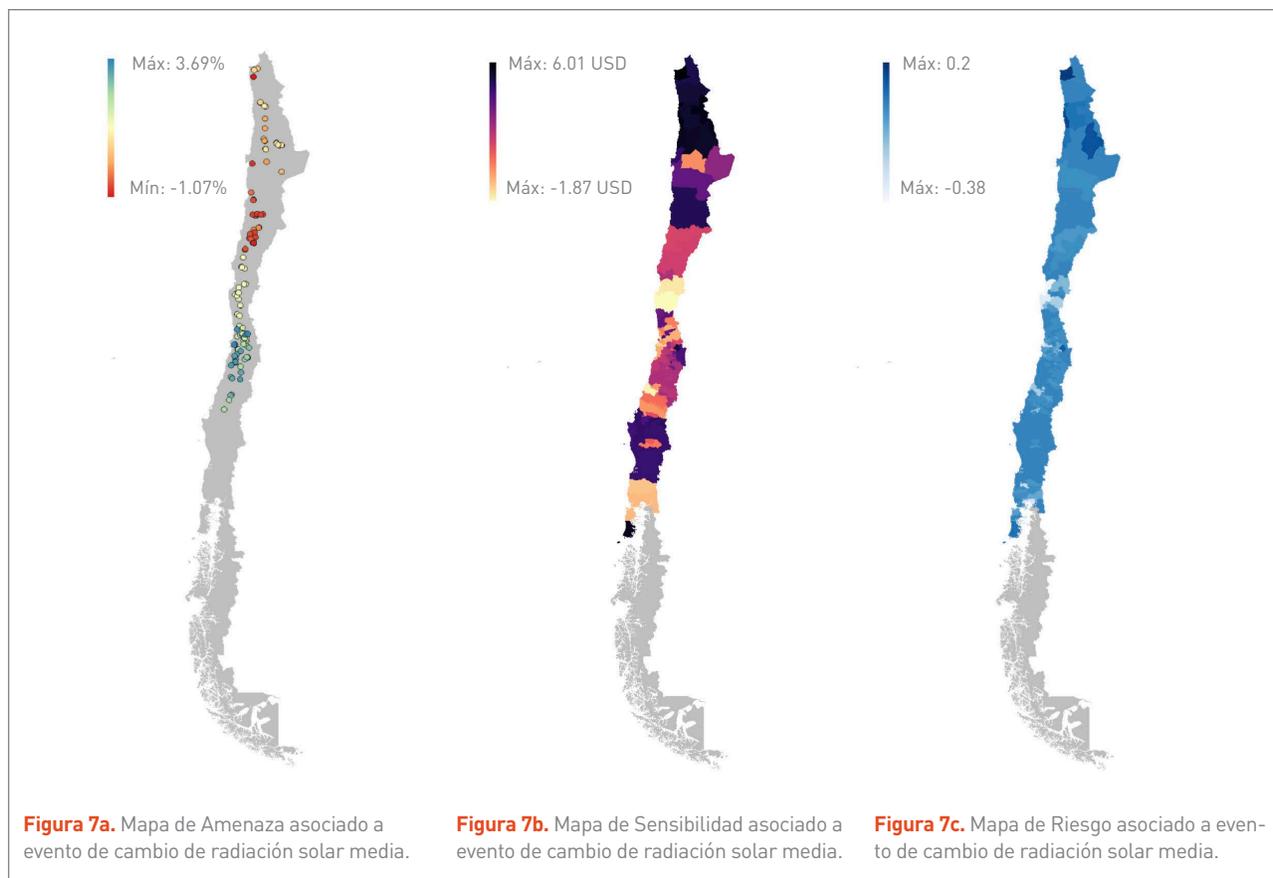


Figura 7a. Mapa de Amenaza asociado a evento de cambio de radiación solar media.

Figura 7b. Mapa de Sensibilidad asociado a evento de cambio de radiación solar media.

Figura 7c. Mapa de Riesgo asociado a evento de cambio de radiación solar media.



4.3.3 MAPAS DE RIESGO

Para la simulación del sistema eléctrico bajo variación en la radiación solar media, se considera un escenario predeterminado de hidrología, al igual que perfiles de generación eólica basados en información histórica. Los mapas resultantes son mostrados en la **Figura 7**.

4.4 VARIACIÓN DE LA VELOCIDAD MEDIA DEL VIENTO

4.4.1 METODOLOGÍA PARTICULAR

Al igual que en el caso anterior, el efecto de un cambio de los vientos medios está directamente asociado a la capacidad de generación de las plantas eólicas. La diferencia es que los generadores eólicos necesitan un mínimo de viento para poder generar (*cut-in speed*) y si superan una velocidad máxima (*cut-out speed*), dejan de generar. Esto se traduce en que los generadores eólicos tienen un rango de operación desde la velocidad *cut-in* hasta la velocidad nominal *rather speed*. La operación de un generador eólico puede ser representado, de acuerdo con las características mencionadas anteriormente, mediante la siguiente ecuación [Borowy and Salameh, 1994; Nguyen and Le, 2014; Diyoke, 2019]:

$$P_{wt} = \begin{cases} 0 & v_{wt} \leq v_w^{ci} \text{ or } v_{wt} \geq v_w^{co} \\ \bar{P}_w \frac{v_{wt} - v_w^{ci}}{v_w^r - v_w^{ci}} & v_w^{ci} \leq v_{wt} \leq v_w^r \\ \bar{P}_w & \text{otro caso.} \end{cases}$$

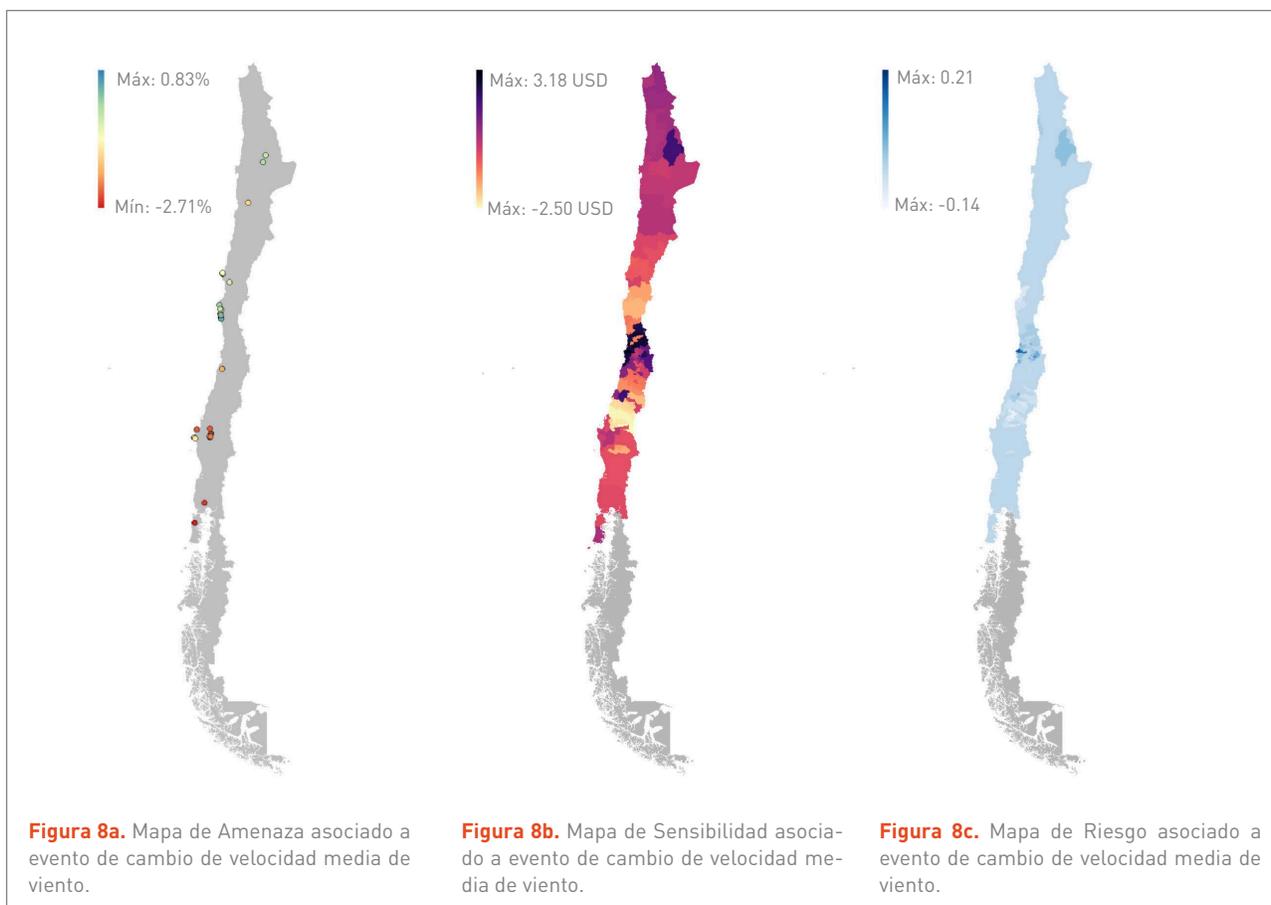
donde P_{wt} es la potencia generada por la unidad w en el período t , \bar{P}_w es la capacidad máxima del generador, v_w^{ci} v_w^{co} y v_w^r son las características físicas constitutivas *cut-in speed*, *cut-out speed* y *rather speed*, respectivamente. Se asume que todas las centrales eólicas tienen aerogeneradores de iguales características, con una capacidad máxima de 3MW y 100 m de altura (lo que se traduce en

una *cut-in speed* de 3m/s, una *cut-out speed* de 25m/s y una *rather speed* de 12 m/s) [Rosende et al., 2019]. De la información diaria proyectada, se calculan las semanas representativas del período futuro (2035 - 2065). Se obtiene un perfil representativo horario, basado en la información histórica de 2018 de generación eólica, el cual se escala con respecto al viento medio. Así se consigue el perfil de generación horario para todas las centrales, el cual es traducido a un factor de capacidad α , de manera que pueda ser utilizado en el modelo mediante la siguiente restricción: $P_{wt} \leq \bar{P}_{wt} \alpha_{wt}$

4.4.2 MAPAS DE RIESGO

Para la simulación del sistema eléctrico bajo variación en la velocidad media de los vientos, se considera un escenario predeterminado de viento, al igual que perfiles de generación eólica basados en información histórica. Los mapas resultantes son mostrados en la **Figura 8**.

El mapa de Amenaza considera el porcentaje de cambio en la capacidad de generación de las plantas eólicas asociado a variaciones en la velocidad media de los vientos, percibida por los aerogeneradores. El índice muestra una incidencia relativa en los lugares con centrales eólicas, con una disminución de la energía producida en la zona centro-sur del país y un aumento de la generación esperada en la zona norte. La variación promedio de los costos marginales ronda los -0.09 USD/MWh a nivel nacional (sobre el promedio anual), donde los efectos se muestran de manera homogénea en el territorio nacional. Si bien los impactos a nivel general no son grandes, algunas zonas de la Región de Coquimbo muestran un aumento de los costos marginales promedios aproximados de 2.5 USD/MWh, atribuido -principalmente- a redistribución de la energía por los cambios de generación.



4.5 ANÁLISIS CUALITATIVO DE SECTORES INSULARES

El análisis desarrollado para la creación de los mapas considera una representación del sistema eléctrico nacional, pero no incluyen la operación eléctrica de sistemas medianos de Aysén y Magallanes, ni de las zonas insulares. Dichos sectores, como la Isla de Pascua y el Archipiélago de Juan Fernández, no responden al análisis de las Amenazas realizado antes, principalmente, porque la generación de su suministro eléctrico se realiza mediante motores de combustión externa, que utilizan combustibles fósiles. En consecuencia, el principal impacto para la operación de sistemas eléctricos insulares recae en la seguridad de suministro del combustible, principalmente, vía transporte marítimo. Por eso, la principal Amenaza en este contexto son los cambios en las condiciones de oleaje de los puertos que despachan y reciben el combustible.

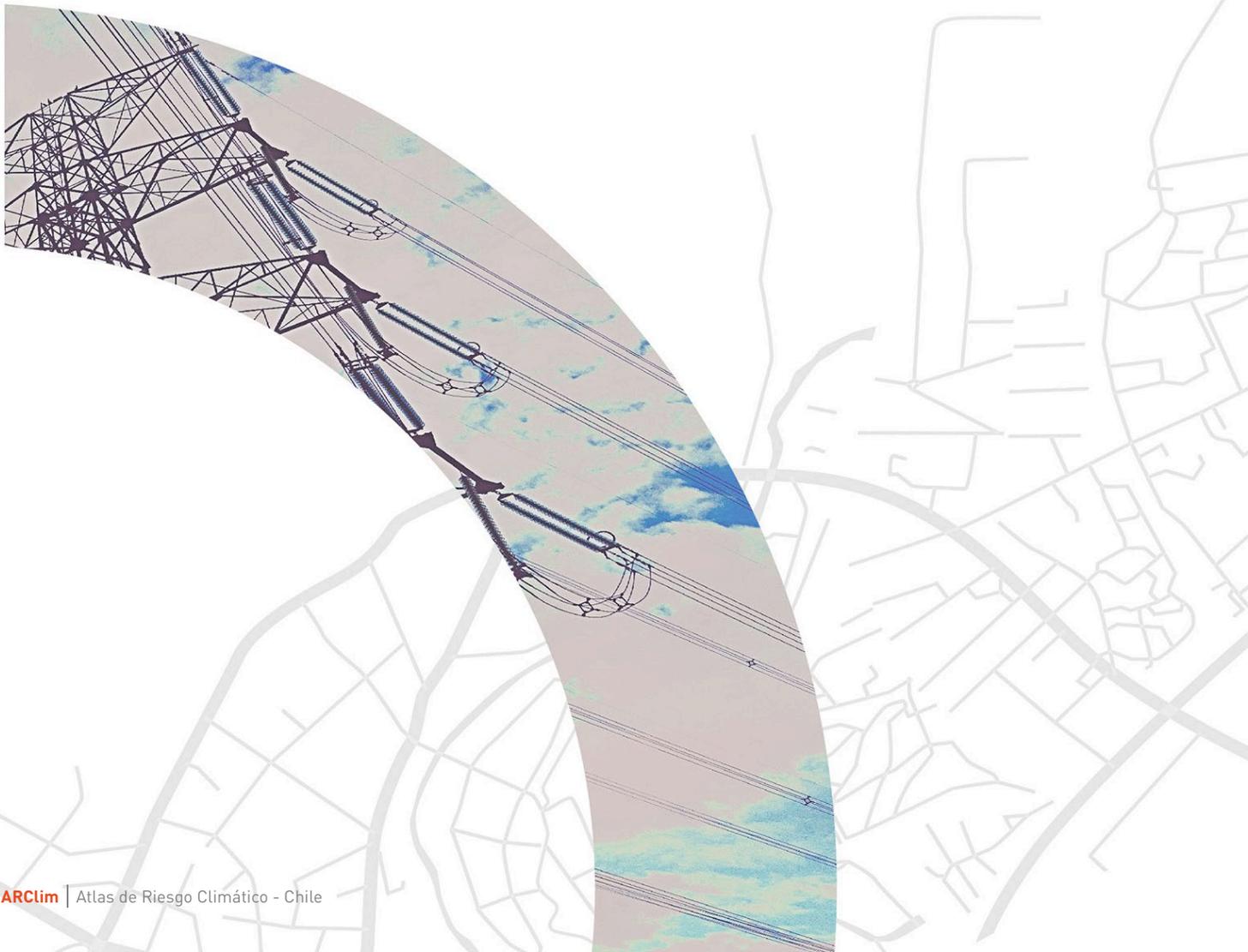
Como se menciona en el estudio del Ministerio del Medio Ambiente [MMA, 2019] para las proyecciones de 2026 - 2045, se modificarán los tiempos de no disponibilidad de los puertos (*downtime*), debido a los cambios de las condiciones de oleaje (altura y período). La variación de la operación de los puertos y, por ende, de la disponibilidad proyectada cambia dependiendo de la zona. En particular, se proyecta un aumento del *downtime* para los puertos de la zona norte (Arica, Iquique y Antofagasta), donde el puerto de Antofagasta presentaría deterioro importante, con limitaciones de atraques de buques. Por otra parte, se estima que los puertos de Mejillones, de Quintero y de Valparaíso podrían presentar una mejora en las condiciones asociadas con la paralización de operaciones del puerto y sólo leves empeoramientos en el atraque de buques. Finalmente, el puerto de San Vicente empeorará sus condiciones de atraque de buques.

Considerando que el abastecimiento de combustibles fósiles se realiza, mayoritariamente, en los puertos de



las regiones de Antofagasta, de Valparaíso y del Biobío, a través del atraque de buques, los cambios esperados son menores, aunque pueden tener impacto en la tasa de espera de suministro. Sin embargo, un análisis de cómo afecta la variación de las condiciones de oleaje de los puertos en la operación del sector energía es bien complejo y escapa al alcance de este estudio. Esto, debido a que esta variación generará una política de inventario de combustibles diferente a la actual, de manera de mitigar los efectos de los posibles aumentos de *downtime* en los

puertos. Consecuentemente, el impacto de esta Amenaza en el sector energía depende de la política de inventario utilizada, la cual -obviamente- cambiará dependiendo de las condiciones del oleaje de los puertos. Un análisis más detallado al respecto se encuentra en [MinEnergía, 2019], donde se hace una caracterización del estado actual de la infraestructura de inventarios de combustibles en el país, así como una proyección de esta y de las necesidades futuras, sobre la base de la demanda de combustibles y los escenarios posibles de demanda hacia el año 2050.



5 BRECHAS



Si bien este estudio revisa posibles efectos de los cambios en los factores climáticos sobre la operación de la red eléctrica, existen variados puntos de extensión y mejora en el análisis desarrollado.

En relación con los diversos efectos del cambio climático sobre la red eléctrica, existen fenómenos no abordados en este estudio en los distintos puntos del proceso de suministro, de transmisión y de consumo de energía. Los factores pendientes se pueden clasificar de la siguiente forma:

(i) A nivel de generación eléctrica, el efecto del aumento de marejadas y su impacto en las unidades térmicas, ante la posible variación del precio de combustible.

(ii) A nivel de transmisión y distribución, el efecto de vientos fuertes, nieve y tormentas eléctricas sobre las líneas de transmisión y las estructuras de las torres de tensión; y efectos localizados de incendios y aluviones en zonas de Riesgo.

(iii) A nivel de demanda, cambios de comportamiento en el uso de sistemas de refrigeración y de calefacción, tanto de consumo residencial como industrial.

Este último punto debe ser complementado, considerando cambios en las proyecciones a futuro del comportamiento en la demanda como consecuencia de la introducción de la electromovilidad, de electrificación de la calefacción, de integración de generación distribuida y del desarrollo de políticas de eficiencia energética.

Es importante mencionar que cada uno de los análisis se hizo de manera independiente, por lo que puede ser importante realizar un análisis integrado de los efectos del cambio climático sobre los componentes del sistema eléctrico y sus efectos a nivel comunal.



6 CONCLU- SIONES

En este estudio se ha analizado algunos de los posibles efectos de cambio de los factores climáticos sobre la operación de la red eléctrica. Los impactos sobre la operación han sido estimados a partir de la simulación del Sistema Eléctrico Nacional, a través de un modelo de unit commitment y despacho económico, considerando de forma independiente la proyección de cambio de temperatura, de radiación solar media y de velocidad media del viento desarrollada por el CR2 y las estimaciones de disponibilidad de agua del Working Package de Recursos Hídricos. Los principales resultados de Sensibilidad se muestran como cambios en los costos de operación del sistema eléctrico.

En base a los resultados presentados en este informe, se extraen las siguientes conclusiones para cada una de las Amenazas:

- a.** Los resultados muestran una heterogeneidad del Riesgo en cada una de las comunas respecto de las Amenazas, por lo que no es concluyente un aumento o una disminución, de manera agregada, de los factores de Amenaza del Riesgo asociado a los cambios de origen climático en cada una de ellas.
- b.** La variación en la disponibilidad en el recurso hídrico es la Amenaza de mayor impacto sobre el Sistema Eléctrico Nacional. Estas variaciones de disponibilidad muestran una incidencia relativa en el cambio de generación hidroeléctrica promedio, en el horizonte de simulación, de 20,6%, lo que tiene un alto impacto en el cambio del mix de generación del país. Esto provoca un aumento en los costos marginales promedio de 25,6%, afectando principalmente a las zonas centro y sur del país.
- c.** Respecto de las alzas de temperaturas, estas pueden tener un gran impacto en la operación de las líneas de transmisión. A partir de la proyección de este fenómeno, se estima que la frecuencia de las olas de calor se elevará hasta en 4,96% (días con temperatura sobre los 30 °C) y se prevé que este efecto subirá el costo marginal promedio en 5.01 USD/MWh en el total del horizonte de planificación, con la zona centro como el sector más afectado, a pesar de que la Amenaza es más fuerte en el norte.
- d.** Los impactos de la variación de la radiación solar media y de la variación de la velocidad media de los vientos llevan a una disminución de los costos marginales promedio. A diferencia



de lo esperado, los cambios en la radiación solar tienen un efecto de disminución de este recurso en la zona norte y de aumento en la zona sur; efecto contrario en la velocidad media de los vientos. En este caso, los impactos sobre los costos marginales de la energía tienen menor magnitud que en las otras Amenazas y se observan de manera homogénea en el territorio nacional.

Es importante recalcar que, debido a las aproximaciones y estimaciones que tiene la metodología en relación con el procedimiento de asociación de las subestaciones y generación con las comunas, y la asociación de perfiles de generación renovable existe un margen de mejora en la exactitud de la información a nivel comunal. En consecuencia, los resultados entregan *insights* a nivel macro sobre el posible comportamiento de la red eléctrica e identifican las Amenazas que podrían tener mayor impacto en el futuro. Sin embargo, estos resultados excluyen otros impactos, como los que afectarían el nivel de distribución, los cuales pueden tener una alta incidencia en la confiabilidad del suministro eléctrico.

Respecto de la Capacidad Adaptativa, se reconoce la existencia de variadas formas de mejora del sistema eléctrico

para enfrentar los cambios de origen climático. El trabajo realizado muestra una forma de cuantificar la capacidad de generación por comuna que se puede expandir, considerando tanto la implementación de nuevas políticas energéticas como el pronóstico y la adopción de uso de nuevas tecnologías.

En particular, para la mitigación de los efectos de la variación de temperaturas sobre el sistema eléctrico se puede considerar un análisis de los aspectos constitutivos del conductor eléctrico y las torres de transmisión, con el objetivo de aumentar la holgura de operación en relación con el límite térmico y la distancia mínima al suelo de las líneas. Adicionalmente, se puede incluir la construcción de líneas redundantes o el soterramiento de algunas secciones para los casos donde el resto de las opciones no son factibles de operar. En cuanto a la disminución del recurso hídrico, se debe considerar mejoras en las proyecciones y en la planificación del uso del recurso, de manera que contemple los requisitos de flexibilidad necesarios para complementar la generación hidroeléctrica con otras fuentes de generación, como son los recursos renovables y las nuevas tecnologías de almacenamiento.





7

REFERENCIAS

Ansari, B., & Mohagheghi, S. (2015). *Optimal energy dispatch of the power distribution network during the course of a progressing wildfire*. International Transactions on Electrical Energy Systems, 25(12), 3422-3438.

BCN (2019). Información Territorial. Disponible en: <https://www.bcn.cl/siit>

Borowy, B. S. and Salameh, Z. M. (1994). *Optimum photovoltaic array size for a hybrid wind/pv system*. IEEE Transactions on energy conversion, 9(3):482-488.

Brooks, N. (2003). *Vulnerability, risk and adaptation: A conceptual framework*. Tyndall Centre for Climate Change Research Working Paper, 38(38):1-16.

CEN (2018). Operación real del sistema. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/>.

CEN (2019). *Infotécnica: Sistema eléctrico nacional*. Disponible en: <https://infotecnica.coordinador.cl/>

Centro de Ciencia del Clima y la Resiliencia (2015). *Informe a la Nación: Megasequía 2010-2015*. Disponible en: <http://www.cr2.cl/informe-a-la-nacion-la-megasequia-2010-2015-una-leccion-para-el-futuro/>

CNE (2018 a.). *Norma técnica de seguridad y calidad de servicio*. Disponible en: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/NTSyCS_May18.pdf

CNE (2018 b.). *Retiros de energía eléctrica en MWh*. Disponible en: <http://energiaabierta.cl/>.

CNE (2019). Energy Maps. Disponible en: <http://energiamaps.cne.cl/>.

Dirección General de Aguas (2019). *Información pluviométrica, pluviométrica, estado de embalses y de aguas subterráneas*. Disponible en: https://dga.mop.gob.cl/productosyservicios/informacionhidrologica/Informacin%20Mensual/Boletin_02_Febrero_2019.pdf

Dirección Meteorológica de Chile (2018). *Servicios Climáticos: Datos, totales y promedios para la estación*. Disponible en: <https://climatologia.meteochile.gob.cl/application/index/productos/RE3008>.

Diyoke, C. (2019). *A new approximate capacity factor method for matching wind turbines to a site: case study of Humber region, UK*. International Journal of Energy and Environmental Engineering, 10(4):451-462.



- Huang, G., Wang, J., Chen, C., Guo, C., & Zhu, B. (2017). *System resilience enhancement: Smart grid and beyond*. *Frontiers of Engineering Management*, 4(3), 271-282.
- Jaglom, W. S., McFarland, J. R., Colley, M. F., Mack, C. B., Venkatesh, B., Miller, R. L. & Martinich, J. A. (2014). *Assessment of projected temperature impacts from climate change on the US electric power sector using the Integrated Planning Model®*. *Energy Policy*, 73, 524-539.
- Mena, R., Escobar, R., Lorca, Á., Negrete-Pincetic, M., and Olivares, D. (2019). *The impact of concentrated solar power in electric power systems: A Chilean case study*. *Applied Energy*, 235:258-283.
- Mideksa, T. K. & Kallbekken, S. (2010). *The impact of climate change on the electricity market: A review*. *Energy Policy*, 38(7), 3579-3585.
- Ministerio de Energía (2019). *Análisis de Inventarios e Infraestructura de combustibles*. Documento preparado por DICTUC S.A., Santiago, Chile.
- Ministerio del Medio Ambiente (2019). *Volumen 5: Vulnerabilidad y Riesgo en puertos, en Determinación del Riesgo de los impactos del Cambio Climático en las costas de Chile*. Documento preparado por: Winckler, P., Contreras-López, M., Vicuña, S., Larraguibel, C., Mora, J., Esparza, C., Salcedo, J., Gelcich, S., Fariña, J. M., Martínez, C., Agredano, R., Melo, O., Bambach, N., Morales, D., Marinkovic, C., Pica, A. Santiago, Chile.
- Moreira, F., Ohishi, T., and da Silva Filho, J. (2006). *Influence of the thermal limits of transmission lines in the economic dispatch*. In 2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting, pages 6-pp. IEEE.
- Muñoz, F., Sauma, E., and Hobbs, B. (2013). *Approximations in Power Transmission Planning: Implications for the Cost and Performance of Renewable Portfolio Standards*. *Journal of Regulatory Economics*, 43(3):305-338.
- Nguyen, D. T. and Le, L. B. (2014). *Optimal bidding strategy for microgrids considering renewable energy and building thermal dynamics*. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(4):1608-1620.
- Panteli, M. & Mancarella, P. (2015). *Influence of extreme weather and climate change on the resilience of power systems: Impacts and possible mitigation strategies*. *Electric Power Systems Research*, 127, 259-270.
- Panteli, M., Pickering, C., Wilkinson, S., Dawson, R. & Mancarella, P. (2016). *Power system resilience to extreme weather: fragility modeling, probabilistic impact assessment, and adaptation measures*. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(5), 3747-3757.
- Rosende, C., Sauma, E. and Harrison, G. P. (2019). *Effect of climate change on wind speed and its impact on optimal power system expansion planning: The case of Chile*. *Energy Economics*, 80:434-451.
- Schaeffer, R., Szklo, A. S., de Lucena, A. F. P., Borba, B. S. M. C., Nogueira, L. P. P., Fleming, F. P. & Boulahya, M. S. (2012). *Energy sector vulnerability to climate change: a review*. *Energy*, 38(1), 1-12.
- Totschnig G. et al. (2017) *Climate change impact and resilience in the electricity sector: the example of Austria and Germany*. *Energy Policy* 103:238-248
- Verástegui, F., Lorca, Á., Olivares, D.E., Negrete-Pincetic, M. and Gazmuri, P. (2019). *An adaptive robust optimization model for power systems planning with operational uncertainty*. *IEEE Transactions on Power Systems*, 34(6):4606-4616
- Yuan, W., Wang, J., Qiu, F., Chen, C., Kang, C. & Zeng, B. (2016). *Robust optimization-based resilient distribution network planning against natural disasters*. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 7(6), 2817-2826.



1029

H

1023

684

595





8

ANEXOS

Anexo 1: Plan de expansión de la generación

Proyecto	Propietario	Fecha estimada	Tipo de tecnología	Potencia neta [MW]	Ubicación	Punto de conexión (Original)
Alcones	OPDEnergy	ago-19	Solar Fotovoltaico	90.0	Región del Libertador General Bernardo O'Higgins	S/E Portezuelo 110 kV
Granja Solar	María Elena Solar S.A.	dic-19	Solar Fotovoltaico	105.0	Región de Tarapacá	S/E Lagunas 220 kV
Pajonales	Prime Energía SpA	dic-19	Diésel	100.0	Región de Atacama	S/E Don Héctor 220 kV
Almeyda	Acciona Energía Chile SpA	dic-19	Solar Fotovoltaico	52.0	Región de Atacama	S/E Cumbre 220 kV
Digua	Eléctrica Digua SpA	dic-19	Hidro - Pasada	20.0	Región del Maule	Línea 2x220 kV San Fabián - Ancoa
Prime Los Cóndores	Prime Energía SpA	ene-20	Diésel	100.0	Región de Coquimbo	S/E Los Vilos 220 kV
El Pinar	Empresa Eléctrica EL Pinar SpA	ene-20	Hidro - Pasada	11.4	Región de Ñuble	S/E Cholguán 13,2 kV



Proyecto	Propietario	Fecha estimada	Tipo de tecnología	Potencia neta [MW]	Ubicación	Punto de conexión (Original)
Ampliación Central Alfalfal	AES Gener S.A.	ene-20	Hidro - Pasada	10.0	Región Metropolitana de Santiago	S/E Alfalfal 220 kV
Andes Solar IIA	ANDES SOLAR SpA	feb-20	Solar Fotovoltaico	80.0	Región de Antofagasta	S/E Andes 220 kV
USYA	USYA SpA	feb-20	Solar Fotovoltaico	52.4	Región de Antofagasta	S/E Calama 110 kV
Llanos Blancos	Prime Energía Quickstart SpA	mar-20	Diésel	150.0	Región de Coquimbo	Tap Off Línea 220 kV Pan de Azúcar – Minera Carmen de Andacollo
Valle Escondido	Mainstream Renewable Power Chile	mar-20	Solar Fotovoltaico	100.0	Región de Atacama	S/E Eléctrica Cardones
Combarbalá	Prime Energía SpA	mar-20	Diésel	75.0	Región de Coquimbo	Línea 110 kV Ovalle – Illapel
San Javier etapa I	Prime Energía SpA	mar-20	Diésel	25.0	Región del Maule	Línea 66 kV San Javier – Constitución
San Javier etapa II	Prime Energía SpA	mar-20	Diésel	25.0	Región del Maule	Línea 66 kV San Javier – Constitución
Atacama Solar II	Atacama Solar S.A.	abr-20	Solar Fotovoltaico	150.0	Región de Tarapacá	S/E Lagunas 220 kV
Valleland Solar	Valleland SpA	abr-20	Solar Fotovoltaico	67.1	Región de Atacama	Línea 1x220 kV Cardones-Maitencillo
Parque Solar Fotovoltaico Nuevo Quillagua	Parque Eólico Quillagua SpA	may-20	Solar Fotovoltaico	100.0	Región de Tarapacá	Tap Off Quillagua 220 kV
Central de Respaldo Maitencillo	Emelva S.A.	may-20	Diésel	66.9	Región de Atacama	S/E Maitencillo 110 kV
Hidromocho	Hidromocho S.A.	may-20	Hidro - Pasada	15.0	Región de Los Ríos	S/E Licán 110 kV
Tolpán Sur	Tolpán Sur SpA	jun-20	Eólico	84.0	Región de La Araucanía	S/E Mulchén 220 kV
Cabo Leones II	IberEólico Cabo Leones II S.A.	jul-20	Eólico	204.0	Región de Atacama	S/E Maitencillo 220 kV
Parque Solar Capricornio	Engie Energía Chile S.A.	ago-20	Solar Fotovoltaico	87.9	Región de Antofagasta	S/E Capricornio 110 kV
Parque Eólico Calama	Engie Energía Chile S.A.	sep-20	Eólico	150.0	Región de Antofagasta	Tap Off en Línea Calama – Solar Jama 1x220 kV



Proyecto	Propietario	Fecha estimada	Tipo de tecnología	Potencia neta [MW]	Ubicación	Punto de conexión (Original)
Parque Fotovoltaico San Pedro	GPG Solar Chile 2017 SpA	sep-20	Solar Fotovoltaico	106.0	Región de Antofagasta	S/E Seccionadora Lasana, Línea 1x220 kV Calama - Solar Jama
Santa Isabel Etapa I	ANDES SOLAR SpA	feb-20	Solar Fotovoltaico	80.0	Región de Antofagasta	S/E Andes 220 kV
TSGF SpA	oct-20	Solar Fotovoltaico	158.7	Región de Antofagasta	S/E Seccionadora Línea Encuentro - Lagunas 220 kV	S/E Calama 110 kV
Parque Eólico Tchamma	AR Tchamma SpA	oct-20	Eólico	155.4	Región de Antofagasta	S/E Seccionadora Pallata 220 kV, Línea Encuentro - SGO 1x220 kV
Río Escondido	AR Escondido SpA	oct-20	Solar Fotovoltaico	145.0	Región de Atacama	S/E Cardones 220 kV
Parque Eólico Malleco - Fase I	Wpd Malleco SpA	oct-20	Eólico	135.1	Región de La Araucanía	S/E Río Malleco 220 kV
Parque Eólico Alena	AR Alena SpA	oct-20	Eólico	84.0	Región del Biobío	Tap Off Coyanco en Línea 1x154 kV Los Ángeles - Santa Fe
San Javier etapa II	Prime Energía SpA	mar-20	Diésel	25.0	Región del Maule	Línea 66 kV San Javier - Constitución
Parque Fotovoltaico La Huella	Austrian Solar Chile Seis SpA	oct-20	Solar Fotovoltaico	84.0	Región de Coquimbo	S/E Don Héctor 220 kV
Cerro Pabellón Unidad 3	Geotérmica del Norte S.A.	oct-20	Geotérmica	33.0	Región de Antofagasta	S/E Cerro Pabellón 220 kV
Campos del Sol	Enel Green Power del Sur SpA	nov-20	Solar Fotovoltaico	381.0	Región de Atacama	S/E Carrera Pinto 220 kV
Parque Eólico Cerro Tigre	AR Cerro Tigre SpA	nov-20	Eólico	184.8	Región de Antofagasta	S/E Farellón 220 kV
Parque Eólico Mesamávida	Energía Eólico Mesamávida SpA	nov-20	Eólico	60.0	Región del Biobío	S/E Santa Luisa 154 kV
Parque FV Azabache	Parque Eólico Valle de los Vientos SpA	nov-20	Solar Fotovoltaico	59.8	Región del Antofagasta	S/E Calama 110 kV
Parque Eólico Santa Fe	WDP Chile	nov-20	Eólico	39.6	Región del Biobío	Línea 154 kV Los Ángeles - Santa Fe, Nueva S/E Coyanco
Parque Eólico Los Guindos	Parque Eólico Los Guindos SpA	dic-20	Eólico	376.2	Región del Biobío	Paño Seccionador S/E Mulchén 220kV



Proyecto	Propietario	Fecha estimada	Tipo de tecnología	Potencia neta [MW]	Ubicación	Punto de conexión (Original)
Las Lajas	Alto Maipo SpA	dic-20	Hidro - Pasada	267.0	Región Metropolitana de Santiago	S/E Florida 110 kV
Alfalfal II	Alto Maipo SpA	dic-20	Hidro - Pasada	264.0	Región Metropolitana de Santiago	S/E Los Almendros 220 kV
MAPA	Celulosa Arauco y Constitución S.A.	dic-20	Biomasa	166.0	Región del Biobío	S/E Planta Arauco 220 kV
Los Cóndores	Enel Generación Chile S.A.	dic-20	Hidro - Pasada	150.0	Región del Maule	S/E Ancoa 220 kV
Parque Eólico La Estrella	Eólico La Estrella SpA	dic-20	Eólico	50.0	Región del Libertador General Bernardo O'Higgins	Línea Quelentaro - Portezuelo 110 kV
Trupán	Asociación de Canalistas del Canal Zañartu	dic-20	Hidro - Pasada	20.0	Región del Biobío	Torre 121 Línea Abanico - Charrúa 154 kV
Parque Eólico Caman	Mainstream Renewable Power Chile	ene-21	Eólico	306.6	Región de Los Ríos	Línea 2x220 kV Ciruelos - Pichirropulli, S/E Cerros de Huichahue
Coihue	Mainstream Renewable Power Chile	ene-21	Eólico	216.0	Región del Biobío	S/E Duqueco 220 kV
Esperanza	Andes Mainstream SpA	ene-21	Eólico	202.3	Región de los Lagos	S/E Nueva Puerto Montt 220 kV
Parque Eólico Malleco - Fase II	Wpd Malleco SpA	feb-21	Eólico	137.9	Región de La Araucanía	S/E Río Malleco 220 kV
Los Olmos	Energía Eólico Los Olmos SpA	feb-21	Eólico	100.0	Región del Biobío	Nueva S/E Seccionadora Los Olmos 220 kV en Línea 1x220 kV Tolpán - Mulchén
Parque FV Malgarida II	Acciona Energía Chile SpA	mar-21	Solar Fotovoltaico	162.7	Región de Atacama	S/E Cumbre 220 kV
Parque FV Malgarida I	Acciona Energía Chile SpA	mar-21	Solar Fotovoltaico	28.0	Región de Atacama	S/E Cumbre 220 kV
Cardones	Renovalia	oct-21	Solar Fotovoltaico	35.0	Región de Atacama	Línea 110 kV Maitencillo - Cardones
Meseta de Los Andes	Sonnedix Chile Holdings	dic-21	Solar Fotovoltaico	138.0	Región de Valparaíso	S/E Los Maquis 220 kV
Pichilínque	Acciona Energía Chile SpA	dic-21	Eólico	113.4	Región de La Araucanía	S/E Ciruelos



Proyecto	Propietario	Fecha estimada	Tipo de tecnología	Potencia neta [MW]	Ubicación	Punto de conexión (Original)
Parque Fotovoltaico Sol de Vallenar Fase 1	El Sol de Vallenar SpA	dic-21	Solar Fotovoltaico	50.0	Región de Atacama	S/E Seccionadora Algarrobal 220 kV
Parque Eólico Los Trigales	Parque Eólico Los Trigales	abr-22	Eólico	154.8	Región de La Araucanía	Nueva S/E Seccionadora Los Trigales
Parque Eólico Campo Lindo	Parque Eólico Campo Lindo SpA	abr-22	Eólico	126.0	Región del Biobío	Nueva S/E Seccionadora Campo Lindo
Ñuble	Hidroeléctrica Ñuble SpA	jul-22	Hidro - Pasada	136.0	Región de Ñuble	S/E Ancoa 220 kV
Parque Eólico Victoria	Parque Eólico Victoria	may-23	Eólico	259.2	Región de La Araucanía	S/E Seccionadora Los Peumos
Parque Eólico Punta de Talca	Parque Eólico Punta de Talca SpA	jun-23	Eólico	93.2	Región de Coquimbo	Línea Los Vilos – Pan de Azúcar, S/E Talinay
Atacama Solar III	Atacama Solar S.A.	oct-23	Solar Fotovoltaico	106.0	Región de Tarapacá	S/E Lagunas 220 kV
Parque Fotovoltaico Sol de Vallenar Fase 2	El Sol de Vallenar SpA	dic-23	Solar Fotovoltaico	200.0	Región de Atacama	S/E Seccionadora Algarrobal 220 kV
Parque Eólico San Rarínco	Energía Renovable Verano Tres SpA	dic-23	Eólico	198.0	Región del Biobío	Línea María Dolores - Santa Fe 1x220 kV
Parque Solar Punta del Viento	Energía Renovable Verano Tres SpA	dic-23	Solar Fotovoltaico	145.0	Región de Coquimbo	S/E Punta Colorada 220 kV
San Pedro	Colbún S.A.	mar-24	Hidro - Pasada	170.0	Región de Los Ríos	S/E Los Ciruelos 220 kV



Anexo 2: Plan de expansión de la transmisión

Proyecto	Fecha de entrada en operación según Decreto	Responsable
Nueva Línea 1X220 kV A. Melipilla – Rapel	oct-18	Eletrans S.A.
Nueva Línea 2X220 kV Lo Aguirre – A. Melipilla, con un circuito tendido	oct-18	Eletrans S.A.
Subestación Seccionadora Nueva Pozo Almonte 220 kV	feb-20	Consorcio Red Eléctrica Chile SpA y Cobra Instalaciones y Servicios S.A.
Nueva S/E Seccionadora Río Malleco 220 kV	jul-20	Transelec S.A.
S/E Seccionadora Nueva Lampa 220 kV	ago-20	Enel Distribución S.A.
Nueva S/E Seccionadora Algarrobal 220 kV	nov-20	Engie Energía Chile S.A.
S/E Seccionadora El Rosal 220 kV	nov-20	Engie Energía Chile S.A.
S/E Seccionadora Río Toltén 220 kV	nov-20	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.
S/E Seccionadora Nueva Chuquicamata 220 kV	nov-20	Engie Energía Chile S.A.
Nueva Línea 2x500 kV 1500 MW entre S/E Los Changos y S/E Nueva Crucero Encuentro, Bancos de Autotransformadores 2x750 MVA 500/220 kV en S/E Nueva Crucero Encuentro, Banco de Autotransformadores 750 MVA 500/220 kV en S/E Los Changos	dic-20	Transelec Holding Rentas Ltda.
Nuevo Banco de Autotransformadores 1x750 MVA 500/220 kV en S/E Nueva Cardones, S/E Nueva Maitencillo y S/E Nueva Pan de Azúcar	feb-21	Interconexión Eléctrica S.A.
Nueva S/E Seccionadora Frutillar Norte 220 kV	may-21	Transelec S.A.
S/E Nueva Ancud 220 kV	may-21	Transelec S.A.
Línea 2x500 kV Pichirropulli – Nueva Puerto Montt, energizada en 220 kV	jul-21	Transelec Holding Rentas Ltda.
Nueva línea 2x220 kV entre S/E Nueva Pozo Almonte - Pozo Almonte, tendido del primer circuito; Nueva Línea 2x220 kV entre S/E Nueva Pozo Almonte - Cóndores, tendido del primer circuito; y Nueva Línea 2x220 kV entre S/E Nueva Pozo Almonte - Parinacota, tendido del primer circuito	feb-22	Consorcio Red Eléctrica Chile Spa y Cobra Instalaciones y Servicios S.A.
Nueva Línea Nueva Maitencillo - Punta Colorada - Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV, 2x500 MVA	abr-22	Consorcio Saesa - Chilquinta
Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra Los Pelambres 2x220 kV, 2x580 MVA	nov-22	Consorcio Ferroviario Transco Chile SpA – Ferroviario Transco Chile III SpA
Nueva línea 2x220 kV entre S/E Nueva Chuquicamata - S/E Calama	nov-22	Engie Energía Chile S.A.
Línea Nueva Puerto Montt - Nueva Ancud 2x500 kV 2x1500 MVA y Nuevo cruce aéreo 2x500 kV 2x1500 MVA, ambos energizados en 220 kV	nov-23	Transelec S.A.



Proyecto	Fecha de entrada en operación según Decreto	Responsable
Cambios de TTCC Líneas 1x220 kV Encuentro – El Tesoro y El Tesoro – Esperanza	may-18	Minera El Tesoro Minera Esperanza
Seccionamiento del segundo circuito Lagunas – Crucero 2x220 kV en S/E María Elena	sep-18	SunEdison Chile Ltda. (la empresa actualmente responsable de la obra corresponde a Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.)
Incorporación de paño de Línea 1x220 kV Córdoros – Parinacota en S/E Parinacota	nov-18	Transec S.A.
Incorporación de paño de Línea 1 x220 kV Tarapacá – Córdoros en S/E Córdoros	nov-18	Transec S.A.
Nueva S/E Seccionadora Quillagua 220 kV	nov-18	Transec S.A.
Normalización de paños J3 y J4 en S/E Chena 220 kV	nov-18	Transec S.A.
Normalización en S/E Diego de Almagro 220 kV	nov-18	Eletrans S.A.
Ampliación y Cambio de configuración en S/E Maipo 220 kV	nov-18	Colbún S.A.
Ampliación y Cambio de configuración en S/E Melipulli 220 kV	nov-18	Sistema de Transmisión del Sur S.A.
Seccionamiento del segundo circuito de la línea Pan de Azúcar – Las Palmas 2x220 kV en S/E Don Goyo	nov-18	Parque Eólico El Arrayán SpA
Normalización en S/E Chena 220 kV	nov-18	Chilectra S.A.
Ampliación y cambio de configuración en S/E Córdoros 220 kV	nov-18	Transemel S.A.
Normalización en S/E Candelaria 220 kV y Nueva Compensación Serie en S/E Puente Negro 220 kV	nov-18	Colbún S.A.
Normalización conexión de paño de línea 2x220 Crucero – Laberinto: circuito 1 en S/E Laberinto 220 kV	nov-18	Empresa Eléctrica Angamos S.A.
Normalización conexión de paño de línea 2x220 Crucero – Laberinto: circuito 2 en S/E Laberinto 220 kV	nov-18	Aes Gener S.A.
Seccionamiento de la línea 2x220 kV Cardones–Carrera Pinto– Diego de Almagro y Cambio de configuración en S/E San Andrés 220 kV	may-19	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.
Normalización del paño de línea Encuentro - El Tesoro en S/E Encuentro 220 kV	may-19	Centinela Transmisión S.A.
Extensiones líneas 2x220 kV Crucero-Lagunas para reubicación de conexiones desde S/E Crucero a S/E Nueva Crucero Encuentro	jun-19	Transec S.A.
Ampliación de conexiones al interior de la S/E Crucero para la reubicación a S/E Nueva Crucero Encuentro	jun-19	Engie Energía Chile S.A.
Ampliación S/E Nueva Crucero Encuentro	jun-19	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.
Ampliación S/E Mulchén 220 kV	oct-19	Colbún S.A.



Proyecto	Fecha de entrada en operación según Decreto	Responsable
Proyecto de compensación reactiva en línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico	feb-20	Interchile S.A.
Nueva S/E Seccionadora Cerros de Huichahue 220 kV	ago-20	Eletrans S.A.
Ampliación S/E Duqueco 220 kV	ago-20	Transemel S.A.
S/E Seccionadora Centinela 220 kV y extensión línea 1x220 kV y extensión línea 1x220 kV Encuentro - El Tesoro para reubicar la conexión desde S/E El Tesoro a S/E Centinela 220 kV	ago-20	Centinela Transmisión S.A.
Ampliación S/E Nueva Maitencillo 220 kV	sept-20	Interchile S.A.
Ampliación S/E Punta Colorada 220 kV	sept-20	Transelec S.A.
Ampliación S/E Nueva Pan de Azúcar 220 kV	sept-20	Interchile S.A.

