



Modificación de Reglamentos

Diagnóstico

D.S. N°88

D.S. N°57

Ministerio de Energía
2024

Compromiso con la descarbonización de Chile



Descarbonización acelerada del sector eléctrico de manera segura y eficiente.

100% de generación eléctrica cero emisiones al 2050



Contexto y motivación

Incorporación del Almacenamiento

La necesidad de realizar modificaciones a los reglamentos (D.S. 88 y D.S. 57) surge principalmente de la **Ley 21.505 de Almacenamiento y Electromovilidad**, que establece disposiciones que requieren modificaciones reglamentarias para ser implementadas:



- Habilita a los Sistemas de Almacenamiento de Energía a **participar en el mercado de energía y potencia** en sus distintos segmentos, independiente de su régimen de operación.
- Otorga a los Sistemas de Almacenamiento de Energía acceso al mecanismo de **estabilización de precios**.
- Reconoce a los **vehículos eléctricos como sistemas de almacenamiento**, habilitando su inyección a la red (V2G).

Avanzando en la transición energética

Proyectos de Ley que impulsan la descarbonización de nuestra matriz y la incorporación de recursos energéticos distribuidos

Proyecto de Ley de Transición

Tramitación en Senado

- Permite a los PMGDs **financiar obras para la expansión del sistema de Transmisión Zonal**, según sus requerimientos, tal que disminuya la probabilidad de congestiones aguas arriba.

Proyecto de Ley de Impulso a las Renovables

Tramitación en Senado

- Según lo señalado en el reglamento, se le exige a Las Empresas Distribuidoras realizar un **estudio del potencial impacto** que presenta la **participación de los REDs** en sus redes.
- **Regula la determinación de los costos** de conexión a la red, y de la ejecución de las obras adicionales correspondientes.
- Permite a las Empresas Distribuidoras acordar con titulares de REDs, la **provisión de servicios**, y así mejorar la operación de la red.
- Habilita que terceros puedan **ejecutar Obras Adicionales**.

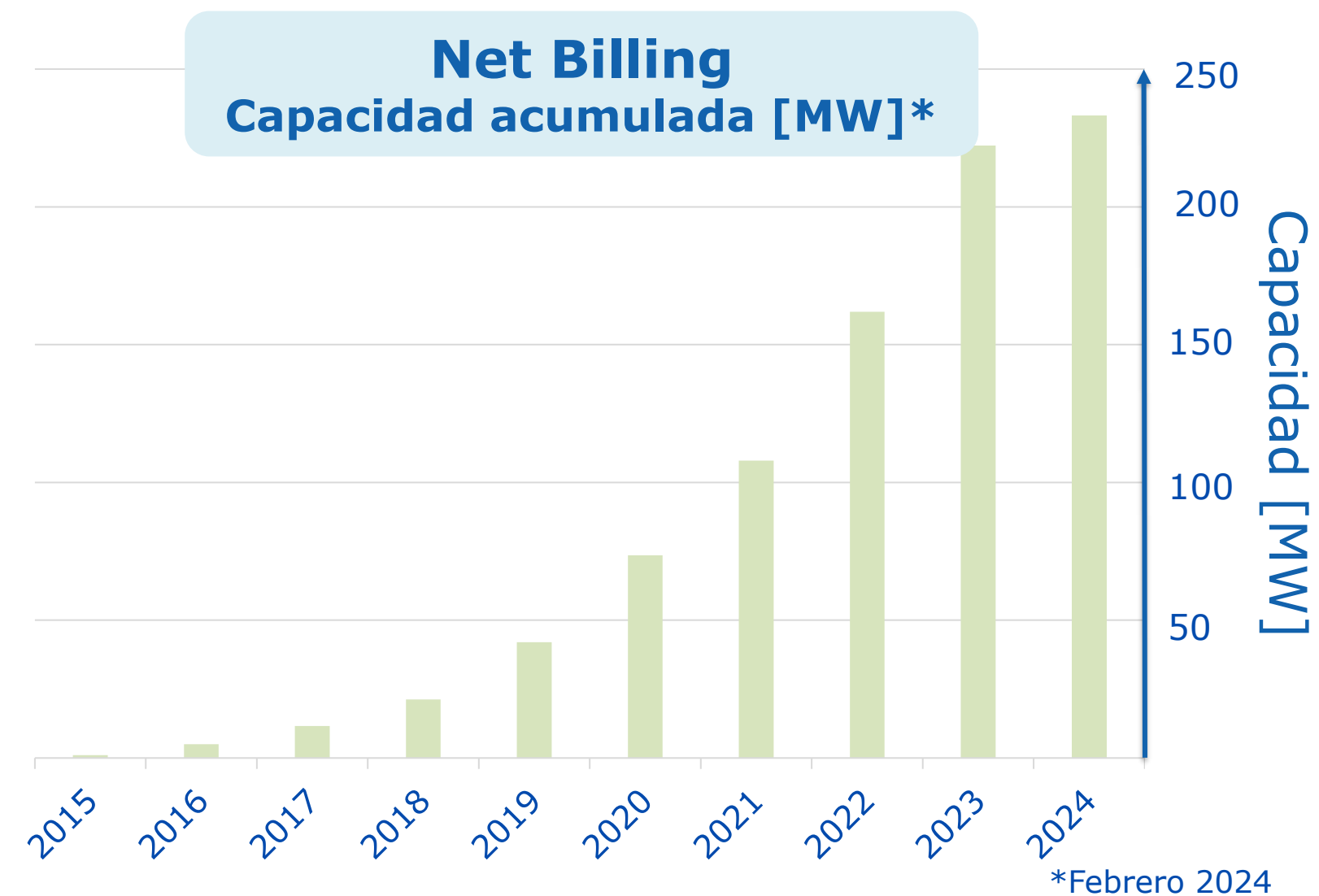
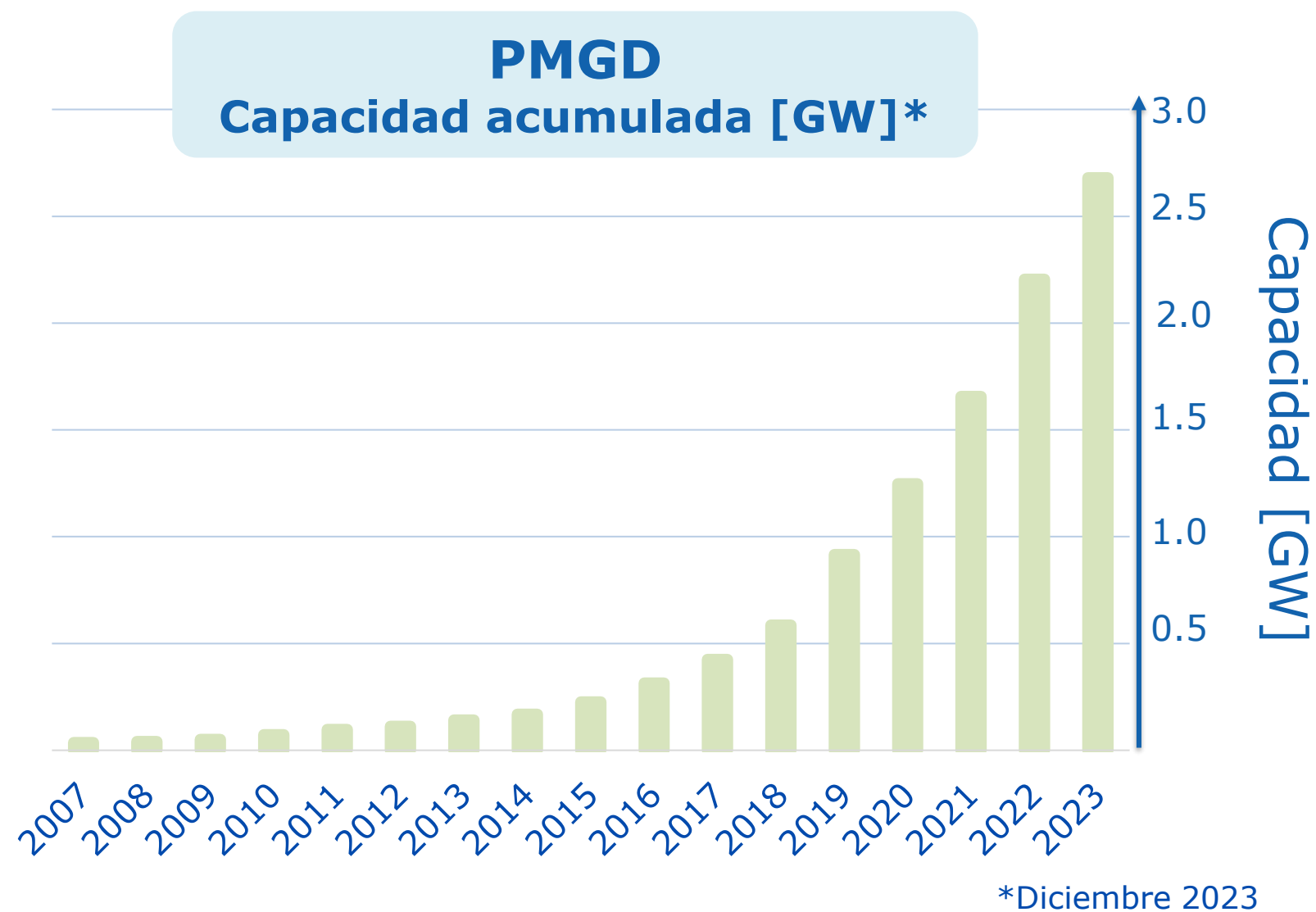
Objetivos

Para avanzar en la **incorporación de Energías Renovables** en nuestro sistema eléctrico, es necesario abordar los actuales desafíos del sector, incluyendo el segmento de los **recursos energéticos distribuidos**. Por ello, la modificación reglamentaria se centra en trabajar ambos textos normativos, **armonizando** su estructura.

- **Actualizar la regulación** vigente en materia de Recursos Energéticos Distribuidos, en particular, aquella que rige a la Generación Distribuida:
 - D.S. N°57: Generación Distribuida para Autoconsumo
 - D.S. N°88: Para Medios De Generación De Pequeña Escala
- Incentivar el desarrollo de **proyectos con nuevas tecnologías** a nivel de distribución.
- **Impulsar la participación de los recursos energéticos distribuidos** en el proceso de descarbonización y transición energética de Chile.

Participación creciente de los REDs

La alta penetración de Generación Distribuida en la matriz hace necesario actualizar y modernizar reglamentos



Más de **450 PMGDs** a lo largo del país.
Con una capacidad mayor a **2.5 GW**,
donde más de un **80% es solar**.

**Avanzando a un futuro
100% renovable**

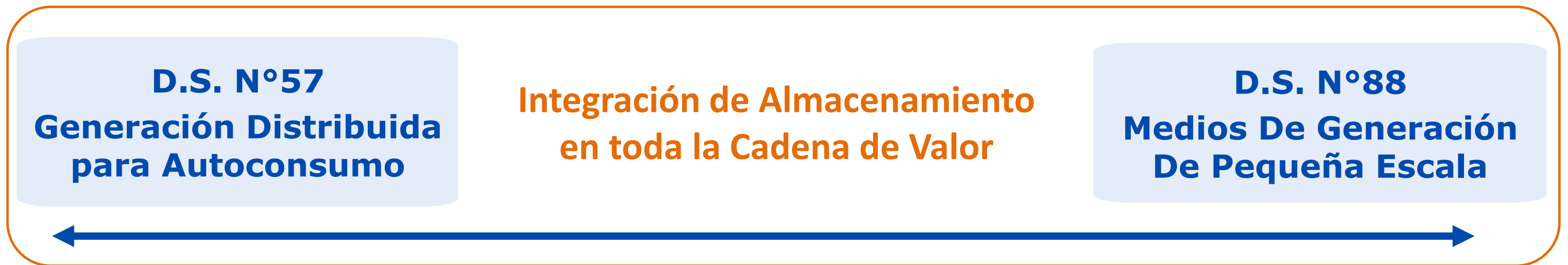


Gestionar nuestros recursos
permitirá fortalecer nuestro
sistema eléctrico.



Armonizar la regulación de los REDs

Es necesaria una discusión transversal que integre a todos los actores:
Garantizar una regulación coherente en el desarrollo de la Generación Distribuida.



- Se espera una **mayor capacidad de Net Billing** en los próximos años.
- Los proyectos **compiten por el uso de una red** con capacidad limitada.
- Distintos segmentos poseen distinto impacto: **reglas diferenciadas**.
- El **Almacenamiento será integrado en todos sus niveles**: Ya no es una realidad solo a nivel de PMGDs.

Alcances de esta modificación

- El proceso de **modificación reglamentaria** de los Decretos Supremos N°57 y N°88 **no contempla reformas legales**, sin perjuicio de que posibles propuestas puedan ser analizadas considerando posibles cambios futuros.
- Paralelamente, el Ministerio está trabajando en la modificación del D.S. N°125. Si bien ambos reglamentos se relacionan, **lo aspectos pertinentes al D.S. N°125 deben ser discutidos en su respectivo proceso**, análogo al proceso llevado por la **Comisión con la NTCO-PMGD**. Sin perjuicio de esto, se garantiza la coherencia regulatoria entre ambos reglamentos.

Mesa de trabajo

Metodología de trabajo:

- Se consideran 6 sesiones de trabajo + 1 tentativa.
- Cada sesión estará dedicada a una temática particular, donde se invitará a los gremios y actores del sector, para que expongan y discutan sus inquietudes.
- Las sesiones serán presenciales en Santiago, y existirá una Mesa online para quienes se encuentren fuera de la RM.
- Se pedirá a los gremios enviar sus propuestas formales posterior a la sesión.

Sesión de trabajo

6 días hábiles

Exposición

Asociaciones gremiales,
instituciones, empresas.

Debate

Mesas redondas
entre los asistentes.

Plenaria

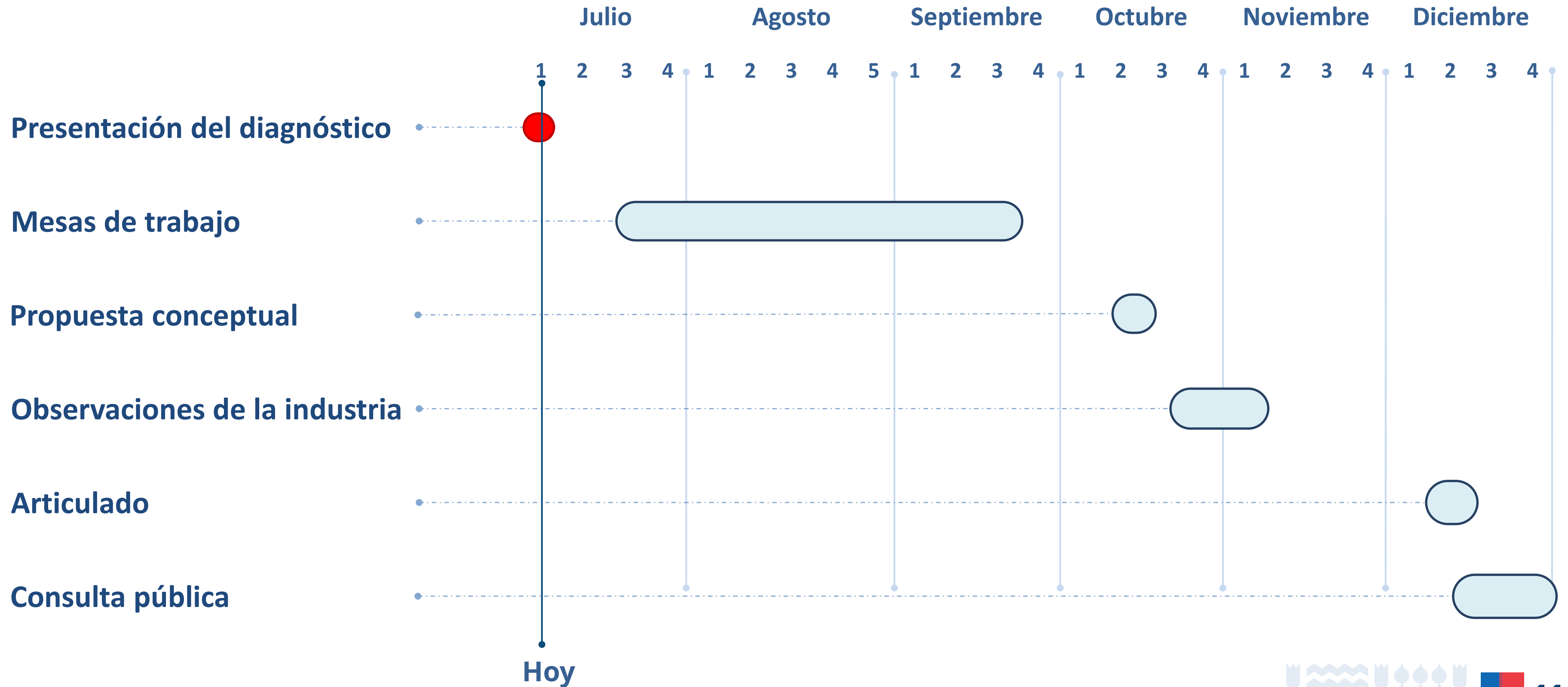
Conclusiones relevantes
de cada grupo.

Propuestas

Gremios envían
propuestas formales
del tema tratado.



Cronograma





Discusión interinstitucional

Ejes de discusión

1. Coordinación de la operación

- Gestión de congestiones.
- Prevención de congestiones.
- Monitoreo y control.

2. Nuevas tecnologías

- Incorporación del almacenamiento.

3. Conexión a la red

- Procedimiento de conexión.
- Declaración en Construcción.
- Regulación de costos.

4. Mercados

- Precio estabilizado.

5. Otros temas

- Precisión de contingencia y congestión.
- Facturación de proyectos de autoconsumo.
- Propiedad del medidor y empalme.
- Tramitación simultánea de PMGD y Net Billing; reserva de capacidad para autoconsumo.
- Definición de posición dominante para proyectos de propiedad conjunta.



Espacios de oportunidades

D.S. 88

D.S. 57

GESTIÓN DE CONGESTIONES

TÍTULO II - CAPÍTULO 5: Límites a la conexión e inyecciones de los PMGDs.
CAPÍTULO 7: Operación y coordinación.

TÍTULO III - CAPÍTULO 4: Conexión del equipamiento de generación.

PREVENCIÓN DE CONGESTIONES

TÍTULO II - CAPÍTULO 5: Límites a la conexión e inyecciones de los PMGDs.

TÍTULO X - Art. 74: Disposiciones finales.

MONITOREO Y CONTROL

TÍTULO II - CAPÍTULO 7: Operación y coordinación.

TÍTULO V: Plazos y costos de las obras adicionales, adecuaciones o ajustes que sean requeridos para la conexión de un equipamiento de generación.

PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN

TÍTULO II - CAPÍTULO 2: evaluación de la interconexión de los PMGDs.

TÍTULO III - CAPÍTULOS I, II, III y IV: Procedimiento de conexión de un equipamiento de generación.

DECLARACIÓN EN CONSTRUCCIÓN

TÍTULO II - CAPÍTULO 3: Declaración en construcción.

INCORPORACIÓN DE LOS SAE

Transversal a las disposiciones de ambos textos reglamentarios.

PRECIO ESTABILIZADO

TÍTULO I - CAPÍTULO 3: Valorización de inyecciones para medios de generación de pequeña escala.



Coordinación de la operación

Gestión de congestiones



DS 88



DS 57

Antecedentes

- Aumento en la **frecuencia** y el **alcance de las congestiones** en distribución y transmisión zonal.
- Empresas Distribuidoras no han logrado **comunicarse** con los PMGDs frente a eventos de congestión.
- Durante el año 2023, el Panel de Expertos recibió **múltiples controversias** por las instrucciones del CEN de recortar sus inyecciones

Problemáticas detectadas

- Falta de claridad en los **protocolos de comunicación** entre las empresas distribuidoras y los PMGDs.
- **Incertidumbre respecto a cómo se deben aplicar recortes** a instalaciones que operan bajo autodespacho.
- Falta de claridad en la **capacidad de uso de las redes** y la aplicación de recortes a instalaciones de Net Billing y Autoconsumo.



Gestión de congestiones



DS 88



DS 57

La discusión se centrará en los siguientes puntos:

- 1. Atribuciones y responsabilidades** del Coordinador, empresa distribuidora y PMGDs, ante contingencias y congestiones en las redes de distribución y transmisión zonal.
- 2. Protocolos de comunicación y coordinación** entre el Coordinador, la Empresa Distribuidora y el PMGD, evitando futuras controversias.
- 3. Medidas para optimizar la coordinación** con centros de control, por ejemplo, la figura del agregador.
- 4. Esquemas para los recortes** a nivel de distribución, considerando como mínimo:
 - **Priorización** para el recorte de las instalaciones.
 - Tratamiento a centrales que operan con **autodespacho**.
 - Tratamiento a centrales de **autoconsumo**.
 - Evaluar la aplicación de **recortes diferenciados y/o simplificados** (escalones, on/off, prorratas).
- 5. Discusión** deberá ser completamente **coherente con lo discutido en el D.S. 125**



Prevención de congestiones



DS 88



DS 57

Antecedentes

- El Estudio de Congestionamiento **solo confirma la presencia de congestiones** en las instalaciones de transmisión zonal debido a las inyecciones de los PMGDs.
- Los mecanismos existentes no son suficientes para **incentivar efectivamente la prevención de congestiones a nivel de Tx** o el uso eficiente de la capacidad de la red de distribución.
- Se ha cuestionado si la **información** al que tienen acceso las Empresas Distribuidoras es suficiente para **analizar el real impacto** que se generará en la red al momento de elaborar los ICCs y SCR.

Problemáticas detectadas

- No existen **análisis de carácter prospectivo**.
- El régimen de autodespacho, bajo el que operan múltiples centrales, no considera la **optimización del uso de las redes de distribución**.



Prevención de congestiones



DS 88



DS 57

La discusión se centrará en los siguientes puntos:

1. Ampliar el alcance del Estudio de Congestionamiento, considerando un **análisis prospectivo**.
2. Evaluar el **impacto del autodespacho** en el uso eficiente de la red y un posible ajuste en su definición.
3. **Limitaciones** dinámicas, flexibles u otras, para aumentar la capacidad de alojamiento de la red.
4. Promover la **adopción de tecnologías** que permitan la gestión de las inyecciones, mejoren la operación y la estabilidad del sistema eléctrico.



Monitoreo y control



DS 88



DS 57

Antecedentes

- Existen PMGDs que contratan empresas especializadas en la **gestión integral de proyectos** de generación, encargadas de la operación remota y en terreno.
- CEN solo posee **visibilidad de los flujos de potencia hasta la SS.EE.** primaria de distribución.
- Experiencia internacional destaca la **necesidad de MyC** en proyectos de Net Billing para el uso eficiente de la red.

Problemáticas detectadas

- La **falta de visibilidad y control** de las redes impide gestionar los recursos, ocasionando contingencias y/o congestiones.
- **Pérdidas económicas** al ser desconectados por incapacidad de controlar el nivel de inyección.
- La alta penetración de proyectos de Net Billing podría **afectar los transformadores** de distribución en los puntos de suministro de los clientes finales.
- La **falta de operadores en terreno** dificulta ejecutar las instrucciones emitidas por el CEN.



Monitoreo y control



DS 88



DS 57

La discusión se centrará en los siguientes puntos:

1. Incentivos y/o exigencias para las Empresas Distribuidoras a **adoptar sistemas de monitoreo avanzados**.
2. Planificar **implementación gradual de un esquema de monitoreo y control**, priorizando áreas críticas y tamaño de los proyectos.
3. Analizar una **segmentación de requerimientos** por impacto y tamaño de los proyectos.
4. Principio para establecer **estándares técnicos** que garanticen la interoperabilidad y compatibilidad entre los sistemas.





Nuevas tecnologías

Incorporación de SAEs



DS 88



DS 57

Antecedentes

- La Ley N°21.505 indican que los SAEs en distribución operen bajo el mismo esquema que los PMGDs.
- Participación de las baterías de los vehículos eléctricos como equipos de almacenamiento.
- Los reglamentos no establecen los principios regulatorios aplicables a los SAEs.
- El comportamiento de centrales de generación que operan con almacenamiento difiere de los proyectos de almacenamiento puro.
- Experiencia internacional demuestra que la integración de soluciones de generación distribuida con SAE contribuye a la resiliencia del sistema eléctrico.

Problemáticas detectadas

- Incertidumbre entre los actores del sector sobre el tratamiento que tendrán los SAEs en distribución.



Incorporación de SAEs



La discusión se centrará en los siguientes puntos:

1. Mecanismos de **remuneración y cargos** a los que estarán sujetos.
2. **Régimen de operación**, inyección y retiros.
3. Habilitantes que permitan su **participación en otros mercados**.
4. Evaluar si los **bloques horarios** indicados en el reglamento corresponden a una señal eficiente para determinar horarios de carga y descarga.
5. Tratamiento a los **retiros** de los proyectos de almacenamiento puro.





Conexión a la red

Procedimiento de conexión



DS 88



DS 57

Antecedentes

- **Plazos para la ejecución de OOAA** presentan externalidades (retrasos, sobrecostos) vinculados a permisos sectoriales y lenta ejecución de obras por parte de la Empresa Distribuidora.
- Ineficiencia en el uso de la red, debido a la **reserva de capacidad** para proyectos con SCR aprobada pero no ejecutados en los plazos establecidos.

Problemáticas detectadas

- Las modificaciones en instructivos o **normativas sectoriales** no se detectan al momento de aprobar las ICC por parte de las Empresas Distribuidoras.
- El retraso en el pago de OOAA y adecuaciones **retrasa la tramitación en línea** y el proceso de conexión.



Procedimiento de conexión



La discusión se centrará en los siguientes puntos:

1. Implementar la evaluación y operación de los proyectos en **bloques horarios** (por ejemplo: horarios nocturnos), evitando obras adicionales.
2. Proceso de **conexión expedita para almacenamiento** a PMGDs existentes, especialmente aquellos que fueron evaluados en su condición más desfavorable.
3. Mecanismos que promuevan una **ejecución óptima de las OO.AA.** por parte de la empresa distribuidora.
4. **Evaluar las exigencias sectoriales** en el procedimiento de conexión y el plazo de las OO.AA., en los plazos de construcción de los proyectos, entre otros elementos asociados al desarrollo de los proyectos.
5. Establecer mecanismos para asegurar que los **proyectos que reservan capacidad de la red se construyan.**



Declaración en construcción

Antecedentes

- De un universo de 1.500 MW declarados en construcción para acceder al régimen transitorio de precio estabilizado, 1.100 MW presenta **retrasos importantes en su avance** que arriesgaría revocación.
- Se han recibido múltiples **solicitudes de prórrogas** por parte de los desarrolladores, detallando las causas que consideran de fuerza mayor.

Problemáticas detectadas

- Incertidumbre y especulación entre los actores del sector por **la reserva de capacidad de la red**, por proyectos que no han sido construidos según la planificación establecida.
- El instrumento de declaración en construcción está siendo utilizado para poder optar a disposiciones transitorias del precio estabilizado.



Declaración en construcción



La discusión se centrará en los siguientes puntos:

1. Aclarar **las causales para solicitar la prórroga** de DeC y entregar una mayor claridad y certeza para su aplicación por parte de la CNE.
2. Analizar mecanismos que permitan **corroborar los avances de los proyectos**, evaluando herramientas tecnológicas que optimicen este proceso.
3. Las soluciones deberán ser completamente coherentes con lo que se discuta y establezca a nivel del D.S. 125



Regulación de costos

Antecedentes

- Existen casos donde elaborar un estudio para la conexión o de su respectiva revisión por parte de la distribuidora, son valorizados al mismo costo.

Problemáticas detectadas

- Existe **arbitrariedad en los costos** de estudios y/o de obras adicionales.
- Se realizan **ajustes de costos** posterior a la emisión del ICC.
- Eventuales **sobrecostos** en actividades no consideradas en el VNR, trabajos en líneas vivas, uso de grupos de respaldo, entre otros.
- **Falta de competitividad** para estudios independientes.
- **PMGDs no cubren costos** del uso de la red, costos de operación, entre otros.



DS 88



DS 57



Regulación de costos



DS 88



DS 57

La discusión se centrará en los siguientes puntos:

- Medidas que **aborden la relación asimétrica** entre los desarrolladores de PMGDs y las Empresas Distribuidoras.
- Profundizar la regulación de todos los **costos asociados a la conexión** de PMGDs a la red de distribución
- Analizar si deberán establecerse **cargos regulados por concepto de costos de operación** asociados a la operación de PMGD, en especial los costos asociados a la infraestructura de **monitoreo y control**.
- Analizar la necesidad de definir **cargos de mantenimiento** de infraestructura asociada a los REDs.





Mercados

Precio estabilizado

Antecedentes

- El precio estabilizado vigente en el D.S. N°88 considera diferentes bloques horarios, simulando el comportamiento de los costos reales del sistema.
- No se cuenta con datos históricos asociados al nuevo precio estabilizado, dado que no existe aún una gran cantidad de proyectos.
- No se han discutido los ahorros en infraestructura de transmisión, pérdidas, entre otros.

Problemáticas detectadas

- Incertidumbre entre los actores por el comportamiento de los costos sistémicos en un futuro.
- La remuneración de los SAE con PE se encuentra sujeta al cumplimiento de la reglamentación vigente.
- Consecuencia del precio estabilizado anterior (Art. Transitorio DS88), se cuestiona la neutralidad económica del precio estabilizado vigente.



Precio estabilizado

La discusión se centrará en los siguientes puntos:

1. Analizar posibles mejoras en el **cálculo del Precio Estabilizado vigente** para entregar mejores señales de inversión.
2. Evaluar esquemas de **Precio Estabilizado diferenciados** según tipo de proyecto: de generación o de almacenamiento, proyectos de autoconsumo o de inyección pura, entre otros criterios.

Consideraciones

Se requiere separar la discusión entre el Precio estabilizado histórico (Art. Transitorio D.S. N°88) y el Precio Estabilizado vigente (por bloques horarios).



Discusiones transversales a los ejes

1. Precisión de conceptos: Ej: Contingencia vs Congestión.

1. El reglamento habla de contingencias y no congestiones a la hora de dar facultades al CEN para operar PMGD's.

2. Problemas de facturación para proyectos de autoconsumo.

1. Problemas de facturación con las empresas distribuidoras, lo que dificulta su desarrollo.

3. Propiedad del medidor.

1. Existen faltas de definición respecto a la propiedad del medidor (y el empalme) en el caso de proyectos de autoconsumo).

4. Tramitación simultánea de PMGD y Net billing, y reserva de capacidad para autoconsumo.

1. Proyectos PMGD pueden moverse de sitio en sitio, autoconsumo no (y los clientes son los que pagan la red de distribución mayormente) .
2. La llegada de un PMGD a un alimentador normalmente lo copa, dejando sin espacio para el autoconsumo.

5. Definición de posición dominante para proyectos de propiedad conjunta de autoconsumo.

1. La definición del reglamento actual ha levado muchas dudas entre los actores respecto a cómo implementarla apropiadamente en los contratos de propiedad conjunta.





Próximos pasos

D.S. N°88 y D.S. N°57 - NTCO PMGD

JULIO

NTCO 2	17-jul	Presentación de los miembros del Comité Consultivo
Mesa 1	18-jul	Procedimiento de conexión + Declaración en Construcción
Mesa 2	24-jul	Prevención y gestión de congestiones + Monitoreo y control
Mesa 3	31-jul	Prevención y gestión de congestiones + Monitoreo y control

AGOSTO

NTCO 3	07-ago	Disposiciones asociadas a Equipo Telecomandado (Reconectador)
Mesa 4	14-ago	Incorporación de almacenamiento
Mesa 5	21-ago	Regulación de costos
NTCO 4	28-ago	Operación, monitoreo y control de PMGD

SEPTIEMBRE

Mesa 6	04-sep	Precio estabilizado
Mesa 7	10-sep	Tentativa
NTCO 5	25-sep	Congestionamiento en el sistema de Transmisión Zonal y cierre

* Sesión del reglamento D.S. N°125 se definirá oportunamente

* Puede encontrarse sujeto a modificación





Modificación de Reglamentos

Diagnóstico

D.S. N°88

D.S. N°57

Ministerio de Energía
2024