



Ministerio  
de Energía



# Sesión 1 - Mesa de Trabajo Reglamento de Potencia

Ministerio de Energía  
Octubre 2020



Ministerio de  
Energía

Gobierno de Chile

**1**

## **Contexto**

*Elementos que enmarcan la discusión*

**2**

## **Diagnóstico**

*Elementos a revisar*

**3**

## **Cronograma**

*Reglamento*

**Contenidos de la  
presentación**

# Contexto



# Contexto – Marco Regulatorio

## LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS

### Art 72-17

- ✓ INSTALACIONES DE Gx TENDRÁN DERECHO A PARTICIPAR DE LAS TRANSFERENCIAS DE POTENCIA

### Art 149

- ✓ TRANSFERENCIAS DE POTENCIA VALORIZADAS A PRECIO DE NUDO DE POTENCIA
- ✓ TRANSFERENCIAS DEBERÁN REALIZARSE EN  $f(x)$  DE CAPACIDAD Gx COMPATIBLE CON LA SUFICIENCIA Y COMPROMISOS DE DEMANDA DE PUNTA
- ✓ DERECHO A VENDER EXCEDENTES A PRECIO DE NUDO DE POTENCIA

### Art 162

- ✓ PNCP SE CALCULARÁN DE LA SIGUIENTE FORMA:
- ✓ UNIDADES MÁS ECONÓMICAS PARA SUMINISTRAR POTENCIA ADICIONAL DURANTE LAS HORAS DE DDA. MAX ANUAL
- ✓ VALORES SE INCREMENTAN EN UN PORCENTAJE IGUAL AL MRT DEL RESPECTIVO SUBSISTEMA

# Contexto – Marco Regulatorio

REGLAMENTO DE  
POTENCIA DE  
SUFICIENCIA (DS  
N°62)

DECRETOS DE  
FIJACIÓN DE  
PRECIOS DE NUDO

DECRETOS DE  
FIJACIÓN DE  
TARIFAS A CLIENTES  
FINALES  
REGULADOS Y  
PEAJES Dx

# Contexto – Alcance Reglamento de Potencia en CGR



Incorporar, definir y entregar un procedimiento en la regulación, al Estado de Reserva Estratégica para las unidades generadoras que comiencen el proceso de retiro del SEN.



Incorporar un tratamiento para el reconocimiento de centrales renovables con capacidad de almacenamiento.

**Disposiciones asociadas al ERE se mantendrán para el nuevo Reglamento.**



Actualizar ciertas nomenclaturas y otros aspectos formales que son necesarios producto de cambios de disposiciones en la ley N° 20.936.

# Contexto – Estrategia de Flexibilidad



*Medida 1: Perfeccionar el mecanismo de remuneración de suficiencia*

*Medida 2: Establecer señales de mercado de largo plazo que incentiven la inversión en tecnologías que aporten flexibilidad*

# Diagnóstico – Señal a la demanda

Demanda Promedio SIC (MW)

0: Día FHP  
1: Día HP

Demanda Promedio SING (MW)

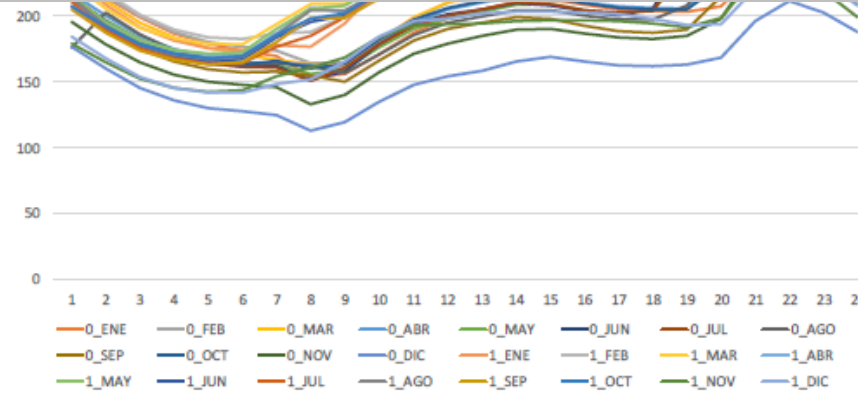
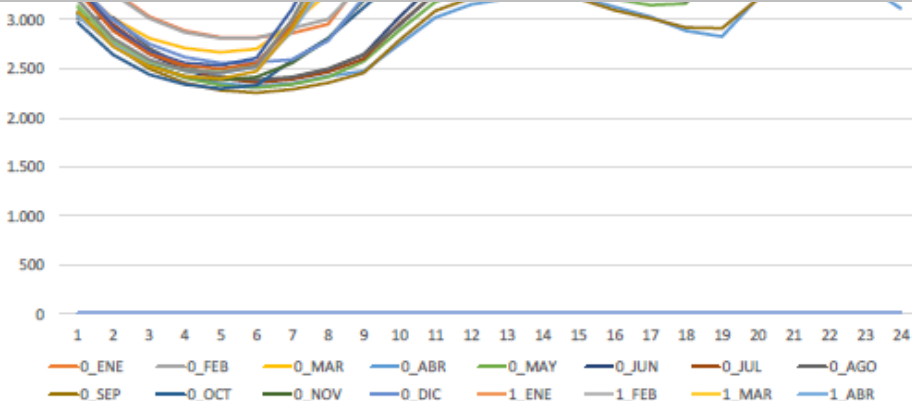
0: Día FHP  
1: Día HP



Cientes Libres

## Participación de la demanda

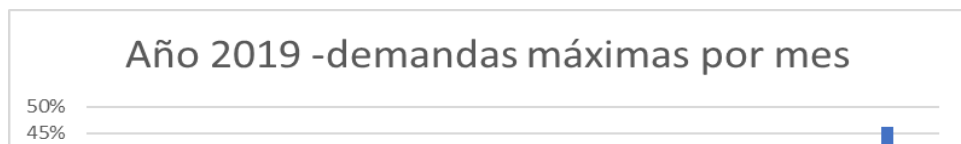
Cientes regulados prácticamente no modifican su comportamiento en horarios de mayor exigencia, mientras que clientes libres tienen distintas estrategias (no modificar, detener completa o parcialmente su producción apoyado o no con generadores diésel)



Fuente: Estudio análisis y determinación de horario de punta en el SEN, Narvik

# Diagnóstico – Señal a la demanda

## Horas con cantidad de demandas máximas

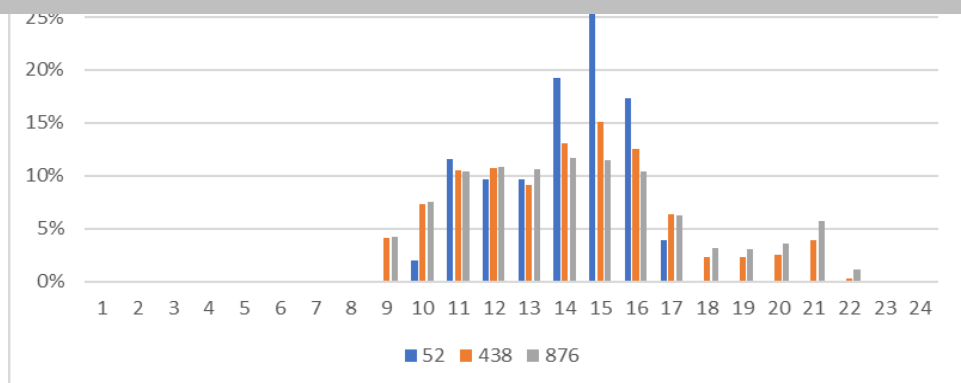


## Horas con mayor LOLP

	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
Hora												
h1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

## Periodos de mayor exigencia

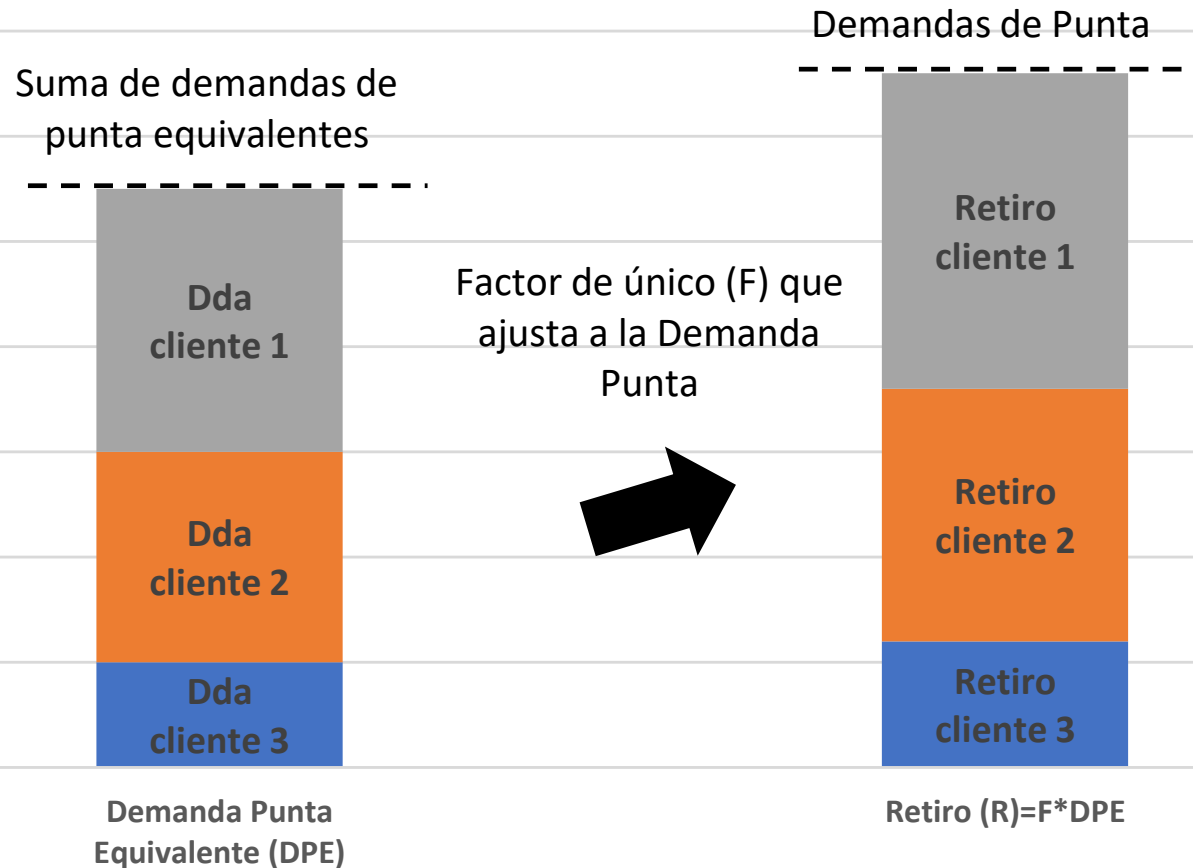
Los periodos en que se producen las demandas máximas no necesariamente corresponden a los períodos de mayor exigencia para el sistema, pues éstos debieran tener coherencia con cuan ajustado es el balance entre oferta disponible y demanda.



h19	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
h20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.02	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
h21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.02	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
h22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
h23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
h24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Fuente: Estudio de Análisis de impacto de implementar una metodología ECP y ELCC en el pago por potencia del mercado eléctrico chileno, ISCI-SPEC

# Diagnóstico – Señal a la demanda



- Las demandas de los clientes DPE (no coincidentes) se calculan considerando el horario de control de punta, mientras que la Demanda Punta del sistema se calcula considerando los valores de demanda máxima del sistema independiente del horario.
- Para obtener los retiros que se asignan a cada generador, las demandas se ajustan a la Demanda Punta

# Reconocimiento de potencia a la oferta

Cambio paradigma  
matriz energética



Distintas metodologías  
por tecnología (distinto  
detalle en NT y DS62)



Tecnologías que no  
cuentan con  
metodología



Estabilidad en la señal  
y establecimiento de  
criterios

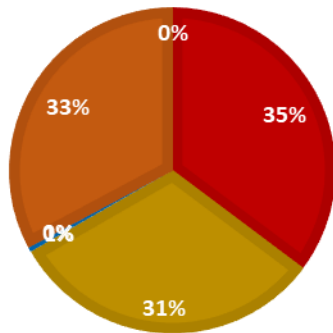


**ESTADO ACTUAL**

# Reconocimiento de potencia a la oferta

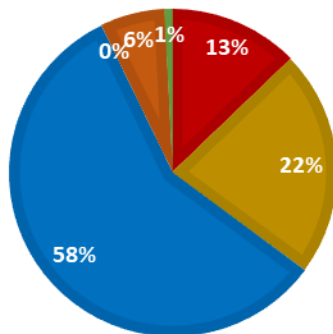
CAPACIDAD INSTALADA POR TECNOLOGÍA EN SING (%) - 2006

■ Carbón ■ Gas Natural ■ Hidro ■ FV + Eólica + Geotérmica ■ Diésel ■ Otras



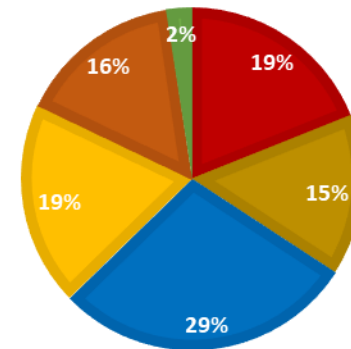
CAPACIDAD INSTALADA POR TECNOLOGÍA EN SIC (%) - 2006

■ Carbón ■ Gas Natural ■ Hidro ■ FV + Eólica + Geotérmica ■ Diésel ■ Otras



CAPACIDAD INSTALADA POR TECNOLOGÍA EN SEN (%) - 2019

■ Carbón ■ Gas Natural ■ Hidro ■ FV + Eólica + Geotérmica ■ Diésel ■ Otras



Fuente: Elaboración propia en base a información Energía Abierta

# Reconocimiento de potencia a la oferta

Cambio paradigma matriz energética



Distintas metodologías por tecnología (distinto detalle en NT y DS62)



Tecnologías que no cuentan con metodología



Estabilidad en la señal y establecimiento de criterios



**ESTADO ACTUAL**

## Capítulo 8 POTENCIA INICIAL DE UNIDADES GENERADORAS HIDROELÉCTRICAS

### Título 8-1 Objetivos y alcances

#### Artículo 8-1

En el presente Capítulo se establecen las metodologías y mecanismos para determinar la Potencia Inicial de unidades generadoras hidroeléctricas, en sistemas con capacidad instalada de generación hidroeléctrica mayor a 20%.

### Título 8-2 Unidades generadoras hidroeléctricas

#### Artículo 8-2

Para la determinación de la condición hidrológica establecida en el Artículo 39 del Reglamento, se deberá utilizar la estadística de caudales afluentes correspondiente al promedio de los dos años hidrológicos de menor energía afluente de la estadística disponible con anterioridad al año de cálculo, para el sistema eléctrico en conjunto. Los caudales afluentes deberán ser informados con periodicidad semanal.

#### Artículo 8-3

A efectos de determinar la Potencia Inicial del conjunto de unidades generadoras hidroeléctricas que poseen capacidad de regulación, se deberá colocar la energía de regulación del conjunto de dichas unidades en la curva de duración de la demanda, preliminar o definitiva, según corresponda. La colocación de energía en dicha curva, se realizará exclusivamente con centrales hidroeléctricas que poseen capacidad de regulación.

# Reconocimiento de potencia a la oferta

DS62

NT

Artículo 35: La Potencia Inicial de unidades generadoras cuya fuente sea no convencional, tales como geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración, será determinada conforme a los mismos procedimientos de las unidades generadoras convencionales, en función del tipo de insumo que utilice.

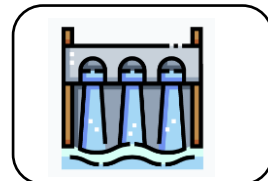
Para tal efecto, se utilizará la información estadística que aporte cada propietario, la cual será procesada en forma consistente con las metodologías utilizadas por la DO para unidades generadoras convencionales, esto es, considerando el peor escenario de disponibilidad media anual del Insumo Principal que corresponda. Las características y detalle de dicha información estadística deberá ser acorde con el Insumo Principal de que se trate.



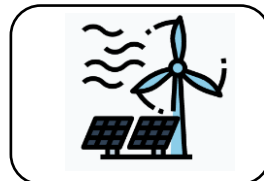
## Artículo 9-3

La Potencia Inicial de centrales solares fotovoltaicas, eólicas y centrales cuya fuente de energía sea renovable no convencional, diferentes a las señaladas en el Artículo 9-2, será igual al valor resultante de multiplicar su potencia máxima por el mínimo de los siguientes valores:

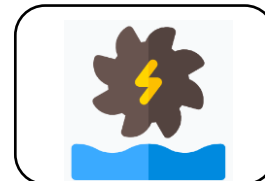
- Menor factor de planta anual de los últimos 5 años anteriores al año de cálculo.
- Promedio simple de los factores de planta para cada uno de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema, para el año de cálculo.



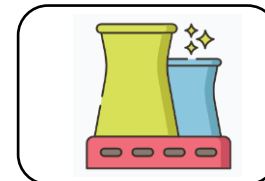
Energía de colocación sobre la curva de demanda total



Mínimo entre factor planta 5 años y coincidencia con HP



Disponibilidad de combustible principal y alternativo



Generación esperada ante dos peores condiciones hidrológicas



Regla de 5 horas para todas las horas del año

# Reconocimiento de potencia a la oferta

Cambio paradigma matriz energética



Distintas metodologías por tecnología (distinto detalle en NT y DS62)



Tecnologías que no cuentan con metodología

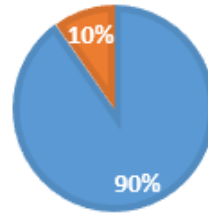


Estabilidad en la señal y establecimiento de criterios



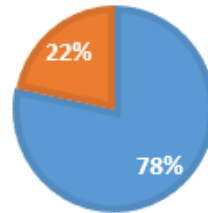
METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE POTENCIA DE SUFICIENCIA - SOLARES Y EÓLICAS

■ FP ■ 52 horas



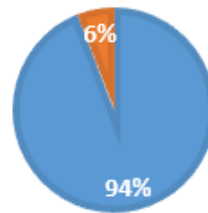
METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE POTENCIA DE SUFICIENCIA - EÓLICAS

■ FP ■ 52 horas



METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE POTENCIA DE SUFICIENCIA - SOLARES

■ FP ■ 52 horas

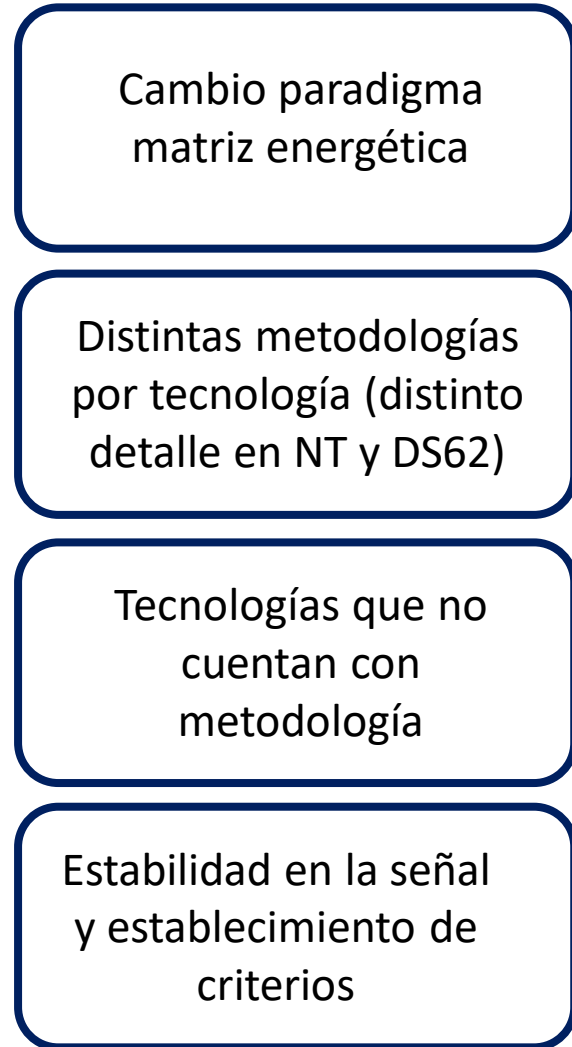


Horas de demanda máxima durante 2018 considerando distintos grados de muestras



Fuente: Elaboración propia en base a información del Coordinador Eléctrico Nacional

# Reconocimiento de potencia a la oferta

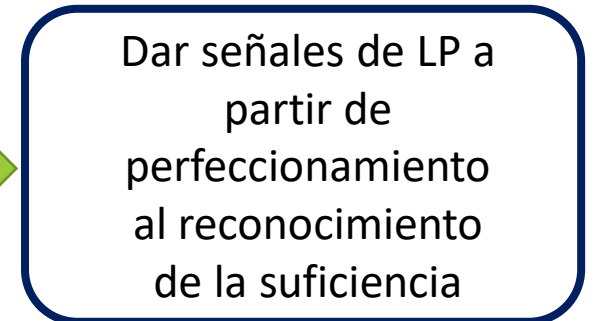


**ESTADO ACTUAL**



PRINCIPIOS DE NUEVA METODOLOGÍA:

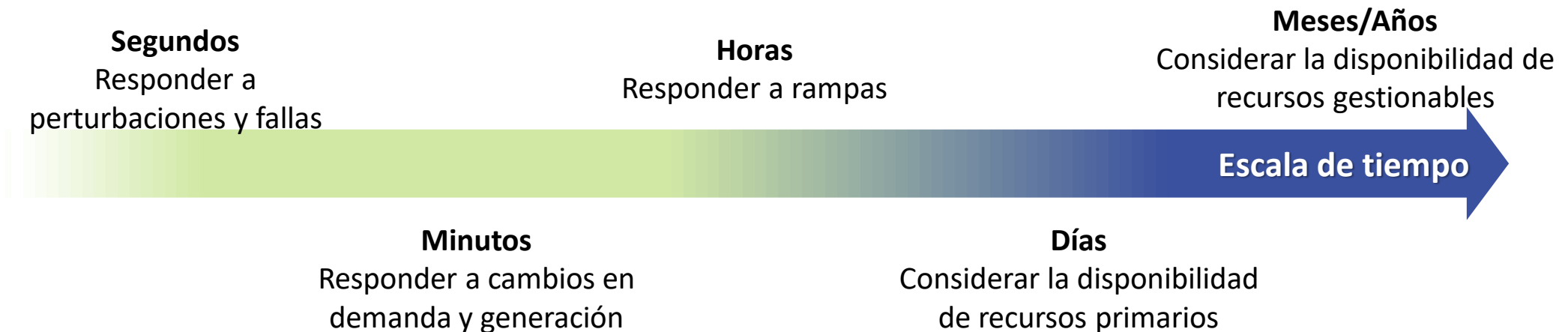
1. APORTE A LA CONFIABILIDAD DE CADA TECNOLOGÍA Y CENTRAL
2. METODOLOGÍA REPRODUCIBLE
3. RESULTADOS PROYECTABLES



**ESTADO FINAL**

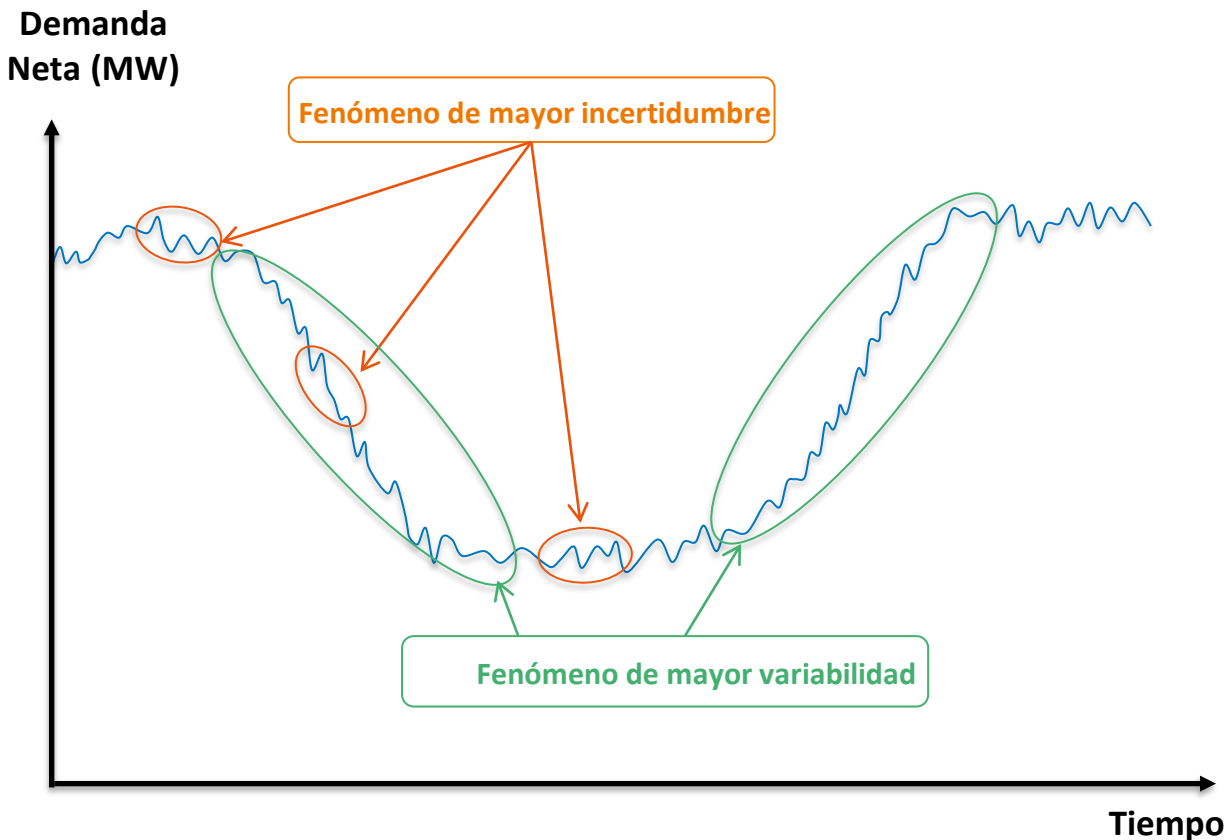
# Diagnóstico – Flexibilidad

*“Capacidad de un sistema eléctrico para responder a la variabilidad e incertidumbre de la generación y demanda, de manera segura y económica, en distintas escalas de tiempo”*



*Fuente: Elaboración propia*

# Diagnóstico – Flexibilidad



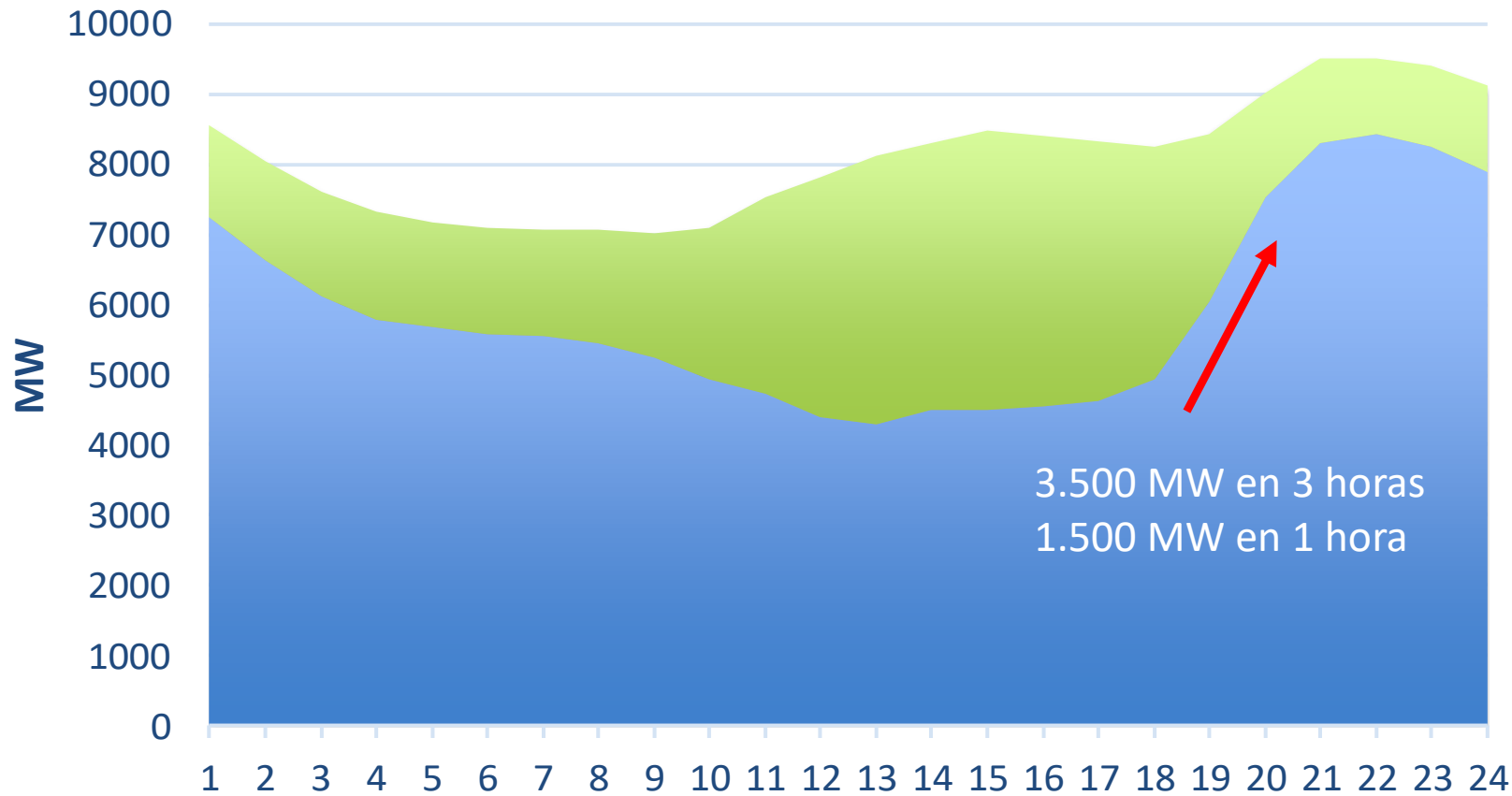
Fuente: Elaboración propia

## Diagnóstico realizado en Estrategia de Flexibilidad:

- Mercado de SSCC se utiliza para gestionar variaciones de muy corto plazo.
- No se cuenta con señales para incentivar los recursos o capacidad suficiente para gestionar los requerimientos de flexibilidad (mayor variabilidad) de forma eficiente.

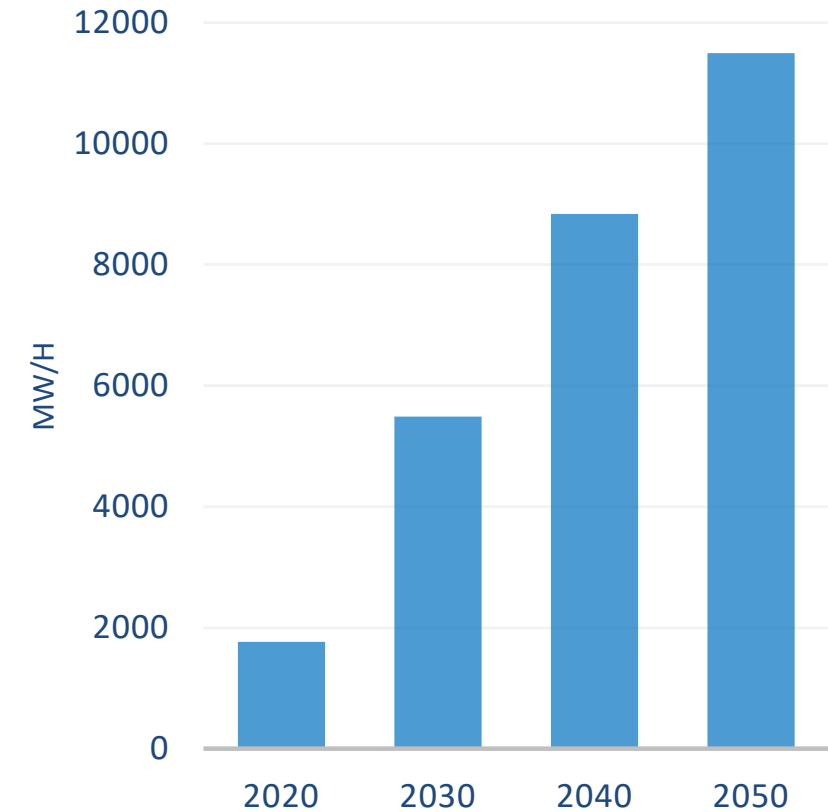
# Diagnóstico – Flexibilidad

## Demanda Total y Neta 23 de Agosto de 2020



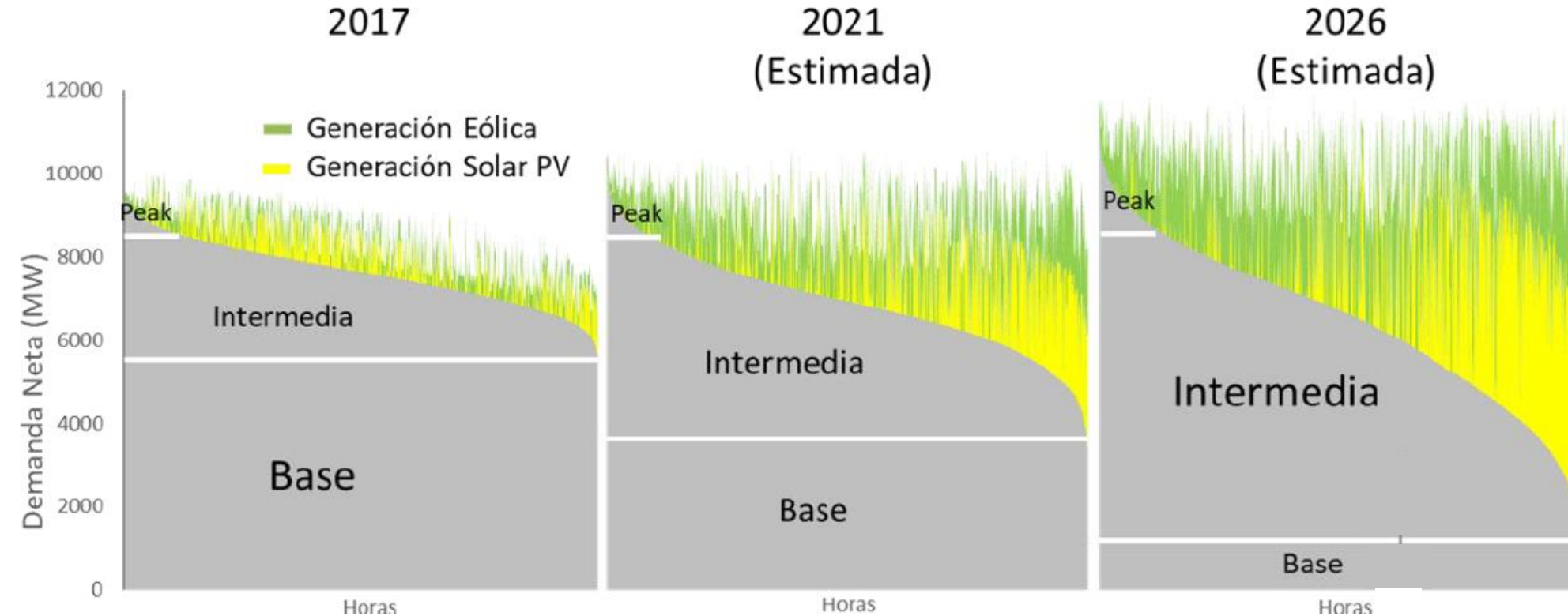
Fuente: Elaboración propia en base a información del Coordinador Eléctrico Nacional

## Proyección de requerimientos de flexibilidad



Fuente: Planificación Energética de Largo Plazo, Actualización 2019

# Diagnóstico – Flexibilidad



*Fuente: Estudio de incorporación del atributo de flexibilidad al mercado eléctrico chileno, Inodú*

- Se espera que se modifique completamente la curva de demanda del sistema.
- Los requerimientos de flexibilidad y suficiencia son relevantes para una operación confiable y económica y se deben entender no solo como la necesidad de abastecer la demanda de forma estática, sino también como la capacidad de transitar entre distintos estados.

# Diagnóstico – Criterios relevantes

## IFOR

Actualmente, la indisponibilidad forzada (IFOR) se calcula como:  $IFOR = \frac{T_{OFF}}{T_{ON} + T_{OFF}}$

- El cálculo actual es más adecuado para centrales que operan en base y no para centrales con pocas horas de operación al año.
- Este cálculo no diferencia entre la indisponibilidad de la central cuando ésta fue necesaria o no para suplir la demanda.
- Existen distintas maneras de realizar el cálculo del IFOR que sí hacen esta diferenciación.

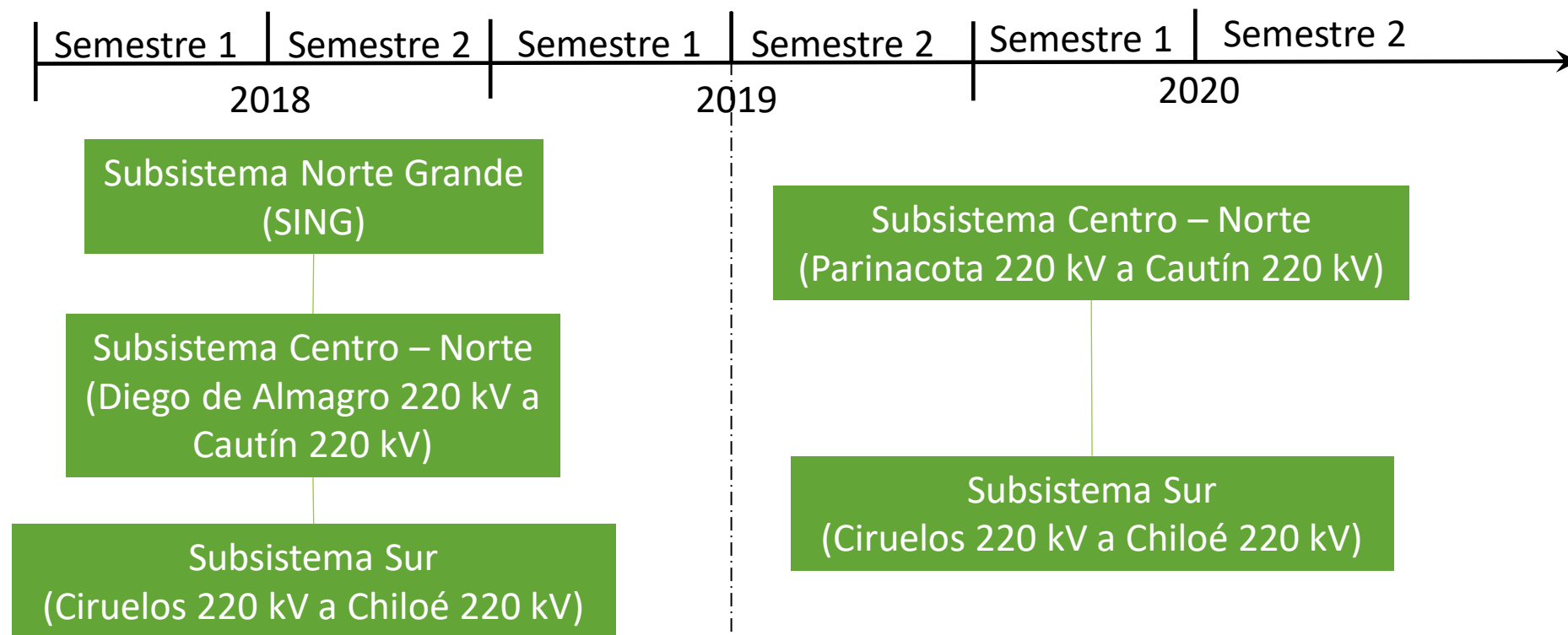
$T_{OFF}$ : Tiempo medio acumulado en que la unidad generadora se encuentra indisponible, ya sea por desconexión forzada o programada para una ventana móvil de 5 años.

$T_{ON}$ : Tiempo medio acumulado en que la unidad generadora se encuentra en operación, independiente del nivel de despacho, para una ventana móvil de 5 años.

# Diagnóstico – Criterios relevantes

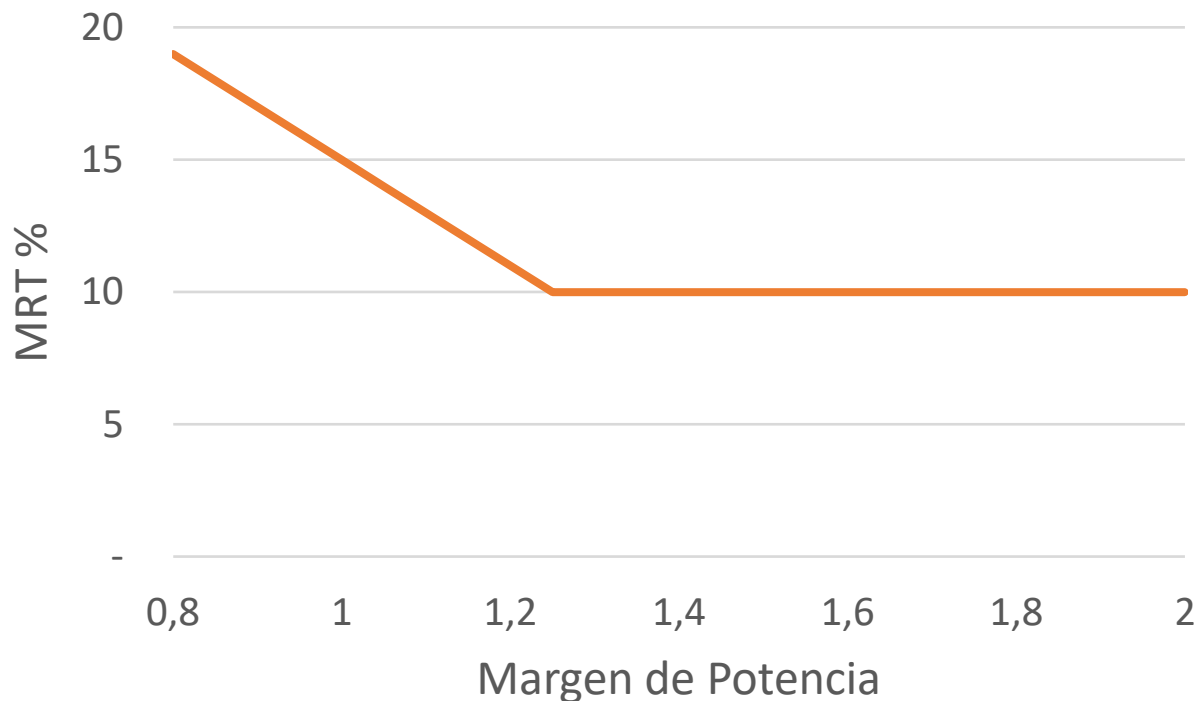
## Definición de Subsistemas

- En la LGSE y reglamento no se establecen explícitamente los criterios para la definición de los subsistemas de potencia.
- El instrumento está establecido en la LGSE: Informes técnicos de fijación de precios de nudo de corto plazo.
- Se debe evaluar la estabilidad de esta señal, para reducir incertidumbre en el mercado.



# Diagnóstico – Criterios relevantes

## Margen de Reserva Teórico



- Cuando el Margen Potencia está por sobre un 1,25 se tiene un MRT de un 10%, valor que incrementa el precio.
- En los últimos 3 años se ha mantenido un Margen de Potencia superior a 1,5.

Fuente: Elaboración propia

Subsistema	2018		2019		2020	
	S1	S2	S1	S2	S1	S2
Norte Grande	1,54	1,83	1,83	1,63	1,66	1,69
Centro - Norte	1,54	1,58	1,58		1,66	1,69
Sur	1,63	1,6	1,6	1,5	1,53	1,47

# Cronograma

Planificación de trabajo	sept-20	oct-20	nov-20	dic-20	ene-21	feb-21	mar-21	abr-21
<b>Nuevo Reglamento de Potencia</b>								
<b>Elaboración</b>								
Propuesta conceptual	■	■	■	■	■			
Mesa de trabajo		■	■	■	■			
Versión para consulta pública				■	■	■		
<b>Consulta Pública</b>								
Consulta Pública						■	■	
Revisión de observaciones						■	■	
Versión para firma del Ministro							■	■
<b>Segpres (Plazos estimados)</b>								
Firma del Ministro								■
Revisión de SEGPRES y firma del Presidente								■
<b>Contraloría</b>								
Ingreso a CGR								■



Ministerio  
de Energía



# Sesión 1 - Mesa de Trabajo Reglamento de Potencia

Ministerio de Energía  
Octubre 2020



Ministerio de  
Energía

Gobierno de Chile