



Sesión 3

Eje 2: Reconversión termoeléctrica y combustible de transición

Plan de Descarbonización

11 de enero de 2024

Contenido

1

Objetivo
Sesión

2

Presentación Esteban
Gil – Consultoría BID
de apoyo al Plan de
Descarbonización

3

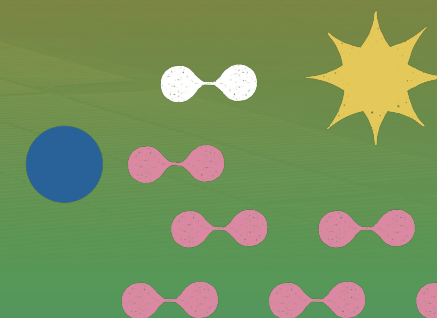
Presentación
Coordinador
Eléctrico
Nacional

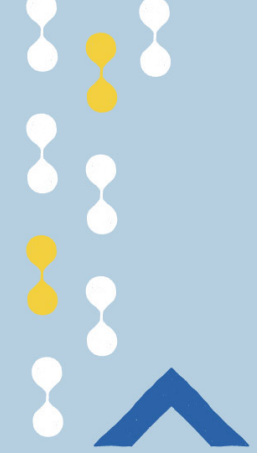
4

Presentación
energíE

5

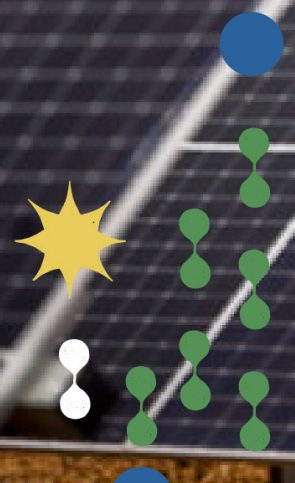
Trabajo en grupos
y conversación

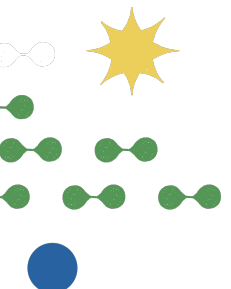




1

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:

Desarrollar una conversación en torno a los principales aspectos a tener en consideración para garantizar la seguridad de abastecimiento en los usuarios conectados al sistema eléctrico, considerando las cadenas de suministro y logísticas asociadas a los combustibles de transición, de manera tal de permitir una transición energética segura, acompañando así el progresivo cambio tecnológico de la matriz eléctrica en línea con las metas climáticas y ambientales del país.



Ejes Temáticos

1

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

2

Reconversión termoeléctrica y combustibles de transición

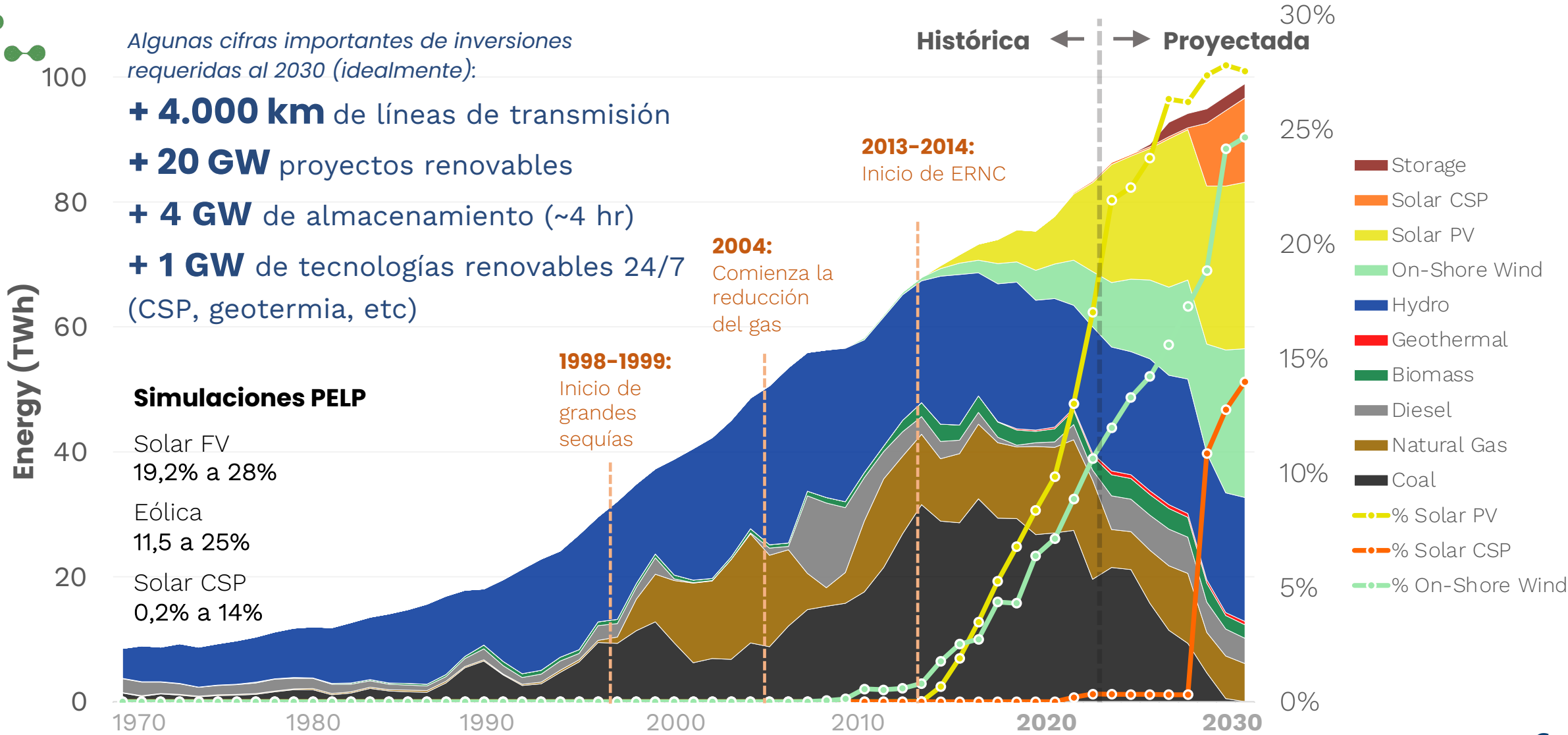
- Condiciones habilitantes y metas: gestión climática y ambiental.
- Alternativas de reconversión termoeléctricas: renovables y combustibles mixtos.
- Combustible de transición.
- **Seguridad de abastecimiento**

3

Transición Energética Justa y Comunidades

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

Evolución y proyección del sector eléctrico





2

Reconversión termoeléctrica y combustibles de transición

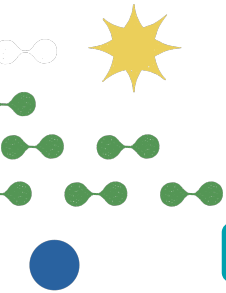
- Condiciones habilitantes y metas: gestión climática y ambiental.
- Alternativas de reconversión termoeléctricas: renovables y combustibles mixtos.
- **Combustible de transición.**
- Seguridad de abastecimiento.

Temas apuntan a avanzar hacia un sistema eléctrico bajo en emisiones como pilar fundamental para la carbono neutralidad del país

2050

Carbono Neutralidad y Resiliencia (**LMCC**)

Sistema eléctrico 100% libre de emisiones (**PEN**)



Retiro Carbón: primera gran escala al 2025

70% de las unidades a carbón podrían estar retiradas / reconvertidas

Tocopilla

- U12, U13, U14, U15 retiradas.
- NTO1 y NTO2 por retirar.
- **Estado al 2025:** Sin centrales a carbón

Mejillones

- Retiro CT Mejillones 1 y 2 al 2024
- Reconversiones pre-anunciadas al 2025
 - CTA a Biomasa
 - CTH a Biomasa
 - IEM a Gas Natural
 - Angamos a Batería Carnot
- **Estado al 2025:** Sólo unidades Cochrane y posible reconversión

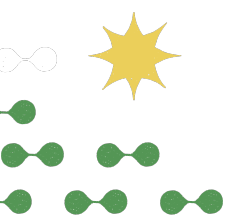
Puchuncaví

- Ventas 1 y Ventanas 2 retiradas
- Retiro Nueva Ventanas y Campiche en 2025
- **Estado al 2025:** Sin centrales a carbón



*¿Es suficiente con habilitantes renovables y/o limpios?
¿Se requieren habilitantes de transición?
¿Cómo impacta en los plazos?*

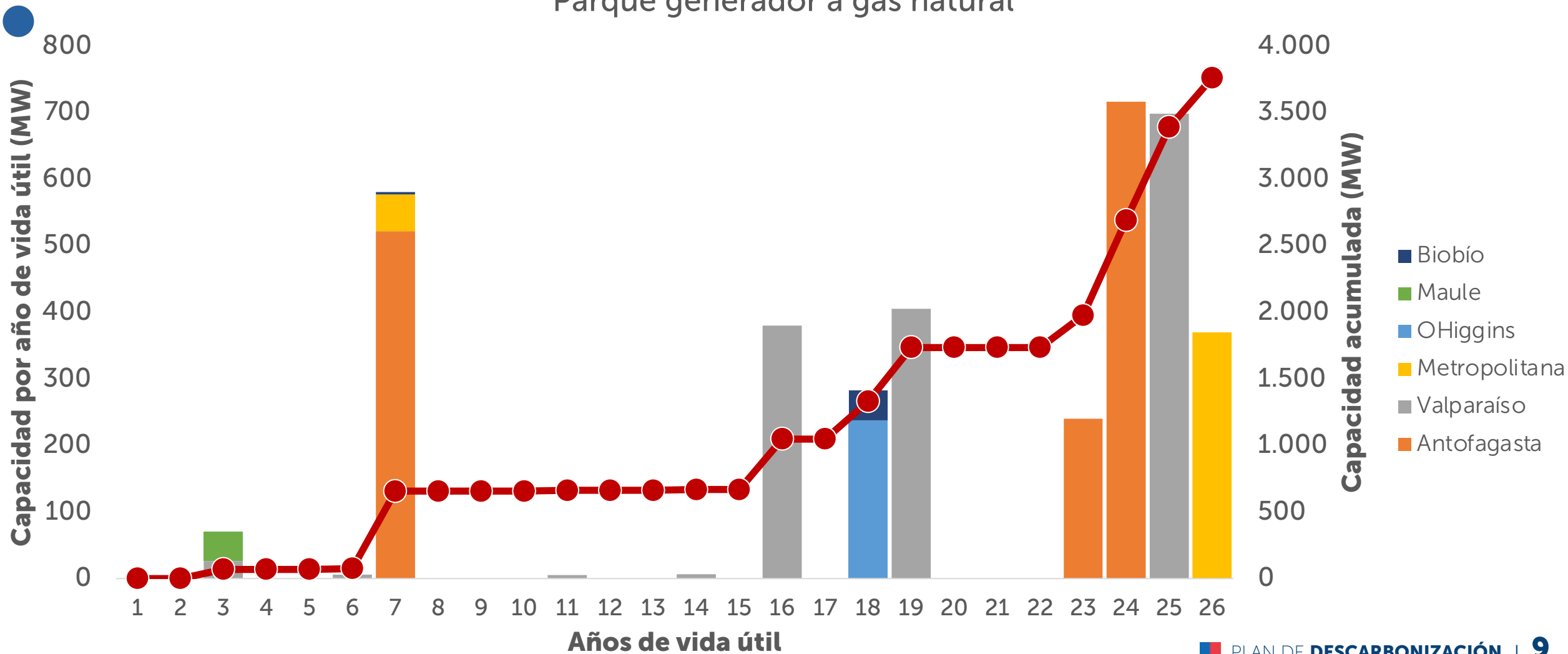


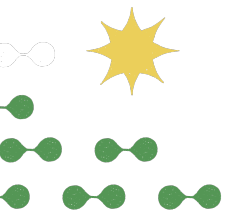


Infraestructura de gas natural en sistema eléctrico

Ubicación coincidente con retiros importantes de carbón

Parque generador a gas natural





Desafíos de la operación segura

Hacia un sistema Eléctrico 100% limpio al 2050

Evolución energías renovables variables

Generación anual

en verde, **renovable**

en azul, **gas**

en rojo, **carbón**

2010: **1%** (38% / 19% / 30%)
58%

2015: **5%** (42% / 15% / 40%)
57%

2020: **17%** (46% / 18% / 35%)
64%

2022: **28%** (56% / 19% / 24%)
75%

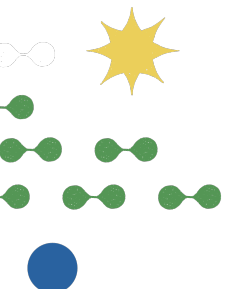
2023: **31%** (61% / 21% / 19%)
82%

Evolución energías renovables variables
Coincidencia instantánea
(**algunas horas del día**)

2023: **~70%**
(hasta 93,5% renovable)

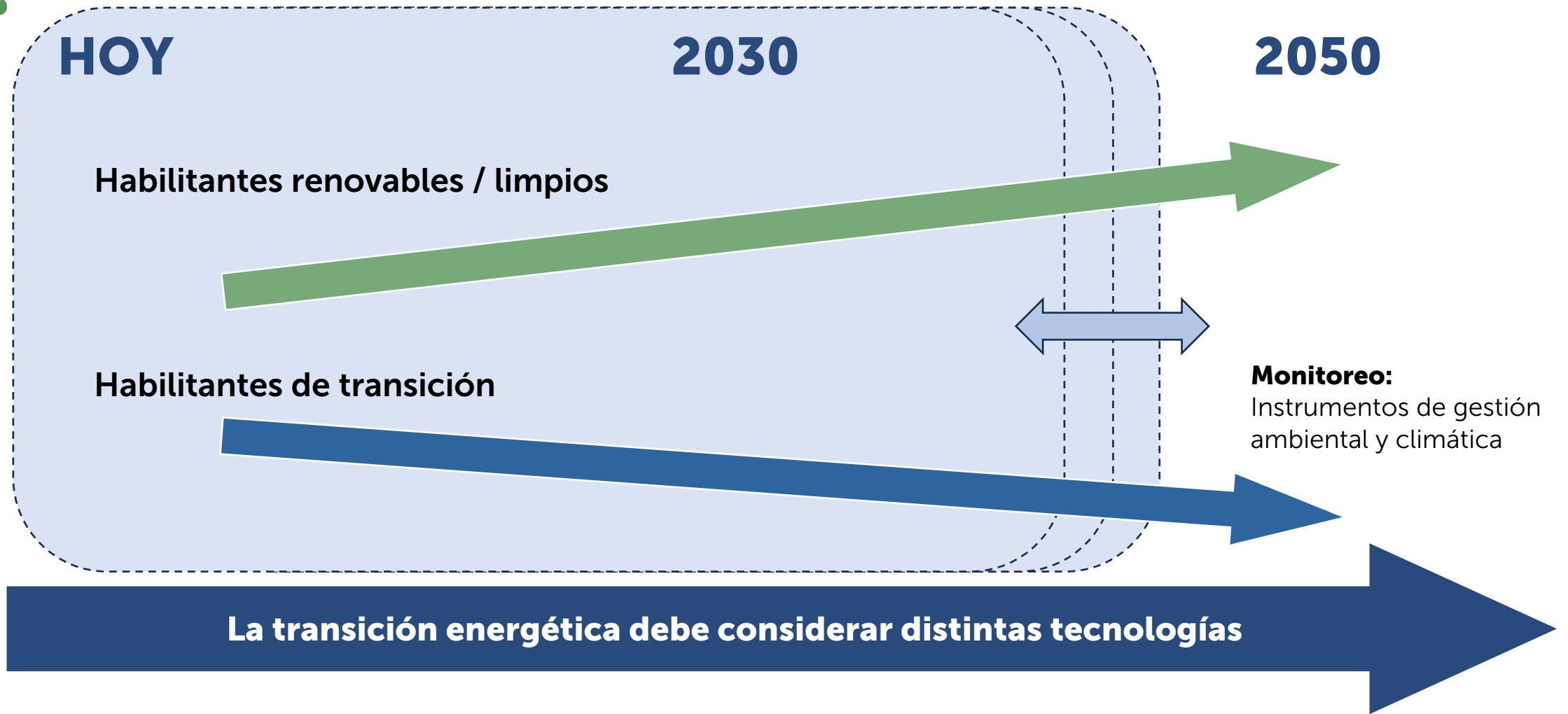
2030: **100%**

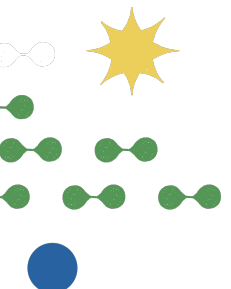
La transición energética debe considerar distintas tecnologías



Desafíos de la operación segura

Hacia un sistema Eléctrico 100% limpio al 2050





Algunas posibles líneas de acción

Para definición de medidas concreta en el Plan

- 1** Adecuación de instrumentos de gestión ambiental y climática con desafíos de la transición energética y seguridad operacional
- 2** Regulación e incentivos a la reconversión tecnológica hacia combustibles más limpios
- 3** Interrelación de la industria del gas a nivel eléctrico y energético
- 4** Entendimiento cabal de la logística de combustibles y su relación con resiliencia y adaptación
- 5** Compromisos internacionales de apoyo global a la reducción de metano



2

Presentación

Esteban Gil

Plan de descarbonización chileno al 2030

Eje 2: Reconversión termoeléctrica y combustibles de transición

Avance del proceso de discusión

Esteban Gil | Enero 2024




Eje 2: ¿Dónde estamos?

- **Primera sesión (28/09/2023):** “Condiciones habilitantes y metas: gestión climática y ambiental”
- **Segunda sesión (23/11/2023):** “Combustibles de transición”



Calendarización de sesiones

EJES TEMÁTICOS

- 
EJE 1
 Modernización de la Red y el Mercado Eléctrico e Infraestructura
- 
EJE 2
 Reconversión Termoeléctrica y Combustible de Transición
- 
EJE 3
 Transición Energética Justa y Comunidades

Septiembre

LUN	MAR	MIÉ	JUE	VIÉ	SAB	DOM
				1	2	3
4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17
18	19	20	21	22	23	24
25	26	27	28	29	30	

Octubre

LUN	MAR	MIÉ	JUE	VIÉ	SAB	DOM
						1
2	3	4	5	6	7	8
9	10	11	12	13	14	15
16	17	18	19	20	21	22
23	24	25	26	27	28	29
30	31					

Noviembre

LUN	MAR	MIÉ	JUE	VIÉ	SAB	DOM
			1	2	3	4
5	6	7	8	9	10	11
12	13	14	15	16	17	18
19	20	21	22	23	24	25
26	27	28	29	30		

Diciembre

LUN	MAR	MIÉ	JUE	VIÉ	SAB	DOM
						1
2	3	4	5	6	7	8
9	10	11	12	13	14	15
16	17	18	19	20	21	22
23	24	25	26	27	28	29
30	31					

Enero

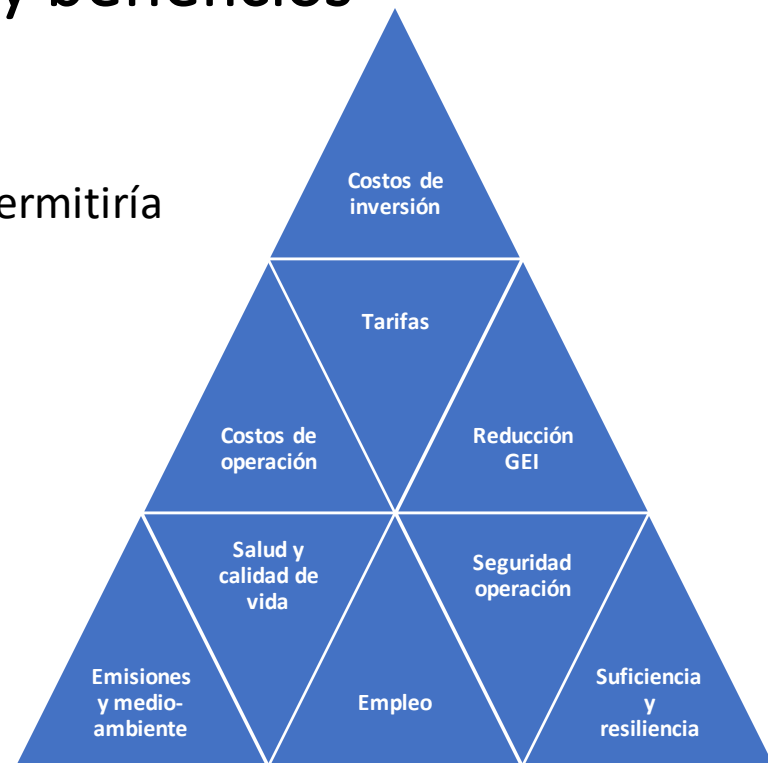
LUN	MAR	MIÉ	JUE	VIÉ	SAB	DOM
1	2	3	4	5	6	7
8	9	10	11	12	13	14
15	16	17	18	19	20	21
22	23	24	25	26	27	28
29	30	31				

-  EJE 1
-  EJE 2
-  EJE 3

- A continuación, se presentarán algunos de los puntos clave y necesidades planteadas en las primeras dos sesiones de este eje
- Muchos de estos puntos son transversales a los tres ejes

Punto 1: Transparencia en costos y beneficios

- **Mayor transparencia acerca de todos los costos y beneficios** de la descarbonización permitiría sincerar los efectos del proceso
- **Necesidad:** Estudios enfocados permitirían despejar las incertidumbres y concitar mayor apoyo al proceso



Punto 2: Remuneración de atributos

- **Remunerar** de manera clara y distintiva **todos los atributos aportados** por los distintos recursos daría señales más claras para invertir eficientemente
- **Necesidad:** Se requieren mejoras al diseño de las remuneraciones para cada atributo



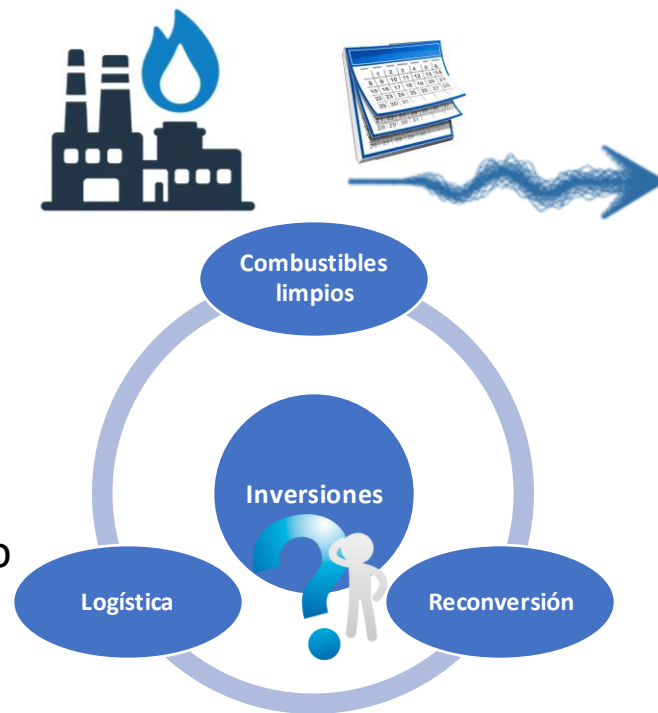
Punto 3: Ajustes normativos y coherencia regulatoria

- **Mantener una coherencia regulatoria** facilitaría las decisiones del sector público y los privados
- **Necesidad:** Se deben realizar ajustes en las normativas de emisiones y mejorar coordinación entre distintos ministerios y entidades gubernamentales



Punto 4: Rol del gas natural al 2030

- El **gas natural es un combustible importante en el corto y mediano plazo**, pues facilitaría el retiro del carbón evitando un mayor uso de diésel
 - Existe aún debate sobre la extensión y la naturaleza de este rol en el tiempo
- **Necesidad:** Se necesitan despejar incertidumbres respecto al rol del gas en todo el sector energético si se desean promover inversiones





Rol del Gas Natural

Debate pendiente sobre carácter estratégico del gas natural y su rol en el mediano y largo plazo



Alcance y naturaleza de los incentivos

Discusiones sobre incentivos (tipos y cómo implementarlos) para fomentar almacenamiento de energía, operación flexible del sistema, y seguridad de abastecimiento



Regulaciones y normativas específicas

Diferencias de opinión sobre cómo ajustar normativas existentes, incluyendo regulación de emisiones y remuneración de servicios de sistema

Puntos en que aún se debe avanzar

Líneas de acción

- Realizar **estudios que evalúen los costos e impactos de la descarbonización**, desde distintas perspectivas
- **Ajustar el diseño de mercado** para que los distintos atributos provistos por cada recurso se remuneren adecuadamente
- **Ajustar la normativa ambiental** al nuevo rol que se espera asuma el gas durante la descarbonización, **mejorando la coordinación entre distintas entidades gubernamentales**

Variabilidad y seguridad de abastecimiento de la demanda en el proceso de descarbonización chileno [Gil, 2022a]

Puntos principales del estudio

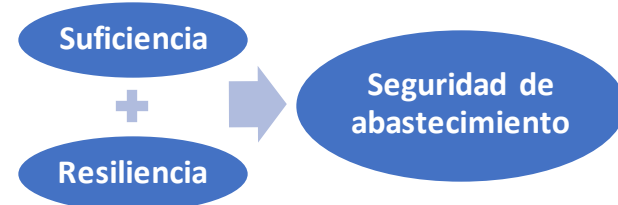
Esteban Gil | Enero 2024



Seguridad de abastecimiento



Análisis de si condiciones de los recursos es suficiente para satisfacer las necesidades del sistema



Capacidad del sistema de resistir eventos extremos

En base al contexto nacional y la revisión internacional, se plantearon líneas de acción y propuestas conceptuales

L1. Monitoreo de condiciones futuras de suficiencia

Contexto

- A diferencia de Chile, países como Australia, la UE y el RU realizan estudios de suficiencia con múltiples horizontes de tiempo, y adaptados a la transición energética
- Estudios internacionales usan modelos probabilísticos y consideran escenarios variados, a diferencia de los estudios chilenos enfocados en casos extremos

Recomendaciones

- Realizar estudios que permitan la detección temprana de problemas de seguridad de abastecimiento con distintos horizontes de tiempo y que provean señales tempranas de estrechez de suministro
- Ajustarse a estándares internacionales, revisando plazos, horizonte, frecuencia, resolución temporal, métricas entregadas, metodología, características del modelo y de sus entradas y salidas

L2. Incentivos para mejorar disponibilidad de recursos

Contexto

- El mecanismo de remuneración de potencia chileno no es adecuado para proveer señales de inversión eficientes en el contexto de la descarbonización, y no se ajusta a las mejores prácticas internacionales

Recomendaciones

- Evaluar desarrollo de mecanismo de remuneración de capacidad prospectivo y competitivo que proporcione incentivos adicionales a nuevos recursos que permitan mitigar problemas de seguridad de abastecimiento futuro

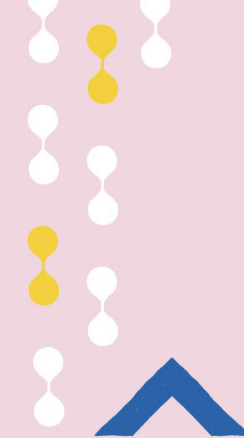
L3. Política nacional de seguridad de combustibles

Contexto

- Chile enfrenta limitaciones en la infraestructura de almacenamiento y logística de suministro de combustibles
- Escasa capacidad de almacenamiento y falta de incentivos para adquirir gas en exceso resulta en oferta insuficiente en períodos de escasez

Recomendaciones

- Desarrollo de una política nacional de seguridad de combustibles que incluya el desarrollo de planes de acción ante contingencias
- Evaluar el desarrollo de un mecanismo centralizado para la importación de GNL
- Chile debe transitar al uso de combustibles limpios y reducir dependencia externa



3

Presentación

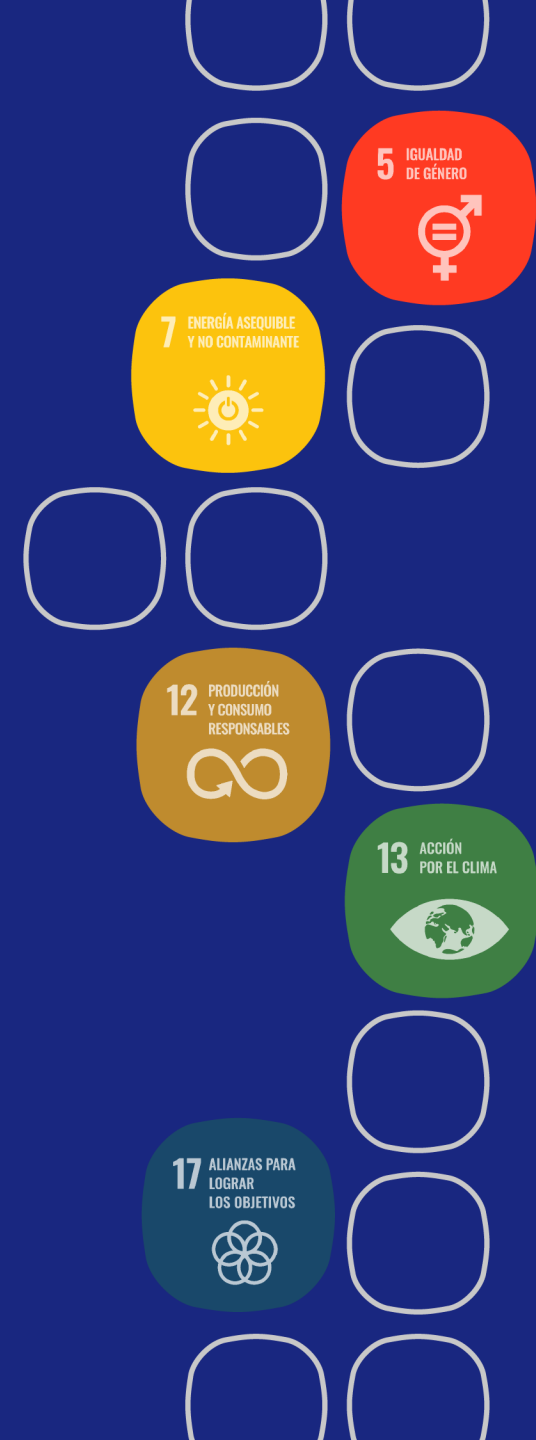
Coordinador Eléctrico Nacional

Rol del Gas Natural en la Operación del Sistema Eléctrico Nacional

Mesa de Descarbonización – 2do Tiempo Transición Energética

Juan Pablo Ávalos V.
Subgerente Programación y Análisis Económico

11 de enero de 2024





1.- INTRODUCCIÓN

SERVIMOS
A CHILE CON
ENERGÍA



COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

Corporación autónoma de Derecho Público, sin fines de lucro, con patrimonio propio y de duración indefinida (Ley N° 20.936).

Organismo técnico independiente, encargado de la coordinación de la operación del Conjunto de las instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional.

- Función de operador de red
- Función de operador de Mercado

Misión:

Servir a Chile preservando el suministro eléctrico.

- Operación segura
- Operación más económica
- Garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión.



HOJA DE RUTA TRANSICIÓN ENERGÉTICA ACELERADA



- 1 Contribuir a la transición energética en nuestro rol de operador independiente y autónomo del SEN.
- 2 Promover la discusión y colaboración abierta y transparente con la industria y grupos de interés.
- 3 Difundir las conclusiones, resultados, ideas y prioridades identificadas por el Coordinador en los estudios realizados a la fecha en materia de descarbonización y seguridad de suministro.
- 4 Definir las decisiones estratégicas claves requeridas en el corto y mediano plazo para viabilizar un sistema con participación 100% renovable, seguro y confiable al año 2030.
- 5 Destacar la necesidad de trabajar de forma colaborativa y abierta para identificar e implementar los cambios necesarios, reducir las brechas y remover barreras no económicas para lograr una transición energética justa.



2.- PARTICIPACIÓN DEL GAS NATURAL EN LA OPERACIÓN SEN

SERVIMOS
A CHILE CON
ENERGÍA

Gas Natural Licuado Regasificado

Terminal Mejillones:
Regasificación 5,5 M [m³/día]

Almacenamiento 4,14 [Tbtu] o 112 [M m³] ~ 1,38 Buques GNL

Terminal Quintero:
Regasificación 15 M m³/día

Almacenamiento 7,3 [Tbtu] o 200 [M m³] ~ 2,4 Buques GNL

Es usado principalmente por:

Generación Eléctrica

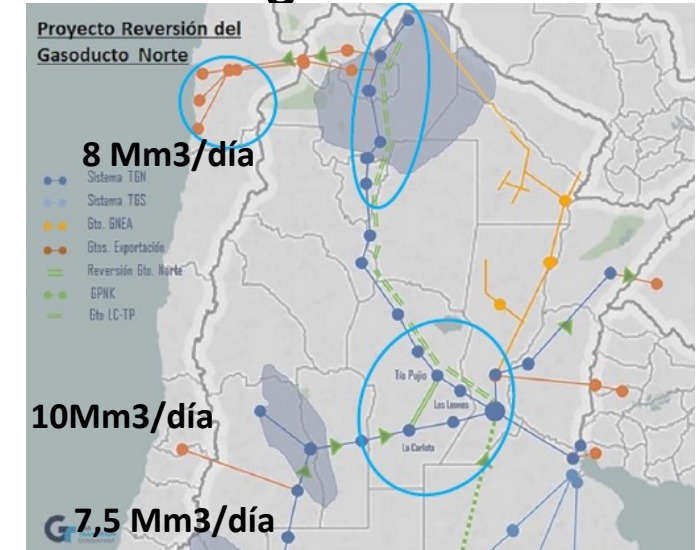
Consumo Industrial/residencial/comercial

Terminal Quintero		
Empresa	Unidad	Potencia MW
Enel	CC San Isidro I	423
	CC San Isidro II	391
	CA Quintero I	128
	CA Quintero II	128
Colbún	CC Nehuenco I	373
	CC Nehuenco II	398
	CA Nehuenco III	102
	CA Candelaria I	128
	CA Candelaria II	128
GM	CC Nueva Renca	380
ICPower	CA Colmito	58
Enap	Cogen. Aconcagua	77
B. Forestales	Cordillera	24
Saesa	CA Coronel	46
Total Quintero		2785

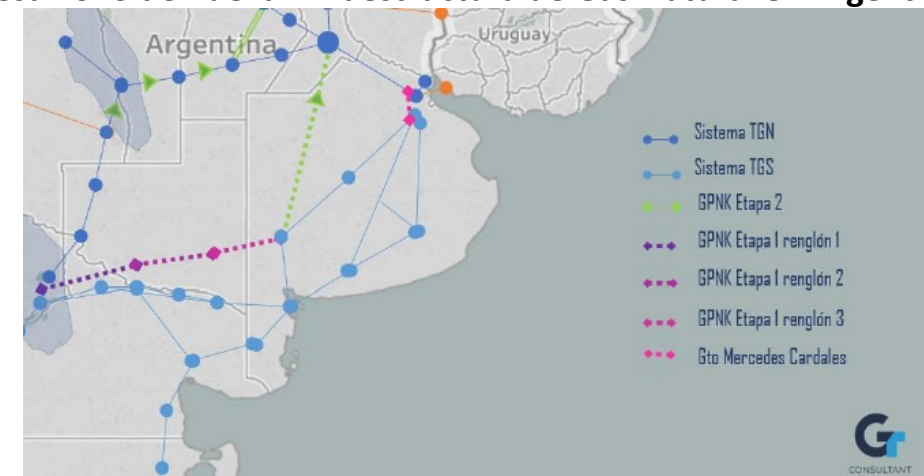
Terminal Mejillones		
Empresa	Unidad	Potencia MW
Engie	CC U16	340
	CC CTM3	226
	CA TG3	27
Enel	CC Atacama 1	332
	CC Atacama 2	332
	CA TalTal 1	120
	CA TalTal 2	120
Tamakaya	Kelar	532
Total Mejillones		2029



Gas Natural Importado desde Argentina

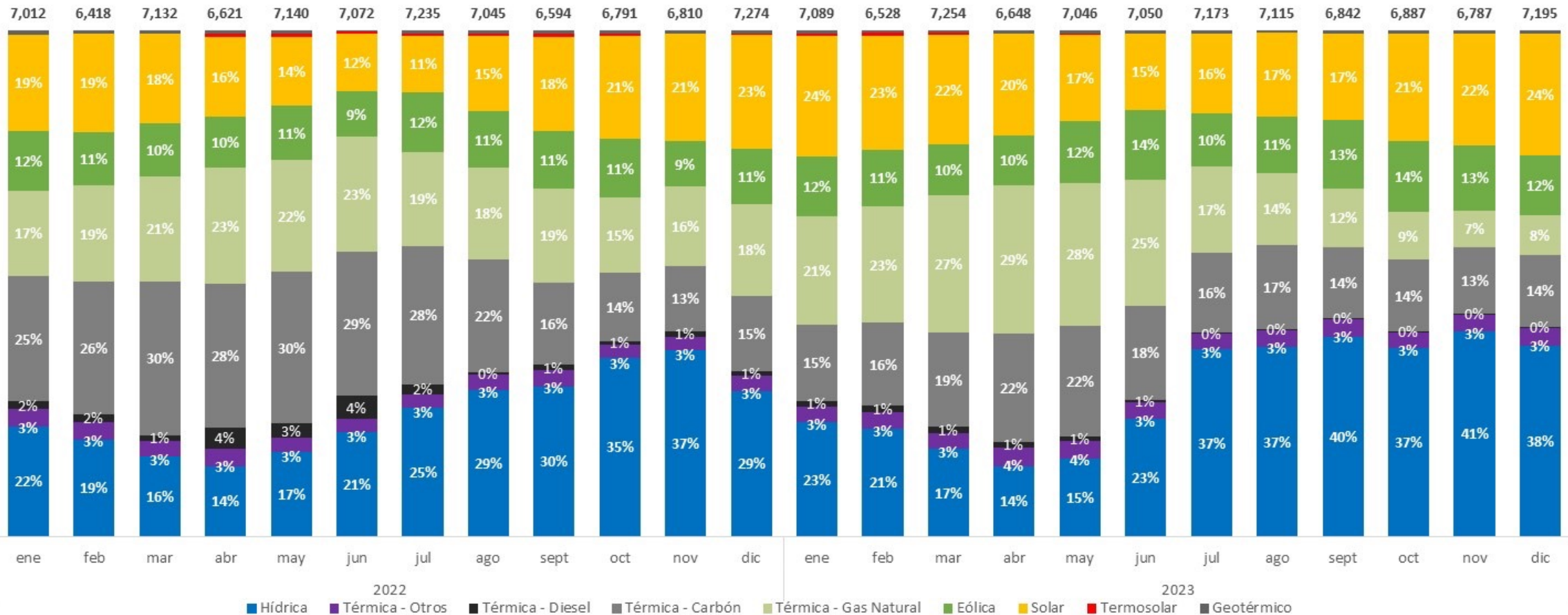


Desarrollo de nueva infraestructura de Gas Natural en Argentina



Fuente: Economía y Negocios

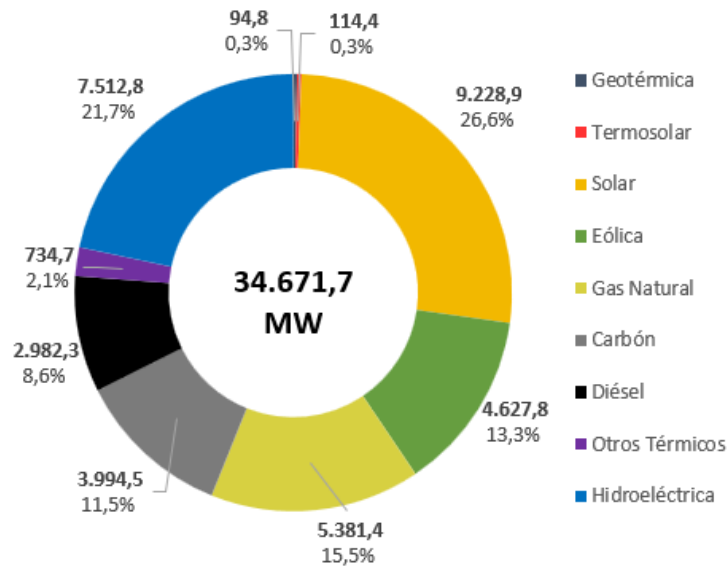
GENERACIÓN ENERGÍA 2022-2023



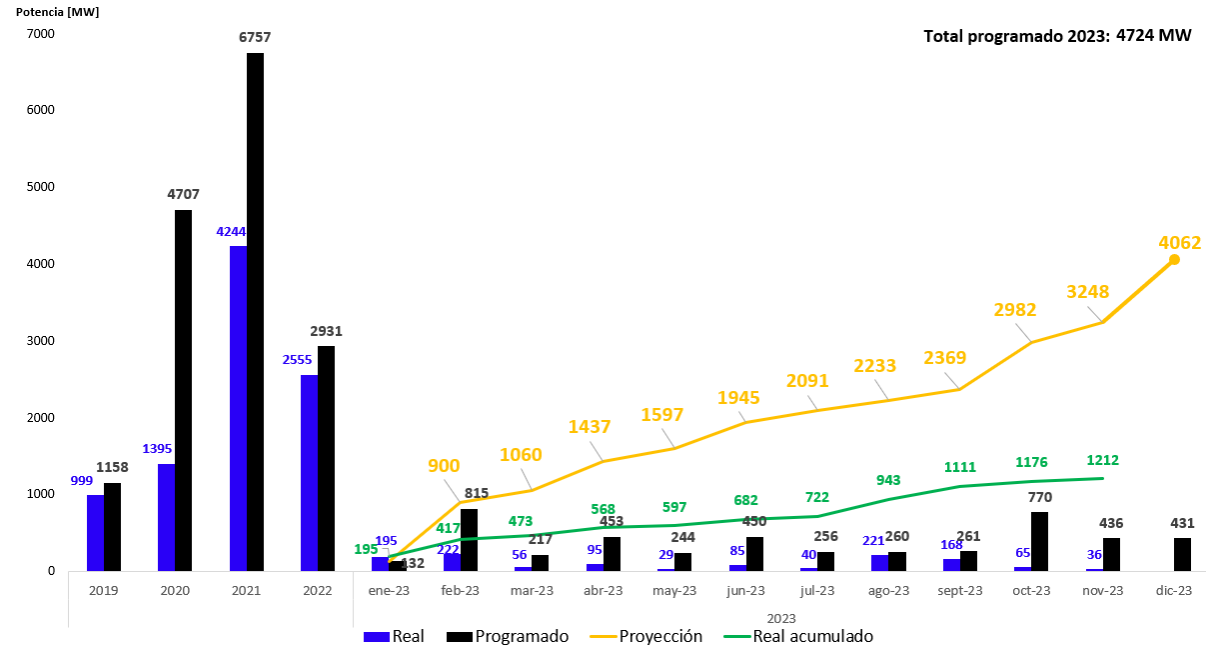
Generación eléctrica mensual en base a gas natural varía entre el 7% - 29% del total de la matriz de generación del Sistema Eléctrico Nacional durante el periodo 2022-2023

TRANSICIÓN ENERGÉTICA

CAPACIDAD INSTALADA EN EL SEN (MW) diciembre 2023



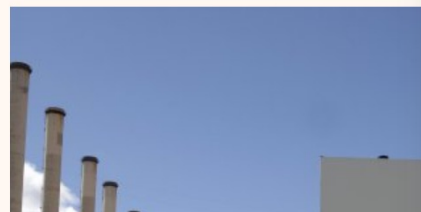
Demanda máxima horaria: 10.736 MWh/h



Energía
Engie confirma reconversión de desarrollo por hasta 2.000 MW

La francesa apunta a la descarbonización total de los años 2030 y 2040 de las carboneras más nuevas.

Por: Karen Peña | Publicado: Miércoles 28 de abril de 2023 a las 10:00 hrs.



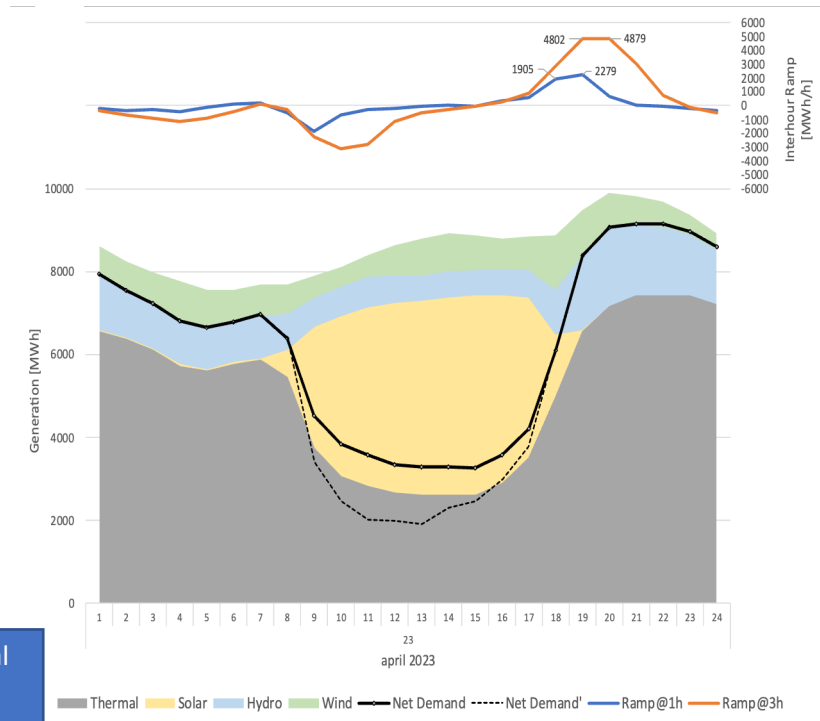
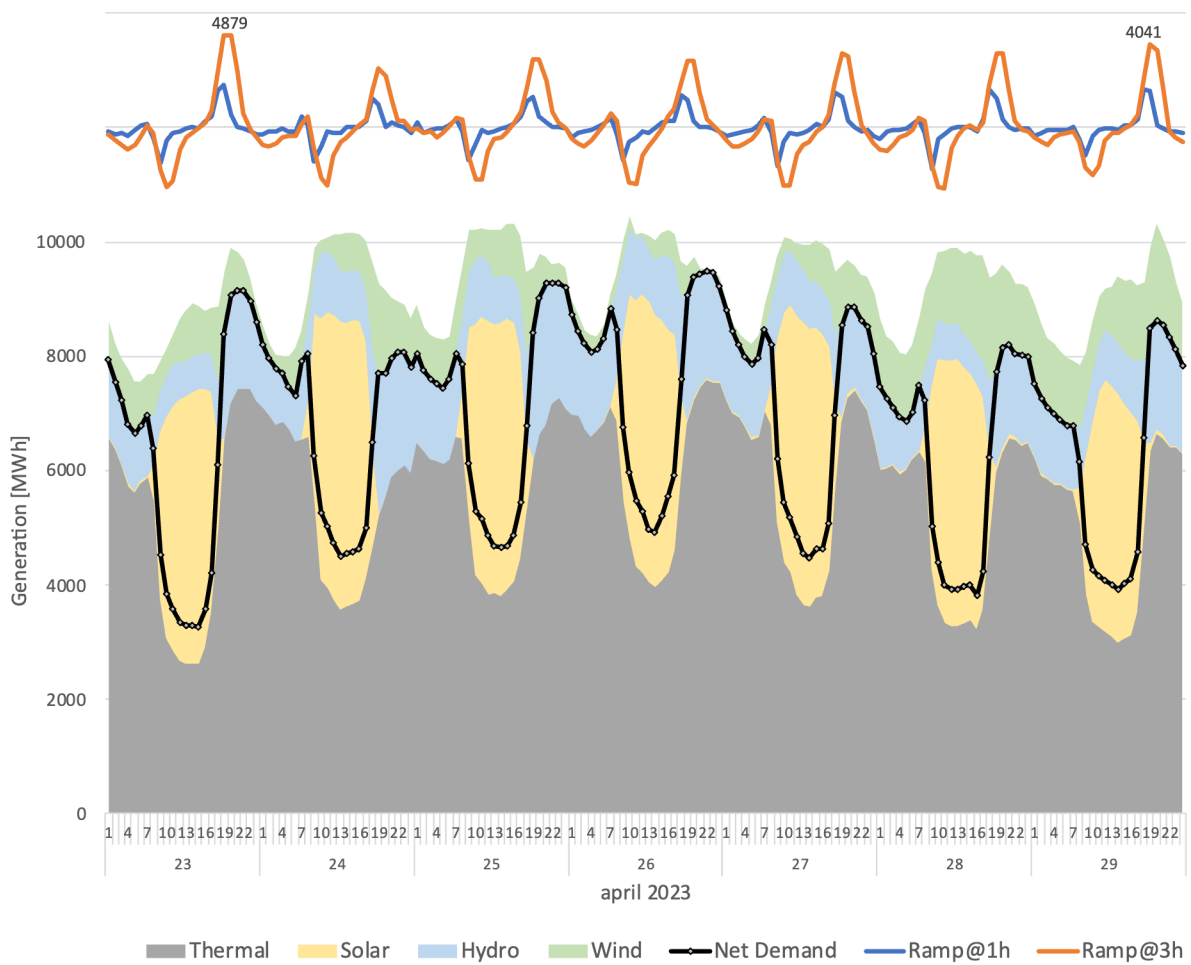
Energía
AES Andes pide adelantar retiro definitivo de su central Norgener para el año 2024

La firma pidió a la CNE la exención del plazo de 24 meses para el cese de operación de las dos unidades termoeléctricas que suman 276 MW. En mayo habían comunicado la desconexión a partir del 31 de diciembre de 2025.

Por: Karen Peña | Publicado: Jueves 7 de diciembre de 2023 a las 16:15 hrs.

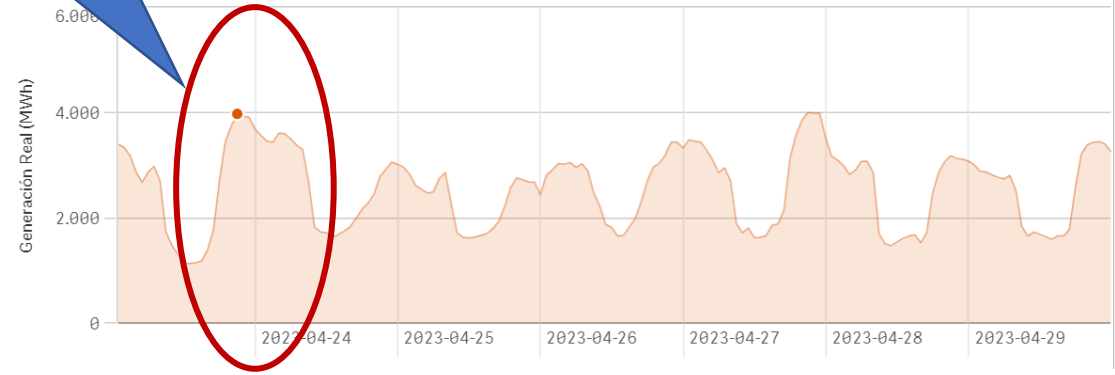


LA DESAFIANTE CURVA DE DEMANDA NETA DEL SEN



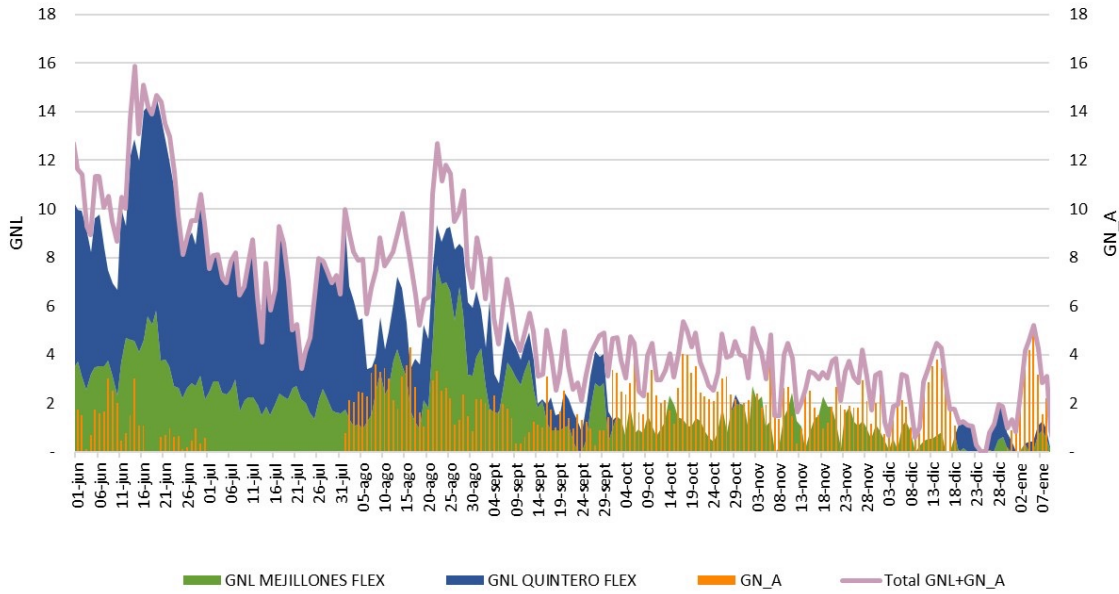
Aporte gas natural
para gestionar
rampa (MW/min y
duración)

Generación Gas Natural



Año 2023

Consumo GNL y GN [Mm3]



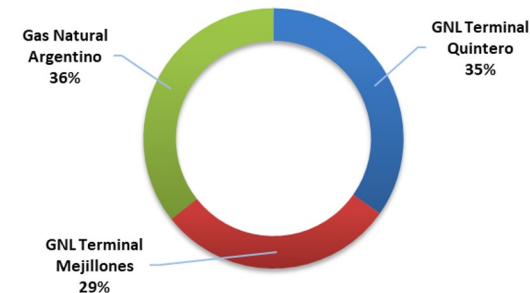
Terminal Quintero	Consumo GNL 2023 ene-dic [MMm3]	Consumo GNA 2023 ene-dic [MMm3]
ENEL	462.74	553.97
ENAP	25.35	0.00
GM	216.13	161.25
COLBÚN	527.57	526.08
TOTAL	1,231.79	1,241.30
Buque Equiv	14.75	14.87

Terminal Mejillones	Consumo GNL 2023 ene-dic [MMm3]	Consumo GNA 2023 ene-dic [MMm3]
ENEL	410.05	0.00
ENGIE	577.18	20.45
TAMAKAYA	60.98	0.00
TOTAL	1,048.21	20.45
Buque Equiv	12.55	0.24

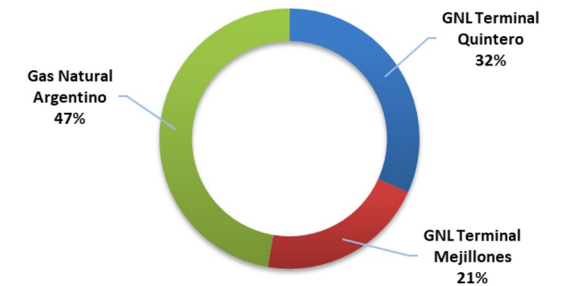
- Si bien, durante el año 2023 el SEN exhibió una **mejora relevante en las condiciones hidrológicas** desde fines de junio (Prob Exc. año 2023-24: 60%), el consumo de Gas Natural fue de 27.3 (GNL) + 15.11 (GNA) = **42.4 Buques Equivalentes** (3 TBtu c/u).
- Dicho consumo es **levemente inferior (3%) c/r al año 2022** (Prob Exc año 2022-2023: 88%).
- La generación con combustible **carbón disminuyó un 27% c/r al año 2022**.

- El Gas Natural importado desde Argentina el año 2022 representó el **47%** del total de Gas Natural. El año 2023 su participación es del **36%**.
- Consumo promedio diario oct-dic 2023 de Gas Natural es de 4.2 Mm3.

Consumo de Gas Natural Ene-Dic 2023



Consumo de Gas Natural Ene-Dic 2022



ANNUAL DELIVERY PROGRAMME (ADP)

Cifras en buque equivalente

Empresa	Fecha vigencia contratos ADP 2024	Cantidad Máxima	ADP 2022	ADP 2023	ADP 2024
Enel	jun-30	11 (***)	9	11	7
Colbún	dic-30	3	4	3	3
GMH	dic-33	3	3	3	2
Enap (*)	dic-35	2	0	2	2
Engie	Dic-2026 (59%)	5	7	3	8
	Dic-2032 (41%)	3			
Tamakaya	-	-	2 (**)	0	1
Total	-	27	25	22	22

Notas:

(*) GNL para uso interno y para generación eléctrica.

(**) Buques cancelados

(***) Desde año 2022

PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN

Para la programación de la operación de corto plazo, el Coordinador utiliza modelos matemáticos para determinar el programa de generación que permite abastecer la demanda preservando la seguridad de servicio y al mínimo costo global de operación.



Security Constrained Unit Commitment
(UC-SCUC)
Incluye co-optimización

Proceso Programación considera:

- Costo variables declarados de operación de unidades generadoras
- Costos de partida declarados de unidades generadoras
- Función del Costo Futuro de la Energía Embalsada
- Costos de Servicios Complementarios
- Capacidades de las unidades generadoras: capacidad max/min, tiempos de partida, tiempos mínimos de operación, requerimientos de Servicios Complementarios.
- Límites operacionales del sistema de transmisión.
- Conectividad hidráulica.

COORDINACIÓN EN TIEMPO REAL

Se corrigen las **desviaciones** (demanda eléctrica, generación eólica/solar, fallas de unidades generadoras) c/r al programa de operación de acuerdo con la **Lista de Prioridades de Colocación** (curva de oferta del sistema).

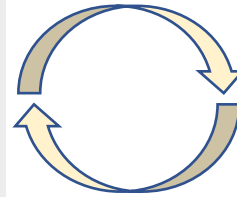
Incetidumbre diaria y mensual:

- Demanda energía eléctrica: Δ 20 GWh entre días \sim 2,5 CC a plena carga
- Generación eólica: Δ 30 GWh entre días \sim 3,8 CC a plena carga
- Fallas de centrales de generación: Δ 6GWh día (central 250 MWh) \sim 0,75 CC a plena carga

(CC= Ciclo Combinado 350 MW cap. instalada)

Anual y Mensual:

- Incertidumbre hidrológica: Energía afluyente anual hidrológica seca: 17TWh (año 21-22) vs energía afluyente hidrológica 22-23: 24TWh -> **Diferencia equivale a 18 Buques GNL equivalentes.**
- Cambios en costos y disponibilidad de otros combustibles fósiles (GN importado desde Argentina, costos de carbón)



**Desafíos para
la gestión del
GNLR**



**Norma
Técnica GNL**

Características suministro de gas natural:

- **Infraestructura:** capacidad de almacenamiento y regasificación.
- **Logística de transporte:** tiempos de viaje, disponibilidad de puertos, otros.
- **Contractuales:** clausulas *Take or Pay*, tiempo de cancelación/desvíos.



**NORMA TÉCNICA PARA LA
PROGRAMACIÓN Y COORDINACIÓN DE
LA OPERACIÓN DE UNIDADES QUE
UTILICEN GAS NATURAL LICUADO
REGASIFICADO**

Octubre de 2021
Santiago, Chile

Objetivo: establecer las exigencias de información, procedimientos, metodologías, mecanismos y condiciones de aplicación que resulten necesarias para la programación y coordinación de Unidades GNL.

Alcance: Unidades GNL que:

- Se encuentren **interconectadas al SEN**.
- Sus excedentes de potencia suministrables al SEN, considerando todas las demás Unidades GNL conectadas en un mismo punto de conexión, **superen los 9 MW**.
- El proceso de abastecimiento de GNLR para la Unidad GNL esté asociado, directa o indirectamente, a **procesos de transporte por vía marítima y a logística portuaria de almacenamiento y de regasificación**.
- Entre otros.

Disponibilidad: informadas por empresas coordinadas. Vinculante para las siguientes 8 semanas.

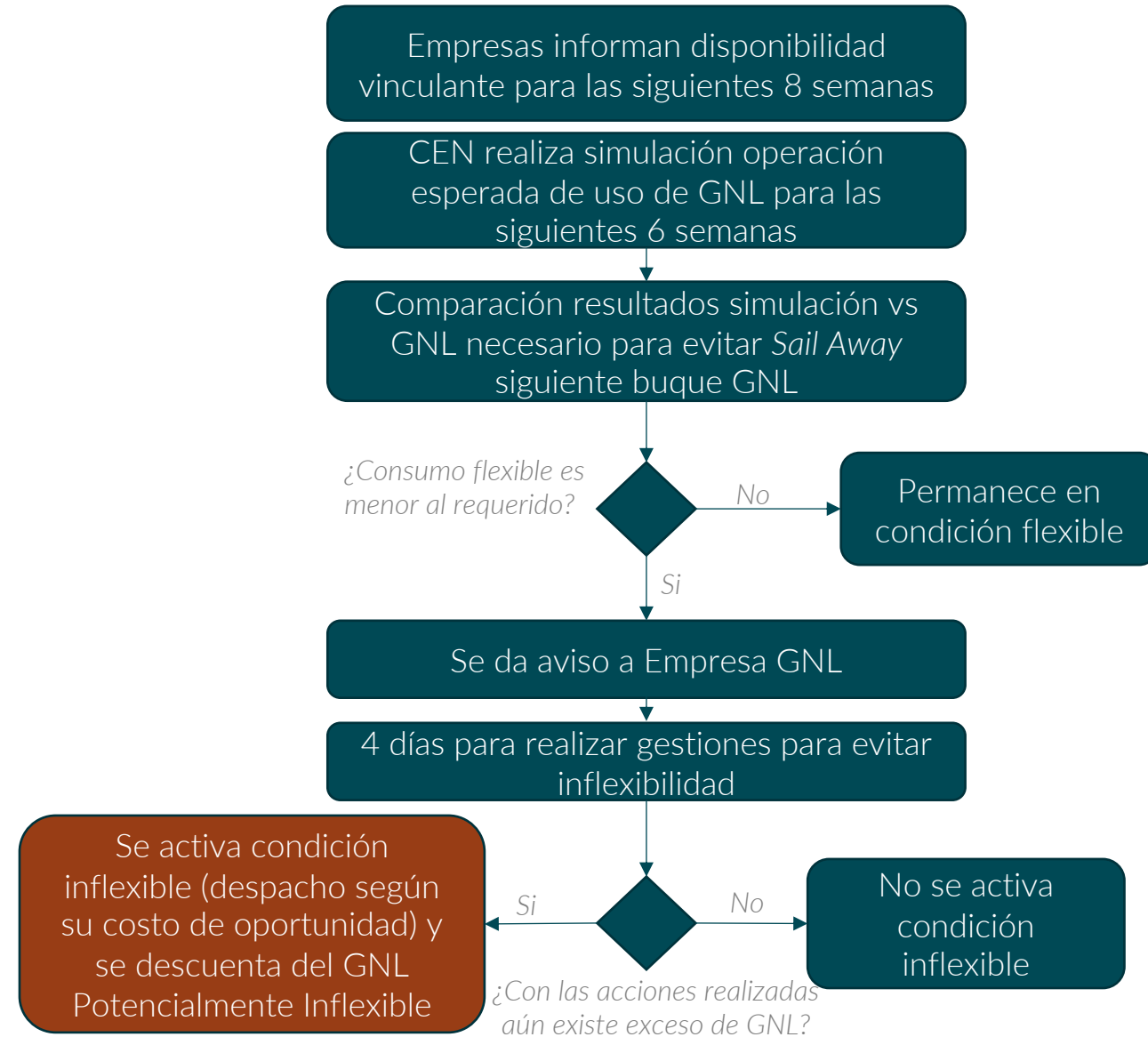
Condición de suministro GNL:

- **Flexible:** despacho de energía en el SEN de acuerdo con su **costo de operación contractual, declarado por empresa coordinada**.
- **Inflexible:** cuando existe riesgo de Sail Away del siguiente buque de GNL. Su despacho de energía en el SEN de acuerdo con su **costo de oportunidad (costo sombra), determinado por el Coordinador**.

Periodicidad Anual



Periodicidad semanal



Objetivo Estudio GNL:

El Coordinador deberá, anualmente, elaborar un Estudio GNL, el que deberá determinar, mediante la **simulación de la operación bajo los principios de operación segura y más económica del SEN**, el **volumen anual de GNL requerido por este**, de acuerdo con los antecedentes y criterios definidos en la NT GNL.

El Estudio GNL determinará la **cantidad de GNL requerido trimestralmente por el SEN, desagregado por cada Empresa Generadora GNL**. Luego, el resultado de dicho estudio será utilizado por el Coordinador para definir la **cota superior de GNL que podrá ser considerado en condición de GNL Inflexible** para cada una de las Empresas Generadoras GNL.

Antecedentes relevantes del Estudio GNL definidos (art. 5-4 NT GNL):

- **Costos Variables:** Declarados por empresas Coordinadas
- **Proyección de costos variables:** Realizada por Coordinador
- **Proyecciones demanda:** ITPN
- **Plan de obras Gx y Tx:** Obras declaradas en construcción por la CNE, de acuerdo a desfase promedio puesta en servicio informado por CNE
- **Pronósticos fuentes renovables:** Proyecciones Coordinador, basado en generación histórica
- **Hidrologías:** **Últimos 15 años** de las estadística desde 1960-61. El Coordinador podrá utilizar series sintéticas para las 15 hidrologías.
- **Acuerdos de Suministro:** Acuerdos vigentes al inicio del Estudio.
- **GN Argentino:** Solo contratos en firme

Adicionalmente, el Artículo 5-2 establece que sólo es posible inflexibilizar GNL de acuerdos de suministro con **duración mayor a un año**.

General

Modelo MT
(PLP)

Horizonte
2 años



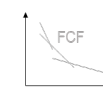
Modelo ST
(PLEXOS)

Horizonte 1 año

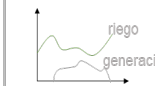
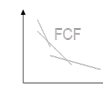
- Co-optimización energía y SSCC.
- Restricciones operacionales de corto plazo (SSCC, costos de partida/detención, proxy Mínimos Técnicos).
- Fallas intempestivas.

Específica (Rolling Planning)

Simulación Largo Plazo
(PLP)



Simulación Mediano Plazo
Annual
(PLEXOS-MT Schedule)



Simulaciones Corto Plazo
(PLEXOS-ST Schedule)

Coordinación Hidrotérmica de largo plazo. Inicio del horizonte en el presente.

Función de Costo Futuro
Cotas Iniciales año de estudio
Inicialización derechos Laja-Maule

Simulación de mediano plazo del año en estudio (1 sólo paso). "Visión" anual de usos del agua para convenios de riegos.

Asignación de derechos de agua y distribución de gastos anuales (riego, generación y mixto).

Modelo de Unit Commitment hidrotérmico cronológico con horizonte móvil (modelo RP)

Resultado Final:

El resultado obtenido en virtud de la metodología dispuesta en el Artículo 5-6 de la presente NT se deberá promediar, mensualmente, para **las 5 hidrologías más secas de cada mes** de las 15 hidrologías utilizadas. Ello, con el objeto de determinar, mensualmente, el volumen de GNL, en MMBTU, requerido por el SEN.

ESTUDIO GNL: RESULTADOS PARA AÑO 2024

Requerimiento de GNL [Mm³]

Meses 2024	COLBUN	ENEL GENERACION	ENGIE	GENERADORA METROPOLITANA	TAMAKAYA ENERGÍA	Total
1	217	293	212	130	9	861
2	130	318	205	117	0	771
3	270	452	233	183	61	1.199
4	263	422	165	174	7	1.031
5	433	485	246	218	12	1.395
6	301	526	246	219	19	1.311
7	119	537	246	214	18	1.134
8	39	400	227	181	17	865
9	13	314	195	42	5	569
10	2	244	231	12	3	492
11	6	240	240	27	8	520
12	15	270	206	27	0	518
Total GWh	1.808	4.502	2.653	1.543	157	10.664
% del total de generación GNL en modalidad Spot	24,3%	2,9%	0,0%	9,1%	100,0%	8,15%
Total Buques	4,3	10,9	6,4	3,8	0,4	25,8

Resultados (buques equivalentes)	
Provisión de energía, SSCC y fallas intempestivas [MMm ³]	2.113,3
Total de Buques Equivalentes GNL	26,4 (Acuerdos de Suministro: 24,0 Compras spot: 2,4)

- El volumen de GNL estimado supera al 100% del volumen por contrato a firme.
- Se estima un requerimiento de 2,4 buques adicionales de GNL Spot.

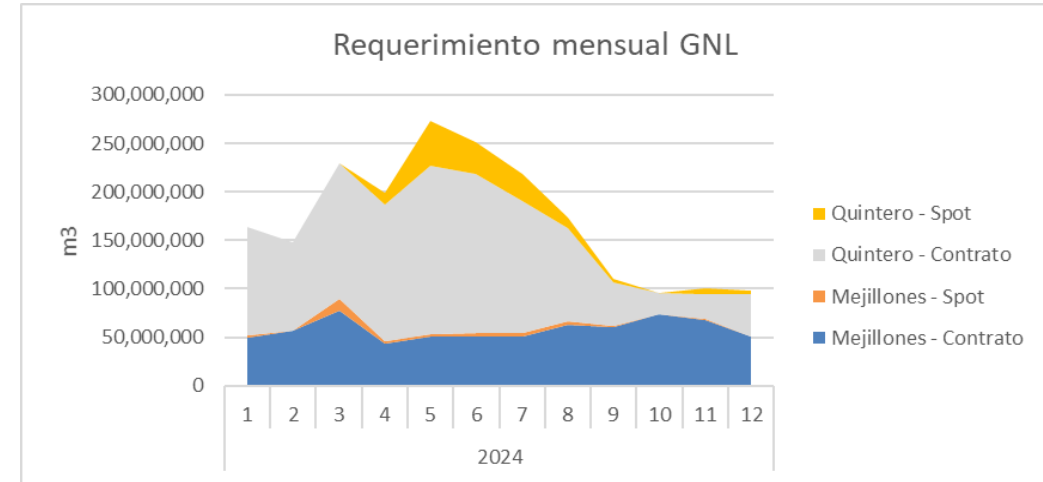
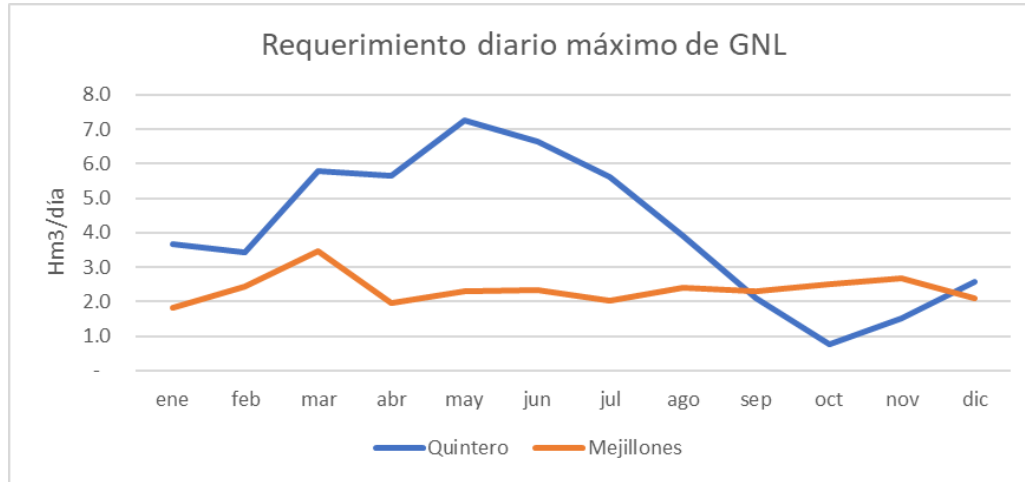
ESTUDIO GNL: RESULTADOS PARA AÑO 2024

Mix Energía – Generación Neta [TWh]

Tecnología	Estudio GNL 2022	Estudio GNL 2023
Embalse	11,0	6,4
Pasada	9,9	10,6
Solar	21,5	23,4
Eólica	11,7	11,4
GNL	8,4	10,7
GN Argentino	0,0	0,0
Carbón	15,2	16,5
Diésel	0,0	0,8
Otros térmicos	4,5	4,2
Total	82,2	84,5

RESULTADOS PARA AÑO 2024

Requerimiento por Terminal



- Mayo es el mes con mayor requerimiento de GNL

- T. Mejillones no superaría los 4Mm3/día

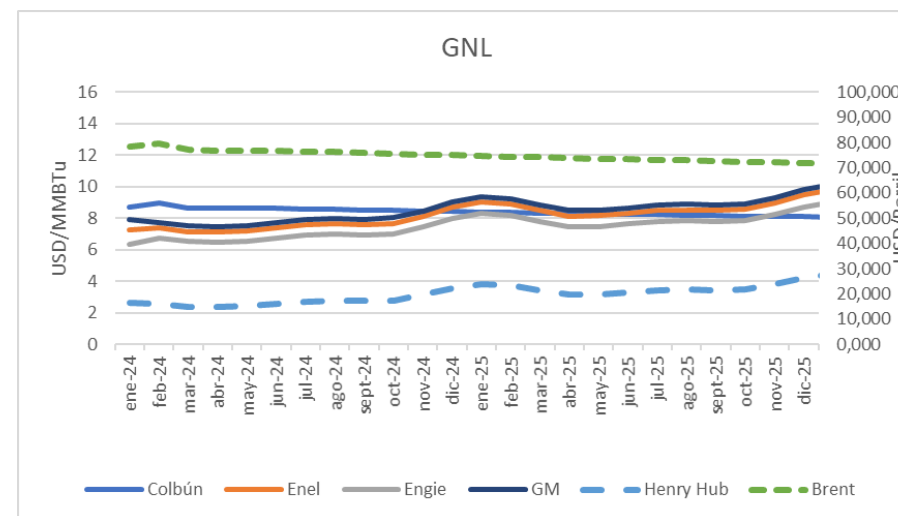
En base al ADP 2024 y contratos de Gas Natural importado desde Argentina, la disponibilidad para generación para el año 2024 es la siguiente:

Cifras en buques equivalentes

Mejillones			Quintero	
Coordinado	GNL	GNA*	GNL	GNA*
Enel	3,4	0,0	3,5	7,1
Engie	7,9	0,6	-	-
Tamakaya	0,9	0,0	-	-
Colbún	-	-	2,6	5,2
GMH	-	-	1,9	2,0
ENAP	-	-	1,8	0,0

Total	12,2	0,6	9,9	14,2
Total SEN	36,9			

*Firme





4.-. Comentarios finales

- Actualmente el Gas Natural contribuye en garantizar una **operación segura y a mínimo costo** del Sistema Eléctrico Nacional, en particular, en proveer flexibilidad para gestionar la variabilidad de las centrales ERV, así como en la provisión de SSCC y fortaleza de red.
- En el mercado eléctrico nacional las **decisiones de compra gas natural**, GNLR o GNA, son **prerrogativa y decisión individual de las empresas coordinadas**.
- El Coordinador instruye el despacho de Gas Natural de acuerdo a criterios de **eficiencia económica** según su costo variable de operación declarado y para preservar la seguridad de servicio. **Excepcionalmente**, se instruye su despacho de acuerdo a su costo de oportunidad para evitar el riesgo de Sail Away, de acuerdo con el procedimiento establecido en la NT GNLR.
- En SEN cuenta con **infraestructura relevante** (almacenamiento/regasificación de GNL, gasoductos, capacidad instalada de generación) para utilizar el Gas Natural para generación eléctrica.

Sin embargo, ante escenarios de retiro acelerado (2025 o 2030) del 100% centrales de carbón y condiciones críticas de abastecimiento (sequía, fallas de centrales relevantes), el SEN podría requerir, **para garantizar el abastecimiento y seguridad de suministro**, consumos de gas natural por sobre disponibilidad máxima anual establecida en los contratos de gas natural vigentes.

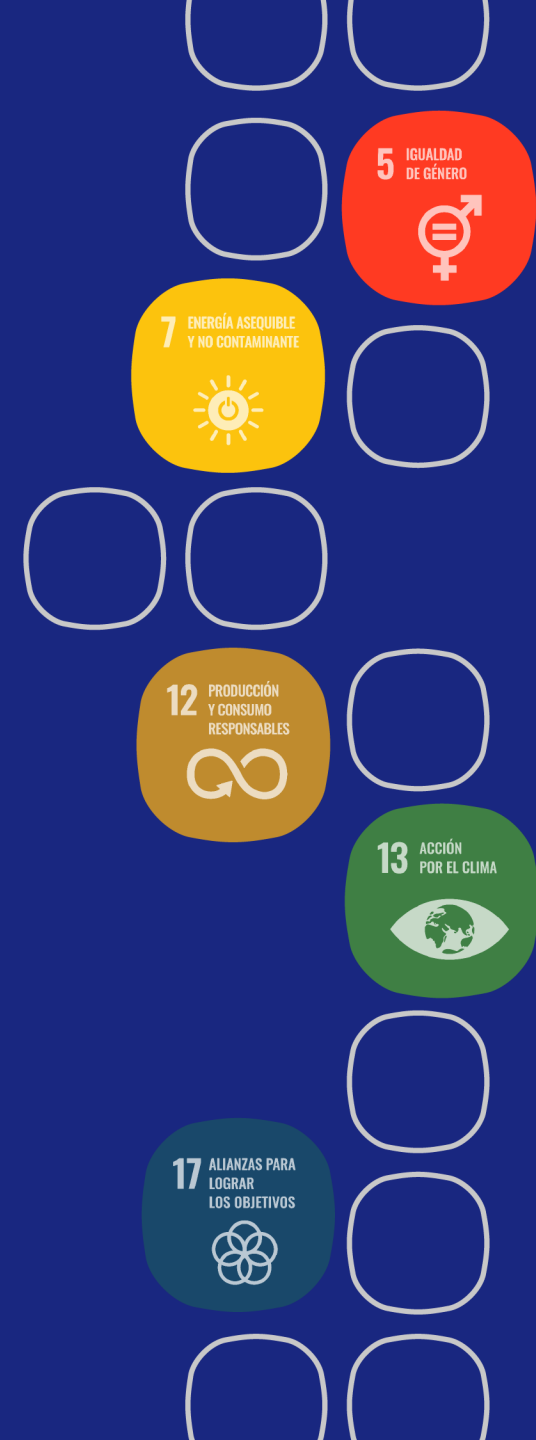
- La operación actual y proyectada de la operación del SEN, evidencia un **alto ciclaje de las centrales que operan con Gas Natural**, por lo tanto, resulta fundamental, que los propietarios de dichas instalaciones adopten prácticas de mantenimiento adicionales, para no afectar su confiabilidad.
- Adicionalmente, resulta fundamental fomentar el **almacenamiento de larga duración**, así como la habilitación y/o nuevos recursos técnicos (almacenamiento, centrales ERV) para **prestar SSCC**, para contribuir a una descarbonización acelerada, sin comprometer la confiabilidad de la operación del SEN.
- El Coordinador adicionalmente esta trabajando en el desarrollo de otras **condiciones habilitantes** para la descarbonización, tales como:
 - Licitación de nueva infraestructura para la fortaleza de red (condensadores síncronos).
 - Propuesta de rediseño del mercado de energía.
 - Virtualización de la red (proyecto *Tapestry*).
 - Simulaciones en el dominio del tiempo.
 - Entre otras.

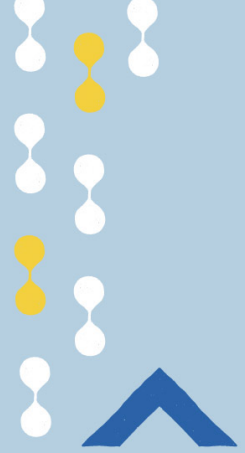
Rol del Gas Natural en la Operación del Sistema Eléctrico Nacional

Mesa de Descarbonización – 2do Tiempo Transición Energética

Juan Pablo Ávalos V.
Subgerente Programación y Análisis Económico

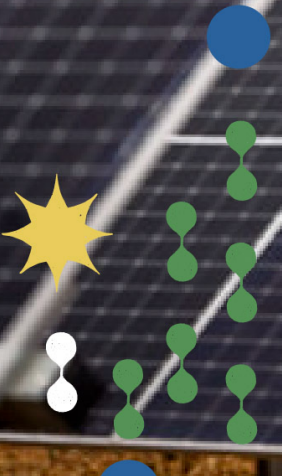
11 de enero de 2024





4

Presentación energíE





energíE

Logística e Infraestructura de gas natural en proceso de Transición Energética

mayo de 2023





1.

Hoja de Ruta para Transición Energética en Chile.

2.

Regasificación-Almacenamiento GNL Zona Centro-Sur.

3.

Comentarios Finales.

1.

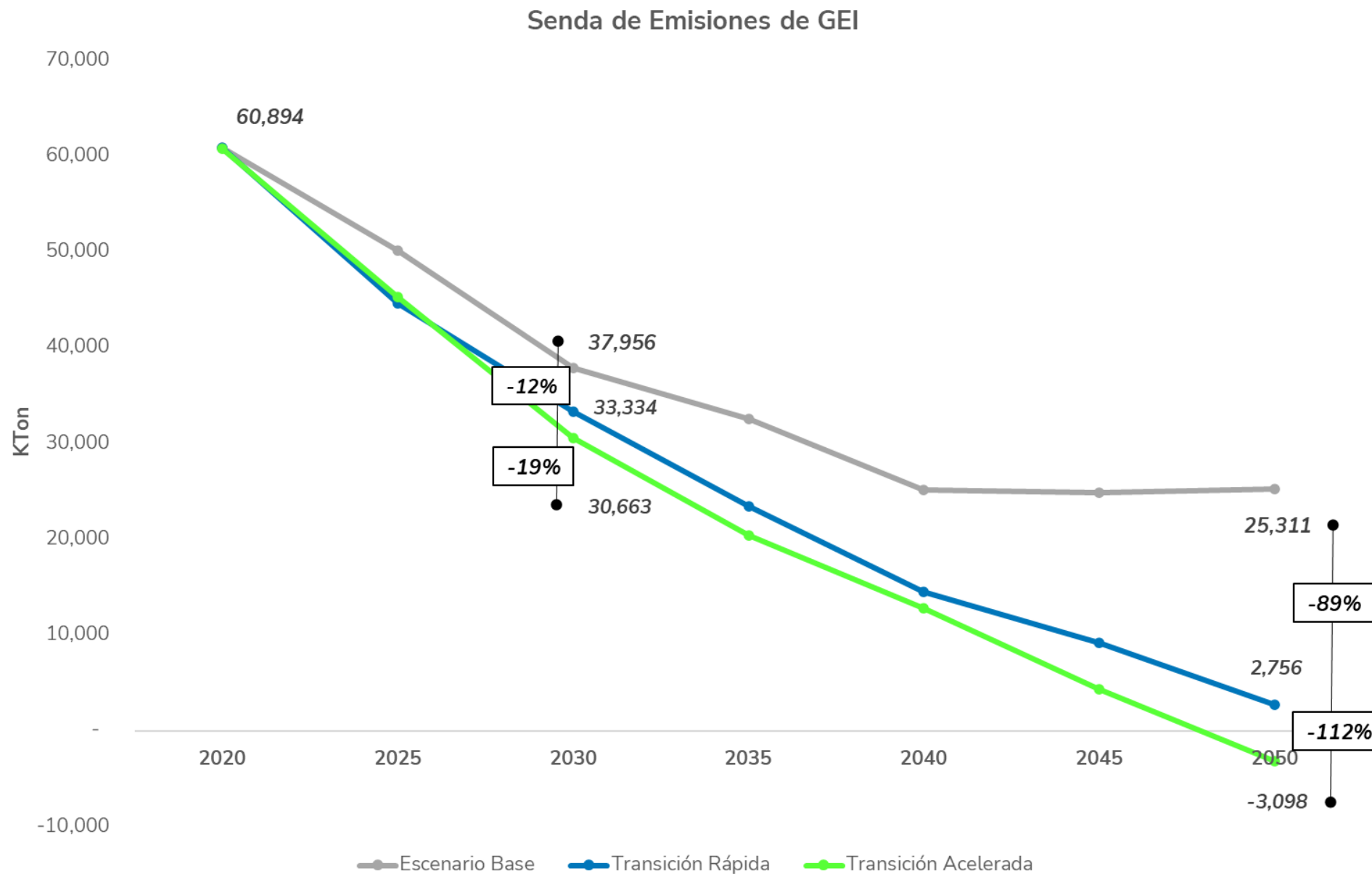
Hoja de Ruta para Transición Energética en Chile.

2.

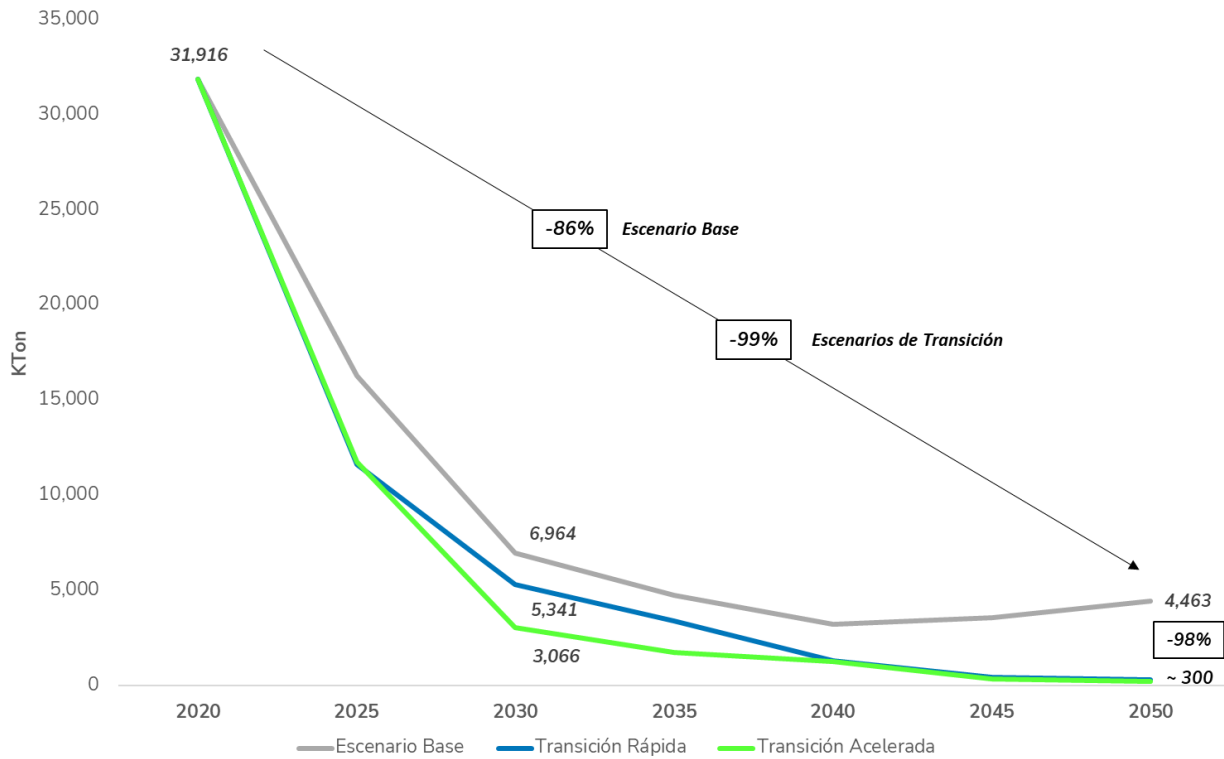
Regasificación-Almacenamiento GNL Zona Centro-Sur.

3.

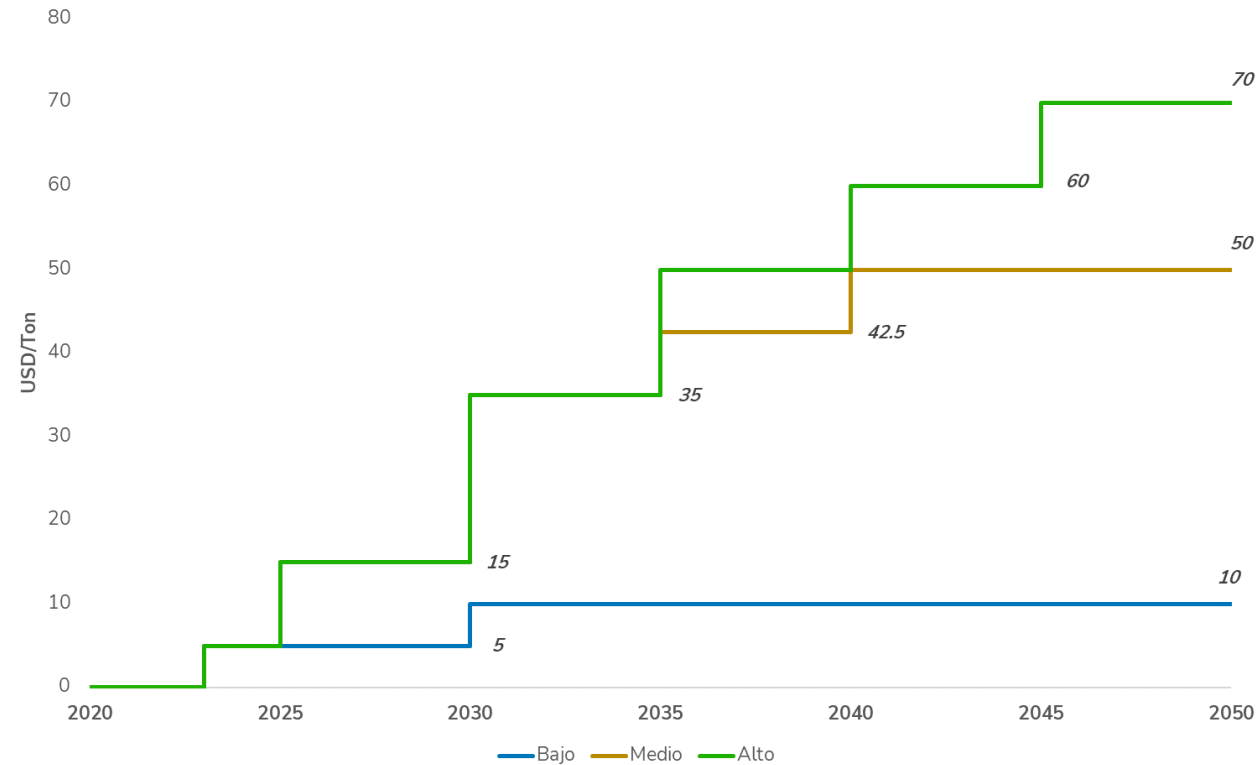
Comentarios Finales.



Senda de Emisiones de GEI sector electricidad (Generación)



Impuesto al CO₂



1.

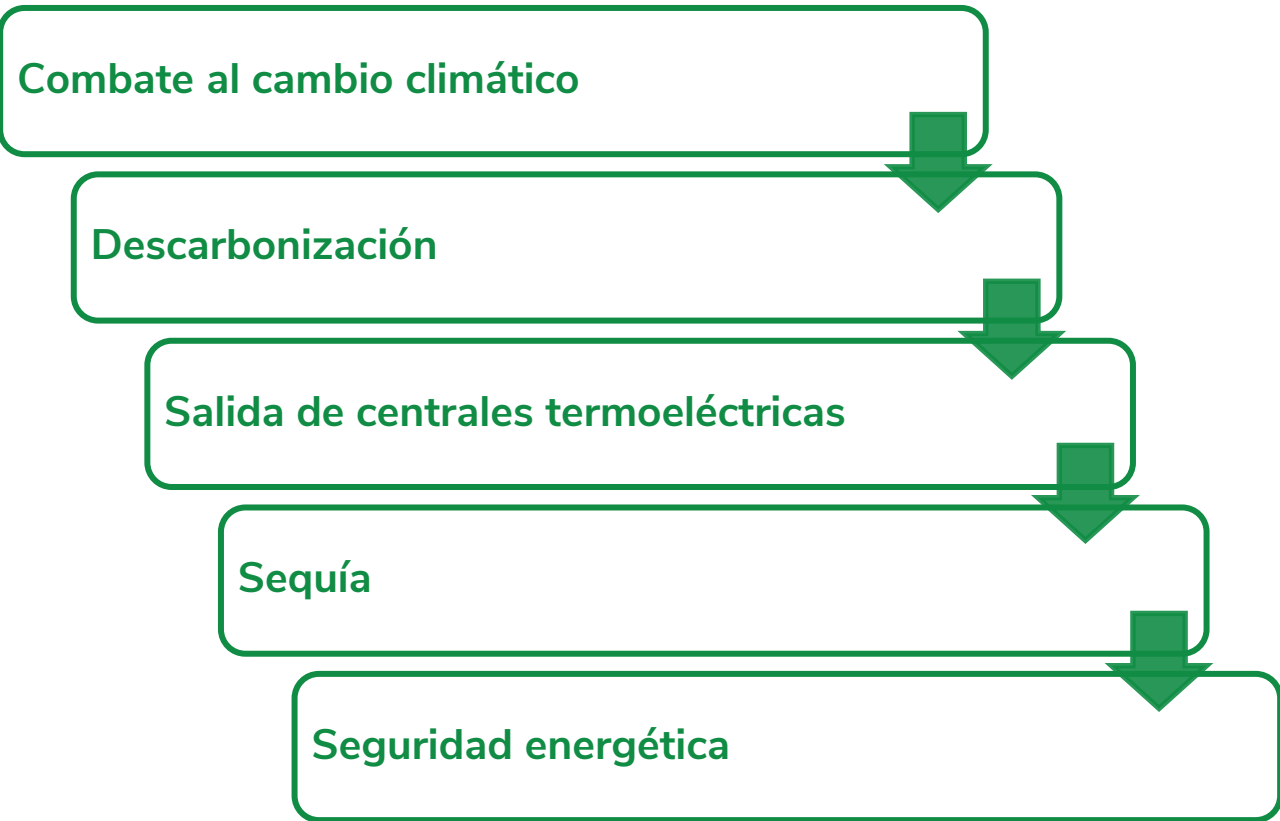
Hoja de Ruta para Transición Energética en Chile.

2.

Regasificación-Almacenamiento GNL Centro-Sur.

3.

Comentarios Finales.



Estás en: Inicio / Entradas / Negocios e Industria / Sistema eléctrico: uso del diésel aumentó costos de operación en más de US\$2.000 millones entre 2019 y 2021

Sistema eléctrico: uso del diésel aumentó costos de operación en más de US\$2.000 millones entre 2019 y 2021

Según el gremio, en el último tiempo se han generado presiones para los desarrolladores, a los que se suma la figura de «reserva hídrica», contenida en últimas modificaciones, dentro del contexto de estrechez energética.



El Inevitable diésel



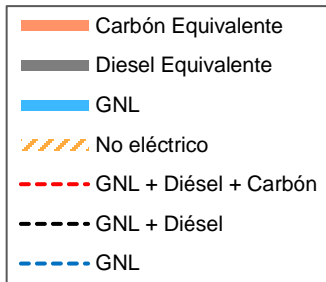
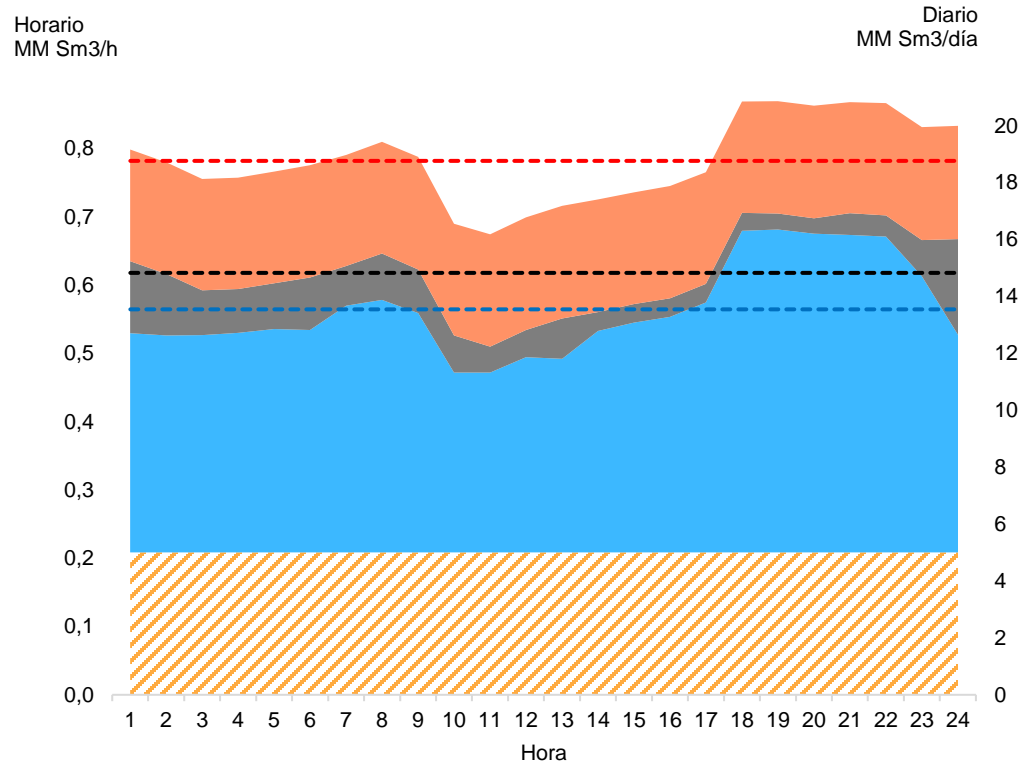
Con menos agua para generar, cobran importancia los combustibles. En el caso del GNL, se espera la **decisión de la CNE sobre una nueva normativa**, que estuvo en consulta pública despertando fricciones que llevaron incluso a sesiones en el Congreso. El consumo de diésel para generación había crecido 143% a fines de julio y 38% el de carbón, sumando costos y también contaminación.

Día crítico: 12 de agosto de 2021

- En el peak de demanda, **entre las 19 y 22 hrs**, debieron operar **10 centrales con GNL**, que totalizan en torno a **2.500 MWh/h**.
- Sin embargo, esto aún no fue suficiente, **obligando a operar centrales diésel de alto costo de operación**.
- Se observaron **costos marginales inusualmente altos, de hasta 300 USD/MWh**, debido a la masiva operación de las centrales de respaldo a diésel.
- Una eventual falla de una central mayor podría haber provocado cortes o falta de energía para abastecer al sistema, lo que da cuenta de la estrechez a la que está expuesta la matriz.
- Se dictó **decreto de racionamiento**, el cual estuvo vigente por más de **2 años**, e incluso llevó a crear **mecanismos para “reforzar” la logística provisión de diésel** para generación eléctrica.

Las condiciones de estrechez, que persisten en el sistema, refuerzan la necesidad de robustecer la infraestructura energética, para dotar de mayor seguridad a la matriz

Consumo en GNL Quintero



MM Sm3/día	Consumo Adicional	Consumo Acumulado
No Eléctrico	5,0	5,0
GNL	8,5	13,5
Diésel Equivalente	1,3	14,8
Carbon Equivalente	3,9	18,8

Total para Generación
13,8 MM Sm3/día

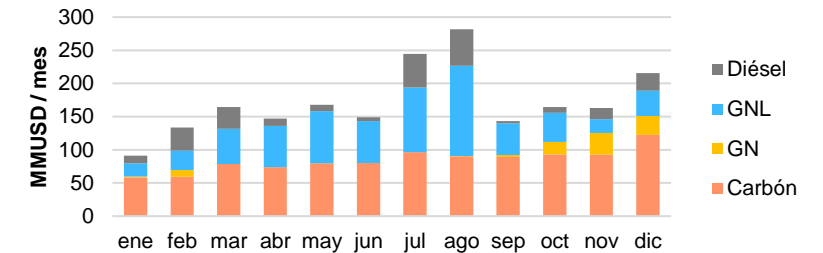
Capacidad Máxima de Regasificación : 15 MM Sm3/día

El Sobrecosto de costo de operación con diésel

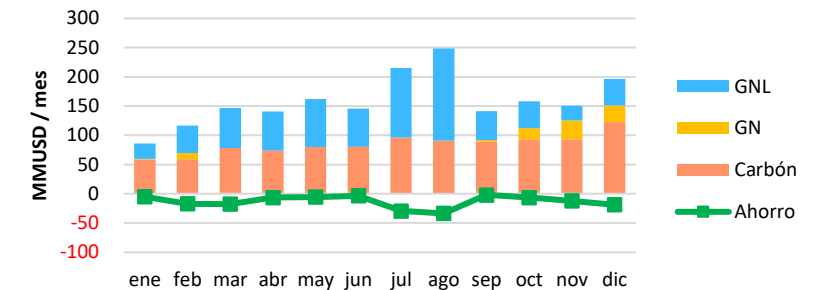
Sustitución de la generación diésel por GNL reduciría los costos de operación del SEN

- El costo de operación total del SEN para el año 2021 ascendió a MMUSD 2.065, donde se gastaron MMUSD 690 para operación con GNL (33%) y MMUSD 266 con Diésel (13%).
- Por otra parte, el Costo Variable Promedio de las centrales a GNL (62 USD/MWh) fue casi un 60% menor que el del Diésel (153 USD/MWh).
- El SEN podría haberse ahorrado en torno a MMUSD 160 en costos de operación el año 2021, si se hubiese reemplazado la generación real en base a Diésel por GNL, lo cual representa una operación 8% más barata que la real.

Costo de operación real del SEN, año 2021



Costo de operación simulado, Sustituyendo Diésel por GNL, año 2021

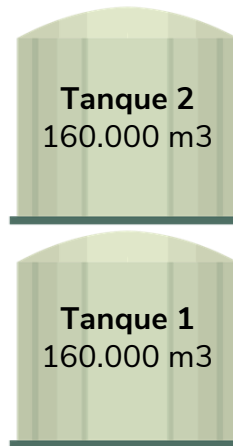
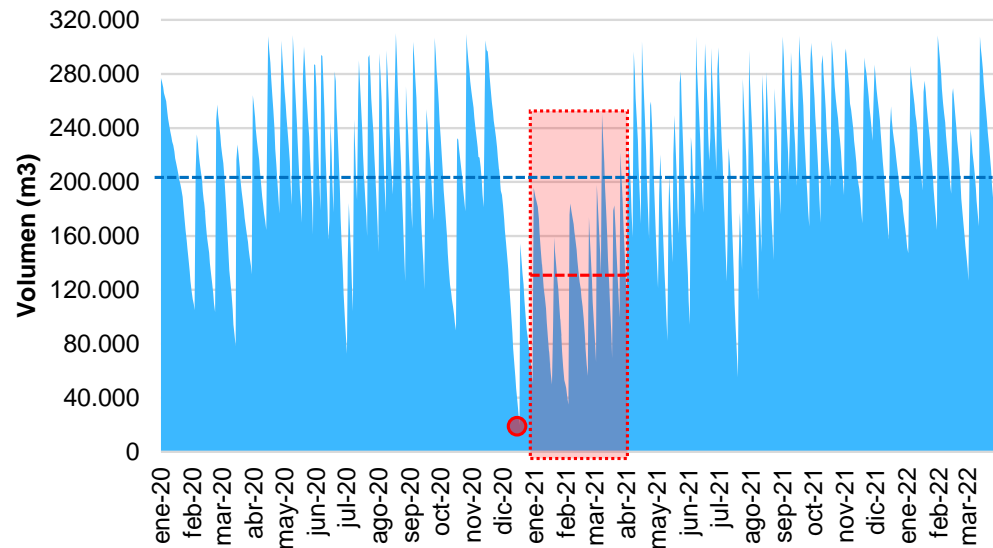


Capacidad de Almacenamiento

Inventario Histórico

- Además de la copada capacidad de regasificación, las particularidades del sistema eléctrico hacen recomendable evaluar el **incremento de la capacidad de almacenamiento** del sistema.
- Entre los meses de ene-20 y mar-22, el terminal tuvo almacenado un **stock promedio de 200.180 m3** de GNL.
- Los registros diarios del mismo periodo muestran que GNL Quintero alcanzó un **mínimo de 19.653 m3** el día **17-dic-2020**.
- Por su parte, durante el **verano de 2021 (meses de enero a marzo)** se tuvo el periodo más crítico de stock, con un **promedio de 131.000 m3** de GNL almacenado.

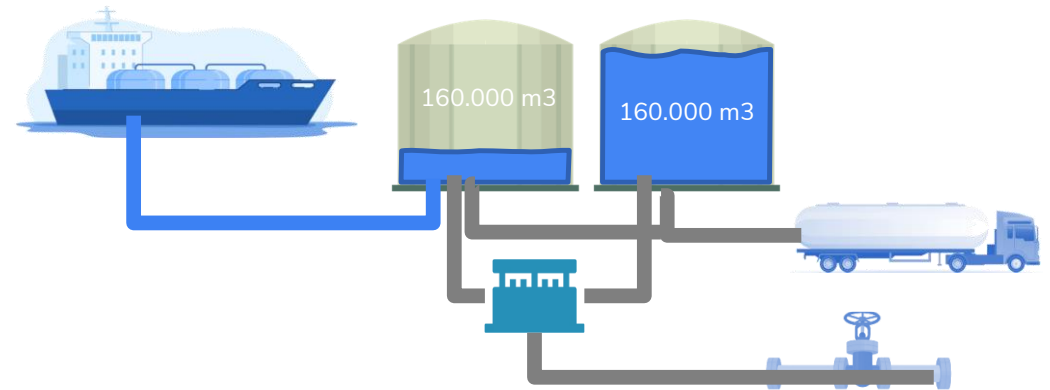
Inventario diario en GNL Quintero
ene-20 a mar-22



Capacidad de Almacenamiento

Logística del Terminal Quintero

- El Terminal posee un total de 2 x 160.000 m³ de capacidad útil de GNL
- Un barco -promedio- contiene 160.000 m³ de GNL
- Por lo tanto, para descargar cada nuevo barco el volumen total almacenado no debe superar 160.000 m³, o sea, se debe contar con un tanque de 160.000 m³ vacío



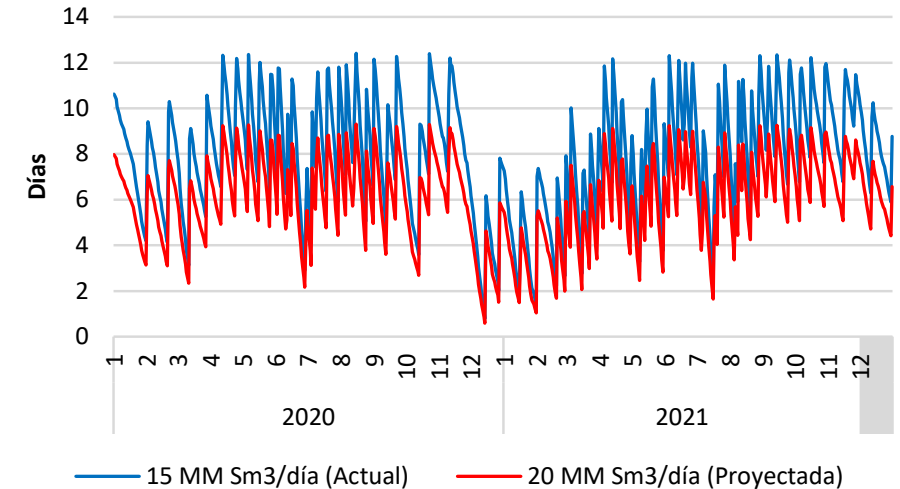
- En invierno la demanda promedio asciende a 12,5 MMm³/día, es decir un consumo diario de 22.000 m³ de GNL
- Por ende, cuando están las condiciones para descargar un barco, se tiene un equivalente a 7 días de GNL almacenado
 - ➔ Aumento de demanda, atraso de barcos y/o cierre de puerto podrían ocasionar un quiebre de stock de GNL
- En verano la demanda promedio desciende a 5,0 MMm³/día, es decir un consumo diario de 8.500 m³ de GNL
- Por ende, cuando están las condiciones para descargar un barco, se tiene un equivalente a 19 días de GNL almacenado
 - ➔ Reducción de demanda y/o disponibilidad de Gas Argentino podrían impedir descarga de otro barco ("demurrage")

Capacidad de Almacenamiento

Autonomía

- Se ha simulado la **autonomía del Terminal suponiendo que se hubiese requerido regasificar a plena capacidad**, tanto para capacidad actual (15 MM Sm³/día) como para capacidad proyectada (20 MM Sm³/día).
- GNL Quintero ha tenido en promedio 8 días de autonomía (a plena capacidad)** durante años 2020 y 2021, lo cual se vería reducido a 6 días en caso de agregarse un nuevo tren de regasificación de 5 MM m³/día.
- Se observan eventos diarios –verano 2021–, en que la **autonomía simulada estaría bajo los 2 días**, cuando el GNL almacenado se encontró respectivamente bajo el 15% y 7% de la capacidad máxima.
- Nominalmente el Terminal posee hasta 13,4 días** de autonomía a plena carga cuando se encuentra al 100% de su capacidad de almacenamiento, pero en la práctica **no se han superado los 12,4 días**.

Autonomía a plena capacidad de regasificación

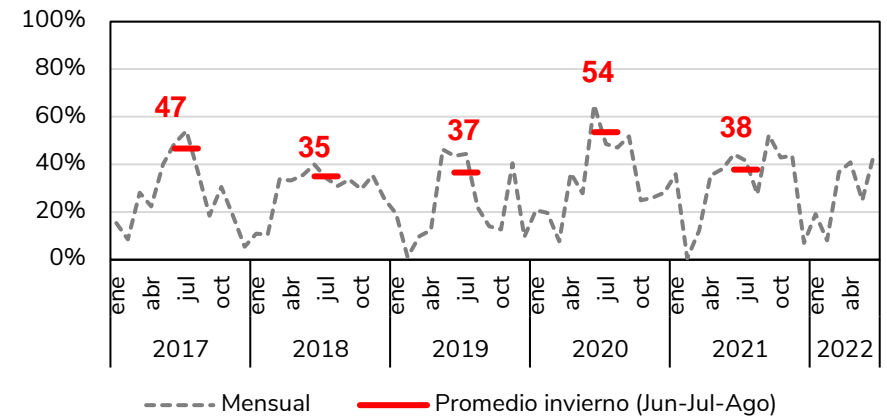


Días de autonomía	15 MM Sm ³ /día (Actual)	20 MM Sm ³ /día (Proyectado)
Promedio	8,0	6,0
Mínimo	0,8	0,6
Máximo	12,4	9,3

Disponibilidad Bahía Quintero

- Mayor regasificación acelera reducción de stock operacional y expone a sistema eléctrico a menor autonomía para enfrentar shocks (Seguridad y Resiliencia).
- Permitiría reducir riesgo de quiebre de stock, al aumentar la autonomía del terminal.
- Mejoraría gestión y programación de naves y de paso contribuiría a reducir el vertimiento de energía renovable durante el verano.
- Mejor gestión de volatilidad e indisponibilidad de GNA.
- En promedio el **muelle se encuentra cerrado el 42% del tiempo en invierno** (últimos 5 años).

Indisponibilidad



Estadística	Disponibilidad	Indisponibilidad
Histórico anual	75%	25%
Histórico Jun-Jul-Ago	62%	38%
Últimos 5 años	71%	29%
Últimos 5 años Jun-Jul-Ago	58%	42%
Máximo histórico	100%	0%
Mínimo histórico	35%	65%

1.

Hoja de Ruta para Transición Energética en Chile.

2.

Regasificación-Almacenamiento GNL Zona Centro-Sur.

3.

Comentarios Finales.

- **Gas Natural:** Posee bajo nivel de emisiones.
- **Mociones parlamentarias:** Amenazan decisiones de inversión.
- **Retiro carbón:** La velocidad de reducción de emisiones depende principalmente de su plan y cumplimiento.
- **Diésel:** Durante los últimos años se han utilizado altas cuotas, con los consecuentes problemas de costos, emisiones y frágil logística.
- **Seguridad:** Decreto Preventivo de Racionamiento estuvo 2 años vigente. Disponibilidad hídrica 2023 no nos debe hacer olvidar la realidad.
- **Inserción Renovable:** Mayores niveles de inserción requieren soporte, robustez y respaldo que –en ausencia del carbón– sólo la generación a gas natural puede proveer.
- **Disponibilidad e Infraestructura:** No solo se deben despejar incertidumbres para la disponibilidad de gas natural sino también evaluar escenarios críticos o de máximo requerimiento.

energiE



energie.cl



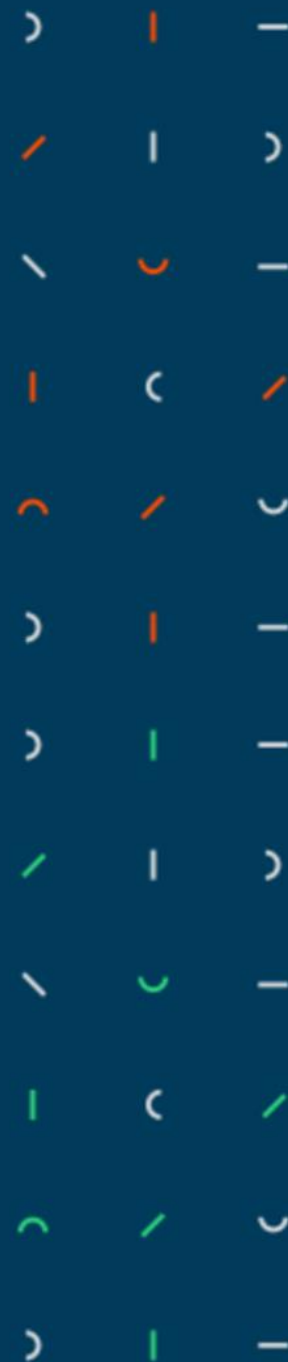
contacto@energie.cl



Grupo energiE



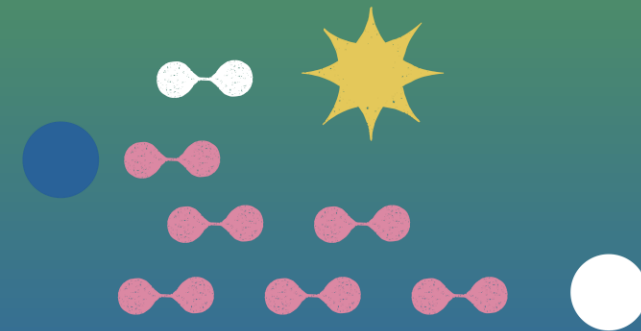
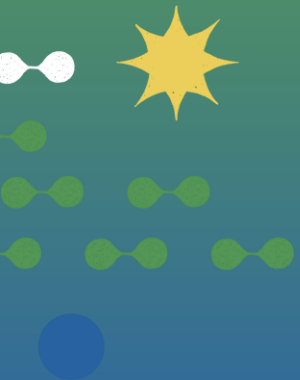
@Grupo_energiE

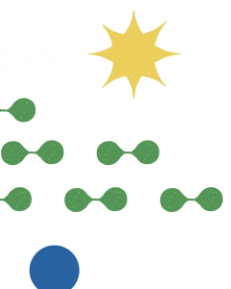




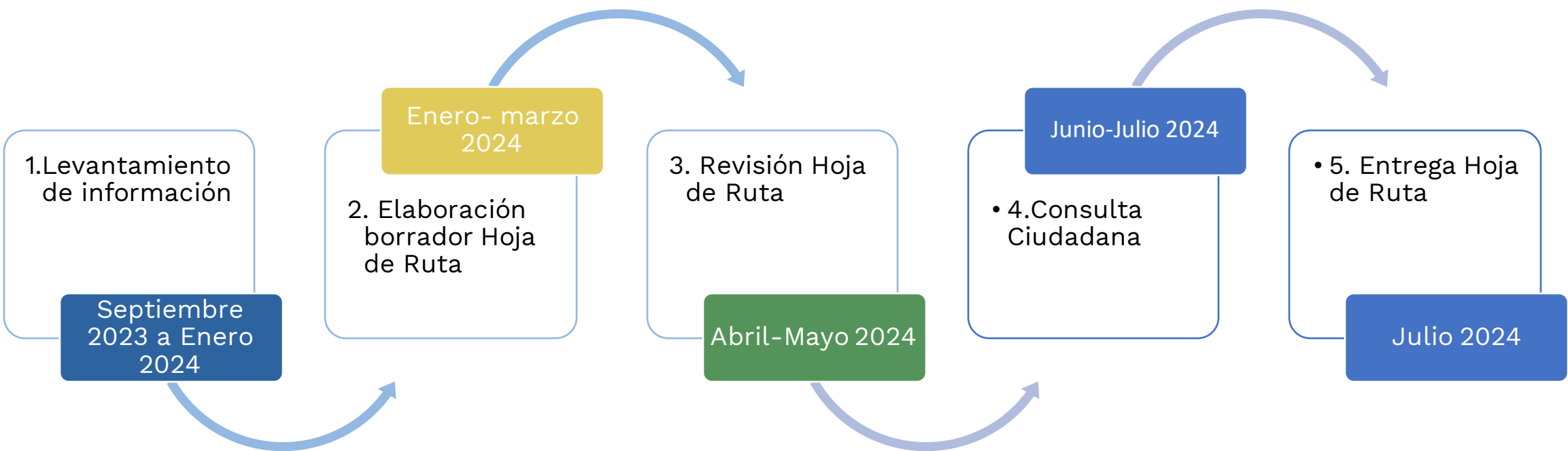
Metodología Proceso para la Elaboración de una Hoja de Ruta al 2030

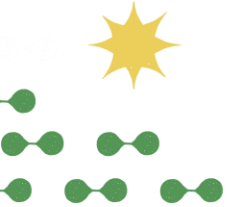
Plan de Descarbonización





Etapas del proceso



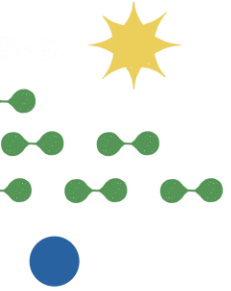


1. Levantamiento de información

Sept-23 a Ene-24

- **Sesiones grupales presenciales* separadas por ejes y temas para identificar:**
 - Temas relevantes que es necesario profundizar
 - Propuestas de acción
 - Normativas
 - Políticas públicas
 - Otras
 - Consensos y disensos o puntos de fricción
- **Sesiones individuales (por empresa, gremio, ONG, Municipios) para identificar:**
 - Propuestas de acción
 - Posición respecto a asuntos puntuales
 - Discutir propuestas
 - Evaluar avances del proceso
- **Documentos y comentarios de posición**
 - Documentos de posición y/u opinión enviados por los participantes a Ministerio de Energía.
 - Posiciones, opiniones y propuestas ingresados como observaciones a las minutas.
- **En cada sesión grupal o individual se elabora minuta con temas identificados.**
 - Posteriormente se somete a revisión de participantes.
 - Minuta final es pública en sitio web del Ministerio de Energía
- **En Eje 3 se suma:**
 - Plataforma participativa en WEB
 - Seminario beneficios compartidos
 - Sesión virtual paralela a la presencial, con facilitador para plena participación

**Se incluye sesión virtual para personas y organizaciones fuera de Santiago, en espacio de presentaciones, se reciben comentarios por chat y posterior acceso a minuta.*



2. Elaboración borrador Hoja de Ruta 2030

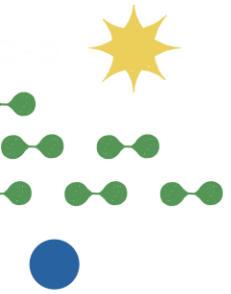
Enero- Febrero 2024

Asesor técnico elabora propuesta de Hoja de Ruta en base a:

- Minutas de sesiones grupales e individuales.
- Documentos de posición o aportes enviados por participantes.
- Propuestas desde Ministerio de Energía.
- Soluciones técnicas.

Estructura General Hoja de Ruta

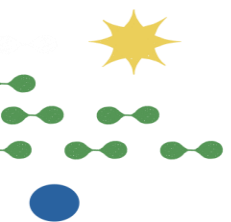
- Introducción y explicación del proceso
- Para cada Eje:
 1. Asuntos relevantes planteados por los participantes
 2. Objetivos
 3. Acciones por objetivos
 4. Fechas clave
 5. Responsables
 6. Identificación de Acuerdos
 7. Identificación de Disensos
- Rutas críticas para la Hoja de Ruta



2. Estructura de Hoja de Ruta Plan Descarbonización

Febrero 2024

Título	Contenido
Bienvenida Autoridades	Texto introductorio de autoridades
Introducción	Contexto general, desarrollo del proceso, temas transversales que hayan salido del proceso no asociado a ejes específicos
Eje 1, Eje 2, Eje 3	<ul style="list-style-type: none">• Lineamientos estratégicos, declaraciones, asuntos relevantes especificados por los participantes, explicación de consensos, especificación disensos.• Para cada tema del eje:<ul style="list-style-type: none">• Objetivos• Decisiones• Acciones con responsables y plazos
Rutas críticas	Rutas críticas e hitos clave (acciones que se deben cumplir y en qué plazos para lograr metas de carbono neutralidad y política energética nacional)



3. Revisión Hoja de Ruta 2030

Marzo - Julio 2024

- **Primera revisión: Comité ejecutivo**
 - Comité Ejecutivo ad-hoc cuya función es una primera revisión del borrador
 - Composición por definir
- **Segunda revisión: Todos los participantes**
 - En algún sistema virtual (Google Drive o similar)
 - Comentarios visibles para todos
- **Proceso de generación de acuerdos**
 - Reuniones individuales para generar acuerdos
 - Reuniones con Ministerios o Instituciones involucradas en las propuestas (responsables)
 - Ajustes a texto
- **Elaboración borrador final**
 - Sesiones grupales por eje (número de sesiones por definir)
 - Sesión de cierre, todos los ejes, con participación de Ministro de Energía
- **Consulta Ciudadana**
 - Hoja de Ruta en sitio Web Ministerio Energía





Metodología Proceso para la Elaboración de una Hoja de Ruta al 2030

Plan de Descarbonización

