

CRONOGRAMA SESIÓN 16.04

10:00-10:10	Recepción
10:10-10:30	Presentación Darío Morales - ACESOL
10:30-10:50	Presentación Mauricio Camposano y Juan Manuel Rengifo - CGE Transmisión
10:50-11:10	Presentación Maximiliano Espinoza y Alfredo Cárdenas - Transmisoras A.G., SAESA y Transelec
11:10-11:30	Presentación Humberto Tamayo y Fabián Gumera - ENGIE
11:30-11:50	COFFEE BREAK
11:50-12:10	Presentación Felipe Gallardo - ACERA
12:10-12:30	Presentación Javier Bustos - ACENOR
12:30-12:50	Presentación Alfredo Cárdenas y Franchezca Rivadeneyra - Transmisoras A.G. y Transelec



Sesión N° 3

Mesa público - privada Modificaciones reglamentarias para la implementación de la Ley N° 21.721 de Transición Energética

16 de abril de 2025

PREVENCIÓN CUMPLIMIENTO NORMATIVA DE LIBRE COMPETENCIA

Las presentaciones y conversaciones que se den en el contexto de la presente mesa público-privado no deben considerar la difusión de información que pueda ser calificada de comercialmente sensible, con el objeto de que ninguno de los participantes incurra en conductas que vulneren las normas que protegen la libre competencia, y así resguardar adecuadamente el cumplimiento de éstas

2

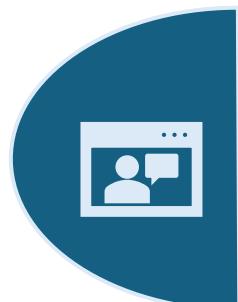
ASPECTOS FORMALES



**PERÍODO PARA PRESENTAR OBSERVACIONES Y
PROPUESTAS POR ESCRITO**

07.04.2025 – 05.05.2025

CORREO: reglamentostransicion@minenergia.cl



Sesiones serán grabadas y subidas al sitio web del Ministerio de Energía

Presentaciones serán subidas al sitio web del Ministerio de Energía

PROGRAMACIÓN PRÓXIMA SESIÓN

24.04.2025

**“Perfeccionamiento al
proceso de Calificación de las
instalaciones y otras
materias”**

1. Carlos Fuentes | **Transelec/Transmisoras**
2. Tomás Reid | **Grupo Saesa**
3. Eduardo Andrade/Sebastián Novoa | **Asociación Gremial Comercializadoras de Energía**
4. Connie Nuñez Arancibia | **Grupo Chilquinta**
5. Joaquín Fernández | **Generadoras de Chile AG**

Reglamento Ley N° 21.721



Darío Morales Figueroa
Director Ejecutivo

Expansión de la Transmisión Zonal para permitir la generación distribuida

- La ley 21.721 busca permitir incorporar la expansión de las redes de transmisión zonal a solicitud de medios de generación y sistemas de almacenamiento conectados en distribución.
- Esta expansión no debe significar un costo adicional para los clientes regulados.
- Para lo anterior se modifican los siguientes artículos de la LGSE:
 - Artículo 77: Definición de sistemas de transmisión zonal.
 - Artículo 87: Objetivos a cumplir por el proceso de planificación de la transmisión.
 - Artículo 91: Entrega de garantías por parte del proponente de las obras.
 - Artículo 115: Remuneración de las obras propuestas por los medios de generación y sistemas de almacenamiento.

Artículo N°77 : Definición Sistema de Tx Zonal

- **Artículo 77º.-** Definición de Sistema de Transmisión Zonal. Cada sistema de transmisión zonal estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, territorialmente identificables, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación **conectados directamente o a través de sistemas de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión.**
- **Nuevo:** “... o sistemas de almacenamiento conectados directamente, a través de redes de distribución o a través de sistemas de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión.”

Artículo N°77 : Definición Sistema de Tx Zonal

- El nuevo artículo mantiene la definición de que el sistema de Tx Zonal es “esencialmente” para abastecer la demanda, pero hace explícito que puede ser utilizado por recursos conectados en distribución.
- Durante la discusión en el Senado, el Ejecutivo expresó que el objetivo de este cambio en la definición es, junto con los cambios posteriores, “... una manera de que se adapte la red zonal con los requerimientos de los pequeños medios de generación distribuida, pero a costo de la oferta, es decir, de los propios medios de generación distribuida. Añadió que eso requiere hacer cambios en la definición del sistema zonal, para que funcione a solicitud de parte”. *

Artículo N°87 : Objetivos de la planificación de la Tx

- Establece los objetivos que deben considerarse en la planificación de la transmisión:
 - Minimización de riesgos de abastecimiento
 - Creación de condiciones que promuevan y faciliten la oferta
 - Promover instalaciones eficientes y necesarias
 - Modificar instalaciones existentes cuando sea necesario y eficiente.
- **Nuevo:** El reglamento podrá establecer criterios diferenciados para la consideración de los objetivos señalados en el inciso segundo, para efectos de la expansión de los sistemas de transmisión zonal, según el impacto sistémico; capacidad; ubicación geográfica; presencia de clientes, medios de generación o sistemas de almacenamiento de energía que hagan uso del sistema de transmisión; entre otros criterios técnicos.

Artículo N°87 : Objetivos de la planificación de la Tx

- Permite que existan criterios técnicos de planificación distintos para la transmisión zonal a los de la transmisión nacional, siempre y cuando se respeten los mismos objetivos.
- El Ejecutivo explicó “... que la idea es establecer una indicación de factores no exhaustivo que oriente la delegación reglamentaria, y recordó que ya existe una habilitación reglamentaria en esta materia. Indicó que esta lista, que no es exhaustiva, incluye ejemplos con criterios técnicos que se podrían considerar a la hora de establecer medidas diferenciados a la planificación en materia de transmisión zonal.” *

*Historia de la Ley N° 21.721 – Biblioteca del Congreso Nacional de Chile pp.174

Artículo N°91 : Garantías

- La Comisión, dentro de los cinco días contados desde la recepción de la propuesta del Coordinador, deberá publicarla en su sitio web y deberá convocar, mediante un medio de amplia difusión pública, a una etapa de presentación de propuestas de proyectos de expansión de la transmisión. Los promotores de dichos proyectos de expansión deberán presentar a la Comisión sus propuestas fundadas dentro del plazo de sesenta días corridos desde la convocatoria, las que deberán ser publicadas en su sitio web.

El reglamento establecerá los requisitos y la forma en que deberán presentarse las propuestas de expansión del Coordinador y de los promotores de proyectos.

- **Nuevo:** En el caso de propuestas de obras que tengan su origen en proyectos específicos de generación o sistemas de almacenamiento de energía que aún **no hayan sido declarados en construcción, el reglamento establecerá los requisitos y oportunidad para el otorgamiento de garantías de ejecución de los proyectos que correspondan**

Artículo N°91 : Garantías

- Las garantías para aquellos proyectos que no están declarados en construcción tienen por objetivo evitar que haya un recargo de solicitudes de ampliación por parte de proyectos que después no se van a materializar.
- En la discusión parlamentaria se pidió que el reglamento sea claro en la oportunidad en que se pedirán las garantías (en qué etapa del proceso) y como se va a asegurar que las garantías no incrementen el valor del proyecto.

*Historia de la Ley N° 21.721 – Biblioteca del Congreso Nacional de Chile pp.178

Artículo N°115 : Remuneración de las ampliaciones

- b) El cargo por uso de cada sistema de transmisión zonal se determinará en base a la diferencia entre el 50% del valor anual de los tramos correspondientes y los ingresos tarifarios reales disponibles del semestre anterior, dividida por la suma de la energía proyectada total a facturar a los suministros finales en dicho sistema para el mismo semestre. **En caso de que existan medios de generación y sistemas de almacenamiento de energía conectados en redes de distribución que realicen pagos por el uso del sistema de transmisión zonal, dichos pagos también deberán ser descontados en la determinación del cargo por uso al que se refiere el presente literal;**
- El costo de las expansiones de la transmisión zonal que tengan por objetivo suministrar requerimientos de demanda presente o futura de clientes conectados a los respectivos sistemas de transmisión, y que además permitan el servicio y la operación de **medios de generación y sistemas de almacenamiento conectados en redes de distribución, será de cargo de los propietarios de dichos medios y sistemas y de los clientes, en la proporción que determine el reglamento, de acuerdo al uso que se les dé a dichas instalaciones**, los requerimientos de estos medios de generación y sistemas de almacenamiento y a las reglas de pago de la transmisión establecidas en el presente artículo. Los requerimientos deberán ser solventados por los propietarios de dichos medios, en función de su capacidad instalada u otros criterios técnicos, y no podrán significar costos adicionales a los demás clientes. Asimismo, el reglamento establecerá todas las materias necesarias para la debida aplicación de lo señalado en el presente inciso.

Artículo N°115 : Remuneración de las ampliaciones

- Permite que los promotores de obras de transmisión zonal conectados en distribución concurran al pago de las obras propuestas.
- **"4. Modificaciones al Sistema de Transmisión Zonal para la conexión de los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD).**

Estas medidas tienen por objeto de que los PMGD puedan promover la adaptación de la red zonal, facilitando su desarrollo conforme a los requerimientos de estos medios. Para ello, se habilita que los PMGD puedan proponer obras en la red zonal, y así permitir el servicio y la operación de medios de generación y sistemas de almacenamiento de energía conectados en redes distribución. Los titulares de la infraestructura deberán contribuir al financiamiento del sistema de transmisión zonal, y se establece la exigencia de garantías para poder proponer estas obras.

Por último, se regulan los mecanismos para la determinación del pago sobre la base del uso, capacidad instalada y otros criterios.”

*Historia de la Ley N° 21.721 – Biblioteca del Congreso Nacional de Chile pp.276

Elementos que debe abordar el reglamento

- Definir los criterios técnicos necesarios para que los medios de generación distribuidos y sistemas de almacenamiento puedan proponer obras de transmisión zonal, procurando cumplir con los objetivos del proceso de expansión.
- Se asume que el proceso de expansión tiene por objetivo permitir la inyección de energía hacia la transmisión zonal por parte del (los) proponente(s). Bajo este contexto, el procedimiento debe hacerse cargo de las posibles fallas de coordinación entre los agentes:
 - Una vez que una obra haya sido propuesta por uno o más agentes, ¿la capacidad adicional quedará reservada solo para quienes hayan concurrido al pago de dicha capacidad?
 - ¿Qué pasará con las limitaciones de inyección existentes antes de la proposición y construcción de la obra, tanto de los actores que hayan concurrido al pago como de los que no?
 - ¿Se permitirá que en alguna otra parte del proceso se puedan sumar interesados a concurrir con el financiamiento de las obras adicionales?
 - ¿Cómo se realizarán los análisis de capacidad de la transmisión zonal indicados en la NTCO de PMGD para proyectos que se hayan conectado después de que la obra se haya construido?
 - ¿Qué pasa con los pagos si alguno de los medios de generación que hace la propuesta no puede ser construido o conectado?

Elementos que debe abordar el reglamento

- Con respecto a las garantías solicitadas a proyectos que no estén declarados en construcción:
 - ¿Qué tipo de garantías se permitirán?
 - ¿En qué momento se solicitarán las garantías? ¿al momento de hacer la propuesta?¿al momento de la dictación del decreto de obras? ¿qué sucede si antes de proveer la garantía un actor desiste del proceso?
 - ¿Cómo se calculará el monto? ¿Habrá alguna distinción por el tamaño del medio de generación o sistema de almacenamiento?
 - Si durante el proceso, uno o más de los proponentes se declara en construcción, ¿se devolverá la garantía?
 - ¿Qué pasa con la garantía si uno o más proponentes pierde su declaración en construcción?
- Con respecto a los plazos y a la coherencia con otros cuerpos normativos:
 - Si para que el proyecto sea rentable se requiere la expansión de la transmisión zonal, ¿qué pasa si por alguna razón la expansión no se concreta pero el proyecto ya se encuentra en construcción o bien en operación?

Gracias





Mesa de trabajo para modificación a los reglamentos de transmisión

16 de abril de 2025

Temas principales

- A. Calificación de instalaciones de transmisión - Clientes con potencia conectada menor a 5000 kW
- B. Implementación Ley 21.721
- C. Acceso abierto y costos de conexión
- D. Incremento de superficie utilizada de terrenos

Calificación de instalaciones de transmisión

Clientes con potencia conectada menor a 5000 kW

- Calificación de instalaciones se determina en proporción de la proyección de demanda de clientes libres y regulados.
- Artículo 147 de LGSE faculta a clientes con potencia conectada entre 300 kW¹ y 5.000 kW a elegir su régimen de suministro.

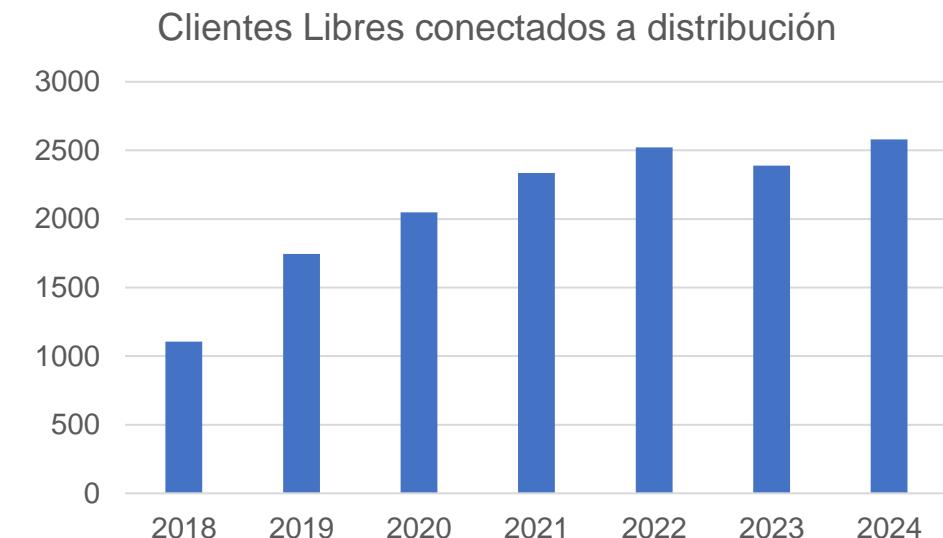
Consecuencias

- Alta variabilidad en la calificación de los tramos → Incertezza regulatoria
- Incremento de clientes que deben suscribir contratos de transmisión dedicada → Altos costos de transacción
- Distorsión del ambiente competitivo en el mercado eléctrico → Desconocimiento de los costos de transmisión antes de la suscripción del contrato de precio libre.
- Riesgo de no pago completo del VATT de instalaciones dedicadas → Desincentivo a la inversión.

1. Hasta diciembre de 2024 el límite era 500 kW.

- Aplicación de la nueva calificación 2024-2027 proyecta un aumento de clientes de Tx Dedicada

# Contratos	
Contratos suscritos 2020 – 2023	60
Contratos vuelven a zonal	37 (-)
Contratos a suscribir	354 (+)
Contratos a regir 2024 – 2027	377



Fuente: <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/transferencias-economicas/ventas-mensuales/>

Decreto 10-2019: Adecuar artículo 21 para calificación de tramos, o definición de umbrales de los artículos 25 y 26, para realizar tratamiento diferenciado de clientes con potencia conectada menor a 5000 kW que opten por suministro libre.

Implementación Ley 21.721

- Resoluciones Exentas 98, 99, 100 y 156, todas de 2025, regulan “régimen transitorio” de la Ley 21.721.
- Materias a desarrollar o precisar:

Materia	RE/Decreto	Desafío	Propuestas
Revisión de VI art. 99°	RE99-2025 D10-2019 D37-2019	Reducir incertidumbre en mecanismo de revisión de VI	<ul style="list-style-type: none">• Establecer metodología, criterios y formatos para solicitar la revisión del VI → Delegar a RE de CNE.• Opción de relidar para revisión de VI fallida (RE155-25).
Licitación conjunta obras nuevas y de ampliación	RE98-2025 D37-2019	No perder opción de licitar conjuntamente Obras nuevas y obras de ampliación: Eficiencia y plazos.	<ul style="list-style-type: none">• Facultar al Coordinador y al propietario a licitar conjuntamente obras nuevas y de ampliación, cuando sea eficiente.
Costos de licitación	RE98-2025 D10-2019 D37-2019	Asignar adecuadamente costos adicionales de licitación de obras de ampliación	<ul style="list-style-type: none">• Establecer criterios para definir actividades adicionales que realizará la empresa transmisora y que se deben incluir en VATT• Establecer criterios para asignar correctamente esos costos en los procesos de determinación VATT (Ejemplo: financiamiento estudios Tx).

Acceso abierto y costos de conexión



- Artículos 29 y 128 del Decreto 37-2019 establecen, para las obras que son derivadas de la planificación de la transmisión, que:
 - a) los costos de las obras necesarias para la conexión serán parte de la Obra Nueva o de Ampliación, y deberán estar internalizados en sus respectivas ofertas económicas; y
 - b) la adjudicataria no debe pagar por concepto de costos de conexión, estudios y análisis de ingeniería de dichas instalaciones, puesto que ese costo se encuentra reconocido tarifariamente a través de los procesos de valorización de las instalaciones de transmisión.
- Lo anterior fue validado por SEC en su Oficio 257776-2024, para obras del plan de expansión posteriores a la publicación de Decreto 37-2019.
- El desafío es asignar adecuadamente costos de conexión a quienes incurrieron en ellos

Decreto 10-2019: Se debe reconocer los costos que incurren empresas propietarias en los procesos de conexión de obras de expansión, y asignarlos correctamente a ellas en la determinación del VATT.

Incremento de superficie utilizada de terrenos

- El artículo 68 del Decreto 10-2019 establece derecho de uso de suelo a incluir en VI de las instalaciones:

Materia	Periodo	Crterio
Nacional	Hasta 31.12.13	a y b de art. 22° transitorio Ley 20.936
	Desde 01.01.14	Efectivamente pagado
Zonal	Hasta 21.06.2018 (antes Ley 20.936)	Art. 23° transitorio Ley 20.936
	Desde 22.06.18 (desde Ley 20.936)	Efectivamente pagado

- CGE Transmisión se acogió a la valorización del 65% de valores del N° 14-2012 (STx 2010-2014):
 - La superficie a la fecha base (año 2009)
 - La proporción de su superficie utilizada (dictamen 4 a 10 de 2011 Panel de Expertos)
- La valorización no se actualiza, se mantiene sin considerar el crecimiento de la superficie utilizada, aun cuando no exista una compra de terreno.
- Terrenos muy antiguos, para los cuales existen respaldo de valores efectivamente pagados → Explica opción artículo 23° transitorio.

Superficie utilizada de S/E Collipulli



2010: 1.000 m²



2025: 2.000 m²



Decreto 10-2019: Se debe reconocer en la valorización la mayor superficie utilizada, según el valor por m² de la superficie reconocida en los artículos 22° o 23° transitorio de la Ley 20.936, según corresponda.

Gracias

Esta presentación es propiedad de CGE S.A. Tanto su contenido como su diseño están destinados al uso exclusivo de su personal.

©Copyright CGE, S.A

www.cge.cl



transmisoras

Asociación de Transmisoras de Energía

Desmantelamientos, Perfeccionamiento a los Procesos de Planificación, Acceso Abierto y otras materias

Propuestas regulatorias

¿QUIÉNES SOMOS?

Atlantica
Sustainable Infrastructure

transel

isa
ENERGÍA

ferrovial

celeo

transemel

conexiōn®
Línea Kimol - Lo Aguirre

redinter

engie

ten

grupo
saesa



CONTENIDO

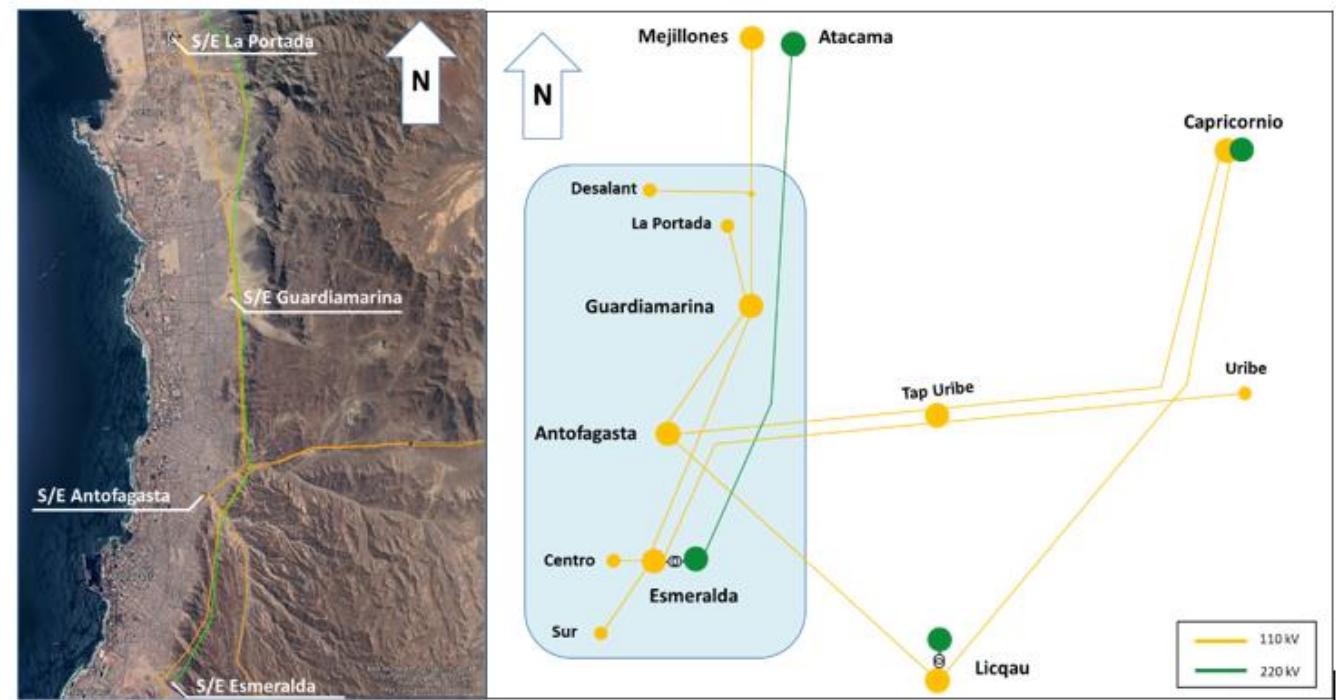
1. Desmantelamientos
 - a. Casos
 - b. Normativa
 - c. Propuesta Regulatoria
2. Criterios de seguridad en Transmisión Zonal
3. Planificación Tx Zonal con Insumos de Distribución
4. Criterios de Acceso Abierto
5. Certezas en futuras obras de Expansión



DESMANTELAMIENTOS

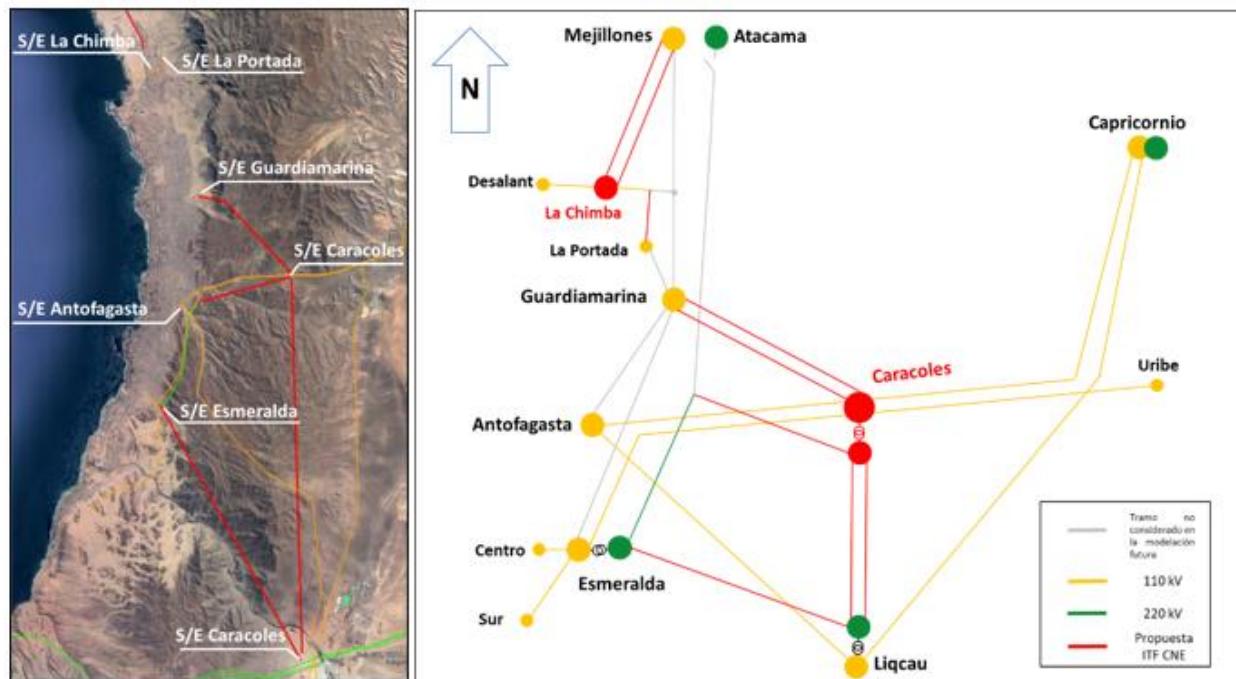
TOPOLOGÍA ACTUAL DE ANTOFAGASTA

- La ciudad de Antofagasta se abastece principalmente en un 70% a través de la línea "1x220 kV Atacama – Esmeralda", de propiedad de Transelec.
- Existen otras líneas de 110 kV que también prestan servicio para el abastecimiento de la demanda regulada.
- En color verde se puede apreciar la infraestructura de 220 kV.
- En color amarillo se distingue la infraestructura de transmisión en 110 kV.



TOPOLOGÍA PROPUESTA EN EL PLAN DE EXPANSIÓN 2023

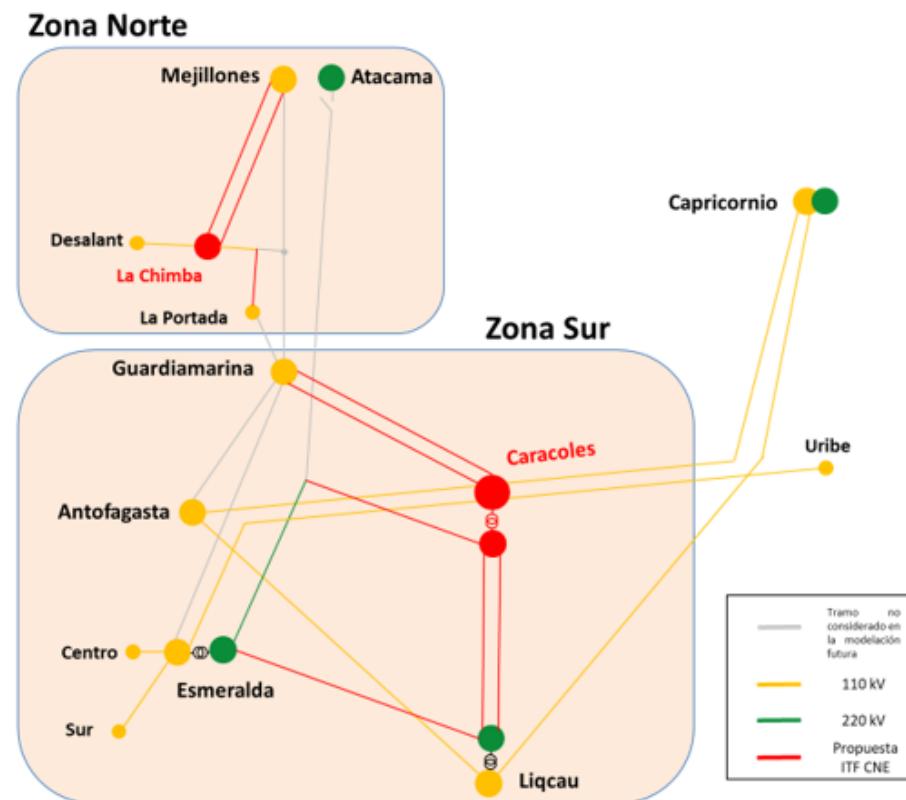
- En el Proceso del Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2023, la CNE incorporó un conjunto de obras que denominó “Apoyo al Sistema de Transmisión de Antofagasta”.
- Los trazados en rojo representan la nueva infraestructura.
- Los trazados en verde y amarillo corresponden a la infraestructura existente.
- En gris claro se muestra la infraestructura que no ha sido considerada en la modelación futura del sistema, según lo indicado en el Informe Final del Plan de Expansión 2023.





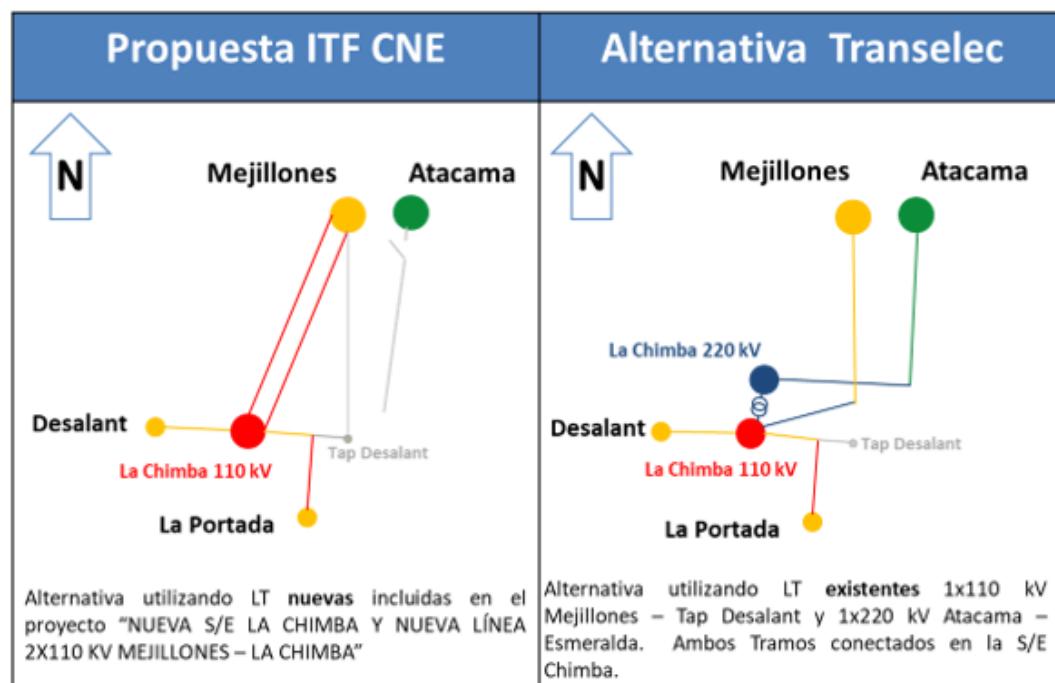
MÁS DE 50 KM DE LÍNEAS DE 220 Y 110 KV SIN USO

- Para la Zona Norte de la solución se propone una nueva línea de aproximadamente 50 kilómetros para conectar Mejillones con el nuevo punto de conexión en la S/E La Chimba (los trazados en rojo representan la nueva infraestructura).
- Solamente enfocándonos en la zona norte, la propuesta considerada dejar sin uso mas de 50 kilómetros de infraestructura de 220 kV y 110 kV.





ALTERNATIVAS ANALIZADAS POR EL PANEL DE EXPERTOS



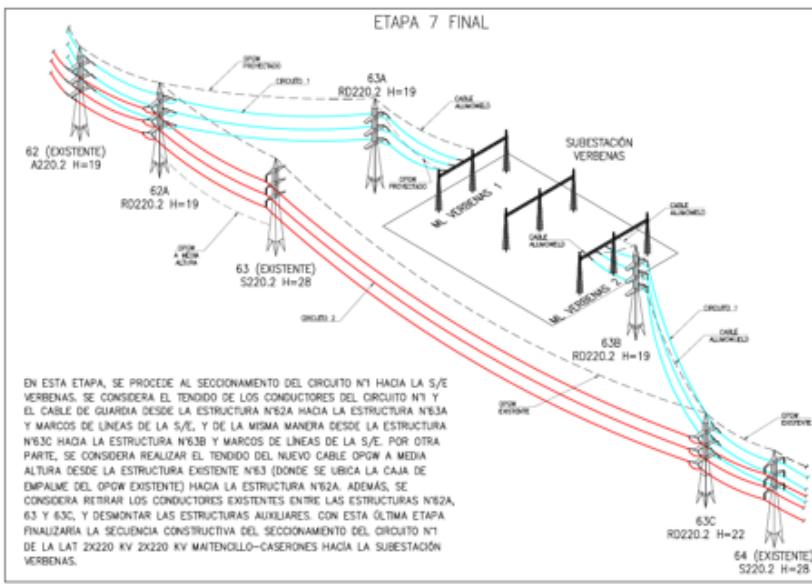
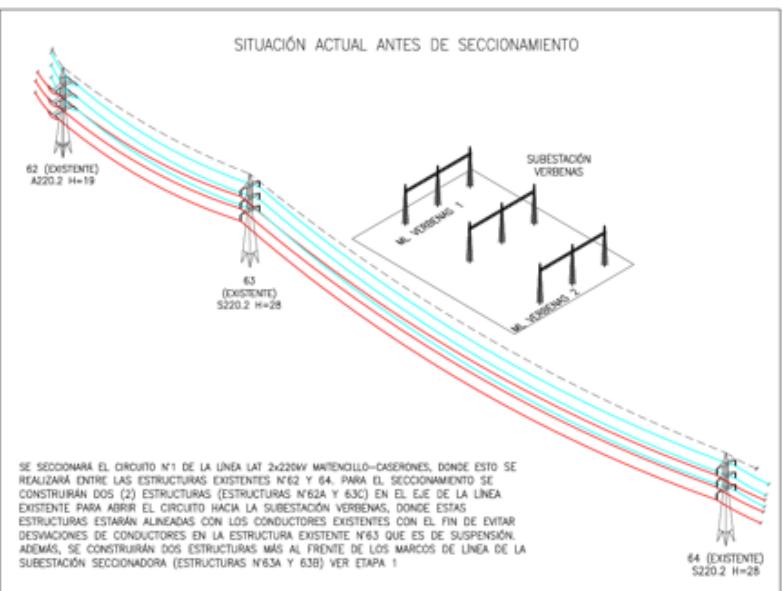
Glosario:

—	Tramo no considerado en la modelación futura
—	110 kV
—	220 kV
—	Propuesta ITF CNE
—	Propuesta Transelec



CASO SECCIONAMIENTO DE LÍNEAS

Seccionamiento del C1 de la línea 2x220 kV Maitencillo- Caserones , entre las estructuras 62 y 64 para la incorporación de la S/E Verbenas de Tamarico Solar. Por lo anterior, se retiran vanos de línea en este tramo.





NORMATIVA

Los casos comentados surgen de la necesidad de adaptar el sistema de transmisión en procesos regulados y centralizados.

Obras de expansión definidas en el plan de expansión anual.

¿Quién se hace cargo por el desmantelamiento de instalaciones?





NORMATIVA

Artículo 87º de la LGSE

El artículo N°87 de la Ley regula el proceso de planificación de la transmisión.

El segundo párrafo de este artículo señala que “*Este proceso deberá considerar... los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación...*”

La letra d) de este artículo también hace mención que la planificación de la transmisión deberá realizarse considerando “*la posible modificación de instalaciones de transmisión existentes que permitan realizar las expansiones necesarias...*”



NORMATIVA

- Dificultades para considerar desmantelamientos como obras de ampliación:

1

Definición normativa

2

Remuneración del adjudicatario de la obra

3

Puesta en servicio de la obra (hitos)

4

Afectación patrimonial del dueño de la obra a desmantelar

5

Análisis Ambientales y Obligaciones Asociadas a Desmantelamiento





PROUESTA REGULATORIA

“LABORES DE DESMANTELAMIENTO”

Incorporación de nueva figura normativa asociada a “Labores de Desmantelamiento”.

- **Costos Liquidables en 4 años:** Se propone que las “Labores de Desmantelamiento” tengan costos liquidables en 4 años, similar a antiguas “Labores de Ampliación” contempladas en los estudios de transmisión troncal.
- **Incorporación en todos los Procesos Expansión:** Incorporación de este concepto en los procesos anuales de expansión de la transmisión, pero también se debe extraer para obras por artículo 102 y Obras Mandatadas Urgentes.
- **Minimización de Afectación:** Con el objetivo de maximizar el uso eficiente de la infraestructura existente se debe minimizar el impacto de afectación.





EN CONCLUSIÓN...

- Intervención de obras de transmisión existentes genera necesidad de desmantelar instalaciones en desuso.
- Hay una afectación patrimonial al propietario de las instalaciones a desmantelar.
- Marco normativo actual no permite incorporar este requerimiento.
- La figura de “Labores de Desmantelamiento” permitiría atender esta problemática, acotando la situación a un periodo de tiempo reducido.



SEGURIDAD ZONAL



N-1 ZONAL SISTÉMICO

PROPIUESTA

Como Asociación de Transmisoras creemos importante que se incorpore en la NTSyCS, la solicitud normativa que actualmente se está conversando en el Comité Consultivo de la CNE, cuyo objetivo es robustecer el Sistema de Transmisión Zonal. Esta solicitud normativa consiste en la incorporación de un nuevo artículo 5-5 bis que apunta a un criterio N-1 Sistémico.

Artículo 5-5 bis

“En todas aquellas instalaciones del STZ que no cuenten con redundancia de conexión al SI, se deberá verificar que, ante la pérdida de este enlace, los recursos de generación locales existentes y la capacidad de respaldo existente a través de redes de distribución sean capaces de abastecer la demanda. De no ser así, la CNE incluirá en los próximos planes de expansión, las obras pertinentes para la redundancia en el suministro.

La CNE podrá hacer extensivo el criterio anterior a aquellas zonas del sistema, donde, aun contando con más de un enlace al SI, la pérdida de uno de ellos ponga en riesgo el abastecimiento de la demanda.”



N-1 ZONAL SISTÉMICO

BENEFICIOS DE LA PROPUESTA



Técnicos

Permite incrementar significativamente la seguridad del sistema ante contingencias otorgándole mayor robustez y confiabilidad a la red de transmisión de manera estable.



Social

Los beneficios que genera la redundancia permiten contar con un abastecimiento de suministro eléctrico continuo, mejorando la calidad de vida de las personas, permitiéndonos cumplir con las metas de la política energética al 2050

Entendemos la necesidad de implementar un cambio transitorio que facilite la incorporación progresiva de todas las obras de expansión necesarias. Por lo tanto, reconocemos la importancia de establecer una metodología que priorice aquellas obras más significativas y que generen un mayor impacto en el cliente.

CRITERIOS DE SEGURIDAD EN TX ZONAL

Propuesta Cambiar la evaluación ENS valorizada a CFCD



- Criterios actuales ya cumplieron su objetivo y se deben actualizar.
- Propuesta que ha venido trabajando el Coordinador desde el año 2019 y su aplicación al PETx 2021 recoge las necesidades.
- Propone criterios de diseño diferenciado para instalaciones de Tx Zonal según tipificación previa.
- Compensación de reactivos en Barras MT, principalmente en zonas deficitarias.
- Clusterización de las instalaciones y una segmentación que permite evaluar por impacto (Priorización).

CRITERIOS DE SEGURIDAD EN TX ZONAL

Propuesta: Cambiar la evaluación ENS valorizada a CFCD



Criterios de Potencia Firme

Subproceso 5: Inclusión de criterios de Planificación

Criterios de Potencia Firme

- Se analizan 781 Transformadores Zonales
- Se analizan 386 Subestaciones Zonales.

S/E Con Potencia Firme:

Subestaciones con >1 Transformador	89
------------------------------------	----

S/E Sin Potencia Firme:

Subestaciones con >1 Transformador	134
Subestaciones con un Transformador	163

Total de Subestaciones

386

Subestaciones con criterio de Potencia Firme

Subestaciones con criterio de Potencia Firme

Norte	53
Centro	48
Centro Sur	114
Sur	26

Subestaciones Sin Potencia Firme

Norte	12
Centro	52
Centro Sur	3
Sur	78

Resumen Diagnóstico PET2025

Número de Transformadores ATMT Zonales Analizados

Resumen Diagnóstico con Criterio de Potencia Firme PET2025

Número de Transformadores ATMT Zonales Analizados

Fuente: Presentación Coordinador resultados PET 2025, diciembre 2024

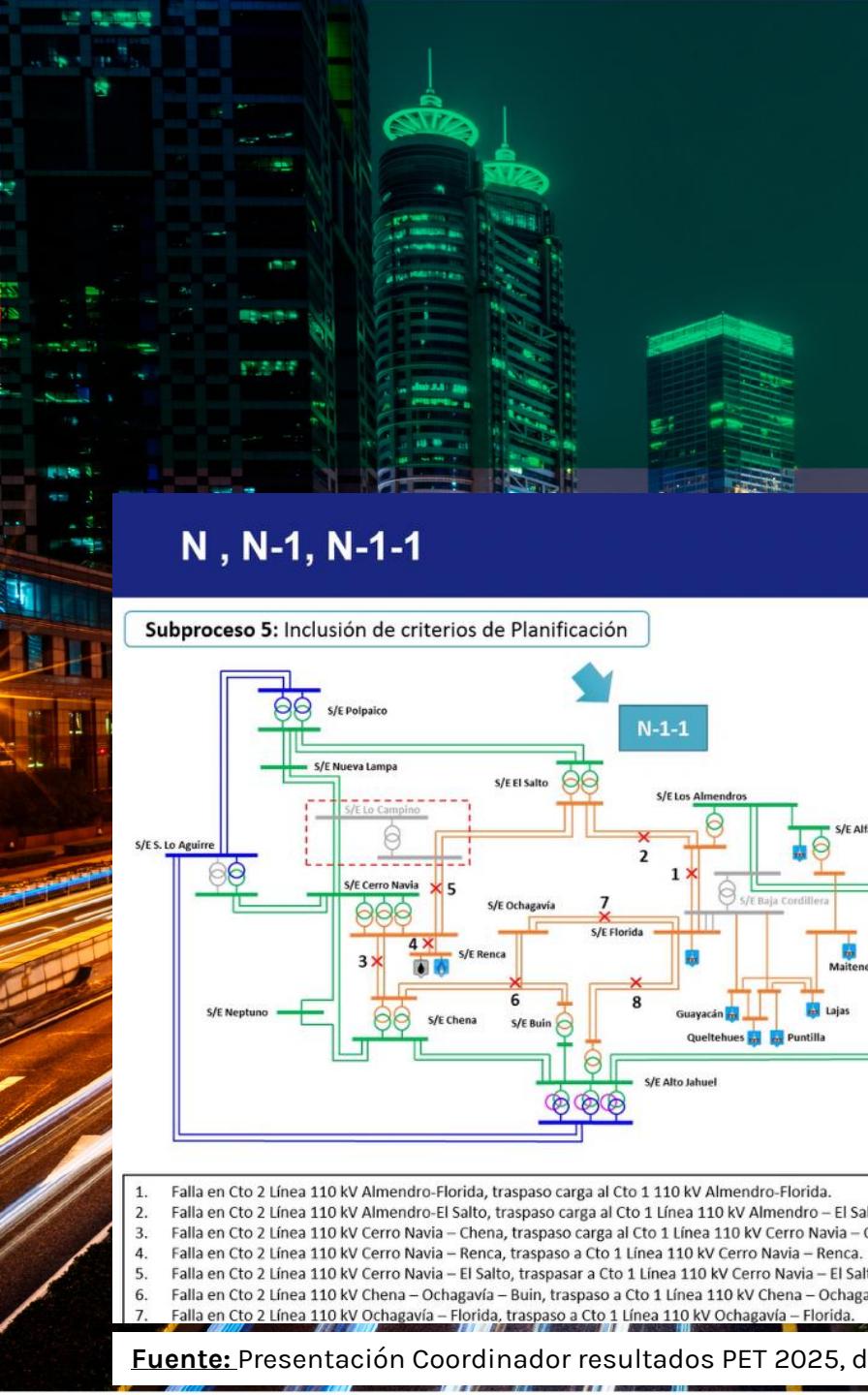
- Criterio de potencia firme a nivel de subestaciones en Tx Zonal es clave dado las nuevas exigencias de los clientes.
- Resultados entregados por el Coordinador para el PET 2025 a nivel de potencia firme es preocupante; **sólo un 23% de las subestaciones cuentan con potencia firme.**
- Resultados mostrados por el Coordinador recogen las obs. de los Coordinados y representan muy cercanamente los resultados de nuestros asociados.

Se propone:

- Que un criterio de evaluación por seguridad en Tx Zonal sea por evaluación vía potencia firme.

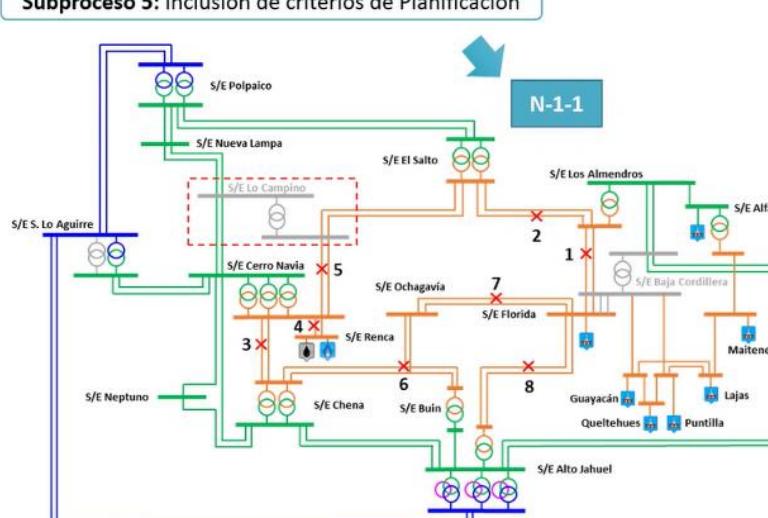
CRITERIOS DE SEGURIDAD EN TX ZONAL

Propuesta: Cambiar la evaluación ENS valorizada a CFCD



N, N-1, N-1-1

Subproceso 5: Inclusión de criterios de Planificación



1. Falla en Cto 2 Línea 110 kV Almendro-Florida, traspaso carga al Cto 1 110 kV Almendro-Florida.
2. Falla en Cto 2 Línea 110 kV Almendro-El Salto, traspaso carga al Cto 1 Línea 110 kV Almendro – El Salto
3. Falla en Cto 2 Línea 110 kV Cerro Navia – Chena, traspaso carga al Cto 1 Línea 110 kV Cerro Navia – Chena.
4. Falla en Cto 2 Línea 110 kV Cerro Navia – Renna, traspaso a Cto 1 Línea 110 kV Cerro Navia – Renna.
5. Falla en Cto 2 Línea 110 kV Cerro Navia – El Salto, traspasar a Cto 1 Línea 110 kV Cerro Navia – El Salto
6. Falla en Cto 2 Línea 110 kV Chena – Ochagavía – Buin, traspaso a Cto 1 Línea 110 kV Chena – Ochagavía – Buin.
7. Falla en Cto 2 Línea 110 kV Ochagavía – Florida, traspaso a Cto 1 Línea 110 kV Ochagavía – Florida.

Fuente: Presentación Coordinador resultados PET 2025, diciembre 2024



Resumen Diagnóstico PET2025 N-1

Elemento	Porcentaje [%]
Tap Los Dominicos-Los Dominicos 110kV L1	119%
Tap Sta Marta - Tap Bicentenario 110 kV	97%
Tap Altamirano - Altamirano 110kV L1	157%
Tap LoBoza - Quilicura 110 KV L1	135%
Tap Quilicura - Tap Chacabuco 110 KV L1	92%
Chena - Lo Espejo 110 kV L1	115%
Tap San Bernardo - San Bernardo 110kV L1	108%
Alto Jahuel - Tap Buin 110kV L1	101%
El Peral - Puente Alto 110 kV	240%
Tap Pintana - Tap Buin 110kV L1	99%

Resumen Diagnóstico con Criterio N-1-1 PET2025

Elemento	Porcentaje [%]
Alto Jahuel - Tap Buin 110kV L1	102%
Alto Jahuel - Tap Buin 110kV L2	105%
Chena - Lo Espejo 110 kV L1	125%
El Peral - Puente Alto 110 kV	241%
El Salto - Tap La Dehesa 110kV L2	87%
Lo Espejo - Tap Cisterna 110kV L1	96%
Ochagavía - Lo Espejo 110kV L1	94%
Tap Altamirano - Altamirano 110kV L1	158%
Tap Bajos de Mena - Tap Buin 110kV L2	103%
Tap LoBoza - Quilicura 110 KV L1	137%
Tap Los Dominicos-Los Dominicos 110kV L1	120%
Tap Los Dominicos-Los Dominicos 110kV L2	120%
Tap Pintana - Tap Buin 110kV L1	100%
Tap Quilicura - Tap Chacabuco 110 KV L1	94%
Tap San Bernardo - San Bernardo 110kV L1	108%
Tap Sta Marta - Tap Bicentenario 110 kV	97%

➤ Para el caso de las instalaciones de Tx Zonal en la Región Metropolitana, dado los actuales criterios de planificación están llevando a una pérdida de holguras y por ende, la pérdida del N-1 en el “Anillo 110 kV”.

➤ Resultados entregados por el Coordinador para el PET 2025 a nivel de N-1 y N-1-1 es preocupante. Si se pretende mantener el mismo desempeño de las instalaciones, se requiere la aplicación de este criterio.

Se propone:

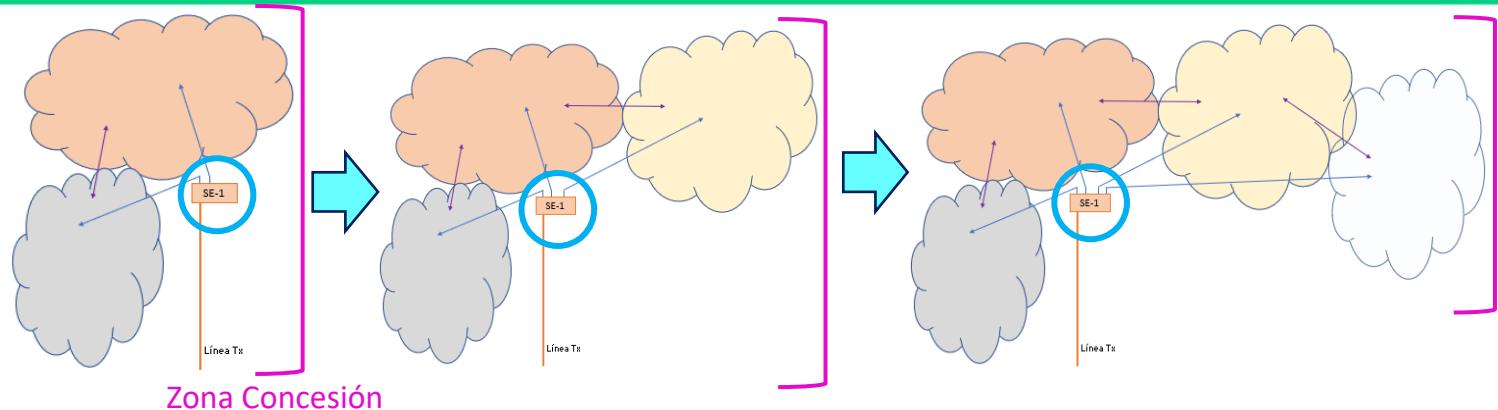
- Que otro criterio de evaluación por seguridad en Tx Zonal sea la aplicación del criterio N-1 y N-1-1 sistemático.

PLANIFICACIÓN ZONAL



Planificación Tx Zonal con Insumos de Dx

Artículo 81 DS 37-2021



Aspectos relevantes Instalaciones Tx

1. Capacidad de líneas de Tx.
2. Capacidad transformación en subestación.
3. Cantidad máxima de Paños para Alimentadores.
4. Capacidad de paños MT.
5. Existencia de línea Tx hacia zona crecimiento Dx.
6. Capacidad reserva en transformación para respaldo.
7. Capacidad reserva en transformación para crecimiento vertical zona cubierta.

Aspectos relevantes instalaciones Dx (Alimentadores)

a. Estándares de diseño Alim

1. Capacidad económica máxima.
2. Niveles de traspaso en contingencia.
3. Capacidad máxima para respaldo.
4. Cantidad máxima de clientes.
5. Exigencias normativas y de calidad servicio.
6. Entre otros.

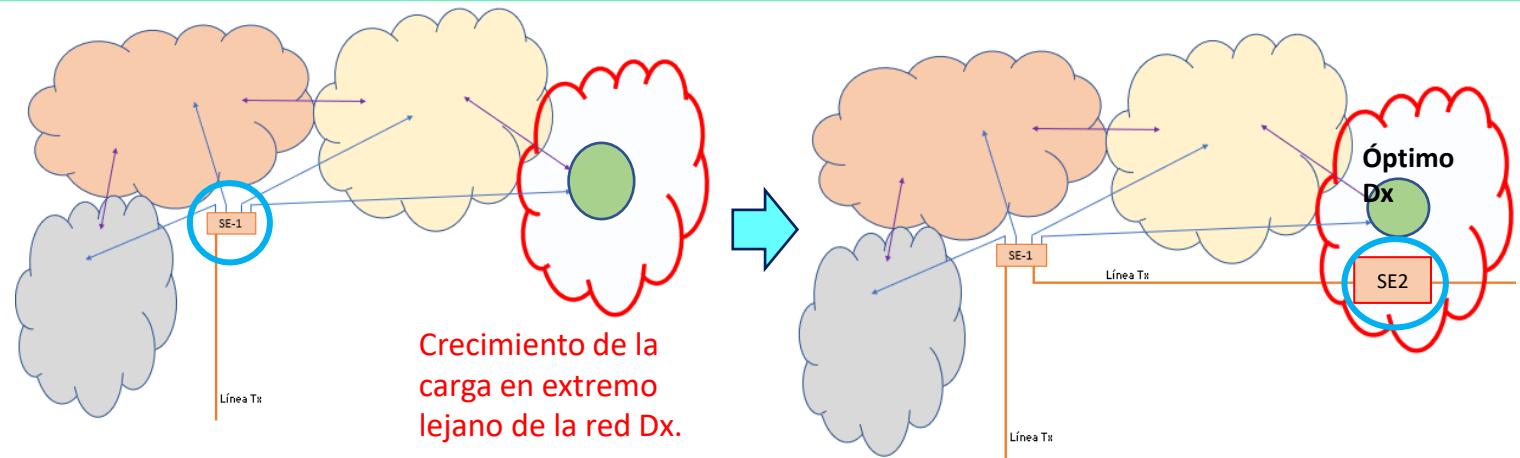
b. Aspectos constructivos

1. Factibilidad salida de nuevos Alimentadores desde subestaciones.
2. Factibilidad tendido de nuevos Alimentadores hacia la zona de carga.
3. Factibilidad refuerzo de Alimentadores hacia la zona de carga
4. Entre otros.



Planificación Tx Zonal con Insumos de Dx

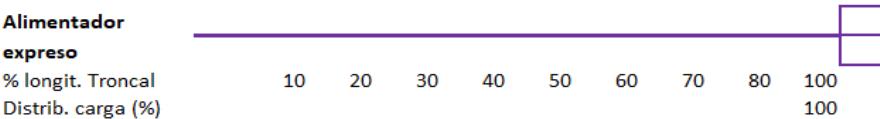
Artículo 81 DS 37-2021



Solución inercial por Dx: Refuerzo Alimentador existente

Alimentador estándar	10	20	30	40	50	60	70	80	100
Distrib. carga 1 (%)	25	20	15	10	9	8	7	6	
Distrib. carga 2 (%)	20	15	15	10	10	9	8	7	6
Distrib. carga n (%)	6	7	8	9	10	10	15	15	20

Otra solución por Dx: Construcción Alimentador expresos



Solución vía Tx Zonal:

1. Ubicación factible subestación bajo línea de Tx existente lo más cerca del punto óptimo Dx.
2. Ubicación factible subestación con línea de Tx lo más cerca del punto óptimo Dx.





Planificación Tx Zonal con Insumos de Dx

Artículo 81 DS 37-2021

1. Desconexión de la Tx Zonal con las necesidades de Dx.
2. Solo cuando existe una necesidad por suficiencia en Tx Zonal, se revisan las problemáticas de Dx y se propone una solución conjunta Tx-Dx.

Se propone:

- Que el Artículo 81 de Reglamento (DS 37-2021) incluya **las necesidades de crecimiento futuro de las redes de Dx donde requiere nueva infraestructura de Tx Zonal**. Las empresas de distribución mediante informes fundados deberán entregar los crecimientos futuros y sus necesidades por suficiencia, seguridad y calidad de servicio.





Planificación Tx Zonal con Insumos de Dx

Artículo 81 DS 37-2021 - Aspectos factibilidad constructiva



Salidas Dx en SEP Cholguán: Barreras geográficas y saturación de salidas impiden nuevos desarrollos impulsados por Dx





Planificación Tx Zonal con Insumos de Dx

Artículo 81 DS 37-2021 - Aspectos factibilidad constructiva

1. Impulsar desarrollo viable de la Dx y en armonía con el desarrollo de la Tx, con la finalidad de otorgar suministro a los clientes finales (Demanda y PMGDs).
2. Salidas saturadas Dx: Impulsar el desarrollo de nuevos puntos de suministro, considerando a su vez la viabilidad técnica por Dx.
3. Sistemas de Tx Dedicado en la zona sin posibilidad de conexión para nuevos alimentadores (No están adaptados).

Se propone:

- Que se considere un adecuado **emplazamiento y orientación de la SPD** de tal modo que facilite el acceso por Dx y la llegada a los paños o sala de celdas en MT. Lo anterior con el fin de utilizar la potencia de diseño planificada por Tx.
- De igual forma, evaluar la posibilidad de Sistemas de Tx Dedicados para la conexión de alimentadores (Adaptadas).



ACCESO ABIERTO



CRITERIOS DE ACCESO ABIERTO

Para nuevas conexiones de alimentadores

1. Alto costo de servidumbres para acometida de alimentadores.
2. Propensión del propietario de la SPD o terreno circundante a abusar de posición dominante sobre la Distribuidora.
3. Riesgo de adecuación por construcción canalizaciones acometida subterránea de alimentadores.

Empresa Dx debió comprar 0.5 Has a Propietario terreno circundante para emplazar alimentadores.

Pago adicional fuera del proceso de Acceso Abierto al propietario para construcción de **canalización subterránea bajo calle de asfalto**.





CRITERIOS DE ACCESO ABIERTO

Para nuevas conexiones de alimentadores

- La empresa Dx tuvo que realizar inversiones que van más allá de las modificaciones propias de la adaptación de su Red Dx para realizar la conexión a los nuevos puntos de retiro.
 - Gastar recursos que no serán reconocidos en tarifa Dx.
 - Negociar en condiciones de asimetría.
 - Asumir riesgos propios de la subestación eléctrica de Tx Zonal.
- En resumen, son mayores costos y plazos para concretar la conexión que afectan a la Distribuidora.
 - Esto impacta directamente a los clientes finales.

Se propone:

- Que el **decreto de Expansión y la licitación** deben establecer el fin para lo cual es una **nueva instalación de Tx Zonal** lo cual permita y asegure posiciones vía Acceso Abierto para **nuevos alimentadores**. Además, que el **Adjudicatario debe relacionarse tempranamente con la Distribuidora**, con el propósito de que el diseño, estudios y la construcción de las obras estén técnicamente coordinadas.



CRITERIOS DE ACCESO ABIERTO

Evaluación impacto nuevas conexiones

- Art. 89º de la LGSE establece que el propietario de la instalación debe efectuar las ampliaciones, adecuaciones, modificaciones y refuerzos que sean necesarios para las conexiones por Acceso Abierto.
- Al no ser de costo de la empresa que se quiere conectar las soluciones que éstas presentan pueden ser invasivas, de difícil implementación y de impacto en la seguridad operacional de las instalaciones existentes.
- Hay una afectación económica al propietario porque la valorización a precio eficiente resulta muy por debajo del costo real de cualquier obra de modificación de una instalación en operación, especialmente si es reubicación de elementos.
- Eventualmente las intervenciones de las instalaciones existentes pueden tener costos muy altos, los que, al ser incorporados en la tarifa, impactan finalmente al cliente regulado que no necesariamente recibe beneficios con la conexión.





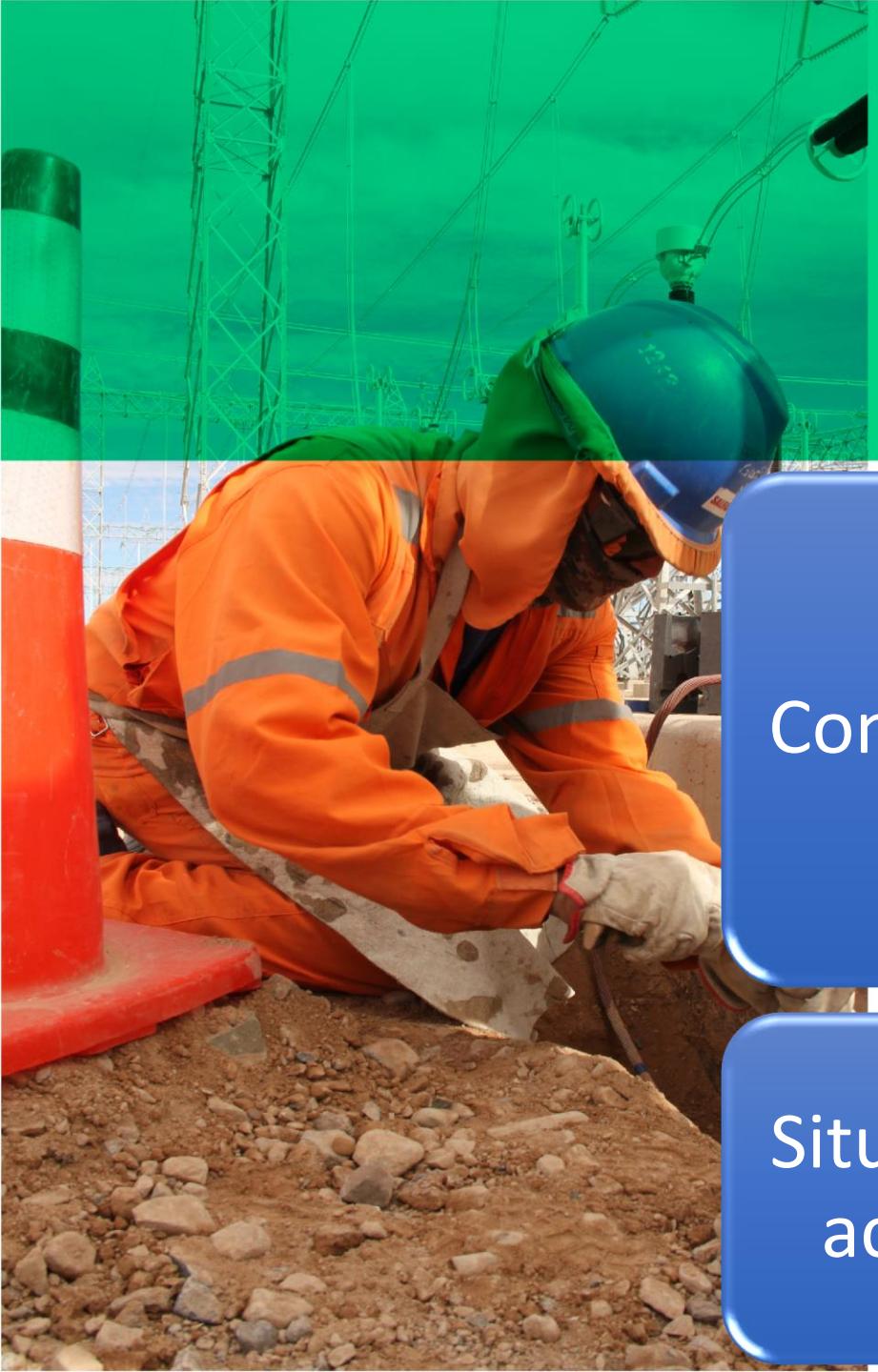
CRITERIOS DE ACCESO ABIERTO

Evaluación impacto nuevas conexiones

- Casos donde afectan a la Transmisora operacional o económicoamente.
- Posición solicitada ocupada por TPP de Barra. Se solicita a propietario reubicarlos a una de las cabeceras de barra:
 - ❖ No hay remuneración adicional.
 - ❖ Se necesitan TPP adicionales para instalar en nueva ubicación por continuidad del servicio.
 - ❖ Pruebas de puesta en servicio de alto riesgo (protección diferencial de barra).
- Habilitación de paño o acometida del solicitante afectan accesos para realizar mantenimientos o reemplazos de equipos en operación:
 - ❖ Se aumentan los tiempos de indisponibilidad ante falla afectando los índices de la instalación y afectando a los demás conectados.
 - ❖ Puede haber cobro por energía no suministrada si se requiere indisponer la instalación de quien se conecta.
- Habilitación de paño del solicitante requiere reubicar cierro metálico.
 - ❖ Significa ampliar patio de equipos, lo que implica ampliar malla puesta a tierra.
 - ❖ El traslado del cierro no recibe remuneración adicional. La ampliación de la malla es de muy baja remuneración.



OBRAS DE EXPANSIÓN



CERTEZAS EN FUTURAS OBRAS DE EXPANSIÓN

Caso ejemplo: Proyecto Metrenco – Enlace Imperial

Contexto

- En el proceso de Planificación de la Tx 2016 – 2017, se detectaron **problemas de suficiencia y seguridad** en la zona de Temuco, Nueva Imperial y sus alrededores.

- Dado lo anterior, **se aprobaron 3 proyectos de expansión** en la zona circundante asociado al subsistema Nueva Imperial 66 kV, incluyéndose en la solución el subsistema Temuco – Pitrufquén 66 kV.

- Decreto Nº 418 del 19 de agosto de 2017 aprobó los siguientes proyectos: **Nueva Subestación (SE) Metrenco 220/66 kV 2x60 MVA**, **Nueva SE Enlace Imperial 66/23 kV 16 MVA (SE Las Violetas)** y **Nueva línea de Transmisión (LTx) Metrenco – Enlace Imperial 2x66 kV**.

Situación actual

- De los 3 proyectos decretados y licitados el año 2018 por el Coordinador, con decreto de adjudicación 5T del 31-08-2019, **sólo SE Enlace Imperial o renombrada como SE Las Violetas** por el propietario, logró su puesta en servicio en plazo.

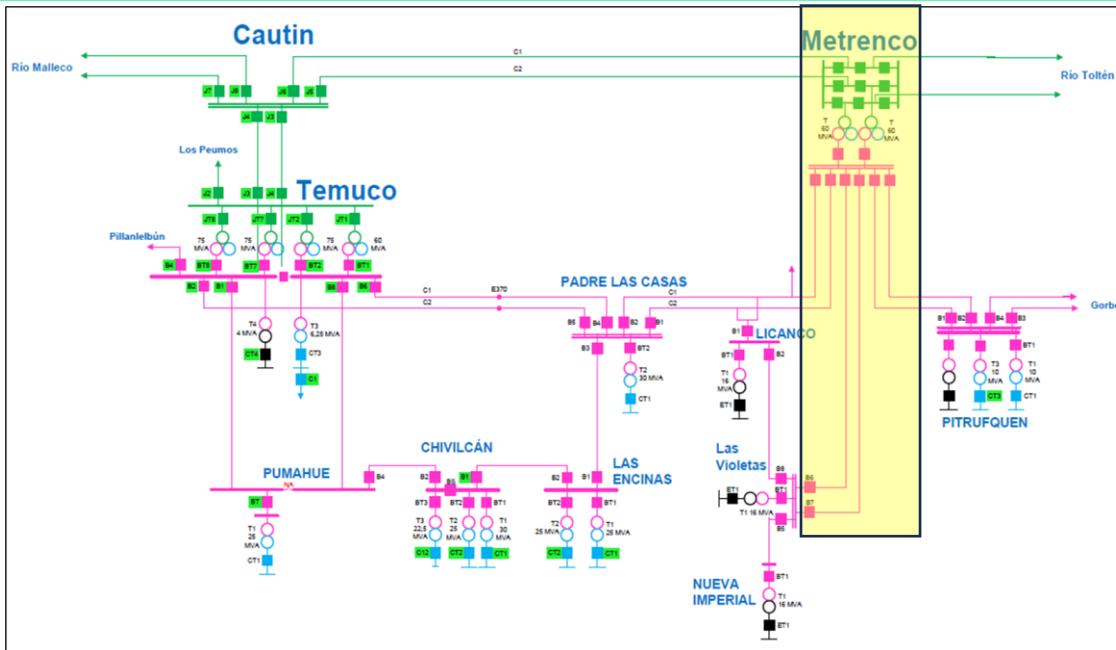
- Los 2 proyectos restantes aun siguen con **incertidumbres en su construcción**, poniendo en **riesgo el abastecimiento de la demanda a los clientes finales** en el mediano y largo plazo.





CERTEZAS EN FUTURAS OBRAS DE EXPANSIÓN

Caso ejemplo: Proyecto Metrenco - Enlace Imperial



- ❖ Dadas las incertezas en la ejecución del proyecto, ¿qué herramientas tenemos para validar su concreción? ¿Cómo tener la mejor información? ¿En qué momento tomamos la decisión de ejecutar otra solución?
- ❖ Vemos riesgos de que ninguna solución en transmisión llegue a tiempo.





EN CONCLUSIÓN...

- ✓ La Tx Zonal debe evaluar la implementación de N-1 y N-1-1 sistémico, especialmente las capitales regionales o grandes zonas urbanas a nivel nacional (Clusterización de las instalaciones de Tx Zonal).
- ✓ De igual manera, se debe evaluar el criterio de seguridad a nivel de instalaciones de Tx Zonal de **baja densidad de demanda y/o clientes**. Actualmente, la distribuidora ha tenido que mitigar con Gx local (diésel) problemas asociados a la Tx Zonal.
- ✓ **Potencia firme es clave para la seguridad a nivel local** en las subestaciones existentes.





EN CONCLUSIÓN...

- ✓ Es clave contar con un perfeccionamiento del Art. 81º del Reglamento que permita acercar la Tx Zonal al cliente final, lo cual mejora la Seguridad y QoS en el largo plazo.
 - Garantizar estándares similares de Seguridad y QoS en todas las zonas.
 - Se deben establecer estándares de distancia de centros de carga a SPD (existentes).
- ✓ Los insumos de la Distribución deben ser factor estratégico en los análisis y evaluaciones, de tal modo que exista un **desarrollo armónico Tx-Dx**.





EN CONCLUSIÓN...

- ✓ Se deben establecer el fin para lo cual es una nueva instalación de Tx Zonal lo cual **permite y asegure** posiciones vía Acceso Abierto para **nuevos alimentadores**.
- ✓ Además, el **Adjudicatario de una nueva SPD debe relacionarse tempranamente con la Distribuidora**, con el propósito de que el diseño, estudios y la construcción de las obras estén técnicamente coordinadas (**Desarrollo armónico Tx-Dx.**)
- ✓ **Criterios de Acceso Abierto** se deben revisar en lo que respecta a las soluciones de ingeniería para las nuevas conexiones con el fin de minimizar alternativas que requieren hacer adecuaciones con un alto impacto en inversión y/u operacional.





EN CONCLUSIÓN...

- ✓ La Tx se debe desarrollar con anticipación, ya que cada vez será más difícil el desarrollo por barreras ambientales, sociales y de desarrollo urbano (Costo de oportunidad versus atrasos en los proyectos de Tx).
- ✓ Además, desarrollar la Tx haciendo uso eficiente del territorio y coordinando con otros ministerios es clave para avanzar en una transmisión ágil y oportuna.





Invitamos a los diversos actores a construir una regulación robusta y moderna, que responda a los desafíos reales del sistema de transmisión.



Gracias



transmisoras

Asociación de Transmisoras de Energía

PROPUESTAS ENGIE

Miércoles 16 de abril, 2025



Mesas de Trabajo Reglamentarias
Ley 21.721

Temas a Presentar

Acceso Abierto

- Consideraciones en Cálculo CTD
- Condiciones de Participación

Planificación

- Modelos de Simulación
- Consideraciones Adicionales

Calificación

- Estabilidad en Calificación de Instalaciones Dedicadas

Ronda de Preguntas

1.1. Acceso Abierto y Proceso de Conexión

- **LÍMITES TÉRMICOS EN CÁLCULO DE CTD**



Armonización entre la operación real
y el Acceso Abierto

Actualmente, el CEN considera una temperatura ambiente de 25 °C para determinar la Capacidad Disponible de todas las instalaciones.

Es necesario que considere un análisis estadístico de las temperaturas por zona, a fin de reflejar las condiciones reales donde se emplazan los proyectos.

El reglamento debe ampliar criterios mínimos del cálculo:

Artículo 64.- Para efectos de lo establecido en el artículo precedente, en la determinación de la capacidad técnica disponible de transmisión de los sistemas dedicados, el Coordinador deberá considerar, al menos, los siguientes antecedentes:

(...)

f. Registros históricos de la operación real del Sistema Eléctrico, así como análisis estadísticos de condiciones meteorológicas de la zona; y

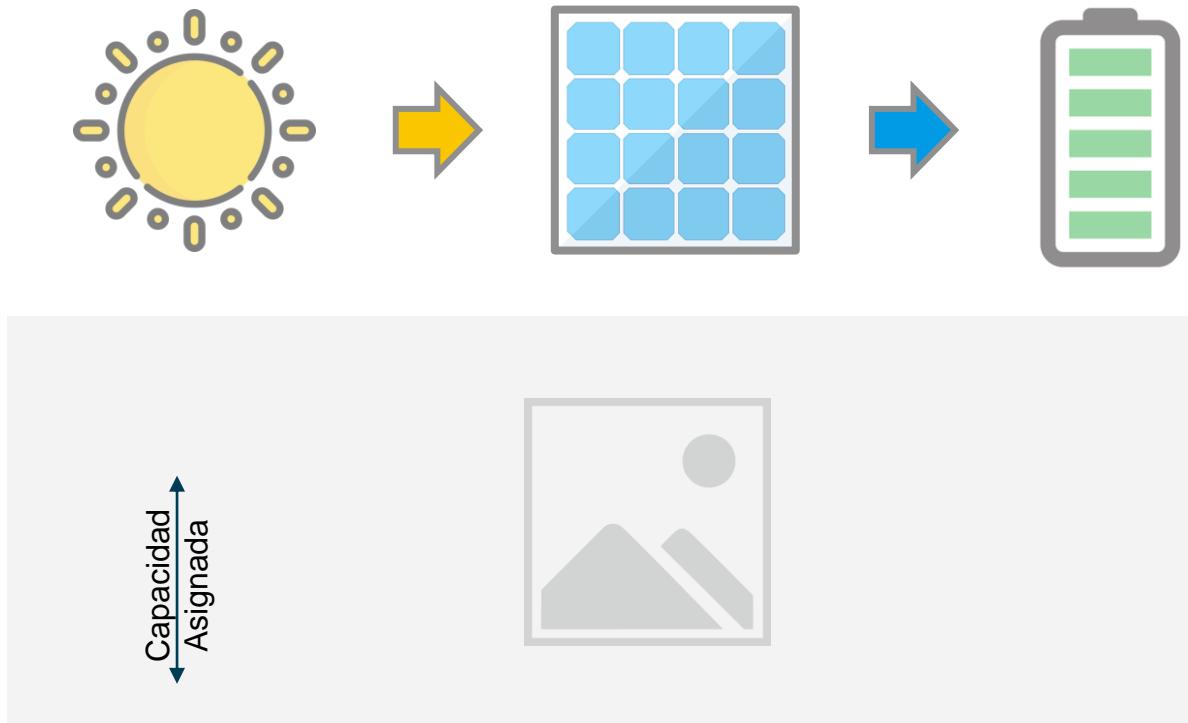
1.2. Acceso Abierto y Proceso de Conexión

- **REPRESENTACIÓN PERFILES DE GENERACIÓN EN CTD**

Con el objetivo de aprovechar de mejor manera la capacidad existente de las instalaciones de transmisión, se debe velar por un correcto reconocimiento de los perfiles de generación de las distintas tecnologías que puedan actuar en bloques de horarios distintos.

En este sentido, se propone que el reglamento debe reconocer los perfiles esperados de modo tal que se busque aplanar la curva de generación en determinados horarios a través de distintas componentes de generación mejorando el uso eficiente de las instalaciones.

Su correcta aplicación debería ser asegurada a través de electrónica de potencia como es el caso de *Power Controllers*, a fin de respetar el principio.



Comparación perfiles BESS y Solar

1.3. Acceso Abierto y Proceso de Conexión

• IGUALDAD DE CONDICIONES EN SOLICITUDES

Según el tipo de interesado se pueden dar dos casos al momento de solicitar un punto de conexión

En ambos casos, las solicitudes debiesen ser canalizadas a través de un medio único a fin de evitar beneficios en tiempo.

Tipo de Proyecto: Híbrido
Capacidad [MW]: 52
Fecha Recepción: 11 de marzo de 2025 13:01:49
Fecha Estimada Conexión: 31 de octubre de 2028 00:00:00
Fecha de Informe Definitivo:
Plazo de obtención de declaración en construcción:
Prórroga de plazo de obtención de declaración en construcción:
Región: Metropolitana de Santiago
Comuna: Colina
Segmento de Transmisión: Dedicada



Interesado es No Coordinado
Solicitud por correo electrónico

Lo anterior requiere que la plataforma Acceso Abierto (u otra del CEN) sea el medio oficial de ingreso de todas las solicitudes

Interesado es Coordinado
Solicitud por Plataforma

1.4. Acceso Abierto y Proceso de Conexión

MEDIDAS PARA MITIGAR LA ESPECULACIÓN Y FACILITAR LA PARTICIPACIÓN

Para evitar casos de especulación es necesario que se revisen las formas de cálculo y caución de las garantías del proceso.

SAC: Sistema
Uso Público



SUCTD: Sistema
Dedicado



Además el Coordinador deberá disponer de información técnica de fácil acceso de las solicitudes en curso, con el fin de que las empresas interesadas en un punto de conexión dado, puedan tener antecedentes acerca de la estrategia de conexión de los proyectos que las preceden.

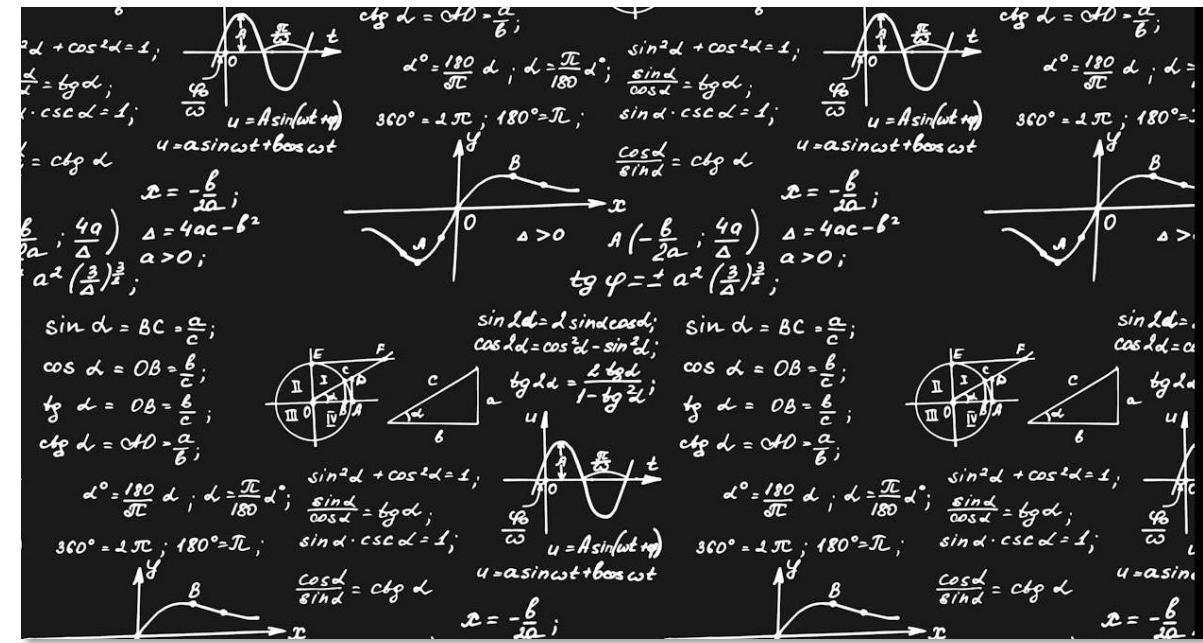
Orden Prelación	NUP	Empresa	Nombre Proyecto	Potencia MW	Tipo de Proyecto	Punto de Conexión	Fecha de ingreso	Estado
1	1966	Engie Energía Chile S.A.	PS Libélula	199,2	Central Renovable Solar Fotovoltaica	S/E El Manzano 220 Kv Paño J3	21-04-2020	Autorizado para declararse en construcción
2	1988	Enel Green Power del Sur SpA	Parque Fotovoltaico El Manzano	89,44	Central Renovable Solar Fotovoltaica	S/E El Manzano 220 kV Paño JTS	25-05-2020	En operación
3	3325	Enel Green Power del Sur SpA	Sistema de almacenamiento del PF El Manzano	60	Almacenamiento	S/E El Manzano Solar 33 kV	10-02-2022	En proceso de conexión

2.1. Planificación de la Transmisión

- MODERNIZACIÓN DE MODELO DE PLANIFICACIÓN**

El modelo actual es extremadamente simplificado y no representa adecuadamente la complejidad de la operación del sistema.

Se requiere de una herramienta más profunda que represente adecuadamente las necesidades del sistema (zonal, saturación de transformadores, uso de baterías, etc.)



- Modelo actual es altamente sensible a parámetros de entrada
- Necesidad de cambio de esquema estático y mayores escenarios (Representación renovable, día/noche, estaciones del año)
- Representación íntegra de la zona y no solo del proyecto
- Estado del arte de Conexiones Internacionales

2.2. Planificación de la Transmisión

CO-OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS

Se debe tener cuidado ya que incorporar más capas de análisis podría perjudicar el seguimiento y reproductibilidad de los resultados (\uparrow Atributos \uparrow Complejidad), poniendo en riesgo la fecha de publicación de los informes de expansión.

A nuestro juicio, agregaría más valor que las obras de un Plan no se analicen en forma aislada, sino que exista un proceso de co-optimización.



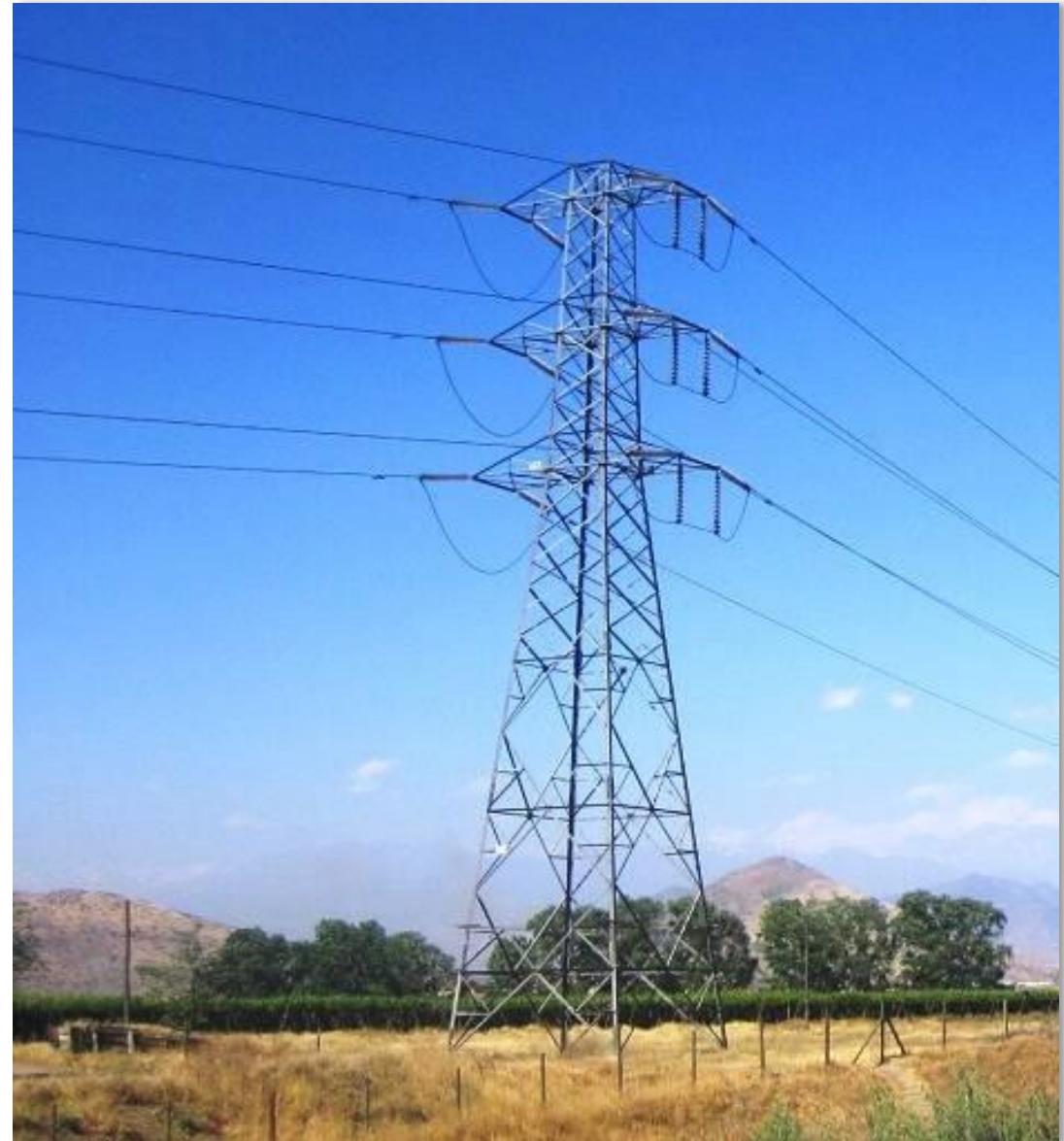
2.3. Planificación de la Transmisión

- **VARIABLES SOCIO-AMBIENTALES**

El plan debiese tener una mirada de zonas de alto conflicto para evaluar obras alternativas para evitar dichas zonas (por ejemplo, usar zonas costeras).

También se debiese considerar obras de ampliación inmediatas en zonas de conflicto y no esperar una cantidad determinada de años para volver a intervenir la instalación por el riesgo que conlleva.

Del mismo modo los valores referenciales deben considerar medidas de mitigación social y ambiental en la ejecución de los proyectos.



2.4. Planificación de la Transmisión

• RESILIENCIA

Si bien el Plan de Expansión 2024 incluye criterios de resiliencia producto de impactos ambientales, es necesario robustecer la metodología:

1. Incluir medidas de largo plazo para abordar escenarios extremos

- Soterramiento de líneas transmisión críticas
- Redundancia en instalaciones de Transmisión
- Reforzamiento de estructuras
- Elevación de subestaciones
- Relocalización de instalaciones
- Adaptación al Cambio Climático
- Diseño de un **Plan de Seguridad de Infraestructuras**

2. Realizar un análisis integral de eventos climáticos

Escenarios de Impacto		
	Daños	Afectación
Deslizamientos de Tierra	<ul style="list-style-type: none">• Imposibilidad de acceso.• Integridad de la infraestructura comprometida debido al colapso de torres o taludes cercanos a subestaciones.• Riesgo de socavones y posible interrupción de los servicios de transmisión de energía.	<ul style="list-style-type: none">• Accesos bloqueados.• Subestaciones, torres y taludes afectados.• Impacto directo sobre líneas de alta tensión.
Vientos Extremos	<ul style="list-style-type: none">• Daños a la infraestructura causados por el desplazamiento de equipos o la caída de árboles.	<ul style="list-style-type: none">• Equipos desplazados: cables, torres de transmisión.• Daños en los cables.
Inundaciones	<ul style="list-style-type: none">• Daños significativos a la infraestructura y equipos, comprometiendo la integridad operativa (lluvias intensas), incluyendo la caída de torres.	<ul style="list-style-type: none">• Equipamiento• Lineas de Transmisión
Olas de Calor e Incendios	<ul style="list-style-type: none">• Daños a la Infraestructura.	<ul style="list-style-type: none">• Infraestructuras: subestaciones, salas de máquinas, oficinas y bodegas.• Cables.

2.5. Planificación de la Transmisión

- **VINCULACIÓN DE PROPUESTAS CEN**

Actualmente las propuestas del CEN (tanto la de enero como su actualización a mediados de año), son solamente referenciales para la ejecución del informe de expansión, al igual que la de cualquier proponente.

Es necesario que exista una mayor vinculación de estas propuestas al Plan, ya que el CEN tiene una mayor visión sistémica (por ejemplo, en sistemas zonales) de las necesidades de la operación del sistema.

Se propone que existan dos tipo de instalaciones:

- **Instalaciones para lograr Objetivos de Políticas Energéticas de Largo Plazo:**
→ *Determinados por la Comisión*
- **Instalaciones críticas para la Operación Segura del Sistema:**
→ *Determinadas por el Coordinador*

3.1. Calificación

Existe un punto a mencionar que tiene que ver con las instalaciones que son intervenidas por planes de expansión. En este sentido, el Reglamento de Planificación (A°96) diferencia dos momentos de cambio de Calificación:

Aspecto	Inciso Segundo Art. 96°	Inciso Tercero Art. 96°
Tramos Intervenidos	Instalaciones Dedicadas intervenidas por Planes de Expansión.	Instalaciones reguladas calificadas como Dedicadas para el próximo cuadriénio e intervenidas por Planes de Expansión.
Criterio Cambio Calificación	Sólo si cambia la naturaleza del uso del tramo y permite conexión a sistemas regulados.	Se mantiene calificación como dedicada hasta la entrada en operación de la obra de expansión que la interviene. Luego, cambia su calificación.
Momento del Cambio de Calificación	No mencionado.	Se produce al momento de la entrada en operación de la obra de expansión correspondiente.
Obligaciones del CEN	No mencionado.	Debe resguardar que las autorizaciones o modificaciones a instalaciones dedicadas no alteren la materialización ni el propósito de la obra de expansión.

“Calificación Instantánea con Publicación del Decreto del Plan de Expansión que Interviene la Obra”

vs

“Calificación transitoria hasta la entrada en operación de la Obra que la Interviene”

3.1. Calificación

En este sentido la Resolución de Calificación 2024-2027 declara “diversas” calificaciones para la instalación:

Tabla 12: Tramos de subestación pertenecientes a los Sistemas de Transmisión Zonal

ID	Tramo de Subestación	Calificación	Área
SE-Z_4	Capricornio	Zonal	Área A

Tabla 21: Tramos de subestación que se encuentran en servicio previo a la fecha de evaluación

ID	Tramo Subestación	Calificación	Área
SE-DE_2	Capricornio	Dedicado	-

Tabla 23: Tramos de subestación pertenecientes al Sistema de Transmisión Dedicado usados por usuarios sometidos a regulación de precios que se encuentran en servicio previo a la fecha de evaluación

ID	Tramo Subestación	Calificación	Área
SE-DE_2	Capricornio	Dedicado	Área A

Si bien la Resolución no lo menciona explícitamente, la denominación "*previo a la fecha de evaluación*" se refiere a las instalaciones con calificación transitoria:

- Para la etapa de calificación por decretos de expansión, el inciso tercero del artículo 96º del Reglamento de Planificación señala que aquellas obras que fueron calificados como nacionales o zonales, que fueron intervenidos por alguna obra de expansión y que pasaron a ser dedicados en el proceso de calificación siguiente, mantendrán su calificación de dedicados hasta que entre en operación la obra que la interviene. Dicha calificación transitoria se recoge en la tabla 21 del ITF, indicada como "Instalaciones que se encuentran en servicio previo a la fecha de evaluación".
- Por lo tanto, los tramos en análisis cumplen a cabalidad con lo señalado en el párrafo precedente, dado que su calificación cambió de zonal a dedicado en dos procesos de calificación consecutivos y existen a su vez obras de expansión que lo interviene.



Se propone que cualquier tipo de instalación dedicada que cambie de calificación por intervención de obras de un Plan de Expansión, cambie instantáneamente su calificación a regulada a fin de armonizar las solicitudes de conexión.

PREGUNTAS



Gracias





POR UN CHILE
100% RENOVABLE

Mesa de trabajo público-privada para las modificaciones reglamentarias para la implementación de la Ley 21.721 de Transición Energética

ACERA A.G.

16 de abril de 2025



Índice de la Presentación

1. Acceso abierto en Sistemas de Generación Consumo.
2. Plazo de vigencia del Informe de Autorización de Conexión.
3. Modificaciones del artículo 102.
4. Metodología de planificación.

DS37: Acceso abierto

Sistemas de Generación Consumo

Referencia:

- En la presentación de Propuestas Conceptuales del DS125 que el MEN realizó el pasado 31 de marzo se indica que el régimen de acceso abierto y definición de punto de conexión será evaluado en su mérito en el DS37 y DS10.

Diagnóstico:

- La definición legal del Sistema de Generación Consumo establece que debe existir un único punto de conexión al sistema.
- Las instalaciones de transmisión internas del proyecto fueron diseñadas para abastecer un proceso productivo determinado, y, por lo tanto, no deben estar sujetas a acceso abierto.

Propuesta:

- **Se propone homologar el criterio aplicable a una central generadora para la definición del punto de conexión al sistema de transmisión, es decir, que corresponda al lado de alta tensión de su transformador de poder (Art. 1-7º de la NTSyCS).**

DS37: Acceso abierto

Plazo de vigencia del Informe de Autorización de Conexión

Referencia:

- El artículo 24º da la potestad al CEN para establecer plazos para que el titular de la autorización de conexión presente a la CNE los antecedentes necesarios para la Declaración En Construcción de su proyecto. Estos plazos además podrán ser prorrogados por razones fundadas.
- En el Procedimiento Interno “Criterios para la Aplicación del Régimen de Acceso Abierto” se indica que el CEN emitirá el “Informe de Autorización de Conexión Definitiva” o el “Informe de Uso de Capacidad Técnica Disponible” los que contendrán los plazos para cumplir con los requerimientos de la DeC. Plazos entre 6 y 24 meses desde la emisión del informe definitivo, prorrogable por una vez.

Diagnóstico:

- Ni el reglamento ni el procedimiento interno contemplan el caso en que obras expansión donde se solicita conexión presentan atrasos no atribuibles al solicitante de punto de conexión. Por ejemplo, el caso del proyecto Itahue-Hualqui.
- En este tipo de escenarios, para el solicitante del punto de conexión resulta complejo avanzar con el desarrollo de su proyecto y realizar gastos relevantes, ante la incertidumbre de si efectivamente podrá disponer de un punto de conexión de forma oportuna.

Propuesta:

- **Congelar los plazos asociados a la declaración en construcción de los informes de autorización de conexión, ante atrasos de infraestructura de transmisión que no sean atribuibles al solicitante del punto de conexión.**

DS37: Acceso abierto

Modificación al art.102. (1 de 2)

Referencia:

- La Ley 21.721 incorpora en el artículo 102º de la LGSE el siguiente inciso:

"Las empresas de generación podrán proponer y financiar obras de ampliación en instalaciones de transmisión a su cuenta y riesgo, que permitan inyectar al sistema todo el potencial de energía generado, siguiendo para tal efecto el procedimiento señalado en el inciso anterior".

Contexto:

- La ley modificó lo indicado en el artículo 40º tercer inciso del reglamento que, en el caso de obras de ampliación, sólo podían solicitar la interconexión empresas propietarias de las instalaciones.
- Por su parte, el artículo 38º sostiene que las obras que se ejecutan por artículo 102 serán valorizadas como obras existentes (valorización regulatoria), por lo que no existen incentivos para los propietarios de obras para tramitar proyectos por artículo 102.
- La ley 21.721 modifica esta situación al permitir que empresas generadoras puedan **proponer y financiar obras a su cuenta y riesgo**.

DS37: Acceso abierto

Modificación al art.102. (2 de 2)

Aspectos que se deben definir:

- **¿Quiénes quedarán como propietarios de las obras de ampliación que sean propuestas por empresas de generación?**
 - Ley 21.171 estableció que obras de ampliación sean licitadas por los propietarios, lo que sugiere que los propietarios de las instalaciones de transmisión podrían quedar como propietarios de las obras de ampliación que propongan las empresas de generación.
 - Si se opta por que la propiedad recaiga en los generadores se gatillan una serie de alcances por resolver: Operación y mantenimiento de las instalaciones, compatibilidad con artículo 7º LGSE, responsabilidad ante fallas, etc.
- **Se requiere dar una bajada al concepto de “Las empresas de generación podrán proponer y financiar obras de ampliación en instalaciones de transmisión a su cuenta y riesgo”.**
 - ¿Las obras de ampliación que se gatillen por esta vía , previa aprobación de la CNE, serán vinculantes para los propietarios de las instalaciones de transmisión?
 - ¿Esto implicaría que empresas generadoras absorberían diferencias entre valorización regulatoria y los costos reales de las obras?
- **Requisitos que justifican el desarrollo de la obra por fuera del plan de expansión**
 - ¿Se mantienen los criterios vigentes o se expanden a otros que permitan “la inyección de todo el potencial de generación”?

DS37: Planificación de la Transmisión

Cambios propuestos a la metodología de planificación (1 de 2)

Referencia:

- La metodología de planificación se sustenta en el Título III, capítulo 4 del Reglamento y contempla varias etapas:
 - Análisis preliminar.
 - Análisis de necesidades de Acceso Abierto.
 - Análisis de Suficiencia y Eficiencia Operacional.
 - Análisis de Seguridad y Calidad de Servicio.
 - Análisis de Factibilidad Técnica y Valorización de los Proyectos.
 - Evaluación Económica de los Proyectos.
 - Análisis de Resiliencia.
 - Análisis de Mercado Eléctrico Común.
 - Conformación del Plan de Expansión.

DS37: Planificación de la Transmisión

Cambios propuestos a la metodología de planificación (2 de 2)

Diagnóstico:

- Metodologías implementadas en el Plan de Expansión Anual de la Transmisión no necesariamente capturan adecuadamente los beneficios de una expansión oportuna.
- Se han realizado diferentes estudios que proponen mejoras al proceso de planificación de la transmisión:
 - Plan de descarbonización. Ministerio de Energía, 2024.
 - Recomendaciones regulatorias para la descarbonización de la matriz eléctrica chilena. ISCI et al., 2024.
 - Identificación de acciones sistémicas de corto y largo plazo para un desarrollo adecuado de los sistemas de transmisión como condición habilitante de la carbono neutralidad. ISCI/SPEC 2023.

Propuesta:

- Evaluar la implementación de las mejoras al proceso de planificación de la transmisión que se han presentado en diferentes informes:
 - Enfoque multivalor.
 - Mayor detalle operación y granularidad.
 - Optimización de portfolio de proyectos.
 - Considerar recursos energéticos distribuidos.
 - Análisis de resiliencia mediante métricas de riesgo.

POR UN CHILE
100% RENOVABLE

Mesa de trabajo público-privada para las modificaciones reglamentarias para la implementación de la Ley 21.721 de Transición Energética

ACERA A.G.

16 de abril de 2025





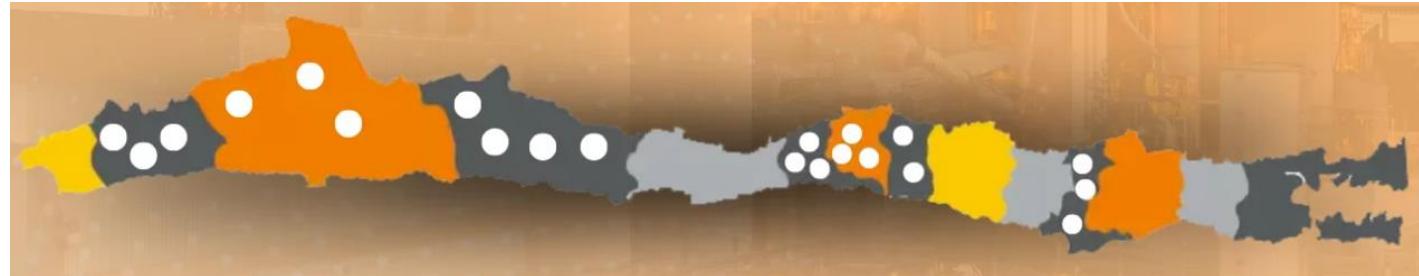
Modificaciones reglamentarias para la implementación de la Ley de Transición Energética

16 de abril de 2025

ACENOR

Con 29 años representando a nuestros socios, hoy contamos con 24 asociados de distintos tamaños y diversos sectores productivos a lo largo de todo el país.

Representamos el 50% de la demanda máxima de clientes libres.



AngloAmerican



ANTOFAGASTA
MINERALS



CENTINELA
ANTOFAGASTA MINERALS



LOS PELAMBRES
ANTOFAGASTA MINERALS



ASMAR
ASTILLEROS Y MASTRANZAS
DE LA ARMADA DESDE 1895



AZA
Acero Sostenible*



Polpaico



CODELCO



COLLAHUASI
MUCHO MÁS QUE COBRE



Cristalchile



TRENES
DE
CHILE



Altonorte
UNA EMPRESA GLENCORE



ENAMI
EMPRESA NACIONAL DE MINERIA



GoodYear



MESSER
Gases for Life



METRO
DE SANTIAGO



CASERONES
OPERACIÓN DE SOM MINERA LUMINA COPPER CHILE



LOMAS BAYAS
UNA EMPRESA GLENCORE



mvc



MOLYCOP



OXY



SIERRA GORDA SCM



SQM

Soluciones
para el
desarrollo
humano



Alcance y marco del proceso

OBJETIVO DE LA LEY 21.721

Acelerar la participación de las **energías renovables y limpias** en la matriz eléctrica nacional, a través de medidas que van en línea con el **desarrollo eficiente** de las obras de **transmisión eléctrica**.

DESAFÍOS

Contar -en el **mediano plazo**- con **herramientas regulatorias** que permitan acelerar el **desarrollo eficiente** de la **transmisión**.

- La Ley 21.721 no tuvo como objetivo solamente acelerar la participación de las energías renovables, sino que también habilitar obras necesarias para el **abastecimiento de la demanda** (Caso Ñuble).
- Enfatizamos la necesidad de que el **desarrollo de la infraestructura sea costo-eficiente**.

Temas



Obras de Transmisión a propuesta de generadoras.



Perfeccionamientos en Planificación de la Expansión y Acceso Abierto.



Cambios de calificación y degradación de instalaciones dedicadas.



Consideraciones en revisión de Valor de Inversión, Plan de Descarbonización y Tarificación.

Obras de Transmisión a propuesta de generadoras

Las empresas de generación podrán proponer y **financiar** obras de ampliación en instalaciones de transmisión a su **cuenta y riesgo**, que permitan injectar al sistema todo el potencial de energía generado.

- Por lo tanto, si el titular de un proyecto de generación se acoge a esta modalidad, debe comprometerse a la construcción a su costo como **sistema dedicado**.
- Se debe tener en consideración que cualquier obra que se incorpore mediante este mecanismo debe mantener **invariabilidad en el proceso de calificación de instalaciones**.
- El proceso de autorización para la realización de estas obras debe estar **sujeto a un conjunto de requisitos técnicos** que hagan viable y ordenado el desarrollo del sistema de transmisión. La decisión individual no puede hacerlo menos eficiente.

Perfeccionamientos en Planificación de la Expansión

Eficiencia

- En el caso de **obras que no se fundamentan solamente en eficiencia operacional** (por ejemplo, suficiencia, seguridad o calidad de servicio), consideramos que igualmente deben ser económicamente eficientes.
- En estos casos, proponemos que se establezca que la obra conceptualizada debe ser la más económica, entre las alternativas consideradas, que resuelva la necesidad detectada.

Perfeccionamientos en Planificación de la Expansión

Eficiencia:

- Incorporar un proyecto en el plan de expansión podría ser inconsistente si la entrada en operación se proyecta antes de entregar todos los beneficios para los cuales se la ha evaluado, generando que los clientes deban comenzar a pagar la obra con años de antelación.
- Por lo tanto, proponemos incorporar que existan **obras que puedan quedar condicionadas a que sólo se liciten, se construyan y entren en operación al momento que es requerido para el sistema**, de manera de que la obra elegida sea técnicamente la más adecuada y la más conveniente en términos económicos al momento de la entrada en operación.

Perfeccionamientos en Planificación de la Expansión

Eficiencia:

- La planificación de la transmisión es un proceso reglado, con criterios, etapas y plazos para su revisión, participación de interesados y posibilidad de presentar discrepancias.
- Con el objeto de mantener una adecuada trazabilidad y dar la oportunidad para que todos los aspectos de una obra de expansión puedan ser revisados, no es apropiado que algunos de los aspectos centrales sean modificados después de la instancia de discrepancias.
- Por lo tanto, es conveniente que **se regule el caso en que el Coordinador pueda modificar los proyectos recomendados en el plan de expansión**. En particular, si la modificación cambia el VI, esto le corresponde a la CNE y la misma debería evaluar si la obra aún se recomienda con un VI distinto.

Perfeccionamientos en Planificación de la Expansión

Eficiencia:

En la evaluación económica de obras recomendadas por eficiencia, consideramos necesario actualizar la metodología para **incluir todos los costos de operación relevantes**. Entre estos costos se identifican al menos:

- Los costos en prestación de servicios complementarios, en caso de que la solución de transmisión tenga impactos en la cantidad de recursos técnicos requeridos.
- Los costos producto de las restricciones a la operación que se pueden producir durante los trabajos. Por ejemplo, en cambios de conductor o sobrecostos de operación durante la ejecución de las obras, entre otros.

Perfeccionamientos en Planificación de la Expansión

Plazos

- Se propone **indicar plazo** para que el Ministerio actualice la proyección de la demanda, los escenarios macroeconómicos, y los demás antecedentes considerados en los escenarios definidos en el decreto a que hace referencia el artículo 86° de la LGSE.
- Permitir un **rol más complementario del Coordinador** en el proceso de planificación. Por ejemplo, para hacer más eficiente el proceso, establecer qué criterios a utilizar por el Coordinador en sus análisis deben estar alineados con los de la CNE, sin perjuicio de que pueda incorporar análisis complementarios o sensibilidades. También, el Coordinador podría tener a su cargo realizar análisis de obras de detalle de naturaleza local (por ejemplo, transformadores AT/MT).

Perfeccionamientos en Acceso Abierto

Debe propenderse a un mecanismo eficiente para que los mejores y más eficientes proyectos se terminen realizando.

- Los montos de garantía para la SAC (Solicitud de Autorización de Conexión) podrían ser complementados con **mayores exigencias en relación a la seriedad de la construcción del proyecto**, tanto en el ingreso de la SAC como para su mantención una vez obtenida, de igual manera que se ha realizado para PMGDs: por ejemplo, que al momento de solicitar la SAC se cuente con un terreno para su desarrollo, o al momento de solicitar aumentos de plazos, se acompañen antecedentes que demuestren un determinado nivel de avance real.

Cambios de calificación y degradación de instalaciones dedicadas

- El marco regulatorio vigente para los activos de transmisión Nacional y Zonal, a través de sus procesos regulares (Calificación de Instalaciones, Plan de Expansión, entre otros) puede ir alterando la funcionalidad o diseño original para el cual fueron concebidos ciertos activos de transmisión dedicada, incorporando riesgos y vulnerabilidades hacia la operación y consumos críticos de clientes libres.
- A pesar de lo indicado en el artículo 87 de la LGSE, existen espacios de mejora para cautelar más eficazmente el cumplimiento de la obligación de no degradación de los sistemas dedicados intervenidos por obras de los planes de expansión.
- Se propone modificar el DS 37 para que se exija **demostrar que no se degrada el desempeño de una instalación dedicada** intervenida por las obras incluidas en los planes de expansión. A su vez, los propietarios de las instalaciones dedicadas deben **informar sus estándares de diseño y desempeño**, que podrían ser más altos que el estándar que fija la normativa.

Consideraciones para revisión de valor de inversión

- En los casos de revisión del VI, se debe considerar el beneficio neto de la obra para el sistema, esto para asegurar que con el nuevo VI que resulte como parte del proceso de licitación, **la obra aún presente beneficios netos positivos para el sistema.**
- Las acciones de coordinación de la operación podrán tener un impacto directo en el cronograma de ejecución de las obras y también en su VI en caso que se ejecute el mecanismo de revisión. Por lo tanto, se debe tener un **mecanismo de control que permita reflejar los costos de revisión del VI en los actos de coordinación** de la operación establecidos en el artículo 72° - 1 de la Ley.

Consideraciones para Plan de Descarbonización

- **“Plan de Descarbonización - Medida 17”**: “Perfeccionar los modelos utilizados en la planificación de la transmisión”. Es importante que no haya un **“subsidio ineficiente entre obras propuestas”**. Este perfeccionamiento debe incluir una evaluación integral de los impactos en el sistema, por ejemplo, en los requerimientos y costos de SSCC y en general operaciones forzadas fuera de orden económico.
- **“Plan de Descarbonización - Medida 18”**: Perfeccionar la metodología para incorporar resiliencia en la planificación de la transmisión. Cuando se enfrenta el desafío de la resiliencia, este **“debe hacerse en forma sistémica”**. Por lo tanto, no debe considerarse que sólo la infraestructura de transmisión debe apuntar a resolver problemas de resiliencia. La resiliencia sistémica se puede abordar con criterios operacionales, de infraestructura, de gestión del consumo, entre otros.

Consideraciones para tarificación

- Objetivo: “Perfeccionar los criterios para la determinación de los cargos únicos, estableciendo reglas para elementos tales como el tipo de cambio”.
- A efectos de evitar que las tarifas de transmisión estén influenciadas por el **valor puntual de un mes del tipo de cambio**, se propone que se utilice el valor promedio. Por ejemplo, de los últimos 6 meses.



Somos la voz de los clientes libres.



transmisoras

Asociación de Transmisoras de Energía

Nuevas Propuestas a la Planificación de la Transmisión

Propuestas regulatorias

¿QUIÉNES SOMOS?

Atlantica
Sustainable Infrastructure

transel

isa
ENERGÍA

ferrovial

celeo

transemel

conexiōn®
Línea Kimol - Lo Aguirre

redinter

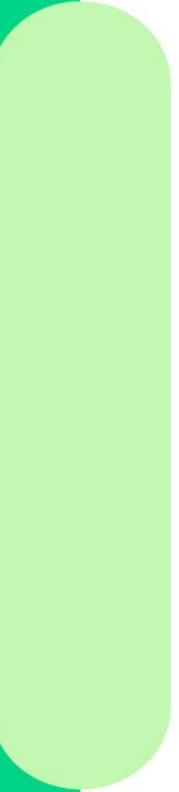
engie

ten

grupo
saesa



CONTENIDO

- 
1. Planificación
 2. Resiliencia
 3. Cambio Climático





Escenarios de Demanda y Generación se actualizan durante el proceso

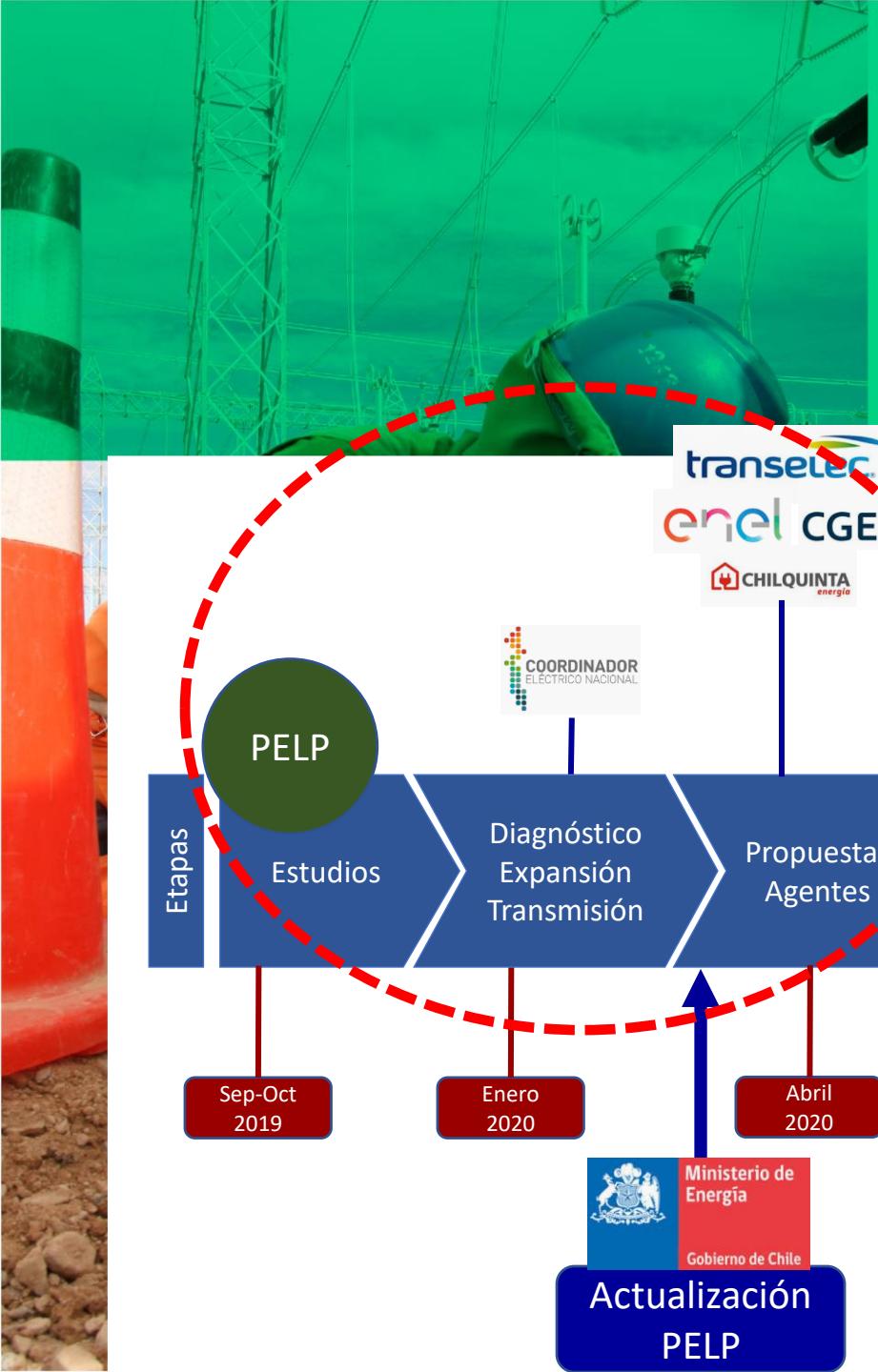
- El Decreto N°37 establece el marco reglamentario para el desarrollo del proceso de planificación de la transmisión.
- En el proceso de planificación de la transmisión, la CNE construye **escenarios técnicos de demanda y generación**.
- Los participantes pueden presentar propuestas de obras según lo establecido en la Ley y el reglamento.

🔍 Problema detectado:

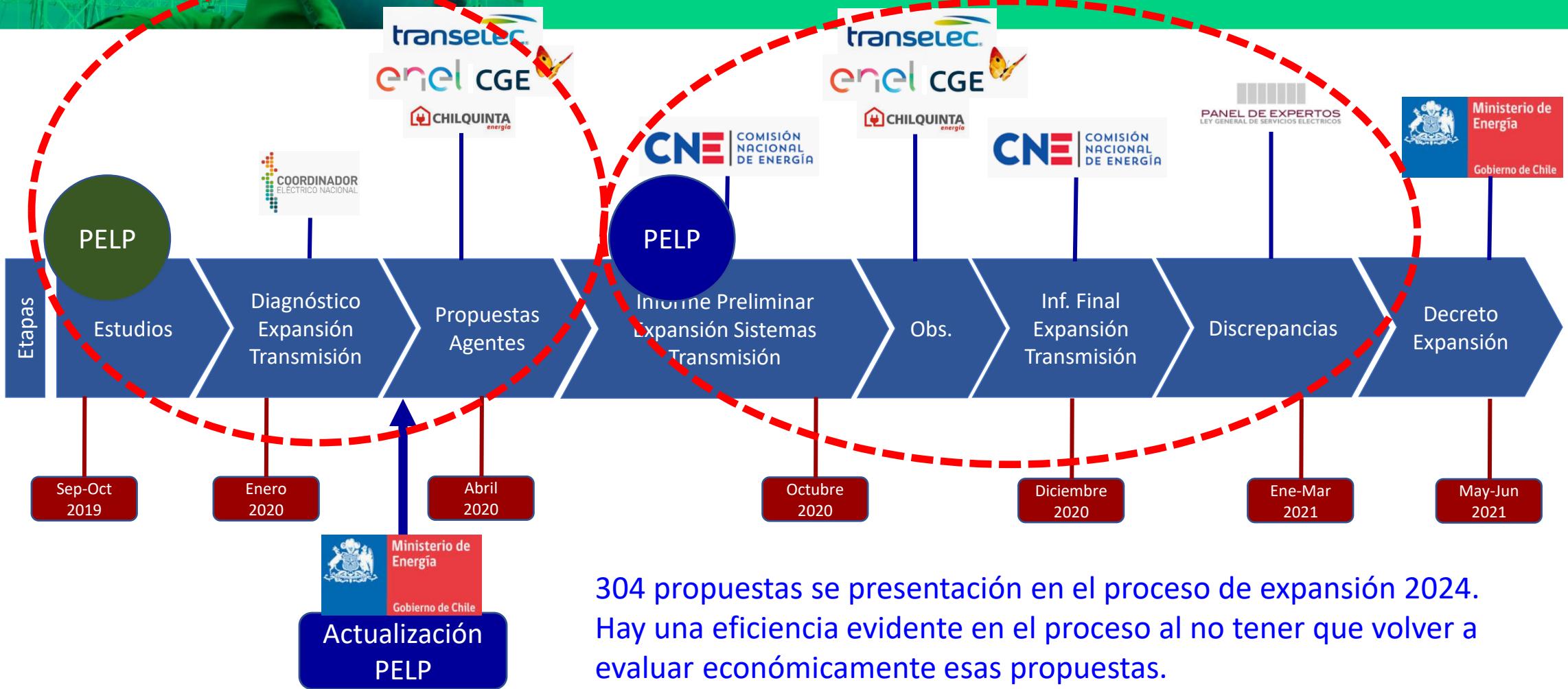
Sin embargo, los insumos de demanda y generación se actualizan después que los agentes presentan las propuestas, lo que reduce la calidad técnica y la alineación sistémica de las iniciativas de los participantes.

Los agentes proponen sin conocer los supuestos base de la CNE, afectando la utilidad y coherencia de sus propuestas.





Se gana en Eficiencia al dejar Estable la Base de Escenarios.





¿Qué se propone?: Publicación anticipada y obligatoria

📌 Incorporar una obligación reglamentaria en Decreto N°37 para que la CNE publique anticipadamente los insumos de modelamiento base de demanda y generación.

Propuesta de nuevo artículo:

“Antes del inicio del proceso anual de planificación de la transmisión, la CNE deberá publicar los antecedentes y resultados del modelamiento base de generación y demanda que serán utilizados en la elaboración del Plan de Expansión. Esta publicación deberá incluir, al menos:

- a) Proyección de demanda por barra eléctrica,*
- b) Conjunto de proyectos considerados en el EGPT,*
- c) Supuestos técnicos del modelamiento.*

La publicación deberá realizarse con al menos 15 días hábiles de anticipación a la convocatoria oficial del proceso.”





¿Por qué es necesaria esta modificación?:

La propuesta refuerza los principios de la Ley N°20.936

- Mejora técnica del proceso: Permite a los participantes alinear sus propuestas con los escenarios oficiales que usará la CNE.
- Mayor transparencia y participación informada: Fortalece el rol de los participantes y la confianza institucional.
- Evita propuestas desalineadas o sin factibilidad técnica: Reduce la carga de revisión y ajustes posteriores por parte de la CNE.
- Coherencia con la Ley N°20.936 y principios de planificación participativa: Art. 87 y siguientes del DFL 4 permiten y fomentan el uso de escenarios compartidos y robustos.





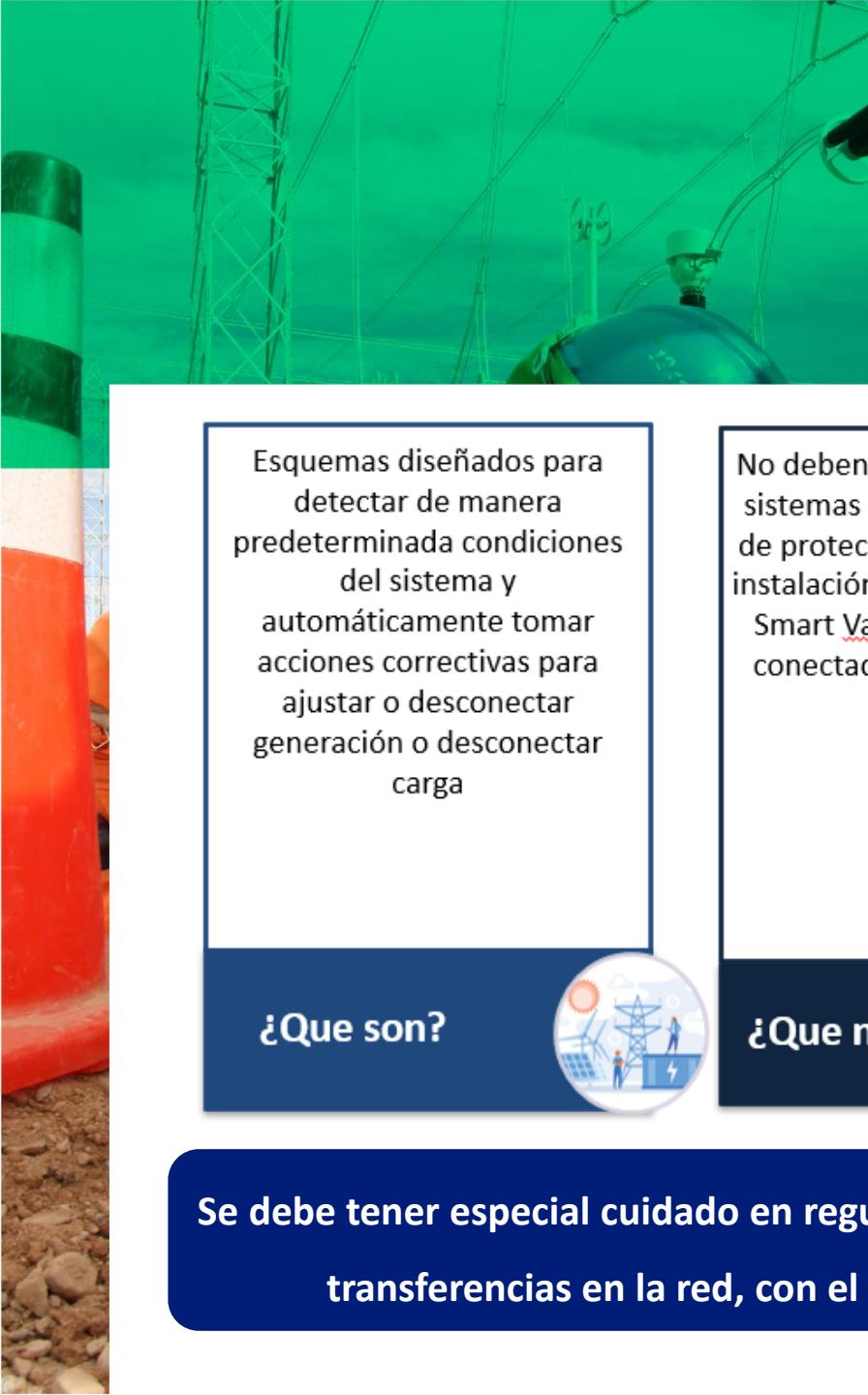
Conclusión: Es un cambio simple, con beneficios concretos

Una modificación reglamentaria acotada que genera alto impacto en la eficiencia del sistema.

- No requiere cambiar la ley.
- Es consistente con el espíritu de la Ley N°20.936.
- Mejora técnica, transparencia y legitimidad del proceso.
- Aporta a la predictibilidad y participación informada.

Proponemos la incorporación de esta mejora al Reglamento de Transmisión (DS N°37), fortaleciendo el proceso de planificación para enfrentar los desafíos del sistema eléctrico.





Automatismos: Aspectos por considerar en la Regulación

Esquemas diseñados para detectar de manera predeterminada condiciones del sistema y automáticamente tomar acciones correctivas para ajustar o desconectar generación o desconectar carga

¿Que son?

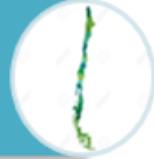


¿Que no son?



No deben ser confundidos con sistemas de control de flujo o de protección propios de cada instalación. Como por ejemplo Smart Valves o Grid Booster conectados en transmisión .

Chile



En Chile existen automatismos para resguardar la seguridad, que corresponden a SSCC, y automatismos para control de transferencias, tales como los EDAC, EDAG , ERAG y DMC

Cualquier mecanismo autónomo de control, es susceptible a fallas en su funcionamiento lo que puede desencadenar consecuencias negativas al sistema. Algunos automatismos pueden implicar desconexiones indeseadas de consumos, ya sea como acción de control o producto de comportamiento indeseado o inesperado

Desafíos



Se debe tener especial cuidado en regular el correcto diseño y operación de los automatismos que buscan aumentar las transferencias en la red, con el fin de resguardar la seguridad y calidad de servicio de los clientes finales.

Automatismos: Aspectos por considerar en la Regulación

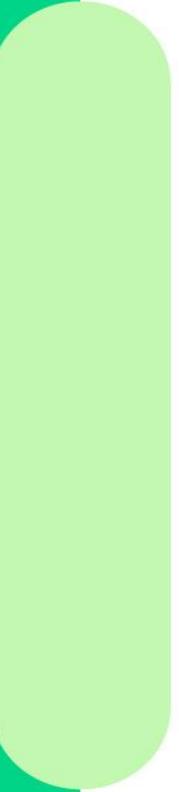


Los automatismos son medidas operacionales.
Los automatismos no deben ser parte de la planificación a Largo plazo del Sistema de Transmisión

Definir claros estándares de diseño, implementación y operación para mitigar los riesgos

Asignación de responsabilidades entre los diferentes actores involucrados en caso de fallas u omisión
Esto incluye la definición de las compensaciones o multas aplicables si la falla de un automatismo se debe a negligencia o mal manejo

CONTENIDO

- 
1. Planificación
 2. Resiliencia
 3. Cambio Climático



Resiliencia en el Sistema Eléctrico



La resiliencia del sistema de transmisión se define como la capacidad del sistema y sus componentes para minimizar los daños y mejorar la recuperación de las interrupciones no rutinarias, incluidos los eventos de alto impacto y baja frecuencia en un tiempo razonable.

Principales Amenazas en Chile:

- Amenazas de aluviones
- Amenazas de incendios
- Amenazas de fuertes vientos
- Amenazas por temperaturas extremas

Nevazón dejó más de 316 mil clientes sin luz en la Región Metropolitana

Publicado: Sabado, 15 de Julio de 2017 a las 14:19hrs. Autor: Cooperativa.cl

- Además una persona falleció al resbalarse con una pista congelada.
- Otras dos personas resultaron electrocutadas por el corte de un cable.



Fuertes vientos en la RM:
reportan daños y cortes de energía afectan a más de 700 mil clientes en la capital

Luis Cerdá y Rodrigo Gómez S.
2 AGO 2024 03:36 AM

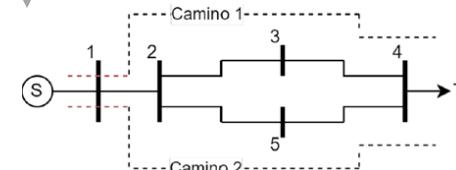


Propuesta Cambio Metodológico

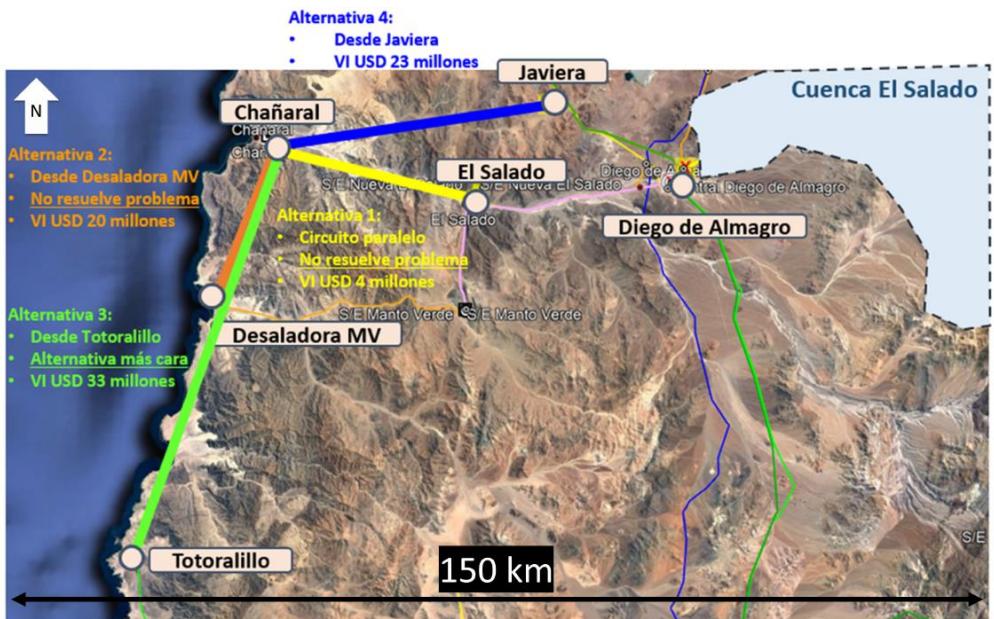
Evaluación de nivel de Resiliencia en instalaciones



$$SPDi = \frac{\text{Caminos}^2}{\text{Vulnerabilidad de caminos} \times \text{saltos} \times \text{Factor de riesgo}}$$

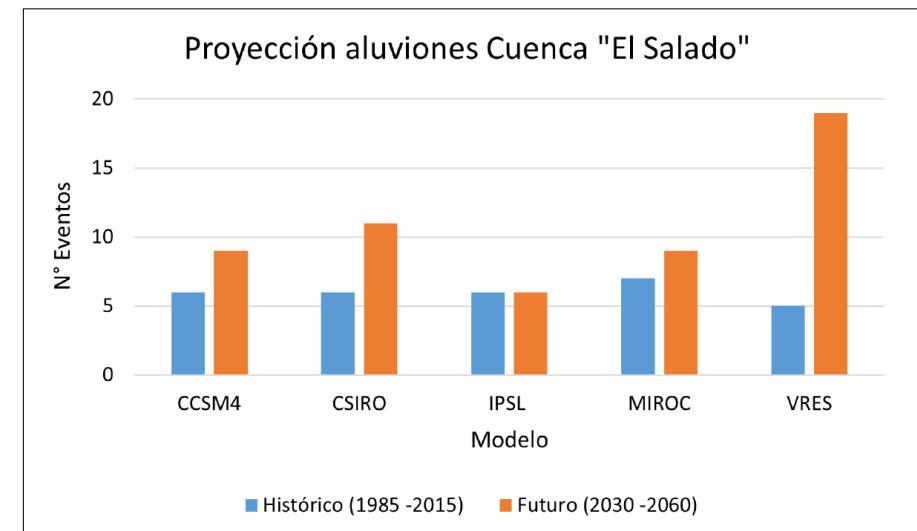


Aplicación Metodología: Caso Chañaral



1. Identificación

Cuenca	Línea	Subestación
El Salado	Carrera Pinto - Diego de Almagro	Diego de Almagro
El Salado	Paposo - Diego de Almagro	El Salado
El Salado - Chañaral	El Salado - Chañaral	Chañaral

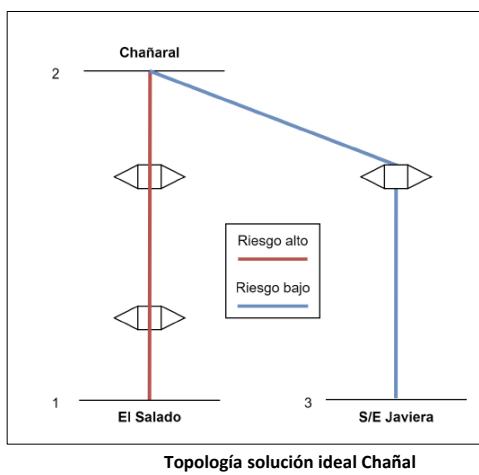
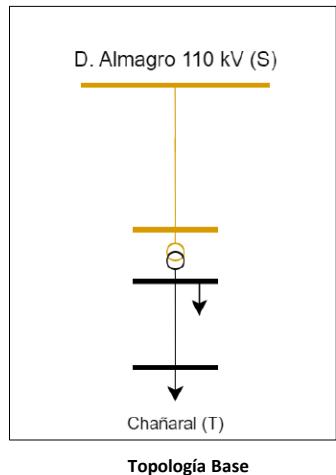


	Histórico (1985 -2015)	Futuro (2030 -2060)	Delta
Estación metereológica	4	N/A	N/A
CCSM4	6	9	50 %
CSIRO	6	11	83 %
IPSL	6	6	0 %
MIROC	7	9	29 %
VRES	5	19	280 %
Fallas anuales promedio	0,2	0,36	88 %



Aplicación Metodología: Caso Chañaral

2. Revisión y análisis topológico



3. Solución

Caso	SPD Fuente S/E Diego Almagro	SPD Fuente S/E Javiera	SPD Total	VI (MM USD)
Caso Base	0,277	0	0,277	0
Doble Circuito	0,555	0	0,555	4
Alternativa Totoralillo	0,277	0,906	1,183	33
Alternativa Javiera	0,277	0,952	1,229	23

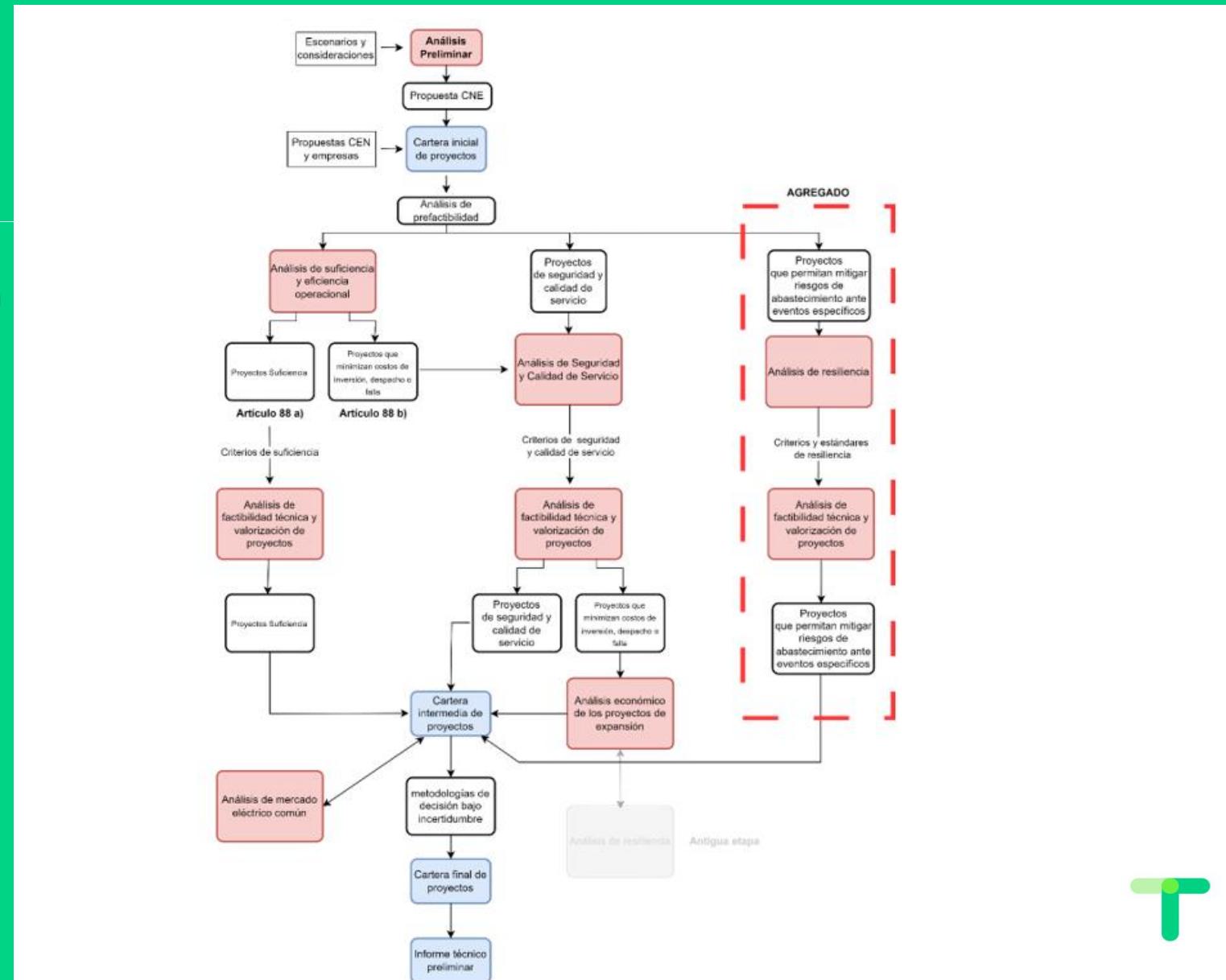


Inclusión del criterio de Resiliencia al Análisis de Prefactibilidad.

Modificación del Decreto 37 “Reglamento de los sistemas de transmisión y de la planificación de la transmisión”

Artículo 86.- El Proceso de Planificación de la Transmisión deberá considerar la realización de las siguientes etapas sucesivas:

- Analisis Preliminar;
 - Analisis de Suficiencia y Eficiencia Operacional;
 - Analisis de Seguridad y Calidad de Servicio;
 - Analisis de Resiliencia:**
 - Analisis de Factibilidad Técnica y Valorización de los Proyectos de Expansión;
 - Analisis Económico de los Proyectos de Expansión;
 - Analisis de Mercado Eléctrico Común; y
 - Conformación del Plan de Expansión.
- (..)





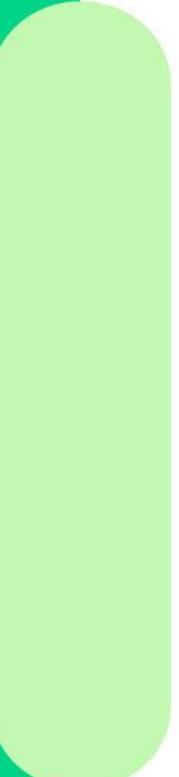
Cambios Reglamentarios Simples

Modificación del Decreto N°37 “Reglamento de los sistemas de transmisión y de la planificación de la transmisión”

Cambios Requeridos	
Articulo del D37	Modificar
<input checked="" type="checkbox"/> Artículo 86	Cámbiese el actual literal “f” por un nuevo literal “d” Análisis de Resiliencia, pasando el actual literal d a ser el nuevo literal e y así sucesivamente.
<input checked="" type="checkbox"/> Nuevo artículo 90	Trasládese el contenido del actual artículo 92 al nuevo artículo 90 “Etapa de Análisis de Resiliencia” y elimíñese el actual artículo 92, pasando el actual artículo 90 a ser artículo 91 y así sucesivamente.
<input checked="" type="checkbox"/> Nuevo artículo 90	Artículo debe incorporar, la utilización de herramientas de modelación de cambio climático, de tal manera de determinar si pudiera verse afectada la seguridad de abastecimiento de los clientes. Para la evaluación, la CNE debe considerar al menos amenazas de incendios, terremotos, maremotos, aluviones deslizamiento de tierra, nevazones y vientos de alta intensidad. Finalmente, se deberá analizar topológicamente la red eléctrica definiendo índices que permitan determinar la solución costo eficiente para el sistema, los cuales pasaran directamente al análisis de factibilidad técnica y valorización.
<input checked="" type="checkbox"/> Artículo 91, que actualmente es 90.	Para el nuevo artículo 91, “Análisis de factibilidad técnica y valorización de los proyectos de expansión, se propone se incorporen los proyectos por resiliencia.



CONTENIDO

- 
1. Planificación
 2. Resiliencia
 3. Cambio Climático



Cambio Climático



Adicionalmente, se evidencia que no existen exigencias de diseño de obras por cambio climático. Soluciones como reforzamientos de estructuras con micropilotes y muros de contención han sido implementadas en instalaciones de manera proactiva por las empresas, sin existencia de remuneración hasta el siguiente Estudio de Valorización.



LT 154 kV Tinguiririca – San Fernando, una estructura colapsó debido al temporal y la crecida del río Tinguiririca en el invierno del año 2023.



LT 154 kV Cipreses – Itahue, estructura quedó al borde de un acantilado con parte de la fundación expuesta debido a las fuertes lluvias en el mismo invierno del 2023.





Propuestas: Cambio Reglamentario

Bases de Licitación obras Plan de Expansión 2024 y posteriores

Cambios Requeridos: Nuevos proyectos

Bases de licitación

[Modificar](#)



Bases técnicas

Incorporación de exigencias asociadas a transición energética en bases de licitación, para asegurar que proyectos estén preparados para cambio climático desde su concepción y diseño.

Modificación del Decreto 10 “Reglamento de Calificación, Valorización, Tarificación y Remuneración de las instalaciones de transmisión”

Cambios Requeridos: Mejoras en obras ya implementadas

Articulo del DS10

[Modificar](#)



Articulo 52

Agregar numeral “e”, que especifique que también se valorizarán obras que contribuyan al cambio climático desde su entrada en operación, una vez que se hayan valorizado a decreto vigente.





Invitamos a los diversos actores a construir una regulación robusta y moderna, que responda a los desafíos reales del sistema de transmisión.



Gracias



transmisoras

Asociación de Transmisoras de Energía

PROGRAMACIÓN PRÓXIMA SESIÓN

24.04.2025

“Perfeccionamiento al
proceso de Calificación de las
instalaciones y otras
materias”

1. Carlos Fuentes |
Transelec/Transmisoras
2. Tomás Reid | **Grupo Saesa**
3. Eduardo Andrade/Sebastián
Novoa | **Asociación Gremial
Comercializadoras de Energía**
4. Connie Nuñez Arancibia | **Grupo
Chilquinta**
5. Joaquín Fernández |
Generadoras de Chile AG