



DEPARTAMENTO DE
INGENIERIA COMERCIAL
UNIVERSIDAD TECNICA
FEDERICO SANTA MARIA

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

Departamento de Ingeniería Comercial

MBA, Magíster en Gestión Empresarial

**ANÁLISIS DE LA SITUACION ACTUAL DEL
MERCADO ELECTRICO CHILENO, SUS
PRINCIPALES DESAFÍOS Y POTENCIALES
SOLUCIONES DE CARA A UNA MATRIZ
100% RENOVABLE AL 2050.**

Tesina de Grado presentada por

SERGIO IGOR VARGAS MORENO

Como requisito para optar al grado de

MBA, Magíster en Gestión Empresarial

Guía de Tesina: Dr. JUAN TAPIA GERTOSIO

Septiembre de 2025



CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

Tipo de monografía (marcar una opción): ☐ Memoria o trabajo de título; ☒ Tesis de Postgrado;

Título del trabajo: ANÁLISIS DE LA SITUACION ACTUAL DEL MERCADO ELECTRICO CHILENO, SUS PRINCIPALES DESAFÍOS Y POTENCIALES SOLUCIONES DE CARA A UNA MATRIZ 100% RENOVABLE AL 2050

Nombre del candidato(a): Sergio Igor Vargas Moreno

Carrera / Grado: MBA, Magíster en Gestión Empresarial

Campus: Casa Central Valparaíso ; **Departamento:** Ing. Comercial

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Juan Tapia Gertosio, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

- He revisado esta versión del documento y corresponde a la versión final aprobada del trabajo.
- El trabajo cumple con los requisitos académicos y de formato establecidos por la institución

3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL

☒ El trabajo **NO contiene información que amerite confidencialidad** y puede ser publicado de inmediato en repositorio con acceso abierto.

☐ El trabajo **CONTIENE** información con potenciales implicancias de propiedad industrial o intelectual y requiere un periodo de confidencialidad (embargo) por:

☐ 6 meses; ☐ 12 meses; ☐ 2 años; ☐ 3 años; ☐ 5 años; ☐ 10 años

Fundamentación de la necesidad de confidencialidad (obligatorio si se solicita embargo):

4.- FIRMAS

Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis:

Fecha: 12/09/2025

Firma:

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 11/09/2025

Firma:

Sergio Vargas Moreno
15.070.778-1

Este formulario debe ser insertado como página 2 de la memoria o tesis, completado y firmado por estudiante y profesor(a) antes de la entrega en portal PRISMA de Biblioteca USM.

TITULO DE TESINA: **“ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL DEL MERCADO
ELECTRICO CHILENO, SUS PRINCIPALES DESAFÍOS Y
POTENCIALES SOLUCIONES DE CARA A UNA MATRIZ
100% RENOVABLE AL 2050”.**

AUTOR: **Sergio Igor Vargas Moreno**

TRABAJO DE TESINA, presentando en cumplimiento parcial de los requisitos para el Grado de MBA, Magíster en Gestión Empresarial de la Universidad Técnica Federico Santa María.

OBSERVACIONES: _____

COMISIÓN DE TESINA:

- **Profesor Guía:** Juan Tapia Gertosio
- **Correferente Externo:** Lorena Paredes
- **Correferente Interno:** Lionel Valenzuela

Valparaíso, septiembre 2025

Todo el contenido, análisis, conclusiones
y opiniones vertidas en este estudio son
de mi exclusiva responsabilidad.

Nombre: Sergio Vargas Moreno

Fecha: 11-09-2025

I. OBJETIVO GENERAL

Analizar los principales desafíos estructurales y operativos del mercado eléctrico chileno actual, identificando sus causas e identificando los aspectos técnicos, regulatorios y administrativos que deben definirse, solucionarse y/o llevarse a cabo con el objetivo de alcanzar la meta de una matriz 100% renovable al 2050.

II. OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Analizar el crecimiento de las energías renovables en Chile y el impacto de su alta penetración en la estabilidad y flexibilidad del sistema eléctrico.
- Identificar los principales problemas que enfrenta el mercado eléctrico chileno en términos de planificación, operación y regulación.
- Analizar el diseño del mercado mayorista y las señales de precio, incluyendo el despacho, costos marginales y congestión.
- Analizar los principales factores que han causado un detrimento en el mercado eléctrico chileno y proponer soluciones concretas en base a experiencias internacionales y tendencias tecnológicas actuales, principalmente los sistemas de almacenamiento BESS.

Índice

1. Introducción	7
2. Realidad de la generación eléctrica en el mercado eléctrico chileno	12
2.1 Energía Renovable en Chile	13
2.2 Sistema de Transmisión Eléctrico Chileno	14
3. Diagnóstico de la situación	17
4. Principales Desajustes Operacionales del Sistema Eléctrico	23
4.1 Vertimiento de Energía.....	23
4.2 Desacople de Precios	27
5. Principales Factores en detrimento del mercado eléctrico chileno.	29
5.1 Saturación de Líneas de Transmisión y Vertimiento de Energía.....	29
5.2 Excesiva y Lenta Permisología.	30
5.3 Precios spot marginales muy bajos o en cero	32
5.4 Marco Regulatorio desactualizado	33
5.5 Falta de mecanismos de estabilización de ingresos	34
5.6 Desajuste entre planificación y ejecución.....	36
5.7 Aumento del riesgo y sobrecostos para los desarrolladores	36
5.8 Impacto territorial y oposición ciudadana	37
6. La importancia de los Sistemas de Almacenamiento (BESS).....	38
6.1 Sistemas de Almacenamiento de Energía (BESS)	38
6.1.1 Funcionamiento y Características de los Sistemas BESS.....	39
6.1.2 Impacto en la Estabilidad y Seguridad del Sistema Eléctrico.....	40
7. Soluciones Técnicas, Regulatorias y Administrativas.	40
7.1 Técnicas	
7.1.1 Aumento de la Capacidad de Transmisión	41
7.1.2 Sistemas BESS.....	41
7.1.3 Automatización de Redes	41
7.2 Regulatorias	
7.2.1 Inclusión del Almacenamiento (BESS) en la Regulación	42
7.2.2 Actualización del Mercado Spot	42
7.2.3 Revisar y Agilizar el Proceso de Conexión	43
7.3 Administrativas	
7.3.1 Permisología eficiente y sustentable (fast-track).....	43

7.3.2 Planificación de la Transmisión en línea con la Generación.	45
7.3.3 Mayor Coordinación entre Autoridades	45
8. Conclusiones	47
9. Bibliografía	49

1. Introducción

El mercado eléctrico chileno ha avanzado significativamente durante la última década en el proceso de descarbonización de su matriz energética, donde a diciembre de 2024, con una capacidad instalada total de 38,9GW, las energías renovables no convencionales (ERNC) representan aproximadamente el 51% de la capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) (Acera, 2025). Muchas han sido las empresas multinacionales / inversionistas que han arribado al país atraídos por su gran estabilidad económica, clara regulación en materia energética, políticas públicas sólidas de largo plazo y sin duda por el gran recurso con el que cuenta; alta irradiación en el norte y centro y muy buena velocidad de viento en general, todas estas características que se constituyen como ingredientes claves para la obtención de proyectos con interesantes retornos para los inversionistas.

El país ha crecido de manera constante en materia de inversión energética durante los últimos años, lo que se puede constatar a través del reporte emitido en noviembre del 2023 por Bloomberg New Energy Finance, en el cual se ubica a Chile en el tercer lugar entre los mejores países emergentes para invertir en energías renovables, ranking liderado por India y China Continental y con Filipinas y Brasil en tercer y cuarto lugar respectivamente (Bloomberg, 2023). En el 2024, Chile atrajo inversiones en energía limpia por US\$5.695 millones, lo que se debe principalmente a su sector eléctrico bien estructurado, que cuenta, entre otros, con subastas de energías renovables para contratos estandarizados de compra de energía (PPA) denominados en dólares estadounidenses, así como la posibilidad de que los desarrolladores firmen contratos bilaterales fuera del mercado regulado con grandes consumidores (ACERA, 2025).

¿Y Por qué es una buena idea invertir en energía renovable en Chile?, pues

el reporte de Bloomberg indica que, dentro de las razones, es que el país cuenta con un sistema bien establecido de licitaciones, objetivos ambiciosos en materia de sostenibilidad y un compromiso general con una matriz energética cada día más verde, puntuando a Chile con 2,58 sobre 5, esto en el año 2022, sin embargo, recientes cambios legislativos en Chile podrían afectar el atractivo del país para la inversión de estas energías. Un cambio propuesto por el gobierno chileno durante el 2025 amenaza con deshacer una de las apuestas de inversión más seguras del mundo en materia de energía renovable, un programa chileno de incentivos que atrajo a empresas respaldadas por BlackRock Inc. Y JPMorgan Chase & Co.

Después de superar la meta del 20% de generación de energía limpia para 2025 cinco años antes, de manera amplia, el país apunta a eliminar totalmente el uso de carbón para 2040 y conseguir una matriz 100% renovable al 2050. Con respecto a la primera meta, el país ya ha cerrado 9 unidades a carbón al 2024 y existen compromisos para cerrar varias más hasta el 2030.

Sumado a la revolución y gran inversión en energía renovable llevada a cabo en la última década en Chile, se destaca también el desarrollo e impulso que el gobierno y el sector privado le está dando al Hidrógeno Verde (H2V) en el último tiempo, lo cual está generando gran expectativa. La posibilidad de contar con una producción de Hidrógeno Verde competitivo a nivel mundial es bastante realista considerando los bajos costos de energía que se podrán obtener para el proceso de producción de este elemento químico (electrólisis), proceso que requiere altos niveles de energía eléctrica. El gobierno chileno, a través del desarrollo de una hoja de ruta para el desarrollo de este combustible llamado “Estrategia Nacional de Hidrogeno Verde” se autoimpuso objetivos claros para ser un actor competitivo a nivel internacional, donde uno de estos y quizás el más desafiante es ser el

productor de H2V más barato del planeta al 2030, para lo cual necesita del desarrollo e implementación sostenida de energía renovable en el país.

Si bien la calidad de los recursos renovables, solar y eólico, que se encuentran en Chile son indiscutidos, así como su potencial generador, existen varios desafíos que el sector eléctrico chileno aún debe enfrentar y con celeridad, donde uno de los más importantes tiene que ver con la transmisión (Bnamericas, 2023). La evacuación de toda la generación renovable que el país genera y puede generar está actualmente imposibilitada en gran medida por la falta de líneas de transmisión, produciendo verdaderos cuellos de botella en muchas zonas del sistema eléctrico chileno, causando hoy en día un incremento en el número de vertimientos, práctica en la que los productores de energías renovables se deshacen de parte de su producción debido a que no hay líneas disponibles para llevarla a un centro de consumo, introduciendo ganancias perdidas a los generadores, desequilibrando sus ecuaciones financieras llevándolos a una situación con riesgo de insolvencia. Según la agrupación de energías renovables Acera, en 2023 hubo pérdidas de energía solar y eólica por 2.375 GWh, lo que representa más de un 9% del total de la producción generada con fuentes variables. Lo anterior significa un aumento del 60% adicional en vertimientos, en GWh, respecto de 2022 (Acera, 2023).

Dentro de las novedades que el mercado eléctrico, el almacenamiento de energía en baterías (BESS, por sus siglas en inglés) se presenta como una solución clave para enfrentar el vertimiento de energía en Chile, especialmente en zonas con alta generación renovable. Actualmente, gran parte de la energía solar y eólica producida no puede ser inyectada al sistema debido a la congestión de la red o baja demanda, lo que genera pérdidas significativas. Los sistemas BESS permiten

almacenar ese excedente para liberarlo en momentos de mayor consumo, mejorando la eficiencia del sistema eléctrico. Además, aportan flexibilidad y estabilidad a la red, facilitando la integración de más energías limpias. Esta tecnología también puede reducir la dependencia de fuentes fósiles en horarios punta. Con una adecuada regulación e inversión, el almacenamiento será un pilar fundamental de la transición energética chilena.

A pesar de que el país cuenta con una gran madurez en términos de energías renovables, con nuevas tecnologías ingresando al mercado como son los sistemas de almacenamiento BESS y con una posición de privilegio desde la mirada de los inversionistas, hace un par de años atrás este escenario auspicioso y ejemplar para la región se ha puesto en duda, al conocerse dos casos de insolvencia de generadoras eléctricas renovables, las cuales no pudieron dar cumplimiento a sus obligaciones de pago debido a su difícil situación financiera. Ambas firmas o proyectos, financiados a través de la metodología *project financed*, construidos y en operación comercial, indicaron no poder seguir cumpliendo con sus contratos derivados de las licitaciones de suministro de energía y potencia llevadas a cabo hace algunos años, donde la causa raíz de este problema estaría muy probablemente ligada a las condiciones actuales del mercado chileno, las cuales juegan en contra para muchos actores.

Un análisis de las razones que llevaron a ambas generadoras a enfrentar esta situación y sus potenciales soluciones serán descritas en el presente documento. Al mismo tiempo interrogantes como: ¿Qué tan posible es que esta situación se siga multiplicando dentro del sector eléctrico chileno?, ¿Por qué?, ¿Cuánta generadoras están en una posición vulnerable?, ¿Por qué motivo?, ¿Existen motivos para que los inversionistas busquen otros rumbos dentro de la

región?, serán respondidas generando un panorama o foto actual del sistema eléctrico chileno, destacando fortalezas y vulnerabilidades y visualizando posibles soluciones que permitan tener una sistema robusto y preparado para la transición energética.

2. Realidad de la generación eléctrica en el mercado eléctrico chileno.

El mercado eléctrico nacional está básicamente compuesto por tres sectores que hacen posible la disponibilidad de energía eléctrica en los distintos puntos de consumo; Generación, Transmisión y Distribución. El sector generación es el encargado de producir la energía mediante distintas tecnologías tales como la solar, eólica, hidroeléctrica, termoeléctrica, entre otras. Las actividades de generación son desarrolladas por entidades privadas quienes realizan las inversiones necesarias dentro de la normativa específica que rige para el sector. Este sector se desarrolla dentro de un esquema de libre competencia mientras que el de transmisión y distribución de sector regulado.

La generación eléctrica en base a energías renovables, por sobre todo no convencionales (ERNC), han experimentado un rol protagónico y activo en el sector generación, con muy altas tasas de crecimiento en los últimos años. A fines del 2024, la capacidad de energía renovable no convencional instalada en operación alcanzó casi 20GW. En el siguiente gráfico se puede observar la evolución de la capacidad instalada en operación en MW desde el año 2009, donde se destaca un despegue significativo de las fuentes de tecnología solares y eólica desde el 2014 en más. En cambio, las energías térmicas (carbón, gas y petróleo) alcanzaron el 31,5%.

2.1 Energía Renovable en Chile

Evolución Capacidad Instalada acumulada de ERNC en operación Diciembre-24

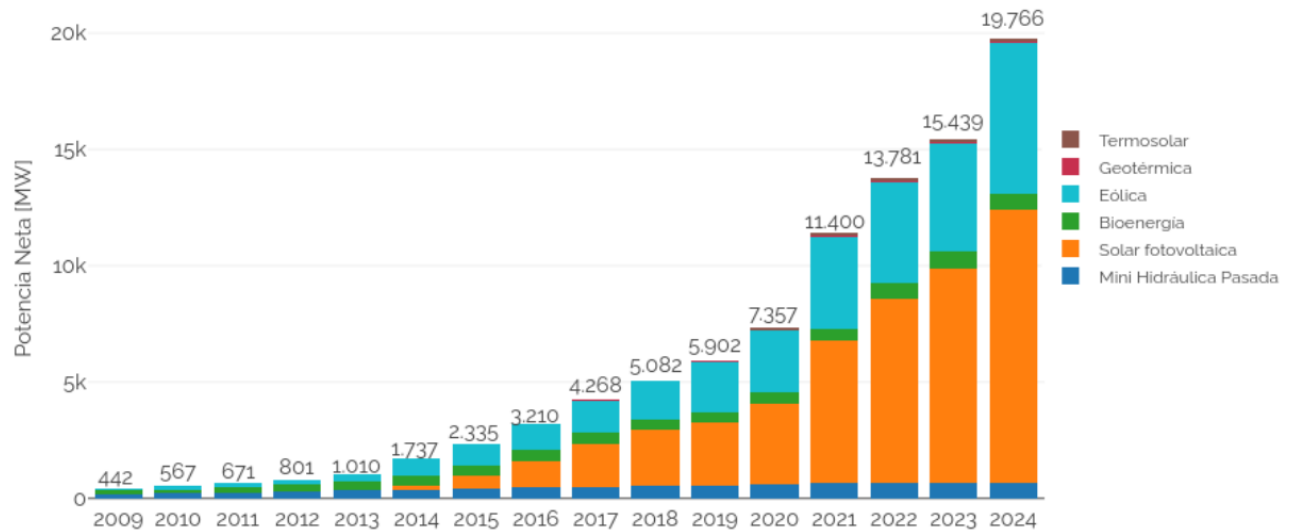
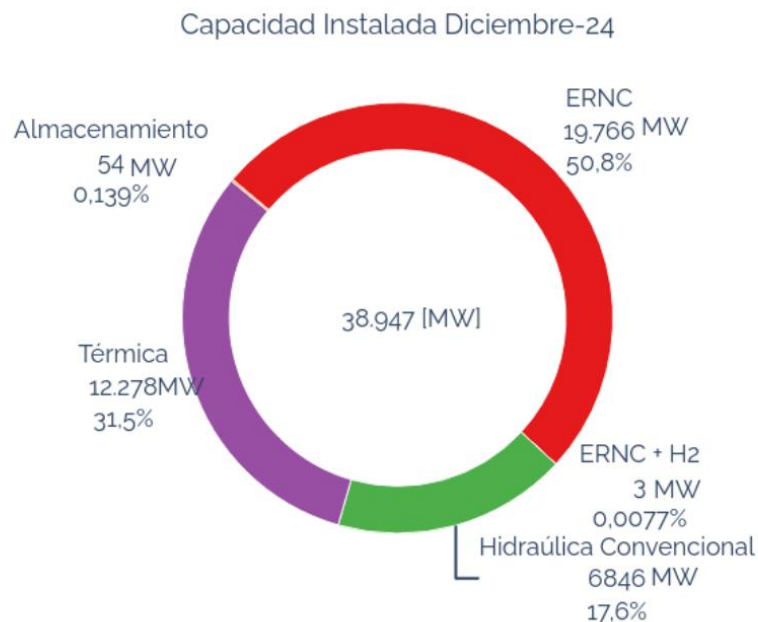


Figura 2.1 Evolución Capacidad Instalada Acumulada ERNC por año



Considera Sistema Eléctrico Nacional, de Aysén, de Magallanes y de Isla de Pascua. Incluye centrales en operación y en pruebas.

Figura 2.2. Capacidad Instalada por tipo de Energía a diciembre 2024.

Por otro lado, los volúmenes de energía generada por fuentes de generación por año en el sector se muestran a continuación, información que es entregada por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).

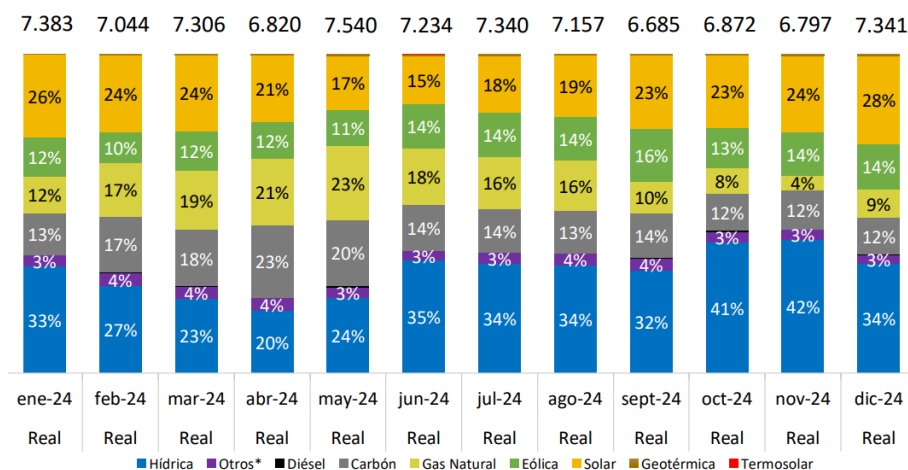


Figura 2.3 Generación bruta de energía eléctrica (GWh/ % participación) por fuente durante el 2024.

2.2 Sistema de Transmisión Eléctrico Chileno

Tres son los sistemas eléctricos que existen en el país, SEN (Sistema eléctrico nacional), SEA (Sistema Eléctrico de Aysén) y SEM (Sistema de Magallanes), con capacidades instaladas que abarcan el 99,42%, 0,21% y 0,37% respectivamente a nivel nacional a diciembre del 2024. El primero de estos, SEN, abarca casi la totalidad de consumos y generación del país y es el resultado de la fusión del antiguo Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC), junto con algunos sistemas más pequeños. Esta integración ocurrió en 2017, permitiendo una operación más eficiente y coordinada a lo largo del país. En diciembre del 2017 Andrés Romero, secretario ejecutivo de la CEN en aquel momento indicaba: *“Esta gran obra de infraestructura permitirá aprovechar la energía limpia que se genera en diversas zonas de Chile; dar*

seguridad en la entrega de suministro eléctrico a las familias y a las empresas; el ingreso de nuevos actores al sector, y a futuro, aumentar la interconexión internacional con países vecinos”. Los otros Sistemas Eléctricos, SEA y SEM corresponden a sistemas denominados aislados, sin conexión al sistema principal, los cuales abastecen a zonas extremas y principalmente rurales.

Debido a las características de la geografía nacional, el SEN es un sistema único en cuanto a longitud y forma, alcanzando los 3.100 Kms y abarcando casi la totalidad del territorio nacional, desde la ciudad de Arica por el norte, hasta la Isla de Chiloé por el sur. 37.806 Kms de Líneas al año 2023 componen la red eléctrica nacional, las cuales cubren aproximadamente el 98,5% de la población nacional.

El sistema eléctrico nacional (SEN) extendido de norte a sur, con tal longitud se convierte en uno de los sistemas más largos del mundo, atravesando zonas desérticas, cordilleranas y forestales, permitiendo que las distintas tecnologías se adhieran al sistema; solar principalmente por el norte y eólico por el sur de nuestro país, sin embargo, esto representa también algunos desafíos. La zona norte concentra la mayor parte de la generación, mientras el centro-sur es el principal consumidor, lo que genera desafíos en transmisión y balance. Durante los últimos años la congestión en las líneas de transmisión se ha intensificado, generando desperdicio de energía al no poder inyectar en horarios de alta generación solar, provocando el fenómeno de vertimiento o *curtailment* en inglés, impidiendo transportar esa energía desde el norte a la zona centro-sur.



Figura 2.4 Sistema Eléctricos de Chile.

3. Diagnóstico de la situación

Los procesos de licitación de energía eléctrica en Chile han sido continuamente considerados exitosos. La Comisión Nacional de Energía (CNE) publicó recientemente, a fines del 2024, el Informe Final de Licitaciones de Suministro Eléctrico, en el que se detallan las licitaciones de suministro de los años venideros en base a proyecciones de demanda eléctrica hasta el 2044 (PV Magazine, 2024).

En la imagen a continuación se puede apreciar la evolución que han tenido las licitaciones de energía a clientes regulados desde el año 2006, las cuales entre el año 2012 y 2021 experimentaron un notable descenso en los precios (US\$/MWh) principalmente debido a la baja en los precios de la tecnología (por ejemplo, módulos solares), lo que se tradujo como incentivo para los inversionistas quienes contaron con plazos de 5 años para poner sus plantas en operación. Los niveles de competencia durante estos periodos de licitación fueron muy elevados, permitiendo que el mercado se beneficiara de precios bajos.

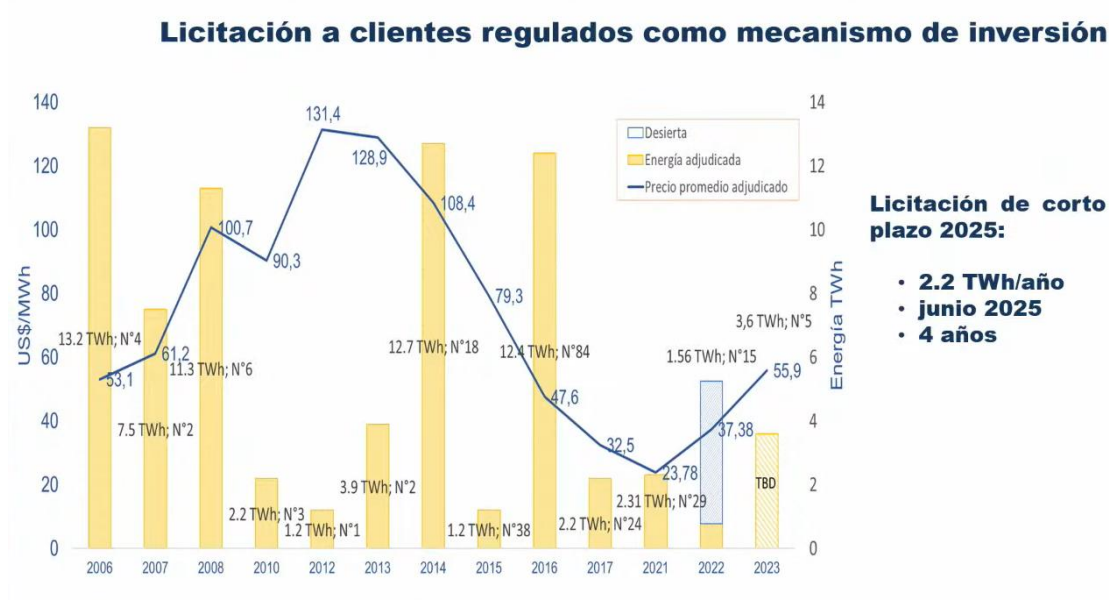


Figura 3.1 Precios en licitación clientes regulador entre 2006 y 2023.

El éxito de estos procesos de licitación a través de los años se ha debido principalmente a las siguientes razones:

- Su contribución a la apertura del mercado y mejora de la competencia (antes del año 2014 el mercado estaba concentrado en unas pocas generadoras (Utilities) con precios por sobre los 100USD/MWh, precios que fueron fuertemente reducidos con la inserción de los proyectos renovables para satisfacer la demanda adicional de energía, llegando a menos del 50% de los precios ofertados en tiempos pasados, en un periodo de 5 años.
- Implementación de un modelo de licitación abierto y competitivo, donde diversos generadores pueden ofrecer energía a las distribuidoras.
- Participación de distintos actores, incluyendo empresas nacionales e internacionales.
- Ser la vía para respaldar la transición energética, para avanzar hacia una matriz energética más renovable.
- Una forma para bajar los precios de electricidad de los consumidores (punto de interés, dado el actual contexto geopolítico internacional y político local). En algunos casos, las tarifas adjudicadas han sido las más bajas de América Latina y entre las más bajas del mundo.
- Chile ha mantenido un marco regulatorio estable, lo que ha generado a lo largo de los años confianza en los inversionistas, con reglas claras y mostrando una fuerte institucionalidad, sin mayores riesgos.

Esta última razón se ha visto fuertemente debilitada, luego que durante el año 2024, el gobierno presidido por el Sr. Gabriel Boric, a través del ministro de Energía Sr. Diego

Pardow, propusiera que la extensión de los subsidios destinados a mitigar el gran aumento de las cuentas eléctricas de más de 4 millones de usuarios del sector más vulnerable del país, sea financiada por el sector PMGD (Pequeños Medios de Generación Distribuida), renegociando contratos con el estado ya adjudicados en pasadas licitaciones de suministro. Esta propuesta del gobierno generó gran preocupación en el gremio energético, específicamente en el renovable, rechazándola de manera inmediata y tajante, considerándola como una muy mala señal para el sector inversionista y poniendo en riesgo la certidumbre jurídica y las condiciones que tuvieron estos al momento de desarrollar sus inversiones. “Poner continuamente en duda el cumplimiento de los contratos que fueron adjudicados por el Estado en licitaciones internacionales altamente competitivas y cada vez a mejores precios, no es una buena señal”, sostuvo Camilo Charme, director ejecutivo de la Asociación Gremial de Generadoras de Chile. (Energía estratégica, 2024).

El conflicto sobre subsidio eléctrico suscitado entre Generadoras Eléctricas y el Gobierno de Chile el 2024, se suma a los problemas económicos ocurridos durante los últimos tres años con compañías de la industria, demostrando que el sector eléctrico chileno actualmente enfrenta grandes desafíos, atravesando una crisis que no se previó oportunamente.

El 29 de septiembre del 2022, Maria Elena Solar S.A, una compañía dentro del grupo Solarpack, informó al Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), operador del Sistema Eléctrico Nacional, su imposibilidad de continuar con el cumplimiento de sus obligaciones de pago derivadas de los balances de transferencias económicas del mercado de corto plazo. María Elena Solar S.A fue adjudicataria de un contrato de venta de energía (PPA, acrónimo en inglés) en la licitación de compañías distribuidoras (DisCo 2015) con su proyecto Granja

Solar (Proyecto Solar de 123MWp ubicado en la Región de Tarapacá, en el norte del país, financiado en 2019 por KfW IPEX-Bank, a través de la metodología Project finance). El acuerdo suministraría 280 GWh a clientes regulados desde el año 2021 al año 2042 durante el Bloque B de energía (durante las horas de sol, desde las 8:00 am a las 6:00 pm). El precio ofertado fue de 29,1 USD/MWh (en ese momento, la oferta más baja a nivel global/internacional). Al 10 de octubre 2022, la deuda de la generadora era de aproximadamente 3 millones de dólares americanos, donde con el objeto de proteger la integridad de la cadena de pagos solicitaron al CEN, se pagasen las deudas a través de la ejecución de una boleta de garantía, la cual está en poder de la autoridad eléctrica, por 2,5 millones de dólares americanos.

Unos días más tarde, el 6 de octubre 2022, Ibereólica Cabo Leones II, propiedad de Ibereolica y GPG (Grupo Naturgy), parque eólico ubicado en la Región de Atacama, Chile, con una capacidad aproximada de generación anual de 550 GWh, envió el mismo comunicado al CEN, resultando en una segunda generadora con problemas de cumplimiento de obligaciones (Grupoibereolica.com, 2023). En este caso, el Proyecto fue ganador de la licitación en 2016 de compañías distribuidoras (DisCo), firmando un PPA a 20 años, comenzando el año 2021 hasta año 2042, por 550GWh/año, a un precio de 47,25 USD/MWh en el bloque de 24 horas. El proyecto obtuvo Project finance en el 2021 donde una serie de bancos estuvieron involucrados, entre ellos, MUFG, SMBC, Scotiabank, KfW, ING Capital LLC & ICO.

El 20 de Julio del 2023, Mainstream Renewable Power, firma irlandesa con presencia en el país desde hace más de 15 años, informó el inicio de un proceso de reorganización judicial de capital y deuda para las sociedades Huemul Energía Spa y

Cóndor Energía Spa, ambas pertenecientes a la plataforma eólica y solar Andes Renovables de 1,4GW en Chile. La empresa europea indicó que las pérdidas financieras sufridas son consecuencia de las dificultades que se encuentran en el mercado eléctrico chileno (Diario Financiero, 2023).

Ambas noticias generaron un fuerte remezón en el sector eléctrico nacional, sin embargo, las autoridades no intervinieron, aun cuando se cree de buena fuente que estas no serían las únicas compañías que atraviesan complicaciones en sus flujos y pago de obligaciones, pero ¿qué pasaría si estos proyectos y varios mas se dejaran caer con nula intervención de las autoridades?, pues bien, en palabras simples, el problema se traduciría en costos de electricidad para los consumidores mas altos, una transición energética más lenta y un mercado con menos y mayores actores (AES Gener, Colbún, Enel, por ejemplo). Resumidamente, el mercado daría varios pasos hacia atrás.

Un escenario de efecto dominó también es posible, debido a que se solicitará a los generadores restantes que ganaron las licitaciones DisCo que suministren el déficit de energía que las compañías caídas no entreguen, PERO a los precios que éstas cerraron sus contratos PPA. Lo anterior podría también traer desconfianza entre los inversionistas para el desarrollo de proyectos a través de Project finance en Chile, dejando solamente espacio para generadores o inversionistas con capitales propios.

Las condiciones del mercado eléctrico y sus distorsiones están actualmente afectando la operación de las plantas de energía renovable, poniéndolas en desventaja frente a las tecnologías a base a fuentes fósiles, lo cual sería parte de las causas que explican las complejidades que enfrentan algunas generadoras, en su operación y consecuentemente en sus pagos.

Es importante recordar que el mercado eléctrico en Chile fue diseñado para un sistema donde prima la energía térmica e hidro, hace 40 años atrás y no para una alta penetración de energías renovables (no había plantas solares ni eólicas en esos tiempos, al menos en Chile). Chile actualmente tiene un mercado a precio marginal, lo que significa que los costos de la electricidad están definidos por el costo variable de la planta mas cara que es requerida o solicitada para satisfacer la demanda. La generación térmica tiene costos tales como carbón, gas o diésel los cuales no son gratis, a diferencia de la solar o eólica, sin embargo, un alto porcentaje de renovables eventualmente lleva los costos marginales a cero, lo que claramente no era un escenario habitual hace años atrás.

Adicionalmente a lo anterior, a diferencia de las plantas a gas, carbón o diésel, la eólica y solar prácticamente no reciben pagos por capacidad y sus costos variables de operación se asumen también cercanos a cero, es por esta razón, que, en un mercado a precio marginal, los generadores solamente pueden recuperar la inversión y costos cuando estos son pagados por su energía (no hay pagos laterales para renovables, como hay para combustibles fósiles cuando ocurren distorsiones en el mercado, por ejemplo, cuando tienen que operar a sus mínimos técnicos).

Durante el año 2022, en muchos nodos del sistema eléctrico chileno se registraron más de 1900 horas (equivalentes a 2,6 meses) de costos marginales (CMg) iguales a cero. Esta tendencia se verifica en todo el país. A continuación, se puede observar las horas por nodo durante el año 2022 con costos marginal de 0 USD/MWh.

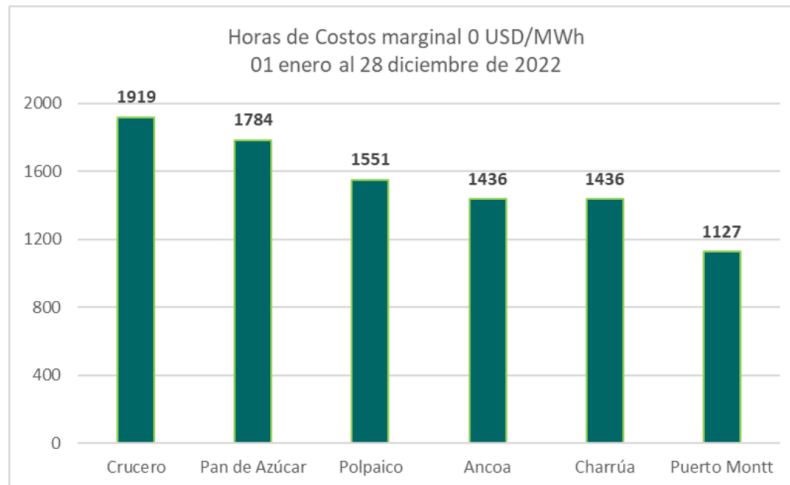


Figura 3.2- Horas por nodo durante 2022 con CMg = 0 USD/MWh

Resulta fácil confundirse y pensar que solamente la generación renovable produce electricidad en las horas en las que el costo marginal es cero, sin embargo, esto no es correcto ya que existe un bloque constante de combustibles fósiles generando electricidad, pero sin ser contabilizadas en el cálculo de costo marginal debido a que se encuentran operando al mínimo técnico (la tasa mínima a la cual supuestamente pueden operar). El coordinador eléctrico nacional CEN es el encargado de decidir que plantas térmicas despachar, bajo la premisa de mantener la seguridad y fiabilidad del sistema. Esta generación tiene prioridad desplazando a las renovables.

4. Principales Desajustes Operacionales del Sistema Eléctrico

4.1 Vertimiento de Energía

Uno de los principales impactos o fenómenos derivados de la alta penetración de energía renovable es el **vertimiento** o *curtailment*, en inglés, de energías, es decir, energía que no pudo ser utilizada, es algo que ha aumentado significativamente durante el último tiempo. La causa de este problema es variada por lo que podría calificarse como un

fenómeno multicausal, con razones derivadas de la mala planificación (estructura física y su expansión), una regulación que no ha acompañado al ritmo que la transición energética merece y una tarificación que no representa de buena forma la congestión o posibilidad de inversión de una zona particular.

Según reportes del CEN, los recortes de inyección eólica y solar superaron los 0,45TWh en 2021, 1,47TWh en 2022, 2,4TWh durante el 2023, donde estos últimos fueron ampliamente superados en 2024 con 5,9TWh (elzorrnortino.cl, 2025), más de un 149% de aumento en relación al año anterior, situación que impacta seriamente en los balances comerciales de las empresas del sector, donde es posible inferir que el crecimiento de la generación renovable no está adecuadamente acompañado de desarrollos que permitan evitar vertimientos (Energía estratégica, 2022). Esta existencia de vertimientos se explica básicamente por la falta de líneas de transmisión para evacuar y transportar la energía renovable, donde en varios sectores, principalmente en el norte se han observado limitaciones relevantes a nivel de transmisión mayoritariamente durante el día. Expertos señalan que el vertimiento es una situación endémica de los sistemas eléctricos, debido a que las redes no se planifican para minimizar el nivel de vertimiento del sistema, por lo que es relativamente normal observar este fenómeno (Revista nueva minería, 2022).

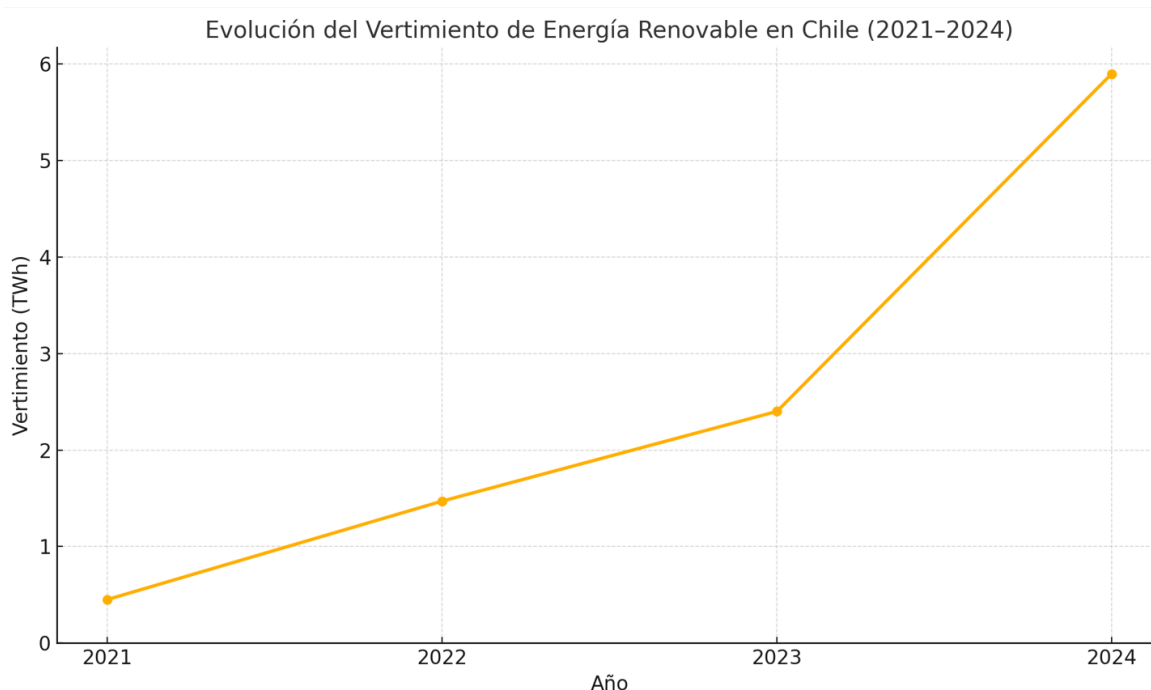


Figura 4.1. Evolución del Vertimiento de Energía Renovable en Chile desde 2021.

Por múltiples razones las estructuras de transmisión no han avanzado al ritmo deseado, lo que pone al descubierto un gran problema del mercado eléctrico en términos de planificación, donde la generación va más rápido que la transmisión, implicando esto, que los precios sean muy dispares en diferentes lugares de la red. Se observan situaciones en las cuales parques solares ubicados en el norte de Chile son pagados a precio cero por la energía inyectada, especialmente durante el *peak* de la generación de las plantas fotovoltaicas y donde en muchos periodos del tiempo, las generadoras no pueden ni siquiera inyectar la energía generada, debido a que las líneas se encuentran saturadas, sin capacidad para llevar la energía a ningún lugar.

Es interesante lo que sucede en otros países de la región como en Uruguay, donde el estado indemniza a los generadores cuando no pueden inyectar energía debido a la falta de capacidad de su red, situación que no ocurre en nuestro país, donde los generadores no reciben ningún tipo de pago por vertimientos. Además, en Chile no hay beneficios para

los proyectos que arriban primero a un punto de conexión por lo que el vertimiento es compartido independientemente de si un proyecto llegó primero al punto o de la forma en la cual se conectarán en el futuro es algo que no es posible planificar. En la siguiente figura y a modo de ejemplo, es posible observar el vertimiento generado desde la IV Región del Chile al norte en el año 2022, por mes y hora del día, donde fácilmente es posible darse cuenta de que los vertimientos siguen el *peak* de generación solar.

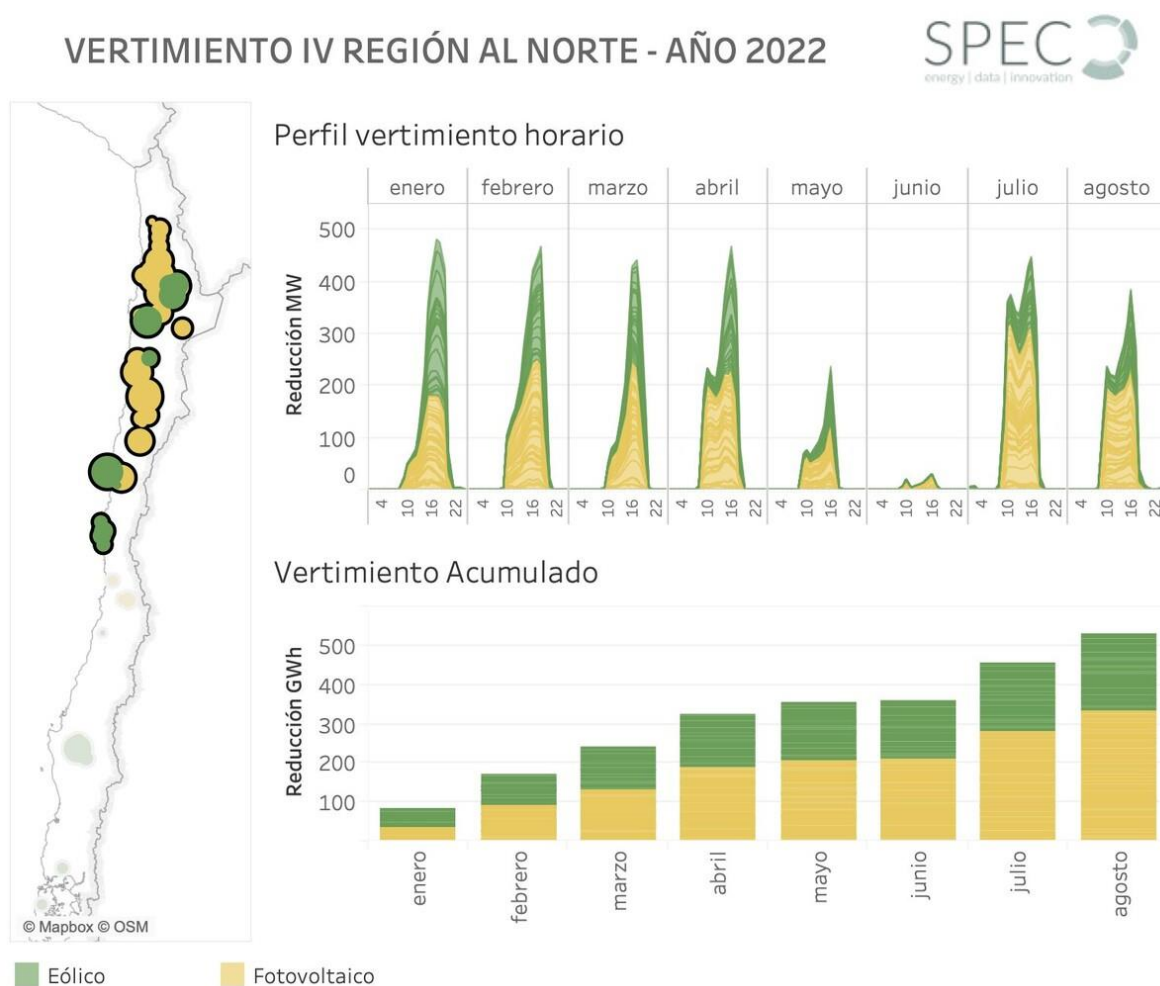


Figura 4.2. Vertimiento en zona norte Chile, año 2022

Durante los últimos años se han visto grandes niveles de *curtailment* en nuestra red eléctrica, por sobre todo en el norte de Chile. Entre los años 2016 y 2017 algunas plantas fotovoltaicas llegaron a tener hasta 40% de energía vertida por año debido a la insuficiente

capacidad de transmisión, o sea que literalmente estas plantas hay botado al tacho de la basura 40% de su energía generada. La construcción de la Línea de transmisión Cardones – Polpaico, parte de la interconexión del Sistema Eléctrico del Norte Grande (SING) con el Sistema Eléctrico Central (SIC) alivio en parte esta situación junto con la implementación de automatismos como sistemas EDAG y ERAG, sin embargo, aún sin poder resolver el problema de forma definitiva.

4.2 Desacople de Precios

Otro de los grandes inconvenientes que el sistema eléctrico está experimentando en Chile y que es generado por problemas regulatorios (modelo marginalista con precios nodales) y operacionales (se trabaja con limitaciones técnicas) pero principalmente de planificación es el fenómeno del **desacople** o *decoupling* en inglés, conocido como el desajuste de precio desfavorable en los nodos de inyección y retiro, sumado a la brecha entre los precios spot en horario diurno y nocturno. Mientras los proyectos deben vender su energía en el punto de conexión (al precio sport market de ese nodo), el proyecto o generador debe también suministrar la energía en el punto de conexión de la compañía distribuidora (en el caso de estudio) ubicado en la Región Metropolitana, lo que implica que la energía debe comprarse ahí, a un precio que no es bajo, generándose esta diferencia de la venta con la compra de energía. El desacople es conocido por otros mercados eléctricos como “Location basis risk” o riesgo de base de ubicación y es parte de lo que las generadoras están sufriendo actualmente en el mercado.

Todo lo anterior no ocurriría si el sistema se comportara como un único mercado eléctrico consolidado sin “cuellos de botella” y si hubiese sido planeado para tener una capacidad de transmisión amplia con redundancia.



Figura 4.3. Explicación simple y gráfica del fenómeno desacople

El problema recién expuesto, de desacople de precios, es sin lugar a duda un ingrediente que genera un impacto mayor a proyectos que se estructuran financieramente bajo esquemas de contratos de energía cuyo suministro no está en la misma zona, lo que implica que una gran parte de la industria se encuentre acoplando proyectos renovables con el desarrollo conjunto de sistemas de almacenamiento.

Pero ¿por qué estas empresas están en una situación tan difícil? Pues bien, la explicación tiene relación con la ubicación del nodo de la compañía distribuidora con la que se firmó el acuerdo de compra de energía (PPA). Los contratos PPA, son contratos de suministro de energía a largo plazo (20 años en estos casos) donde incluso, si el proyecto no está generando 24/7 o si por cualquier razón el proyecto no está construido, el generador aun así debe suministrar la energía comprometida, pero como comentado, en el nodo de la compañía de distribución con la cual se firmó, por lo que, por ejemplo, se podría dar el caso que la generadora fuese una planta solar ubicada en el norte de Chile pero suministrando energía en la Región Metropolitana debido a que ahí podría estar la

compañía de distribución.

5. Principales Factores en detrimento del mercado eléctrico chileno.

A continuación, se presentan los principales factores que influyen en el actual detrimento del mercado eléctrico chileno, el cual hoy en día enfrenta variados inconvenientes que impiden el normal desarrollo del sector y que ponen en riesgo el cumplimiento de los objetivos planteados para los próximos años en cuanto a transición energética.

5.1 Saturación de Líneas de Transmisión y Vertimiento de Energía

Uno de los principales problemas del sistema eléctrico chileno es la insuficiente infraestructura de transmisión para evacuar la creciente generación de energía renovable. El rápido desarrollo de proyectos solares y eólicos, especialmente en zonas remotas como Atacama y Coquimbo, ha superado la capacidad de las líneas existentes, lo que ha provocado vertimientos masivos de energía (curtailments). Estos ocurren cuando la generación disponible excede la capacidad de transmisión o la demanda en ciertos momentos, obligando a desconectar parte de la producción renovable y generando pérdidas económicas y menor eficiencia del sistema.

Aurora Energy Research indica que retrasos de tres años en líneas 500 kV podrían reducir los ingresos solares del norte en más de un 50 %, y hasta un 25 % en precios de captura para 2060 debido a la congestión (Aurora Energy Research, 2025).

Uno de los principales cuellos de botella en la construcción y/o ampliación para la expansión de la infraestructura de transmisión eléctrica es la larga demora en los procesos

de licenciamiento y concesiones. A pesar de la creciente demanda y la urgencia por evacuar mayores volúmenes de energía renovable, el país enfrenta plazos excesivos tanto en la planificación como en la ejecución de nuevas líneas. Según la Ley de Procedimiento para Otorgar Concesiones Eléctricas (Ley 20.701), los trámites de concesión podían tomar hasta 700 días, aunque recientemente se han incorporado reformas que acortan este plazo a cerca de 150 días en etapas iniciales; no obstante, persisten demoras adicionales por oposiciones ambientalistas y recursos legales.

Además, de acuerdo con Transmisoras de Chile, más de 70 proyectos de expansión han quedado desiertos o fueron abandonados, principalmente por el bajo nivel de los Valores de Inversión Referencial (VRI) frente a los crecientes costos de construcción y materiales, lo que ha desincentivado la participación en licitaciones y retrasado la ejecución. Un estudio del ISCI/SPEC advierte que existe un déficit actual de transmisión aproximado de 3 GW, con plazos totales de implementación que alcanzan los 51 meses, sumando planificación, licencias y construcción. La ineficiencia en esta materia genera no solo retrasos en la interconexión de centros generadores, sino también importantes pérdidas económicas por curtailment y señales de precio distorsionadas, afectando la confiabilidad del sistema eléctrico nacional.

5.2 Excesiva y Lenta Permisología.

En el contexto del cambio climático y la transición energética, Chile se ha posicionado como uno de los países líderes en Latinoamérica en el desarrollo de energías renovables no convencionales (ERNC). Sin embargo, a pesar del ambicioso objetivo de lograr la carbono neutralidad al 2050, el país enfrenta importantes obstáculos regulatorios y administrativos que ralentizan significativamente el despliegue de nueva infraestructura

renovable. Uno de los principales desafíos es la excesiva carga de permisología, es decir, el conjunto de permisos, autorizaciones y trámites administrativos necesarios para desarrollar y ejecutar un proyecto.

La permisología, lejos de ser un simple requisito técnico, se ha convertido en un cuello de botella crítico, afectando tanto la certeza jurídica de los desarrolladores como la bancabilidad de los proyectos, especialmente en un contexto donde los plazos y costos asociados tienen un impacto directo en la competitividad de las energías limpias.

Un proyecto renovable en Chile, como una planta solar fotovoltaica o un parque eólico, puede requerir más de 400 permisos a lo largo de su ciclo de vida, según cifras del Consejo Minero y la Asociación de Generadoras de Chile. Estos permisos provienen de una amplia gama de organismos: el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA), el Ministerio de Bienes Nacionales, la Dirección General de Aguas, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), el Ministerio de Energía, y las municipalidades, entre otros.

El principal problema no radica solo en el número de permisos, sino en la falta de articulación entre las instituciones públicas. No existe una ventanilla única real ni plazos estandarizados para la revisión de los antecedentes, lo que genera duplicidades, criterios contradictorios, y en muchos casos, largos tiempos de espera sin retroalimentación clara. Esta falta de coordinación puede derivar en retrasos de 12 a 24 meses en el inicio de la construcción de proyectos ya evaluados ambientalmente, lo que impacta de forma directa en su viabilidad económica.

Un ejemplo práctico se encuentra en la línea Kimal–Lo Aguirre (3 GW) que está postergada por retrasos en estudios de ruta y oposición comunitaria, lo que retrasa su puesta en marcha y exacerba problemas de precio y *curtailment*.

5.3 Precios spot marginales muy bajos o en cero

Uno de los efectos más evidentes de la transformación acelerada del sistema eléctrico chileno —con alta penetración de energías renovables no convencionales (ERNC)— es la distorsión en las señales de precio del mercado spot. Este mercado, que opera bajo un esquema de costos marginales para remunerar la energía despachada, ha comenzado a reflejar valores cercanos a cero —e incluso negativos en ciertos nodos— durante varias horas del día, especialmente en zonas con gran concentración de generación solar, como el norte del país (Atacama, Antofagasta, Coquimbo)

El fenómeno se explica principalmente por tres factores: (1) la sobreoferta puntual de generación en horas de alta radiación solar, (2) la falta de flexibilidad en la demanda o mecanismos eficientes de almacenamiento, y (3) las restricciones de transmisión que impiden evacuar esa energía hacia zonas de mayor consumo. Como resultado, se genera un exceso de oferta local que presiona los precios marginales a la baja.

Si bien precios bajos pueden parecer beneficiosos para los consumidores finales, en la práctica generan desincentivos económicos para nuevas inversiones en generación, especialmente para proyectos renovables que no cuentan con contratos de largo plazo (PPA). Estas señales de precio no reflejan adecuadamente el valor sistémico de tecnologías complementarias —como el almacenamiento energético, la respuesta de demanda o la generación flexible—, lo cual afecta la planificación del sistema en el mediano

y largo plazo. Además, estas condiciones anómalas pueden conducir a decisiones subóptimas, como el retraso en nuevos proyectos o el abandono de iniciativas por inviabilidad financiera.

5.4 Marco Regulatorio desactualizado

El marco normativo del sector eléctrico chileno, si bien fue pionero en Latinoamérica al introducir competencia en generación y coordinación independiente, no ha evolucionado con la suficiente rapidez para adaptarse a las nuevas condiciones de operación derivadas de la transición energética. La legislación vigente —principalmente basada en la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) y su Decreto Supremo N°327 de 1997— fue diseñada para un sistema dominado por generación térmica e hidráulica, con estructuras centralizadas, despachos predecibles y baja penetración de fuentes variables. Sin embargo, el escenario actual es completamente distinto.

En la última década, Chile ha experimentado un rápido crecimiento en capacidad instalada de energía solar y eólica, lo que ha generado desafíos significativos para la operación, planificación y remuneración del sistema. El problema es que el marco legal y reglamentario aún no contempla adecuadamente la flexibilidad, es decir, la capacidad del sistema para adaptarse a la variabilidad y la incertidumbre propias de las ERNC. Por ejemplo, no existe un mercado de servicios complementarios plenamente desarrollado, ni se remuneran correctamente servicios como el almacenamiento, la regulación de frecuencia o la reserva operativa.

Asimismo, la respuesta de la demanda, herramienta clave para flexibilizar el sistema, no está debidamente habilitada ni incentivada en la regulación actual. Esto significa que los

consumidores no pueden participar activamente como agentes que ayudan a equilibrar la oferta y la demanda, lo que representa una oportunidad desaprovechada. Del mismo modo, tecnologías emergentes como los sistemas de almacenamiento con baterías (BESS), fundamentales para absorber excedentes y estabilizar la red, carecen de un marco tarifario claro que permita monetizar su aporte al sistema.

Otro punto crítico es la valorización inadecuada del costo marginal, que no refleja el valor real que ciertos recursos aportan al sistema, como la disponibilidad, la ubicación o la capacidad de respuesta rápida. Esto genera señales económicas incompletas y desincentiva inversiones en tecnologías que podrían mejorar la resiliencia del sistema. Además, no existen mecanismos de estabilización de ingresos como contratos por diferencia (CfD) o mercados de capacidad, lo que obliga a muchos generadores a depender exclusivamente del mercado spot, aumentando su exposición al riesgo.

5.5 Falta de mecanismos de estabilización de ingresos

El diseño actual del mercado eléctrico chileno se basa, en gran medida, en la venta de energía al mercado spot, donde el precio lo determina el costo marginal de producción. Si bien este esquema fue funcional en una matriz dominada por generación térmica e hidráulica, no es adecuado para una matriz altamente renovable, variable e intermitente. En este contexto, la falta de mecanismos que estabilicen o aseguren ingresos previsibles representa una gran barrera para nuevas inversiones y para la sostenibilidad financiera de los proyectos existentes.

Los proyectos renovables especialmente solares y eólicos tienen características muy distintas a las centrales térmicas tradicionales: sus costos operacionales son bajos,

pero requieren altas inversiones iniciales (CAPEX) y una fuerte certidumbre de ingresos a largo plazo para ser financiados. En ausencia de un contrato de compraventa de energía (PPA), estos proyectos quedan expuestos completamente al mercado spot, donde los precios pueden ser muy bajos (incluso cero) debido a la congestión en transmisión o a la sobreoferta puntual, como ocurre en el norte de Chile. Esta volatilidad dificulta el repago de la inversión inicial, desincentiva el desarrollo de nuevos proyectos y encarece el costo del financiamiento.

En otros mercados eléctricos como en Europa o Estados Unidos se han implementado mecanismos de estabilización de ingresos que permiten a los proyectos renovables operar con menores riesgos financieros. Entre los más utilizados se encuentran:

- Contratos por diferencia (CfD): El Estado o una contraparte fija un precio base por la energía. Si el precio spot está por debajo, el generador recibe la diferencia; si está por encima, la devuelve. Esto entrega certeza a largo plazo sin distorsionar el mercado.
- Subastas de capacidad: Se remunera a los generadores (o a los sistemas de almacenamiento) por estar disponibles, independientemente del despacho, lo que reconoce el valor del respaldo.
- Ingresos por servicios complementarios: En mercados más avanzados, se paga por frecuencia, reserva, inercia, etc., lo que crea flujos adicionales de ingresos.

En Chile, estos mecanismos aún no están implementados a escala o no existen, lo que deja a los actores renovables más expuestos a la volatilidad. Además, no hay una política clara que incentive la participación de tecnologías emergentes como BESS (baterías) o agregadores de demanda. Esto refuerza la percepción de riesgo regulatorio y de mercado, reduciendo la bancabilidad de los proyectos y frenando el dinamismo de la

transición energética.

5.6 Desajuste entre planificación y ejecución

Una de las grandes tensiones estructurales del mercado eléctrico chileno es el desfase crónico entre la planificación del sistema de transmisión y la ejecución real de las obras necesarias. Aunque Chile cuenta con un proceso formal de planificación liderado por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) y supervisado por la Comisión Nacional de Energía (CNE), la realidad demuestra que la construcción efectiva de infraestructura crítica sufre atrasos considerables, lo que genera impactos negativos en la operación, la inversión y la integración de nuevas tecnologías.

Cada año, el Coordinador propone un plan de expansión de transmisión, que identifica obras nuevas o refuerzos para responder a proyecciones de demanda y crecimiento de generación. Sin embargo, entre la identificación de la necesidad y la puesta en servicio de las obras pueden pasar hasta 5 o 6 años, lo cual es problemático en un entorno energético que avanza rápidamente hacia la electrificación y la descarbonización.

Existen varios factores que explican este desajuste, dentro de los cuales tenemos; Procesos administrativos y ambientales lentos, dificultades en las licitaciones y una dinámica que no va al mismo ritmo que la generación.

5.7 Aumento del riesgo y sobre costos para los desarrolladores

Los retrasos en la obtención de permisos no solo postergan la construcción y entrada en operación de los proyectos, sino que también incrementan significativamente los costos financieros y de gestión. Los desarrolladores se ven obligados a mantener contratos de arriendo, garantías, y equipos detenidos por largos períodos, mientras los inversionistas enfrentan mayores niveles de incertidumbre regulatoria.

Además, la permisología excesiva desincentiva la entrada de nuevos actores especialmente desarrolladores pequeños y medianos— que no cuentan con la capacidad financiera o legal para enfrentar procesos prolongados y complejos. Esto limita la competencia, favoreciendo una mayor concentración del mercado, y ralentiza la innovación y diversificación tecnológica.

5.8 Impacto territorial y oposición ciudadana

Otro aspecto crítico asociado a la permisología es la falta de diálogo temprano con las comunidades locales, lo que muchas veces deriva en conflictos socioambientales o judicialización de los proyectos. Aunque la participación ciudadana es un componente clave del Sistema de Evaluación Ambiental, en la práctica muchas instancias de consulta se perciben como meramente formales y extemporáneas.

Esto ha llevado a que numerosos proyectos renovables enfrenten oposición local o recursos judiciales por aspectos que no fueron debidamente abordados en etapas tempranas del desarrollo. Un ejemplo práctico se encuentra en la línea de transmisión Kimal–Lo Aguirre que está postergada por retrasos con los organismos públicos y oposición comunitaria, lo que retrasa su puesta en marcha y exacerba problemas de precio y *curtailment* (Ex-ante, 2025). Esta Línea de Transmisión, primera en corriente continua (DC) del país, de casi 1400 kms de longitud, la cual es catalogada como clave para la descarbonización y seguridad del sistema, debió comenzar construcción inicialmente en el año 2022, sin embargo, debido a la gran cantidad de permisos (casi 5.000) que debe tramitar ante organismos públicos como Conaf, Consejo de Monumentos Nacionales (CMN) y Dirección General de Aguas (DGA) es que cuentan con una nueva fecha de inicio de actividades, 2026, para entrar en operación en el año 2029. Se espera que esta nueva

línea de transmisión, con capacidad de 3GW impulse aun más el desarrollo de energías renovables en el país, reduciendo el nivel de vertimiento de energía, sobre todo en el norte del país por falta de capacidad de transmisión. Es importante indicar que este proyecto, el cual se extenderá desde Maria Elena (Antofagasta) hasta Pudahuel (Región Metropolitana), forma parte del plan de expansión de la transmisión en Chile (año 2017), elaborado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) generando un peak de 10.000 nuevos empleos directos para las comunidades.

Lo anterior es una muestra clara del desalineamiento existente entre las necesidades en términos de infraestructura y los organismos involucrados en la aprobación de su ejecución, quienes avanzan a distintas velocidades

6. La importancia de los Sistemas de Almacenamiento (BESS).

6.1 Sistemas de Almacenamiento de Energía (BESS)

Los sistemas actuales de almacenamiento de energía en baterías (BESS) pueden ayudar a solucionar este problema al almacenar el exceso de energía generado en periodos de alta producción y liberarlo cuando la demanda aumenta, descongestionando al mismo tiempo líneas de transmisión en horas de alta oferta de energía. De esta manera, se maximiza el uso de la energía renovable disponible, reduciendo las pérdidas económicas y aumentando la eficiencia del sistema. Esto es particularmente importante en zonas con alto potencial solar y eólico, donde la falta de infraestructura de transmisión ha llevado a restricciones en la inyección de energía a la red.

Al reducir el vertimiento, la tecnología BESS también permiten una mayor integración de energías renovables en la matriz energética, disminuyendo la dependencia de fuentes convencionales y mejorando la rentabilidad de los proyectos renovables.

Los Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS, por sus siglas en inglés) representan una innovación fundamental en la gestión y optimización del suministro eléctrico. En un país como Chile, caracterizado por una creciente penetración de energías renovables y una geografía extensa con zonas aisladas, la implementación de estos sistemas puede traer beneficios significativos al sistema eléctrico nacional. A junio del 2025, existen aproximadamente +14GW de capacidad en fase de calificación ambiental.

6.1.1 Funcionamiento y Características de los Sistemas BESS

Los sistemas BESS permiten almacenar energía en baterías para su posterior uso en momentos de alta demanda o baja generación. Están compuestos por baterías de ion-litio, plomo-ácido u otras tecnologías emergentes, junto con sistemas de gestión que optimizan su carga y descarga. Entre sus principales ventajas se encuentran su rapidez de respuesta, su modularidad y su capacidad para mejorar la estabilidad de la red eléctrica.

Están compuestos por varios elementos clave, tales como:

- **Baterías:** Pueden ser de ion-litio, plomo-ácido u otras tecnologías emergentes, con diferentes capacidades de almacenamiento y eficiencia.
- **Inversores:** Transforman la corriente continua almacenada en las baterías en corriente alterna, que puede ser utilizada por la red eléctrica.
- **Sistemas de gestión de baterías (BMS):** Supervisan el estado de carga y la temperatura de las baterías, asegurando su funcionamiento óptimo y prolongando su vida útil.
- **Sistemas de control y monitoreo:** Permiten la integración con la red eléctrica y la

optimización del flujo de energía.

- **Transformadores y equipos auxiliares:** Facilitan la conexión con el sistema de distribución y protegen la infraestructura eléctrica.



Figura 6.1. Contenedor de Baterías DC

6.1.2 Impacto en la Estabilidad y Seguridad del Sistema Eléctrico

Uno de los mayores desafíos del sistema eléctrico chileno es la variabilidad de la generación renovable, especialmente la solar y eólica. Los BESS pueden mitigar esta intermitencia al almacenar el exceso de energía generado durante las horas de mayor producción y liberarlo en momentos de mayor demanda. Esto ayuda a evitar fluctuaciones en la frecuencia y voltaje del sistema, reduciendo la posibilidad de apagones o fallas en la red.

Además, los BESS pueden actuar como una fuente de energía de respaldo en caso de cortes, brindando estabilidad operativa y evitando interrupciones abruptas en el suministro eléctrico.

7. Soluciones Técnicas, Regulatorias y Administrativas.

7.1 Técnicas

A continuación, se presentan posibles soluciones técnicas que pudiesen llevarse a cabo

para redirigir y evitar las distorsiones que actualmente enfrenta el mercado eléctrico nacional.

7.1.1 Aumento de la Capacidad de Transmisión

Se comentó anteriormente la necesidad urgente de aumentar la cantidad de líneas de transmisión en el país, para evacuar la mayor cantidad de energía proveniente de las plantas de generación principalmente solares, ubicadas en el norte de Chile, las cuales están actualmente produciendo vertimientos. Es necesario que se legisle con agilidad en la materia, fundamentalmente con respecto a las condiciones previas que impiden que esta infraestructura se desarrolle y ejecute a tiempo, esto es, por ejemplo, permisos y/ o autorizaciones previas.

7.1.2 Sistemas BESS

Los sistemas de almacenamiento están llamados a ser un actor principal en la transición energético no solo en Chile, sino que en mundo debido a su versatilidad en diversos ámbitos. No solo es un equipamiento que permite el almacenamiento de energía cuando no es posible inyectar en el sistema, sino que es una tecnología que da soportes adicionales al sistema, por ejemplo, regulando frecuencia, tensión, arbitraje, inercia sintética, entre otros. Son elementos que deben si o si integrarse al mercado eléctrico para descongestionar y apoyar al funcionamiento del mismo.

7.1.3 Automatización de Redes

Técnicamente es necesario también robustecer el monitoreo de sobrecargas, tensiones y frecuencia al instante. Es requerido que el sistema incorpore sistemas o tecnologías inteligentes conectados en tiempo real que permitan una operación de la red y su gestión de manera eficiente. Dentro de los elementos que debiesen incorporarse destacan redes de comunicaciones robustas, Controladores automáticos locales, sistemas de medición inteligente, sensores (IoT) en subestaciones y líneas, etc. Una mayor robustez en la tecnología actual permitirá anticiparse a potenciales fallas realizando mantenimiento predictivo y evitará que ocurran eventos tan

significativos como la caída del sistema eléctrico el 25 de febrero del presente año.

7.2 Regulatorias

A continuación, se presentan posibles soluciones regulatorias que pudiesen llevarse a cabo para redirigir y evitar las distorsiones que actualmente enfrenta el mercado eléctrico nacional.

7.2.1 Inclusión del Almacenamiento (BESS) en la Regulación

Como comentado anteriormente, uno de los pilares estratégicos durante los próximos años, no tan solo en Chile, sino que a nivel mundial son los sistemas de almacenamiento BESS, los cuales aún requieren de definiciones urgentes para su definitiva inclusión en la regulación del sistema eléctrico. Los sistemas BESS fueron incorporados en la Ley 21.505 en 2022, permitiendo su participación en el mercado de potencia de suficiencia, mediante pagos por capacidad. Luego en el 2024 el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) precisó como se evalúa la capacidad firme según su duración y disponibilidad, sin embargo, aún existen definiciones importantes que den mayores certezas a los inversionistas a largo plazo. Es absolutamente necesario que se regule la participación de estos sistemas en el mercado, definiendo a través de qué esquemas serán despachados y remunerados, ya sea en la fijación del costo marginal, en el mercado de servicios complementarios (SSCC) y en el mercado de potencia de suficiencia.

Una propuesta en regulación sería establecer esquemas de remuneración por servicios que pueda abastecer los sistemas BESS tales como; apoyo en la frecuencia, voltaje y reservas operativas, absorción de sobreoferta cuando exista alta generación para evitar vertimiento, etc.

7.2.2 Actualización del Mercado Spot

Las distorsiones actuales que enfrenta el mercado eléctrico chileno tienen múltiples razones, dentro de las cuales una de ellas tiene relación al mercado spot, que es donde se valoran y liquidan los intercambios de energía. El precio de la energía en un nodo determinado no

representa la realidad del mismo, ya que es un promedio ponderado de estos, donde tampoco se refleja de buena forma los costos marginales efectivos. Adicionalmente, mercados de energía y flexibilidad no existen de manera separada o con mayor profundidad como en otros países. Por todo lo anterior, es necesario actualizar este Mercado Spot. Esta falta de actualización genera desincentivos a la inversión en determinadas zonas las cuales son preliminarmente óptimas.

7.2.3 Revisar y Agilizar el Proceso de Conexión

El proceso de conexión en Chile tiene principalmente dos actores fundamentales, la Comisión Nacional de Energía (CNE) y el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), donde este último es quien revisa y valida desde el punto de vista técnico las instalaciones de generación, visado de estudios, pruebas en sitio/remotas, etc. con tiempos muy bien establecidos para cada actividad, pero con un proceso que carece de actividades en paralelo, las cuales agilizarían aún más el proceso que hoy funciona relativamente bien. Una propuesta válida es la revisión de la normativa de conexión en su totalidad con el objetivo de identificar actividades que pudiese realizarse en paralelo y de manera más eficiente.

7.3 Administrativas

A continuación, se presentan posibles soluciones administrativas que pudiesen llevarse a cabo para redirigir y evitar las distorsiones que actualmente enfrenta el mercado eléctrico nacional.

7.3.1 Permisología eficiente y sustentable (fast-track)

Diversos informes técnicos, tanto de organismos nacionales como multilaterales, han señalado la necesidad urgente de modernizar el sistema de tramitación de permisos en Chile, adaptándolo a los desafíos de la transición energética para de esta manera, permitir, sobre todo hoy en día, la ejecución de proyectos de líneas de transmisión. Esto no implica eliminar controles ambientales ni reducir estándares de protección, sino más bien

mejorar la eficiencia, trazabilidad y coordinación institucional del proceso.

Entre las propuestas más relevantes se encuentran:

- La creación de una ventanilla única digital obligatoria, con interoperabilidad entre servicios.
- El establecimiento de plazos máximos vinculantes para la revisión de permisos.
- La generación de guías técnicas estandarizadas y criterios públicos de evaluación.
- Un mayor fortalecimiento del diálogo temprano con comunidades locales y gobiernos regionales.
- La implementación de herramientas de planificación territorial energética que anticipen la compatibilidad de proyectos.

En línea con lo recién indicado, es que justamente, el 01 de octubre del año 2024, la cámara de diputados aprobó y despachó un proyecto de ley de permisos sectoriales o también llamada Ley de Permisología, que busca acortar los largos procesos de tramitación para la obtención de los múltiples permisos necesarios para el desarrollo y ejecución de proyectos de inversión en nuestro país, simplificando su tramitación de acuerdo con sus riesgos asociados, avanzando con mayor certeza jurídica y transparencia de los procedimientos. Se espera que luego de la implementación de este proyecto, los tiempos totales de tramitación de permisos sectoriales de los proyectos de inversión se reduzcan entre un 30% y un 70%, sin comprometer los estándares ambientales ni regulatorios (CNN Chile, 2024).

Los cambios más importantes que traerá esta nueva ley tienen básicamente relación a la simplificación y modernización de los procesos administrativos. En resumen, es posible

decir que 380 permisos que dependen actualmente de 37 servicios públicos serán modernizados con la nueva ley (Gob.cl, 2025). Los cuatros principales ejes de la ley serán:

- Técnicas Habilitantes Alternativas (THA): Reemplazo de permisos de bajo riesgo por declaraciones juradas o avisos sin reducción de estándares regulatorios.
- Ventanilla Única Digita – Plataforma SUPER: Uso de plataforma única y trazable como entrada para todas las solicitudes.
- Institucionalidad técnica: Creación de Oficina de Autorizaciones Sectoriales e Inversión dentro del Ministerio de Economía, encargada de coordinar, monitorear y operar el sistema.
- Modificaciones legales sectoriales: Modificación de más de 40 leyes sectoriales para adaptar sus permisos a la LMAS (Ley Marco de Autorizaciones Sectoriales), establecer nuevas facultades regulatorias y aplicar THA.

7.3.2 Planificación de la Transmisión en línea con la Generación.

Se mencionó anteriormente la necesidad de que la infraestructura de transmisión vaya en línea con la de generación, la cual ha crecido exponencialmente durante la última década. Para que esto ocurra es necesaria una revisión recurrente del plan de Expansión del Sistema de Transmisión, que considere escenarios incluso más agresivos de crecimiento renovable. Adicionalmente la inclusión de elementos probabilísticos sería importante para aumentar las certezas de estos análisis.

7.3.3 Mayor Coordinación entre Autoridades

Sería interesante e importante para la industria que la coordinación entre las autoridades, no solo asociadas a la permisología (permisos sectoriales), para proyectos de inversión, fuese transversal. Autoridades tales como CEN, CNE, DGAC (Dirección General de Aviación Civil), MOP

(Ministerio de Obras Públicas), DGA (Dirección General de Aguas), SAG (Servicio Agrícola y ganadero), SEA (Servicio de Evaluación Ambiental) y otros, coordinadas en línea, observando cada una el avance de los proyectos, con comentarios cruzados, etc. podrían sin dudas generar sinergias que permitirían dar rapidez a los procesos. Si bien suena algo idealista, sí que se podrían implementar, al menos en las autoridades eléctricas, por ejemplo, donde CEN y CEN trabajen creando mesas técnicas para ajustes rápidos en los procesos de conexión y en la operación misma ante eventos emergentes.

8. Conclusiones

Es indudable que Chile ha sido uno de los actores principales en la implementación de energía renovable a nivel mundial, desarrollando proyectos eólicos y solares de baja y gran escala a lo largo del país, sin embargo, esta nueva infraestructura debe ir acompañada de nuevas líneas de transmisión y subestaciones, que permitan evacuar esta nueva generación, situación que no se encuentra presente en el país. Este desarrollo exponencial durante la década del 2010 en adelante, sin el acompañamiento de líneas de evacuación, ha generado problemas significativos en los últimos años, desde el punto de vista operacional, regulatorio, financiero entre otros, los cuales ponen al mercado eléctrico chileno y a sus inversionistas en una situación de estrés e incertidumbre ya que los resultados financieros actuales de sus activos no son los esperados y los futuros son difíciles de predecir, incluso con los modelos financieros más sofisticados.

Es imperante que este cuello de botella (Falta de Líneas de Transmisión) se destrabe lo antes posible y avance, de manera de descongestionar zonas de alta generación solar, siendo esta una de las razones principales del altísimo vertimiento de energía experimentado en los últimos años. Es sumamente necesario también que para que la infraestructura de transmisión se expanda al ritmo deseado, los permisos (principalmente sectoriales) que condicionan su ejecución, se tramiten en tiempos razonables, para lo cual la promulgación de la Ley de "Permisología es un punto clave, no solamente para estos proyectos, sino que para todos los proyectos de inversión del país.

La inversión en proyectos de energía renovable en Chile, solar y eólica vive actualmente momentos de pausa, esperando de alguna forma, los resultados de la inclusión de proyectos de almacenamiento de energía (BESS) al sistema eléctrico nacional, los cuales en su mayoría están en revisión ambiental por el Sistema de Evaluación

Ambiental (SEA) o en ejecución. Se espera que esta nueva tecnología llegue para descomprimir el estresado sistema eléctrico nacional, ante la falta de líneas, almacenando en momento que no existe posibilidad de verter energía (día principalmente) y evacuando de noche, sin embargo, se espera no sea sostenible en el tiempo, requiriendo de todas formas la implementación de nuevas líneas eléctricas de gran capacidad.

La línea de transmisión en corriente continua Kimal - Lo Aguirre de 500kV, es el actual gran proyecto de transmisión que tiene el sistema eléctrico planificado para entrar en operación el 2029, sin embargo, ya se prevé un par de años de retraso debido a los largos tiempos de tramitación de sus permisos asociados y a la gran cantidad de estos (~5.000).

A 25 años de la fecha impuesta por este y el anterior gobierno para lograr una matriz 100% renovable al 2050 y considerando el alto ritmo de crecimiento del sector renovable en los últimos 10 a 15 años, es posible pensar que sí es una meta totalmente alcanzable, incluso para algunos realizable al 2040 como comentado en algunos foros internacionales, sin embargo, la meta oficial es al 2050, razonable hoy en día pensando en las trabas que enfrenta el sector eléctrico en Chile y que se han expuesto en este trabajo.

9. Bibliografía

- <https://blog.investchile.gob.cl/bloges/chile-el-pais-mas-atractivo-para-invertir-en-energias-renovables>
- <https://www.acera.cl/centro-de-informacion/>
- <https://www.bnamericas.com/es/reportajes/la-transmision-es-el-principal-desafio-que-enfrenta-el-sector-electrico-chileno>
- <http://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile>
- <https://www.nuevamineria.com/revista/perdida-de-energia-renovable-se-ha-multiplicado-seis-veces-en-2022/>
- <https://www.ex-ante.cl/kimal-lo-aguirre-la-retrasada-linea-de-transmision-que-podria-evitar-los-efectos-de-un-corte-masivo-de-luz-y-la-permisologia-que-enfrenta/>
- <https://www.gob.cl/noticias/ley-de-permisos-sectoriales-tiempos-permisos-proyectos-inversion/>
- https://www.cnnchile.com/negocios/camara-proyecto-permisologia-propuesta-inversion-gobierno_20241002/