



Ministerio de
Energía

Gobierno de Chile



Sesión 2 Eje 1
Transmisión: Planificación y Tarificación

Plan de Descarbonización

9 de noviembre de 2023



Ministerio de
Energía

Gobierno de Chile



Contenido

1

Objetivo
Sesión

2

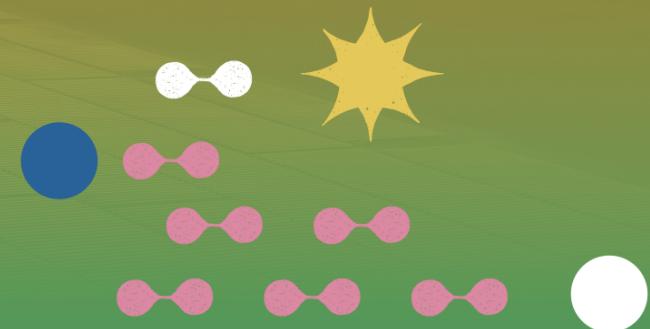
Contexto de la
conversación

3

Presentación
Planificación y
Tarifas

4

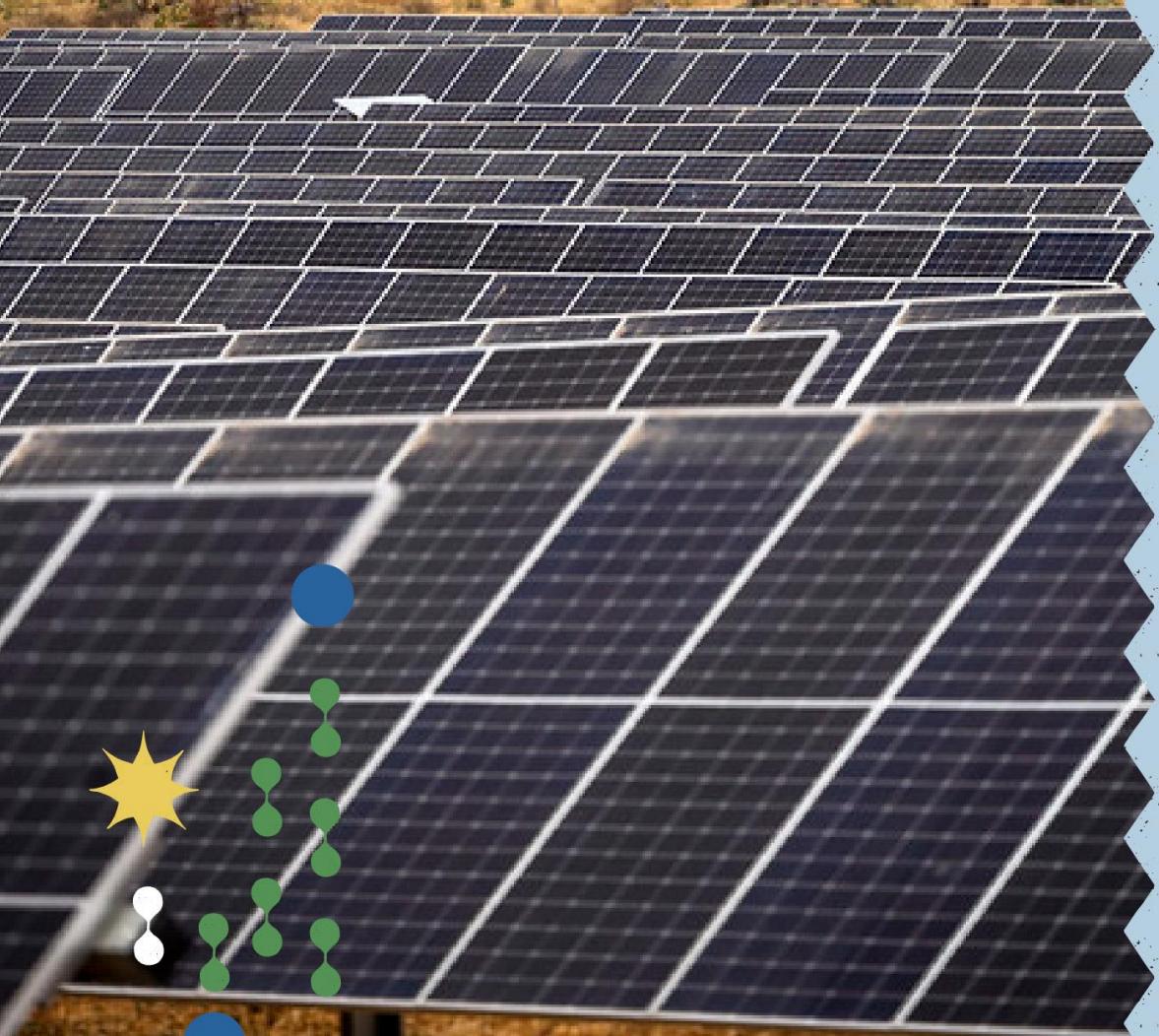
Trabajo en grupos
y conversación





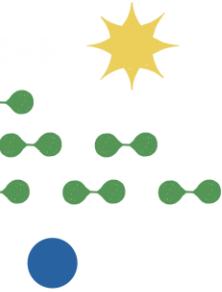
Ministerio de
Energía

Gobierno de Chile



1

Objetivo Sesión



Objetivo

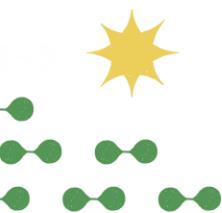


Objetivo Plan de Descarbonización:

Construcción de una **hoja de ruta para la descarbonización con foco al 2030**, a través de un trabajo técnico y de diálogo estratégico entre actores claves, abordando las condiciones que habiliten una descarbonización acelerada y la reducción progresiva de las emisiones globales y locales del sector eléctrico, **en línea con nuestras metas de mediano y largo plazo de carbono neutralidad**.

Objetivo Sesión de hoy:

Abrir la conversación en torno al mercado eléctrico y cómo éste se debe **adaptar y evolucionar** para permitir las inversiones y desarrollo necesario, además de una adecuada operación, en el marco de metas de descarbonización y carbono neutralidad.



Objetivo

Pero para eso es necesario...

Los Objetivos de Largo Plazo ya están consensuados

Los objetivos de aquí al 2030+/- son los que debemos construir

Debemos decir lo que pensamos de verdad hoy y en siguientes sesiones

Para ir avanzando a consensos que nos permitan tener una hoja de ruta





Ministerio de
Energía

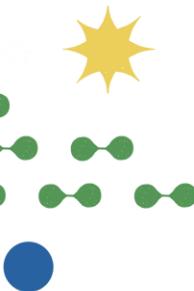
Gobierno de Chile



2

Contexto de la conversación





Mercado eléctrico y Descarbonización

Alcance del Eje 1



Generación

Mercado mayorista,
operación y señales
de inversión



Transmisión

Transmisión como
habilitante de la
descarbonización



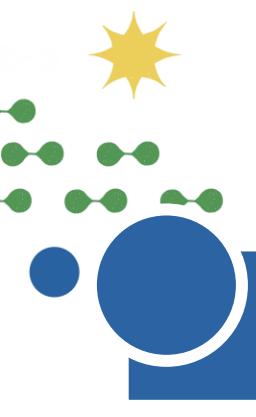
Distribución



Consumidores

Serán abordados en instancias
paralelas, distintas a la mesa de
descarbonización

El sector eléctrico es clave y habilitante para alcanzar la carbono neutralidad



Ejes Temáticos

Modernización de la red y el mercado eléctrico e infraestructura

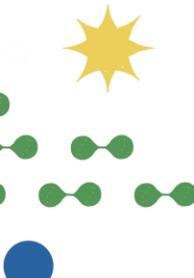
- Transmisión: Acceso abierto y señal de localización
- **Transmisión: Planificación de la transmisión y tarificación.**
- Mercado Mayorista: energía, potencia, SSCC.
- Mercado Mayorista: Transición hacia un nuevo mercado mayorista y modernización de la operación

Reconversión termoeléctrica y combustibles de transición

- Condiciones habilitantes y metas: gestión climática y ambiental.
- Alternativas de reconversión termoeléctricas: renovables y combustibles mixtos.
- Combustibles de transición.
- Seguridad de abastecimiento.

Transición Energética Justa y Comunidades

- Planificación Territorial participativa.
- Estándares ambientales y sociales e involucramiento ciudadano.
- Beneficios compartidos.
- Reconversión productiva en zonas de transición



Mercado eléctrico y Descarbonización

Horizonte temporal

2030

Metas de
descarbonización de la
matriz energética

Planificación y sustentabilidad | Transición Energética
Infraestructura estratégica cumplir mandato legal
Transmisión eléctrica es clave (**LGSE**)

2050

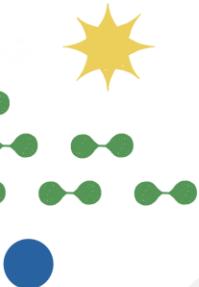
Carbono Neutralidad y
Resiliencia (**LMCC**)
Sistema eléctrico 100%
libre de emisiones (**PEN**)

Medidas de corto plazo:

- Promoción a la gestión temporal de las energías limpias
- Flexibilidad operacional
- Mejora en la gestión de riesgos
- Mejoras en el desarrollo de proyectos de transmisión

Medidas de mediano-largo plazo:

- Modificaciones regulatorias que promuevan un desarrollo sistémico en línea con la carbono neutralidad
- Señales de inversión de generación
- Promoción de la competencia y manejo de riesgos
- Incentivos al desarrollo de red eficiente y a tiempo



Segmento de Transmisión

Algunas modificaciones que introdujo la Ley 20.936

1

Desarrollo de red

a) Planificación centralizada

- Visión de largo plazo
- Holgura
- Mercado común
- Asegurar desarrollo de la red

2

Competencia

b) Acceso abierto y nuevos actores

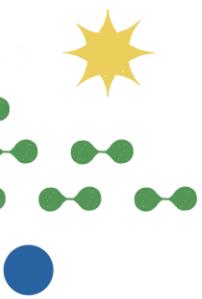
c) Remuneración transparente y simplificada

- Imparcialidad
- Transparencia
- Simplicidad

Impulso a las energías renovables y nuevos actores

A 7 años de su implementación ¿Se cumplieron los objetivos propuestos?

¿Siguen siendo estos los objetivos que habiliten la descarbonización y la carbono neutralidad? ¿Se requieren características adicionales?



Diagnóstico general Transmisión

Acceso y Mercado común

- Acceso abierto
- Señal de localización y uso de red
 - ¿Requerimos elementos de cobertura de riesgo?
 - ¿Señal de localización/pago de peaje compartido?

Planificación y Desarrollo de red

- Planificación
- Polos de desarrollo
- Desarrollo de obras

Tarificación

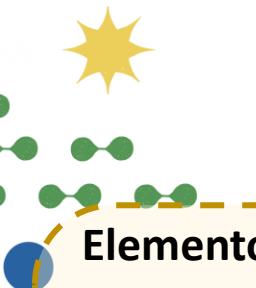
- Calificación
- Remuneración de instalaciones
- Valorización

De urgente resolución:

Proyecto de Ley de Transición Energética

Medidas de fondo:

Plan de Descarbonización



Planificación de la Transmisión

Elementos estructurales que requieren cambios regulatorios/legales:

Obras complementarias al plan de expansión

- Mecanismos de materialización de las obras diferentes al plan de expansión (norma técnica, obras menores, modificaciones no relevantes).

Tecnología red de transmisión

- Incorporación de tecnología a la red
- Remuneración e incentivos de mejoras de red no estructurales
- Nuevos riesgos operacionales asociados a tecnologías
- Holguras

Elementos de corto o mediano plazo y/o procedimentales:

Tiempos del proceso de planificación

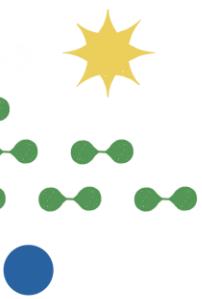
- Retrasos por gran cantidad de análisis requeridos durante el plan
- Tiempo insuficiente para proyectos complejos
- Tiempos de adjudicación y ejecución de obras

Criterios de planificación zonal

- Dificultad de establecer criterios homogéneos por particularidades propias del territorio de las instalaciones.

Consideración de PMGD

- Criterios de ampliaciones de red ante inversiones de flujo



Valorización y remuneración de Transmisión

Valorización

- Mecanismos de valorización de obras de mejoramiento de red (no estructurales y fuera de la planificación):
- Valorización de implementación de nuevas tecnologías a la red

Remuneración

- Criterios de asignación de costos:
 - ¿Cómo se debe remunerar obras de mejoramiento de red?
 - ¿Mecanismo compartido de remuneración: clientes finales y usuarios directos de las instalaciones? Ej.: Dedicada utilizada por regulados
 - ¿Cómo se debe remunerar la implementación de tecnologías de la red?
 - Qué incentivos tienen los distintos actores para implementar este tipo de soluciones



Ministerio de
Energía

Gobierno de Chile



3

Presentación

Planificación y Tarificación de
la red



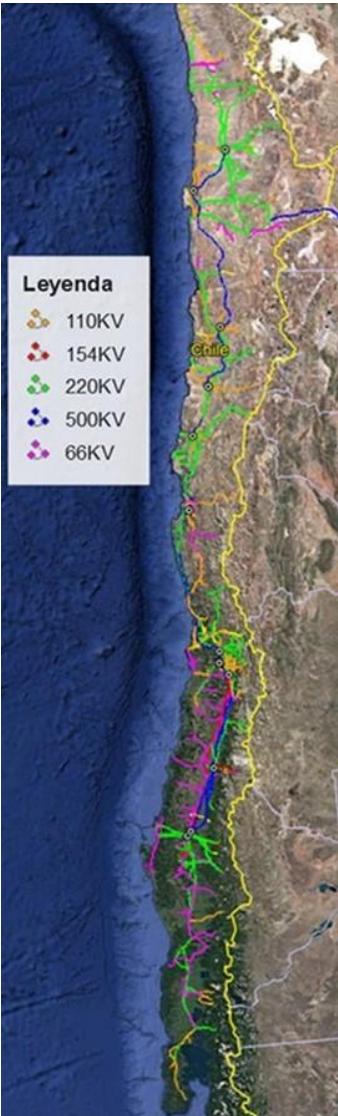
Planificación y Tarificación de la Transmisión Eléctrica

Juan Carlos Araneda T.

Sesiones Plan de Descarbonización
Sesión 2, EJE 1: Modernización de la Red y el Mercado Eléctrico e Infraestructura

9 de noviembre de 2023

Planificación y Tarificación de la Transmisión Eléctrica



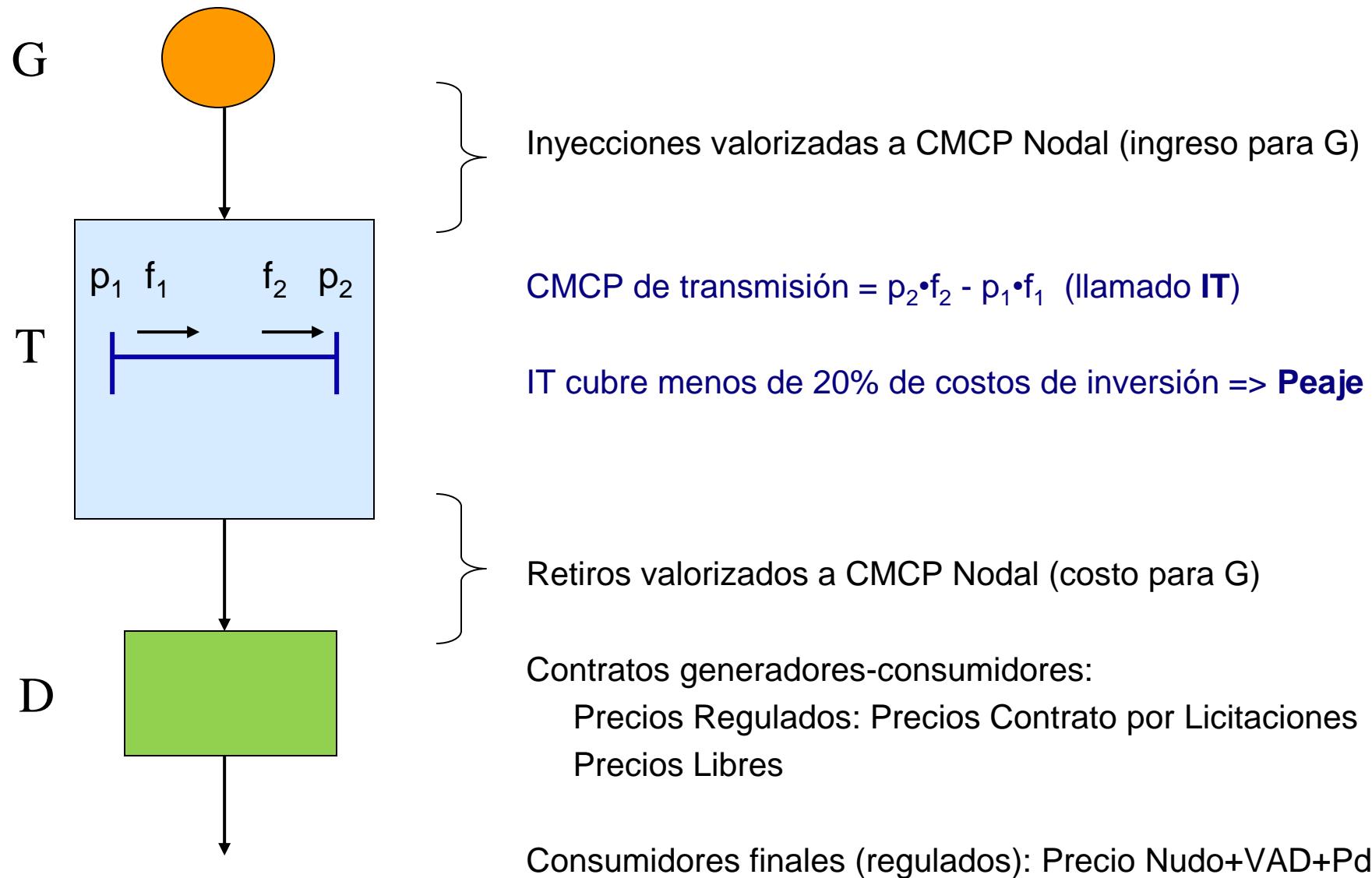
Temario

- Marco regulatorio de la transmisión en Chile
- Modelo económico para planificación y tarificación
- Cambios regulatorios en transmisión:
 - 1982-2003 : DFL-1/1982
 - 2004-2016 : Ley 19.940/2004
 - 2017 a hoy: Ley 20.936/2016

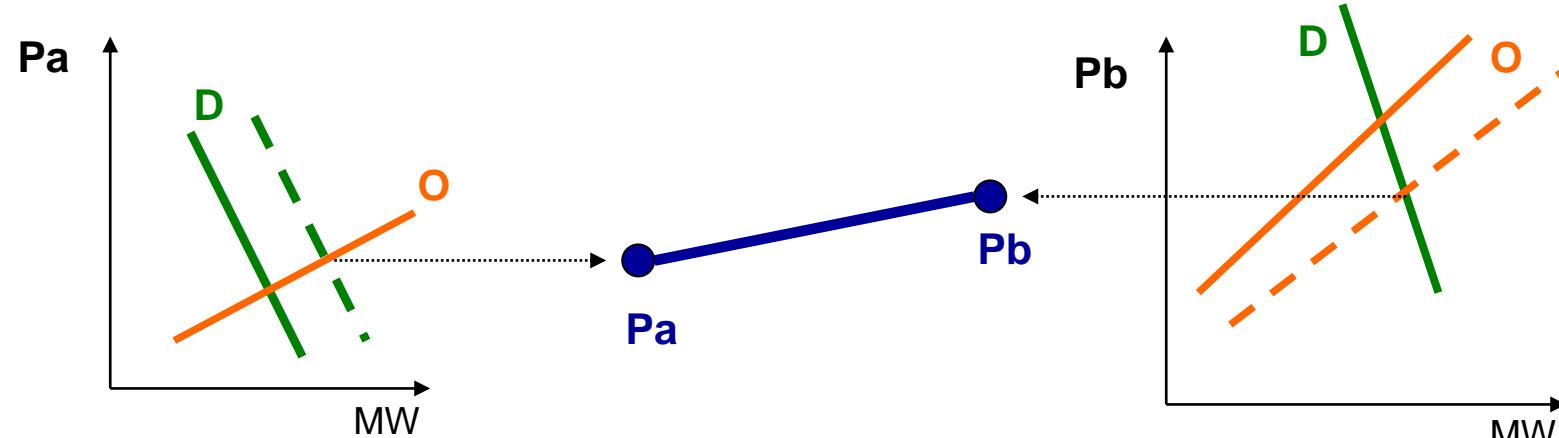
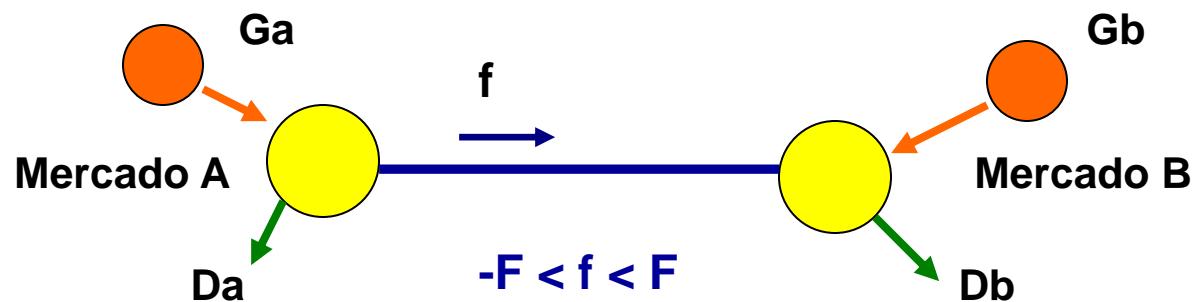
Marco Regulatorio de la Transmisión en Chile

- DFL1/82: Ley General de Servicios Eléctricos
 - Ley pionera a nivel mundial
 - Determina el funcionamiento coordinado del sistema
 - Establece un procedimiento para el pago de peajes (1990)
 - Reglamento Eléctrico (DS 327/1998) interpreta los conceptos del DFL1/82 y establece una metodología de cálculo de peajes
- Ley 19.940: Ley Corta 1 (2004)
 - Modifica la regulación de la transmisión
- Ley 20.936: Ley de Transmisión y del Coordinador (2016)
 - Modifica la regulación de la transmisión y crea el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional

Modelo de tarificación eléctrica en Chile

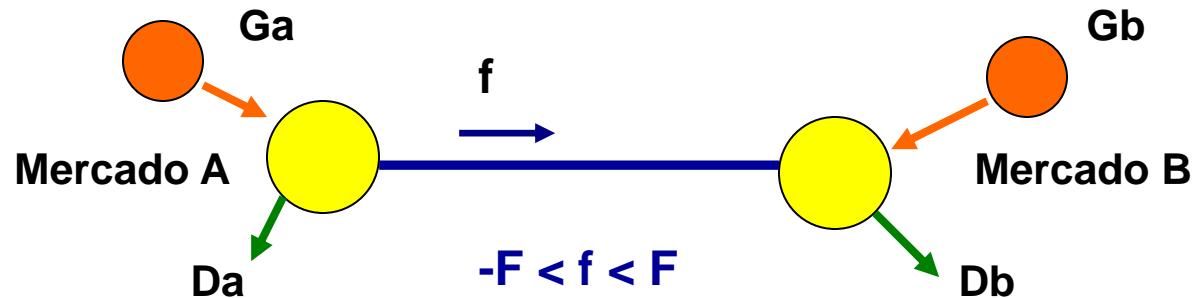


Valor vs. Costo de Transmisión



$$\text{CMCP Transmisión} = (P_b - P_a) f$$

Valor vs. Costo de Transmisión



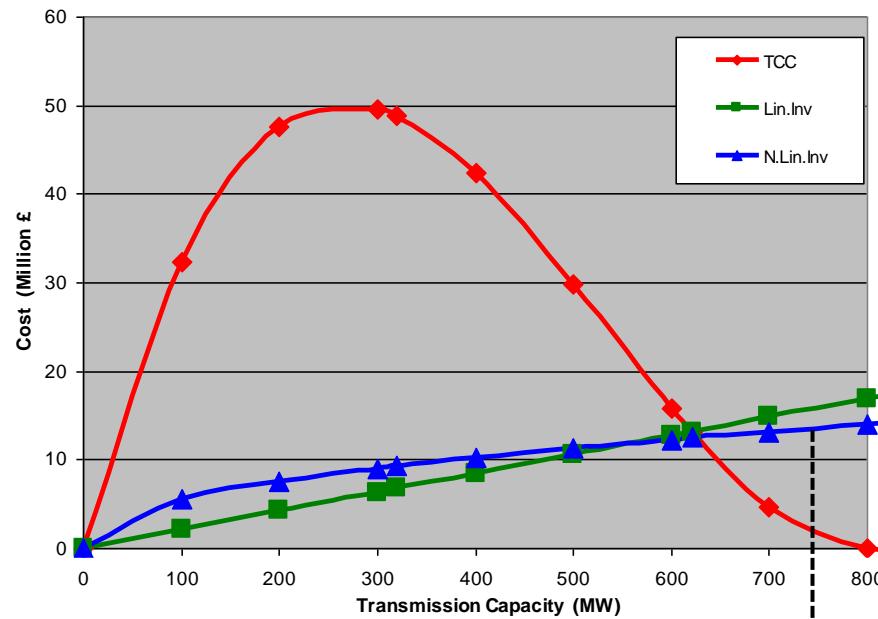
Valor de Transmisión:

**CMCP de Transmisión
o Costo de Congestión**

Costo de Transmisión:

**Inversión y Costos O&M
(VNR y COyM)**

Transmission Congestion Cost and Investment Costs

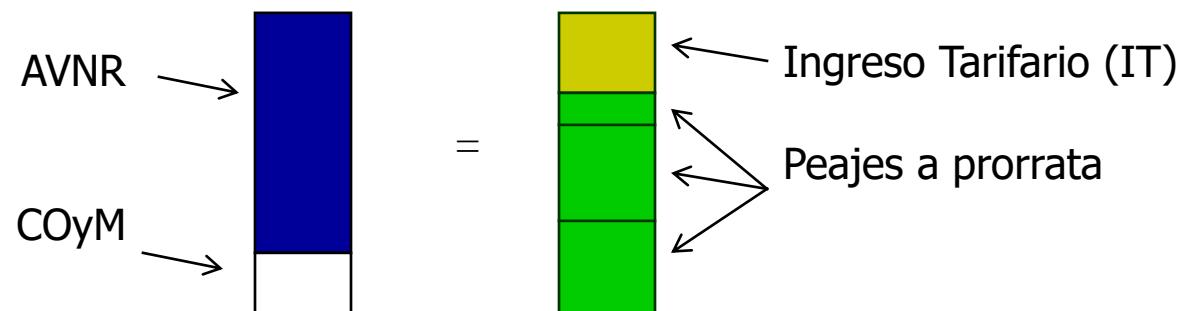


Ingresos del sistema de transmisión

- Debido a la aplicación de tarificación a CMCP Nodal, los propietarios de instalaciones de transmisión reciben un ingreso por CMCP de Transmisión por cada tramo del sistema de transmisión: ingreso tarifario (IT).
- El IT es insuficiente para cubrir los costos totales anuales de transmisión, representados por el AVNR+COyM. Por lo tanto, los ingresos se complementan con el Peaje.

$$\text{Peaje} = \text{AVNR} (\text{tasa}\%, \text{N años } *) + \text{COyM} - \text{IT}_{(\text{ex-ante})}$$

- En cada tramo, los Peajes son pagados por los usuarios a prorrata de la potencia transitada por cada uno.



* Tasa = 10% antes impuesto y N = 30 años

Situación antes del año 2004

- Pago de peajes con DFL-1/82
 - Peaje básico calculado en base a un Área de Influencia y Prorrata de uso
 - Peajes adicionales fuera del área de influencia
 - Peajes pagados 100% por generadores
 - Informe de peajes del CDEC referencial
 - VNR es el informado por la empresa transmisora
 - Contrato entre la empresa transmisora y el generador
 - Arbitrajes en caso de no llegar a acuerdo
 - No vinculan al resto de los generadores
 - Resoluciones no consistentes unas con otras
- Consecuencias
 - Empresas transmisoras no rentan sus instalaciones
 - No hay incentivo para invertir en instalaciones de transmisión
 - Se deteriora la seguridad y calidad de servicio en el sistema

Ley 19.940 o Ley Corta I (marzo 2004)

□ Aspectos más relevantes:

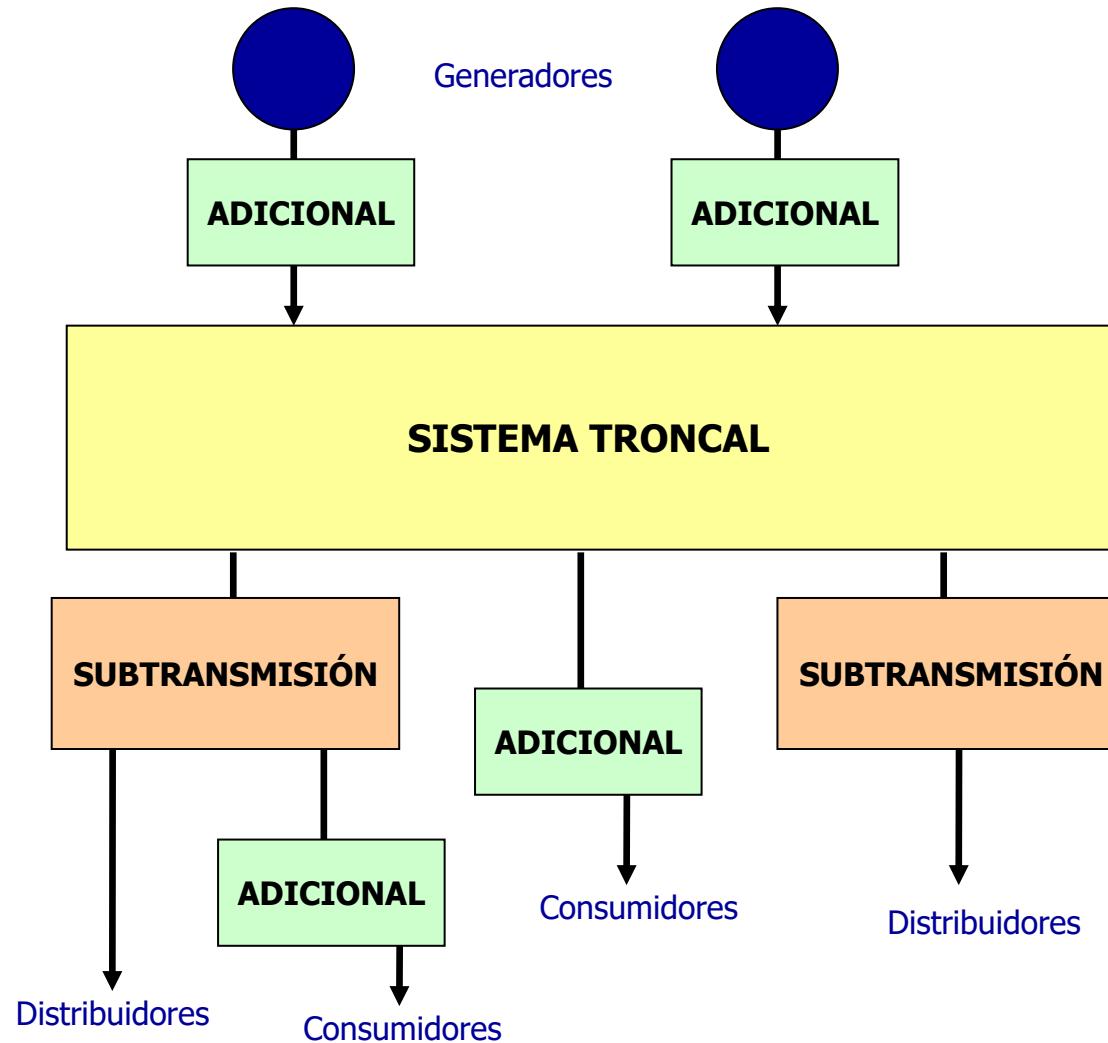
- Transmisión pasa a ser Servicio Público con fijación de tarifas (troncal y subtransmisión)
- Se establecen normas claras para la determinación de precios. Cambia el concepto de VNR por VI.
- CDEC es el encargado de determinar los pagos entre empresas
- Se establece un mecanismo para coordinar la expansión del sistema de transmisión troncal
- Se establece un ente único de resolución de conflictos (Panel de Expertos)

Segmentos de Transmisión

El Sistema de Transmisión se dividió en tres segmentos:

- Sistema de transmisión troncal
Instalaciones necesarias para abastecer la totalidad de la demanda eléctrica bajo diferentes escenarios de operación.
- Sistema de subtransmisión
Instalaciones necesarias para el abastecimiento exclusivo de grupos de consumidores finales, que se encuentren en zonas de concesión de empresas distribuidoras.
- Sistema de transmisión adicional
Instalaciones necesarias para el abastecimiento de clientes libres y las líneas de inyección de centrales.

Segmentos de Transmisión



Regulación de Transmisión – Ley Corta 1 (2004 a 2016)

Segmento	TRONCAL	SUBTRANSMISION	ADICIONAL
Régimen de Acceso Abierto	Acceso abierto sin discriminación. CDEC puede limitar inyecciones y retiros	Acceso abierto sin discriminación. CDEC puede limitar inyecciones y retiros	Acceso abierto sin discriminación si hay capacidad disponible, determinada por CDEC
Remuneración	<p>Estudio de Transmisión Troncal cada 4 años:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Instalaciones existentes valorizadas a precios de mercado • Remuneración: AVI+COMA • ETT licitado a consultor y con Informe Técnico CNE • Define Área de Influencia Común (AIC) • Pagos: 80% G y 20% D en AIC; fuera del AIC pagan G o D según flujos esperados • Precios en US\$ indexados 	<p>Estudio de Subtransmisión cada 4 años:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Sistema económico adaptado a la demanda sobre un período de 10 años • Estudio realizado por las empresas y revisado mediante Informe Técnico CNE • Tarifas en \$/kWh y \$/kW • Tarifas en \$ chilenos indexados 	Negociación bilateral
Planificación	<p>Plan de expansión revisado anualmente por CDEC y aprobado por la CNE:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ampliación de instalaciones existentes licitadas por el propietario (con límite VI +15%) • Obras Nuevas licitadas por CDEC y adjudicadas al mínimo AVI+COMA. Valor AVI+COMA, indexado, válido por 20 años. Después se remunera como instalación existente 	<p>Propietarios deciden cuándo invertir (o no) para dar servicio:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Necesidad de coordinación • Competencia en ciertas áreas 	<p>Negociación bilateral:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Competencia • Riesgo asociado al cliente

La transmisión troncal y la subtransmisión son actividades de servicio público, y sus precios son regulados

Ley 20.936 o Ley Transmisión y del Coordinador (julio 2016)

Diagnóstico

- Precios altos de energía a clientes finales
- Sistema de transmisión no robusto ni diseñado con visión de largo plazo:
 - Impacto en la competencia y llegada de nuevos entrantes
 - Congestiones afectan a generación nueva y existente
 - Acceso abierto limitado
 - Largo tiempo de respuesta para desarrollo de expansiones de la red
 - Poder de mercado frena el desarrollo en ciertas zonas
 - Subtransmisión sin coordinación con desarrollo troncal, afectada en seguridad y calidad de servicio
- Desarrollo de proyectos de transmisión no incorpora exigencias sociales y ambientales
- Retraso en la entrada de proyectos de transmisión por oposición de propietarios de terrenos o comunidades

Impacto de la Transmisión en los precios de suministro

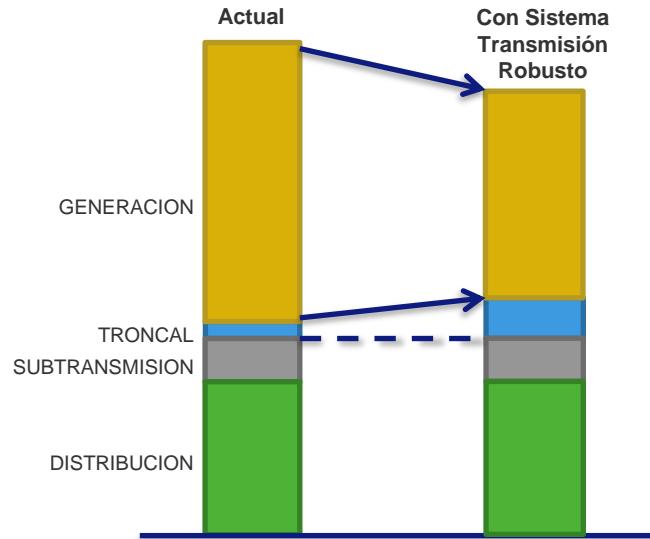
TARIFA BT-1 (Santiago, Octubre 2014)

	\$/kWh	%
Energía	46,1	56%
Distribución	16,6	20%
Subtransmisión	4,8	6%
Troncal	0,6	1%
IVA	13,7	17%
Tarifa BT1	81,9	100%

Asignación costos del Sistema Troncal (VATT)

	\$/KWh	%
Demanda	1,0	1,2%
Generación	2,1	2,5%
Total	3,1	3,7%

Precio al Consumidor Final



Impacto de un sistema de transmisión robusto (y con holguras):

- Minimiza congestiones y facilita conexión de nuevos generadores
- Reduce el precio de generación (por mayor competencia y menos congestiones)
- Aumenta levemente el costo troncal pagado por cliente final (red más robusta y más segura)

Cambios en Planificación

- Planificación energética de largo plazo, cada 5 años, a cargo del Ministerio de Energía y con un horizonte de 30 años
 - Define escenarios energéticos de oferta y demanda a utilizar en la planificación de transmisión (incluyendo la identificación de polos de desarrollo de generación, generación distribuida, intercambios internacionales de energía, entre otros)
- Planificación del sistema de transmisión, con horizonte de 20 años
 - Criterios de planificación según Art. 87°
 - Proceso anual desarrollado por CNE
 - Propuesta del Coordinador
 - Proyectos presentados por interesados

Trazados: nuevo procedimiento de Estudio de Franja para trazados de interés público, con Evaluación Ambiental Estratégica

Polos de desarrollo (nuevo segmento): coordinación de nuevos desarrollos o refuerzo de aquellos donde haya un mayor potencial en una zona

Criterios de Planificación de la Transmisión

(Art. 87° Ley 20.936)

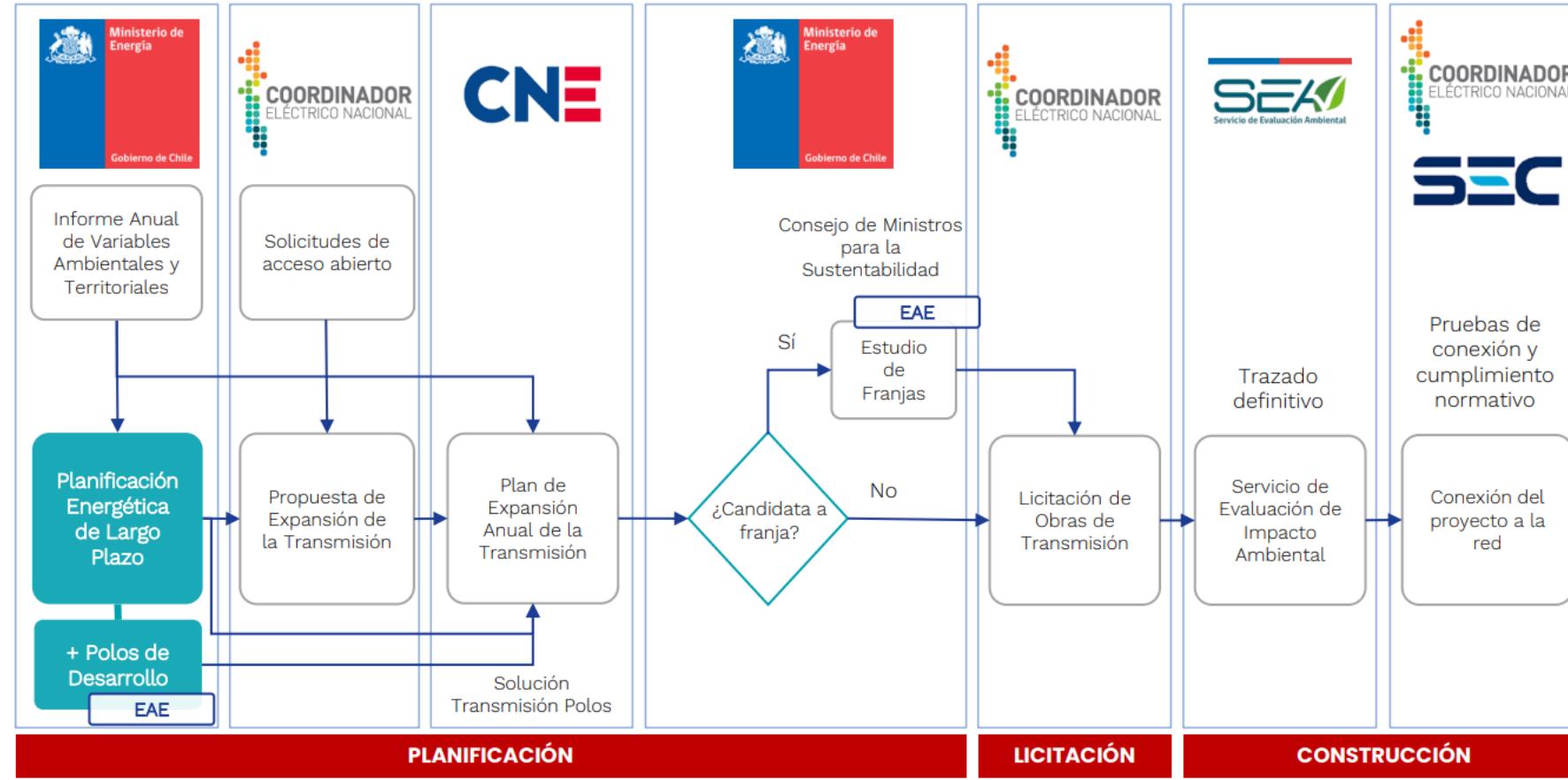
- **Minimización de riesgos de abastecimiento, considerando eventualidades, tales como:**
 - aumento de costos o **indisponibilidad** de combustibles
 - atraso o **indisponibilidad** de infraestructura energética
 - **desastres naturales o condiciones hidrológicas extremas**
- **Promover la oferta y facilitar la competencia, para abastecer suministros a mínimo precio**
- **Proyectos económicamente eficientes y necesarios en los distintos escenarios energéticos**
- **Modificación de instalaciones de transmisión existentes de manera eficiente**

La planificación deberá contemplar holguras y redundancias necesarias para incorporar los criterios anteriores



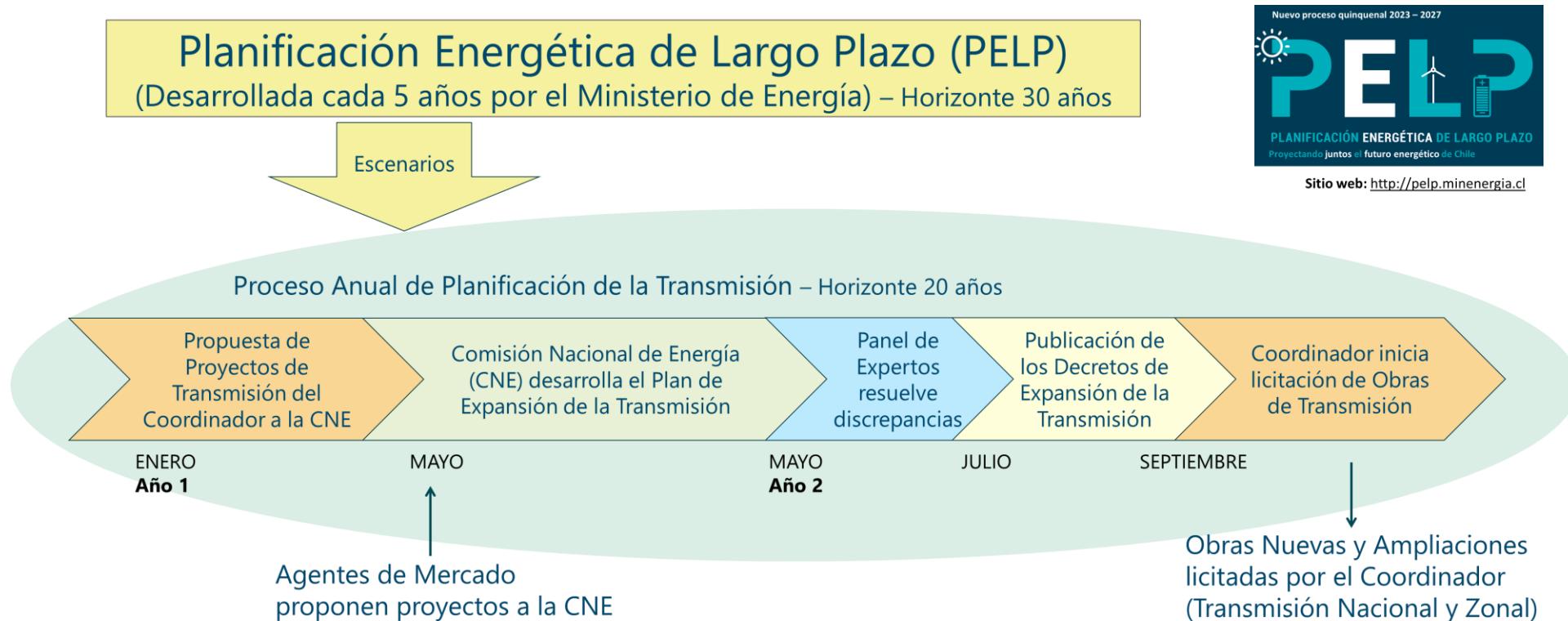
Planificación y Desarrollo de la Transmisión (desde 2017)

Proceso de expansión de la transmisión eléctrica



Fuente: Informe Actualización Antecedentes 2022 – PELP, Ministerio de Energía

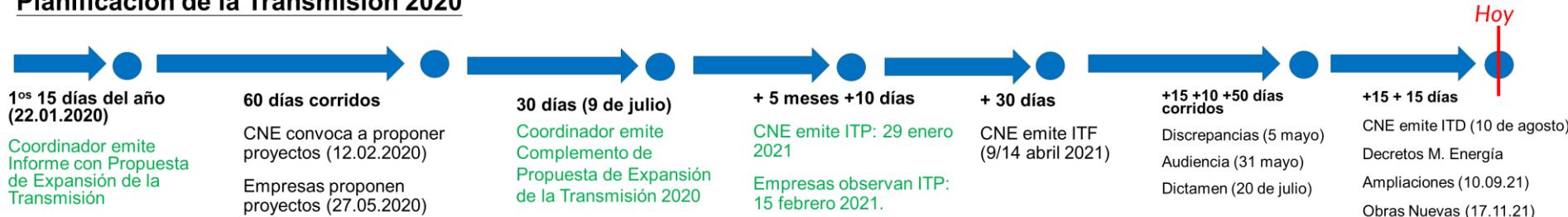
Planificación y Desarrollo de la Transmisión (desde 2017)



Planificación de la Transmisión

Ejemplo de Procesos Anuales 2020, 2021 y 2022

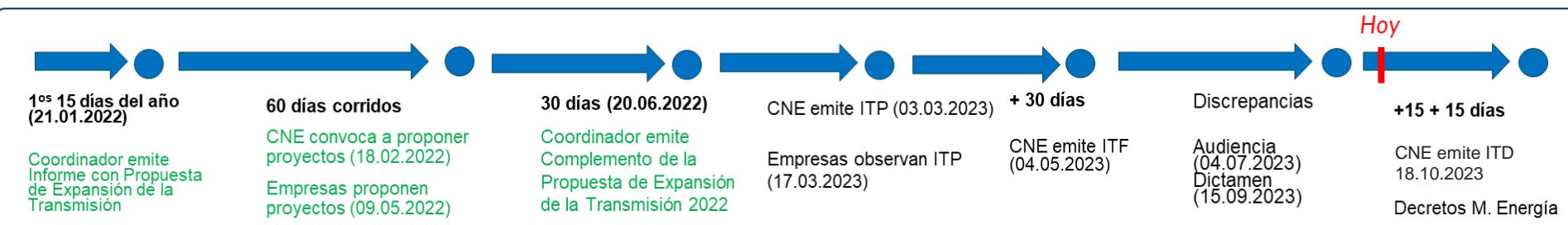
Planificación de la Transmisión 2020



PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN 2021



PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN 2022



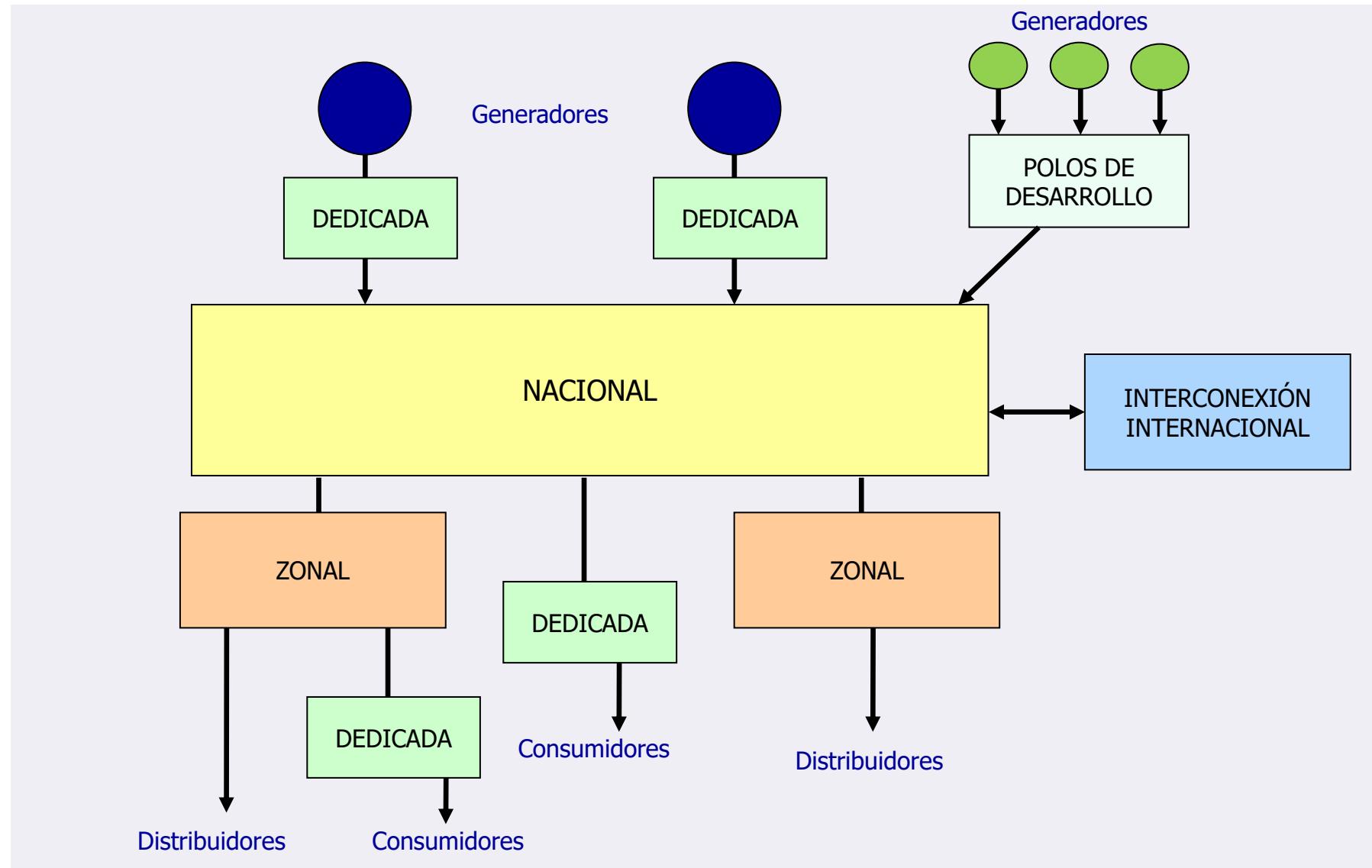
Informes de Expansión de la Transmisión emitidos por la CNE:

- ITP: Informe Técnico Preliminar
- ITF: Informe Técnico Final
- ITD: Informe Técnico Definitivo

Cambios en Tarificación

- Nueva definición de segmentos
 - Nacional
 - Zonal
 - Dedicada
 - Polos de desarrollo
 - Interconexiones internacionales
- Remuneración
 - Estampillado directo a clientes finales (**se pierde la señal de localización en los peajes**)
 - Simplificación y transparencia en cálculo, reduce barreras de entrada que facilita competencia
 - Tarificación coherente de instalaciones existentes del sistema nacional y zonal
 - Vida útil determinada cada tres períodos tarifarios
 - Tasa de descuento a determinar (7% y 10% después impuestos)

Segmentos de Transmisión en la Ley 20.936



Regulación de Transmisión – Ley 20.936 (desde 2017)

	NACIONAL	ZONAL	DEDICADA
Segmento			
Régimen de Acceso Abierto	Acceso abierto sin discriminación. Coordinador puede limitar inyecciones y retiros	Acceso abierto sin discriminación. Coordinador puede limitar inyecciones y retiros	Acceso abierto sin discriminación, respetando proyectos propios y capacidad contratada
Remuneración	<p>Calificación única de instalaciones por segmento, cada 4 años</p> <p>Remuneración: AVI+COMA a precios de mercado Vida útil fijada por CNE vigente por 3 períodos tarifarios</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pago: estampillado a la demanda nacional • Pago: estampillado a la demanda zonal 		<p>Negociación bilateral</p>
Planificación	<p>Proceso de Planificación Energética del Ministerio, cada 5 años, con horizonte 30 años, identifica Polos de Desarrollo, intercambios internacionales</p> <p>Plan de expansión transmisión de la CNE, Horizonte 20 años, con propuesta anual del Coordinador y Proceso participativo Ministerio define franjas, en casos relevantes, con EAE</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ampliación de instalaciones existentes licitadas por Coordinador • Obras Nuevas licitadas por Coordinador y adjudicadas al mín AVI+COMA • Valor máximo determinado por la CNE <p>Proyectos urgentes (Art. 102°)</p>	<p>Negociación bilateral Coordinación de Polos de Desarrollo:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Iniciativas Potenciadas • Iniciativas Públicas 	

Son también parte del sistema de transmisión las líneas de transmisión para polos de desarrollo y los sistemas de interconexión internacionales.



Planificación y Tarificación de la Transmisión Eléctrica

Juan Carlos Araneda T.

Sesiones Plan de Descarbonización
Sesión 2, EJE 1: Modernización de la Red y el Mercado Eléctrico e Infraestructura

9 de noviembre de 2023



Ministerio de
Energía

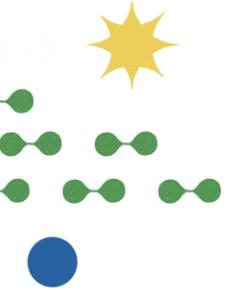
Gobierno de Chile



4

Trabajo en Grupos





Reglas de la mesa

1

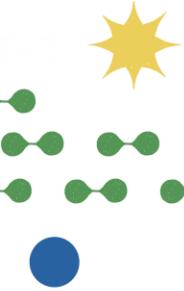
Mesa de trabajo consultiva, donde se busca capturar la diversidad de opiniones y encontrar espacios de **consenso**.

2

Todas las opiniones e información de la Mesa quedarán **registradas** en actas de resumen de **carácter público**.

3

En el bloque de conversación, se debe pedir la palabra y cada participante tendrá un **tiempo máximo** para realizar su intervención.



Conversemos

Preguntas a tratar:

- **Planificación de la red**
 - Inversión “holgada” que se adelanta a las necesidades vs pago eficiente
 - quién paga la holgura de la transmisión?
 - Planificación centralizada vs inversión privada
-
- **Tarificación de la transmisión e incentivos**
 - Qué tipo de remuneración podría incentivar el desarrollo oportuno y uso eficiente de la red?
 - Seguridad de red vs uso eficiente y flexible

