

# Pagos por Capacidad en un Contexto Renovable Variable



**Seminario GPM AG**  
**Futuro del Mercado de la Potencia en Chile**

9 de noviembre de 2018



1. Motivación
2. Potencia de suficiencia de centrales renovables variables
3. Cálculo de la Indisponibilidad Forzada
4. Señales de eficiencia en el ajuste actual entre la potencia de suficiencia preliminar y definitiva
5. Definición de los subsistemas
6. Conclusiones



## Re-estudio del mercado de capacidad en un contexto renovable variable

¿Debe mantenerse las reglas de un mercado de potencia diseñado para un parque hidro-térmico en un sistema con una creciente penetración renovable variable?

¿Las centrales renovables variables pueden aportar suficiencia al sistema eléctrico?

¿El aporte de estas centrales a las 52 horas de demanda máxima representa su real aporte a la suficiencia del sistema? ¿O debería utilizarse la demanda neta en lugar de la demanda total?

¿El ajuste actual entre la potencia de suficiencia preliminar y definitiva aporta señales de eficiencia al mercado de capacidad?

¿La metodología actual de la definición de los subsistemas determina áreas en donde se encuentra limitada la exportación de suficiencia?



- Propuestas de mejoras basadas en los siguientes principios regulatorios:
  - **Eficiencia económica.**
    - Eficiencia productiva: utilización de la mínima cantidad de recursos.
    - Eficiencia asignativa: señales económicas para fomentar la eficiencia en el suministro.
  - **Estabilidad.**
    - “Reglas del juego” deben estar alineadas con inversiones de largo plazo. Cantidades y precios deben ser predecibles en el mediano y largo plazo, considerando la implementación de mecanismos que suavicen cambios abruptos en el mercado.
  - **Equidad.**
    - Reglas del mercado deben garantizar un tratamiento no discriminatorio de los participantes del mercado.
- El diseño de las propuestas están enmarcadas dentro de las actuales disposiciones de la Ley General de Servicios Eléctricos.



## Características del mercado de suficiencia

- Potencia de Suficiencia: Capacidad de cada unidad de aportar potencia en los momentos de mayor exigencia del sistema.

Tipo de sistema	Momentos de mayor exigencia
Térmico	Horas demanda máxima anual o plurianual
Hidro-térmico	Horas de demanda máxima y en ocurrencia de hidrologías secas
Alta penetración de generación renovable variable	Horas de mayor demanda neta

- Precio de potencia de suficiencia:

Tipo de sistema	Precio
Térmico e hidro-térmico	Asociado a la probabilidad de pérdida de carga (LOLP)
Alta penetración de generación renovable variable	Asociado al tiempo esperado de pérdida de carga (LOLE)



1. Motivación
2. Potencia de suficiencia de centrales renovables variables
3. Cálculo de la Indisponibilidad Forzada
4. Señales de eficiencia en el ajuste actual entre la potencia de suficiencia preliminar y definitiva
5. Definición de los subsistemas
6. Conclusiones



## Metodología Actual

Cálculo de la potencia inicial de las centrales renovables:

1. Solares y eólicas:

$$\min \left( \begin{array}{l} \text{Factor planta 52 horas,} \\ \text{Factor planta últimos 5 años} \end{array} \right)$$

2. Biomasa, geotérmica y termosolar: se calcula con la metodología de las centrales térmicas convencionales.

3. Hidráulicas: utilizan la metodología de las centrales hidráulicas convencionales.

## Diagnóstico Metodología Vigente

La consideración de las 52 horas de demanda máxima en la metodología introduce incertidumbre al reconocimiento de capacidad.

Debido al incremento en la penetración de centrales renovables variables, debería considerarse la utilización de demanda neta (demanda – generación renovable variable). La metodología no considera el aporte de suficiencia de las centrales renovables variables en los momentos de “escasez” del sistema.

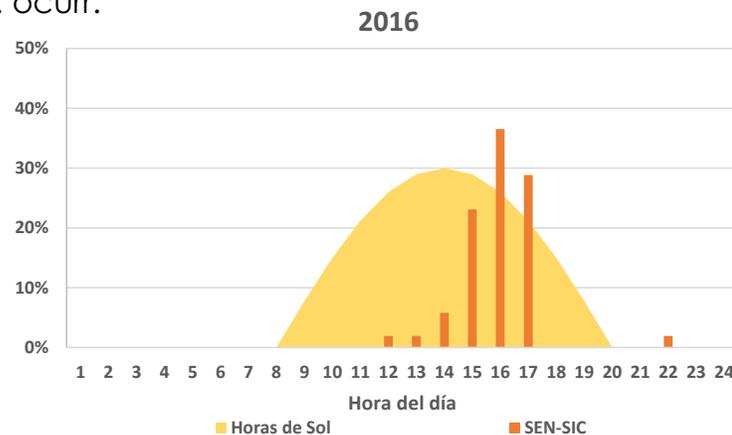
Se considera un tratamiento diferente por tecnología.

# Potencia de suficiencia renovable variable



Frecuencia de ocurrencia de las 52 horas de máxima demanda anual durante las horas del día en el **SEN-SIC**

frec. ocurr.



Ilustra variabilidad de la demanda máxima en las horas del día



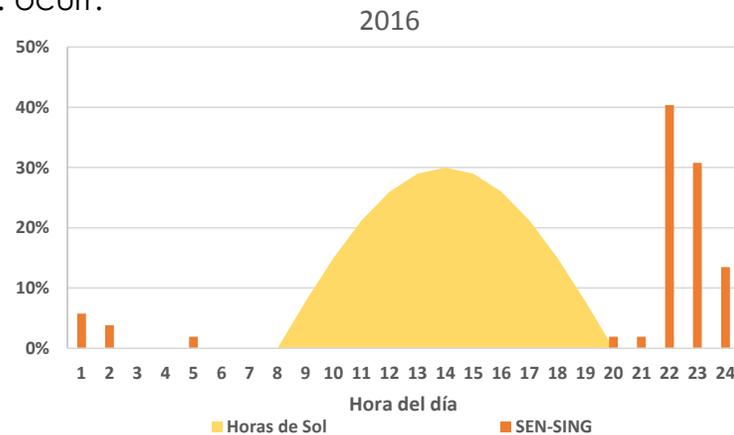
Fuente: CEN, System

# Potencia de suficiencia renovable variable



Frecuencia de ocurrencia de las 52 horas de máxima demanda anual durante las horas del día en el **SEN-SING**

frec. ocurr.



Fuente: CEN



## Propuestas Metodológicas para el cálculo de la potencia de suficiencia

Ítem	Metodología Actual	Alternativa 1 Demanda neta	Alternativa 2 LOLP por hora	Alternativa 3 ELCC
Potencia inicial por central	Según tecnología	Disponibilidad horaria en las 52 horas de mayor demanda neta	Disponibilidad horaria ponderada por LOLP	ELCC
Potencia suficiencia total	Promedio demanda en 52 horas de mayor demanda	Promedio demanda en 52 horas de mayor demanda neta	Demanda horaria promedio ponderada por LOLP	Demanda horaria promedio ponderada por LOLP

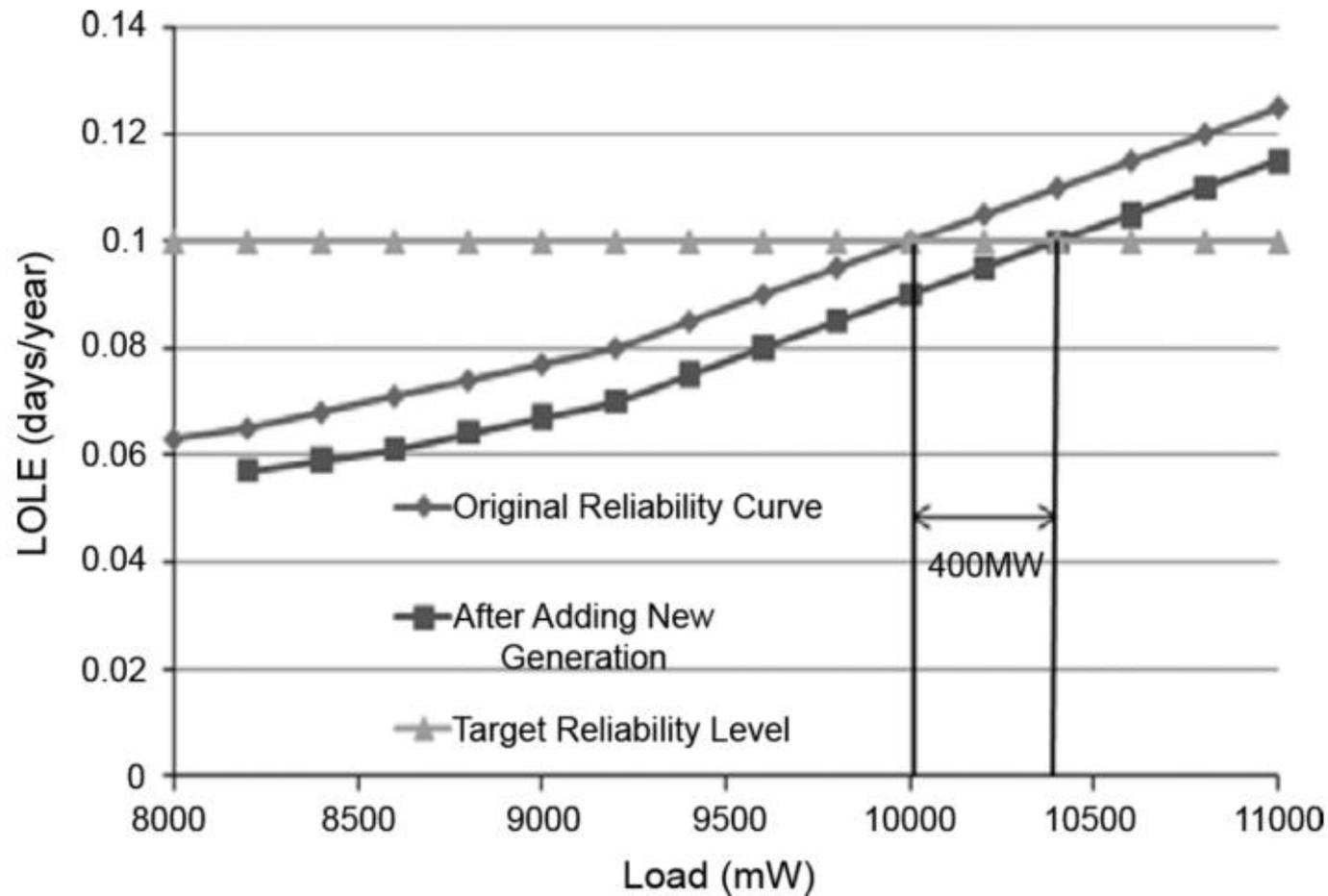
### Metodología Effective Load Carrying Capability (ELCC)

1. Incorpora métrica de confiabilidad, como el LOLE (días al año de pérdida de carga), así como el nivel objetivo de confiabilidad que se desee alcanzar
2. La potencia inicial es determinada del aporte a la confiabilidad anual que realiza la central
3. Existe consenso internacional sobre su aplicación en sistemas con penetración renovable variable

# Potencia de suficiencia renovable variable



## Ejemplo de aplicación de la metodología ELCC



LOLE: métrica de confiabilidad, tiempo esperado de pérdida de carga

Fuente: Task Force on the Capacity Value of Wind Power IEEE



## Datos requeridos en la metodología ELCC

- Perfil de demanda horario del subsistema.
- Parque de generación.
- Distribución de probabilidades de generación de cada central.
  - Disponibilidad forzada (IFOR).
  - Perfiles históricos ó series sintéticas de centrales ERV.
  - Hidrologías.



## Ventajas en la aplicación de la metodología ELCC

1

Considera los aportes de suficiencia de las centrales en todas las horas del año.

2

Las centrales que aportan suficiencia (generación esperada e IFOR) en las horas de mayor demanda neta obtienen un mayor reconocimiento.

3

Se aplica con las mismas reglas a todas las tecnologías de generación.

4

Es reproducible por los agentes.

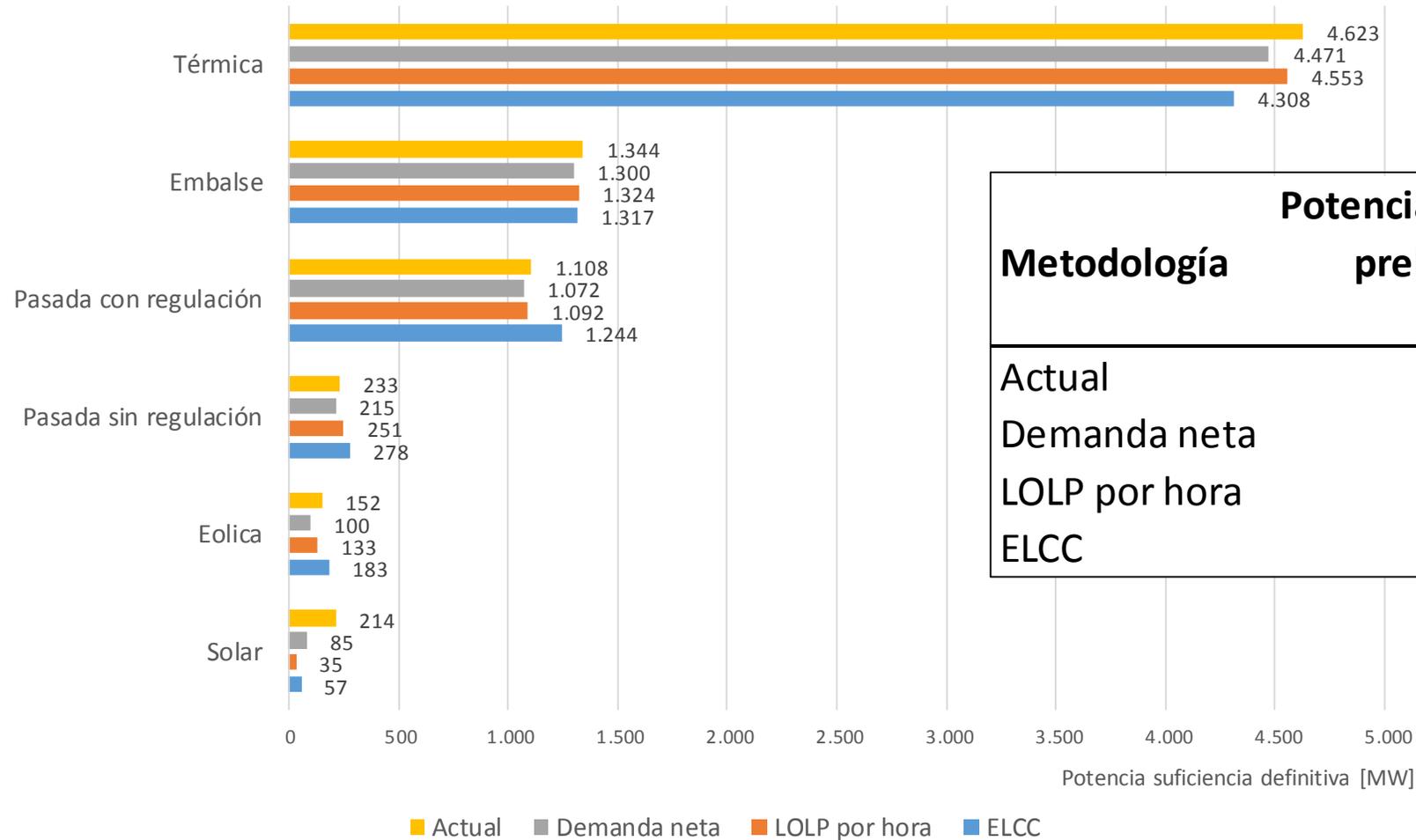
5

Los resultados tienden a ser estables, en la medida que no se produzcan cambios significativos en la caracterización de la demanda y del parque de generación.

# Potencia de suficiencia renovable variable



## Ejemplo de aplicación de las metodologías propuestas: Potencia suficiencia definitiva



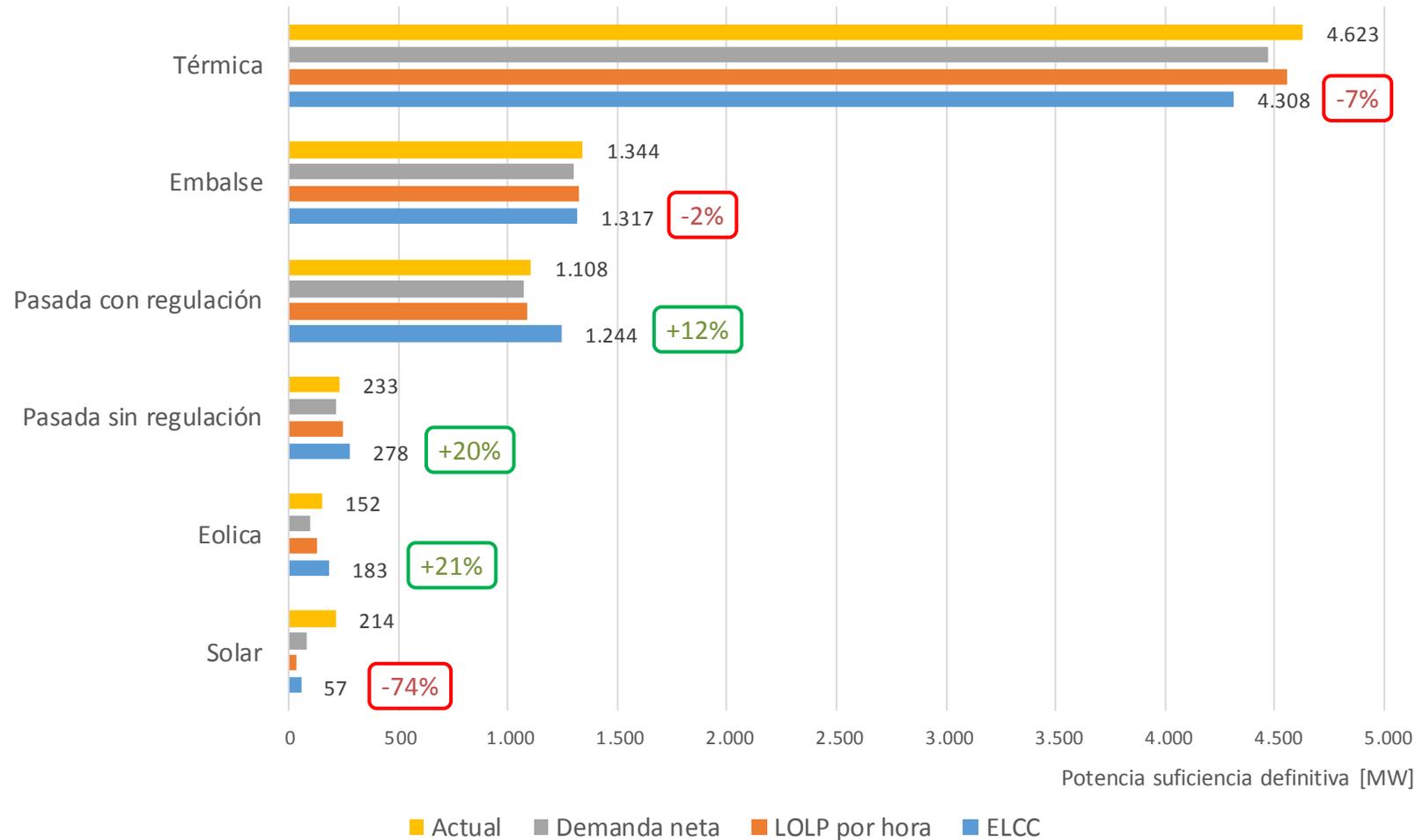
Metodología	Potencia suficiencia preliminar total [MW]	Potencia suficiencia definitiva total [MW]
Actual	11.424	7.674
Demanda neta	11.148	7.243
LOLP por hora	11.165	7.387
ELCC	9.574	7.387

Nota: Los resultados se basan en la información publicada por el CEN en el cálculo definitivo de potencia de suficiencia para centrales en el SIC, periodo 2016 – 2017

# Potencia de suficiencia renovable variable



## Ejemplo de aplicación de las metodologías propuestas: Potencia suficiencia definitiva

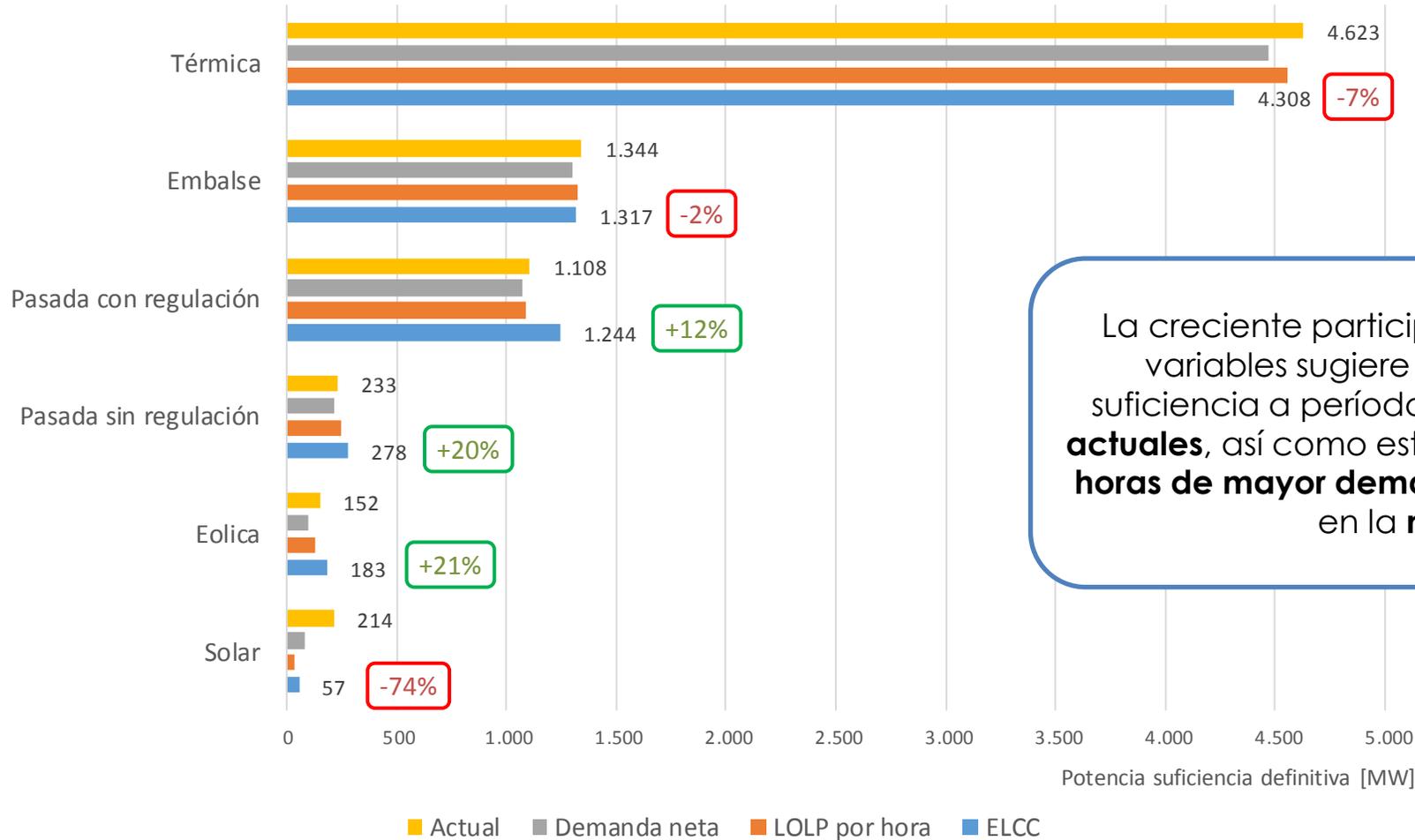


Nota: Los resultados se basan en la información publicada por el CEN en el cálculo definitivo de potencia de suficiencia para centrales en el SIC, periodo 2016 – 2017

# Potencia de suficiencia renovable variable



## Ejemplo de aplicación de las metodologías propuestas: Potencia suficiencia definitiva



La creciente participación de centrales renovables variables sugiere la extensión del análisis de la suficiencia a períodos **más extensos que las 52 horas actuales**, así como estimar el aporte de las centrales en **horas de mayor demanda neta**, tal como se considera en la **metodología ELCC**

Nota: Los resultados se basan en la información publicada por el CEN en el cálculo definitivo de potencia de suficiencia para centrales en el SIC, período 2016 – 2017



1. Motivación
2. Potencia de suficiencia de centrales renovables variables
3. Cálculo de la Indisponibilidad Forzada
4. Señales de eficiencia en el ajuste actual entre la potencia de suficiencia preliminar y definitiva
5. Definición de los subsistemas
6. Conclusiones



## Metodología Actual

La indisponibilidad forzada (IFOR) se calcula de la siguiente relación:

$$IFOR = \frac{T_{OFF}}{T_{ON} + T_{OFF}}$$

En donde  $T_{OFF}$  está asociado al estado operativo desconexión forzada (falla, mantenimiento no programado e indisponibilidad de la central o su conexión).

El cálculo de los estados operativos se realiza para una ventana móvil de 5 años.

## Diagnóstico Metodología Vigente

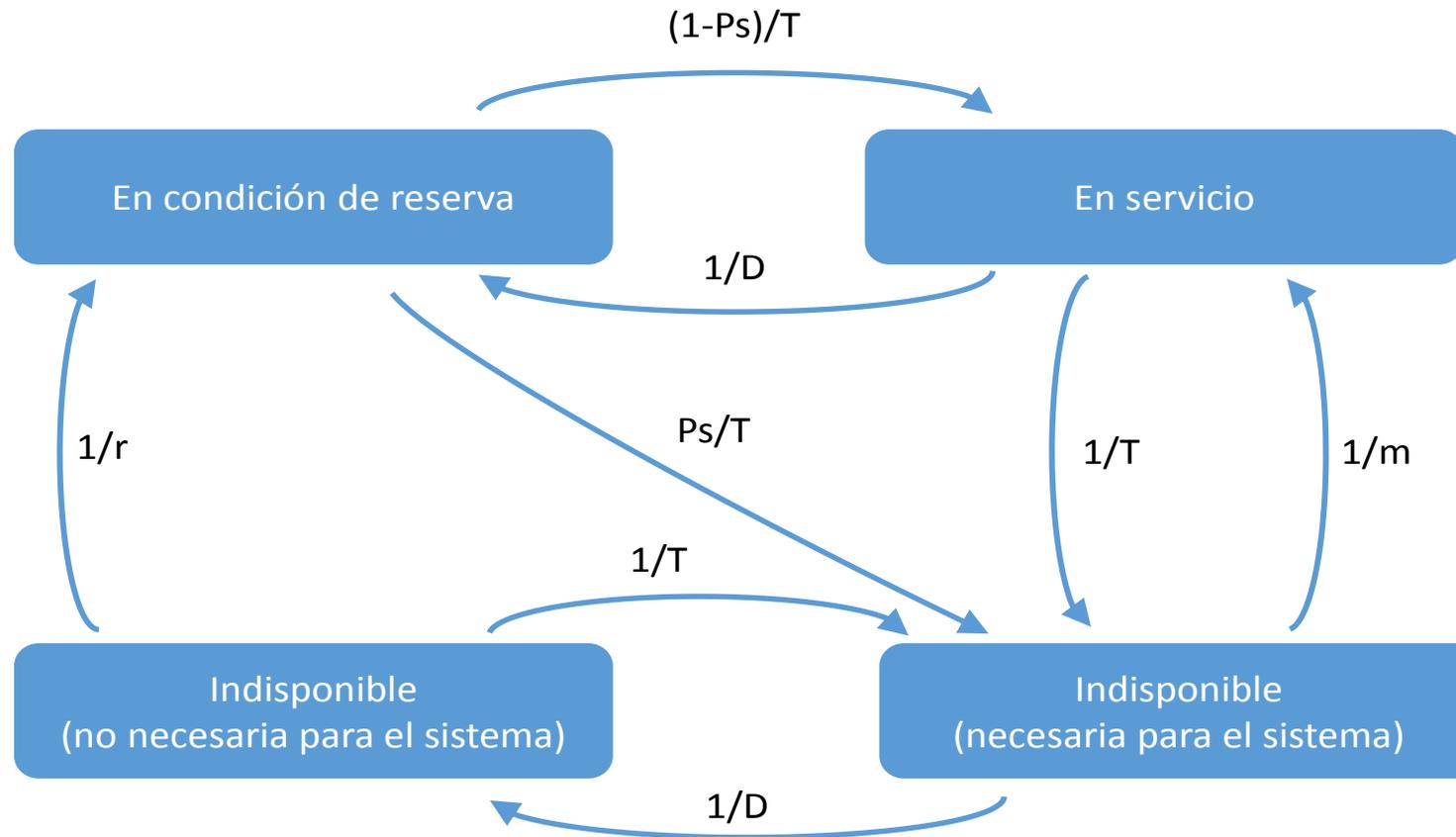
La formula de cálculo del IFOR es la metodología tradicional para centrales que operan en base, y no para centrales con pocas horas de operación al año (centrales de punta).

Dado que las centrales de punta son despachadas en horas de demanda máxima diaria y en ocasiones para las horas de demanda máxima anual, en los casos que se registren fallas durante su operación, su IFOR será penalizado por un largo período de tiempo, dado que tiene pocas oportunidades para mejorar sus estados operativos asociados al  $T_{OFF}$ .

# Cálculo de la Indisponibilidad Forzada



## Propuesta metodológica: Modelo de los 4 estados





## Propuesta metodológica: Modelo de los 4 estados

1. El modelo considera las características de operación de las centrales de punta (despacho en pocas horas al año, muchas horas en reserva, etc.)
2. El modelo considera la contabilización de dos tipos de indisponibilidad: central necesaria o no necesaria para suplir la demanda. Adicionalmente se incorporan elementos no considerados en el enfoque tradicional como por ejemplo la probabilidad de falla en el arranque.
3. La implementación del modelo de los 4 estados necesita previamente de la recopilación de los nuevos estados operativos en un tiempo estadísticamente válido.



1. Motivación
2. Potencia de suficiencia de centrales renovables variables
3. Cálculo de la Indisponibilidad Forzada
4. Señales de eficiencia en el ajuste actual entre la potencia de suficiencia preliminar y definitiva
5. Definición de los subsistemas
6. Conclusiones



## Metodología Actual

La potencia de suficiencia definitiva de las centrales de generación se calcula de la siguiente relación:

$$PSdef_i = fd \cdot PSpre_i ; \quad fd = \frac{DM}{\sum_{i=1}^n PSpre_i}$$

El factor de ajuste por demanda (fd) es un factor que afecta implícitamente el precio de la potencia equivalente de los generadores. Por lo tanto, el factor de demanda envía actualmente señales de inversión en el mercado de capacidad.

## Diagnóstico Metodología Vigente

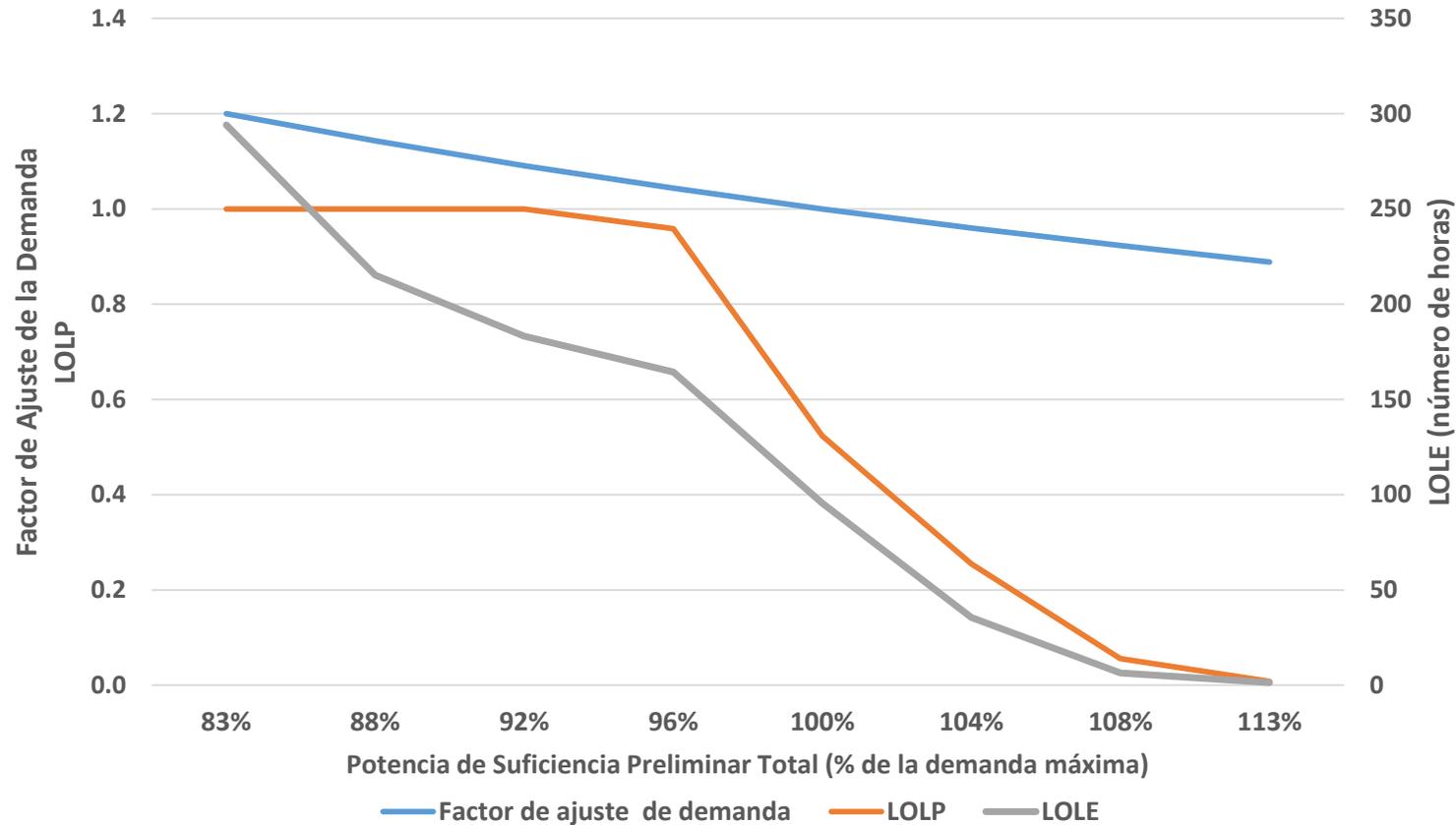
De acuerdo al marco teórico de los mercados de capacidad, el precio de la potencia está en función del valor de la métrica de confiabilidad, la cual a su vez depende del nivel de demanda y de las características del parque de generación.

El factor de demanda no se comporta de manera similar a las métricas de confiabilidad.

# Señales de eficiencia en el ajuste actual entre la potencia de suficiencia preliminar y definitiva



## Comportamiento del fd, LOLP y LOLE

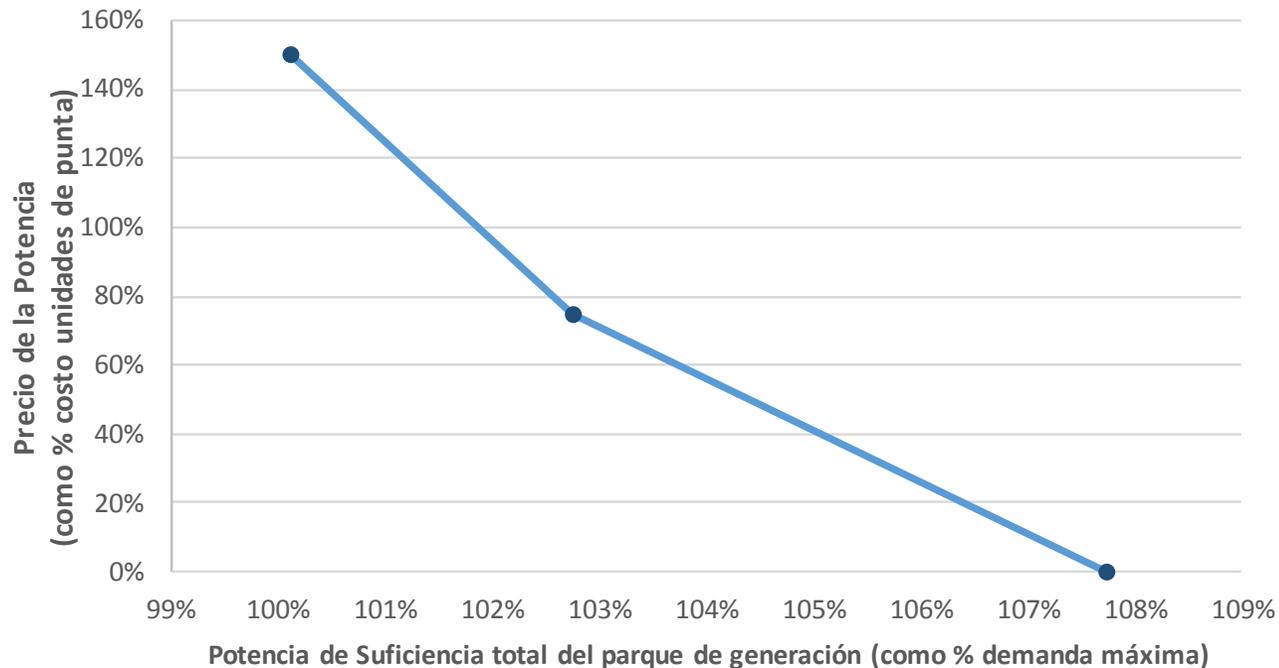


Fuente: Systep

# Señales de eficiencia en el ajuste actual entre la potencia de suficiencia preliminar y definitiva



## Posible Propuesta Metodológica: Utilización de una curva de demanda



Fuente: PJM

### Curva de Demanda

Se puede sustituir el factor de ajuste por demanda por una curva de demanda que simule la variación del precio ante variaciones en la potencia de suficiencia total del parque de generación.

Las curvas de demanda de potencia son utilizadas **en licitaciones de potencia de mediano plazo** de operadores independientes en EEUU.

La curva se construye en base a los objetivos de confiabilidad definidos por el regulador, y a la situación actual del parque de generación, para evitar grandes variaciones en el precio.

# Señales de eficiencia en el ajuste actual entre la potencia de suficiencia preliminar y definitiva



- La implementación de una curva de demanda como mecanismo sustituto del factor de ajuste de demanda tiene los siguientes inconvenientes:
  - La curva de demanda fue diseñada para licitaciones de potencia de suficiencia de mediano plazo, en donde el precio se despeja del cruce de la curva de oferta (construida en base a las ofertas y potencia de suficiencia acumulada) y la curva de demanda. Por lo tanto los generadores con ofertas por encima del precio despejado no participan del mercado de capacidad, lo cual no sucede en nuestro mercado en donde todos los generadores participan del mercado.
  - Debido los niveles de capacidad instalada actuales, la curva de demanda a utilizarse en el primer año, tendrá una pendiente superior a las de otros mercados para niveles de suficiencia superiores al 110% de la demanda máxima, en el caso que se quiere diseñar una transición suave entre los dos mecanismos.
- Es por ello, que se recomienda mantener el factor de ajuste de demanda, hasta que sean implementados cambios en el mercado de capacidad, como por ejemplo subastas de potencia de suficiencia.



1. Motivación
2. Potencia de suficiencia de centrales renovables variables
3. Cálculo de la Indisponibilidad Forzada
4. Señales de eficiencia en el ajuste actual entre la potencia de suficiencia preliminar y definitiva
5. Definición de los subsistemas
6. Conclusiones



## Metodología Actual

De acuerdo al marco regulatorio, la metodología y los criterios para la definición de los subsistemas serán establecidos por la CNE.

De acuerdo al Informe publicado por CNE, la metodología que ha utilizado la CNE para la definición de los subsistemas se basa en los desacoples de costos marginales resultantes en la simulación de la operación del sistema realizada para el Informe de Precio de Nudo de Corto Plazo.

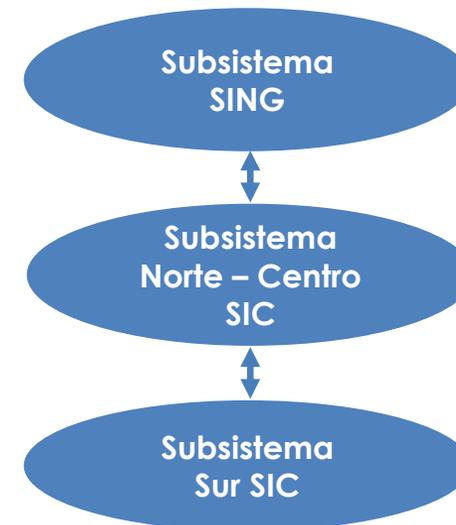
## Diagnóstico Metodología Vigente

Debido a que la metodología no se encuentra establecida en la normativa, existe incertidumbre sobre sus resultados.

La metodología utilizada no involucra métricas de confiabilidad en sus cálculos, por lo tanto sus resultados no necesariamente reproducen la capacidad de exportar suficiencia que tengan los distintos parques de generación.

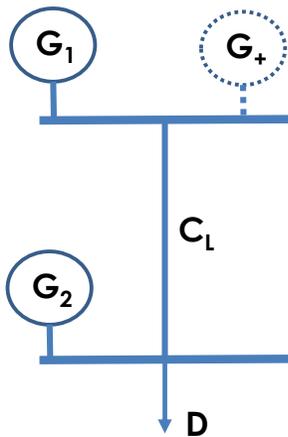
Por otro lado, dada la penetración de centrales renovables variables, es conveniente la utilización de métricas de confiabilidad como el LOLE.

## Subsistemas actuales

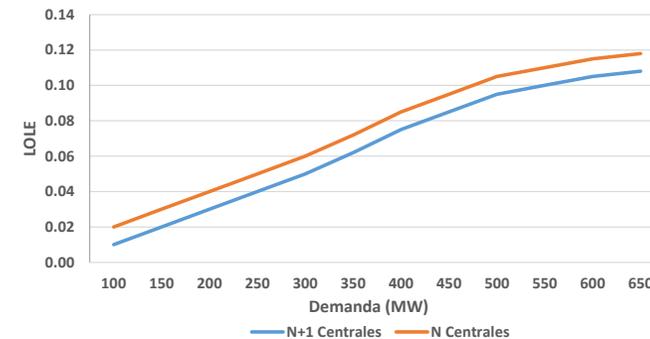




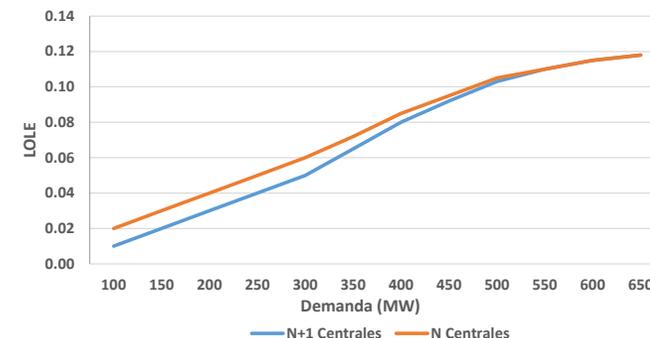
## Propuesta Metodológica: Capacidad de Suficiencia Transferible



1. Se determina la curva LOLE vs demanda para el parque de generación  $G_1$  (considerando la capacidad de transmisión  $C_L$ ) y el parque  $G_2$ .
2. Se determina la curva LOLE vs demanda considerando una unidad adicional ( $G_+$ ) a la del parque  $G_1$ .
3. En el caso que la segunda curva presente niveles LOLE inferiores a la primera para niveles de demanda  $D$ , se considera que es posible exportar suficiencia entre los nodos.



La capacidad de transmisión **no impide** la exportación de suficiencia

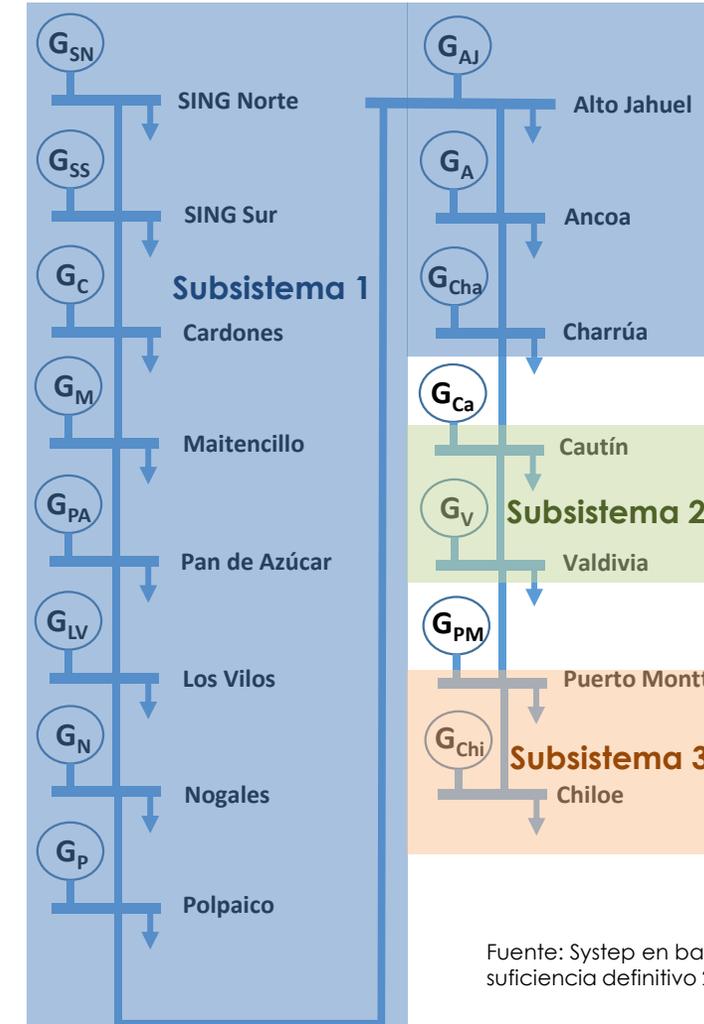
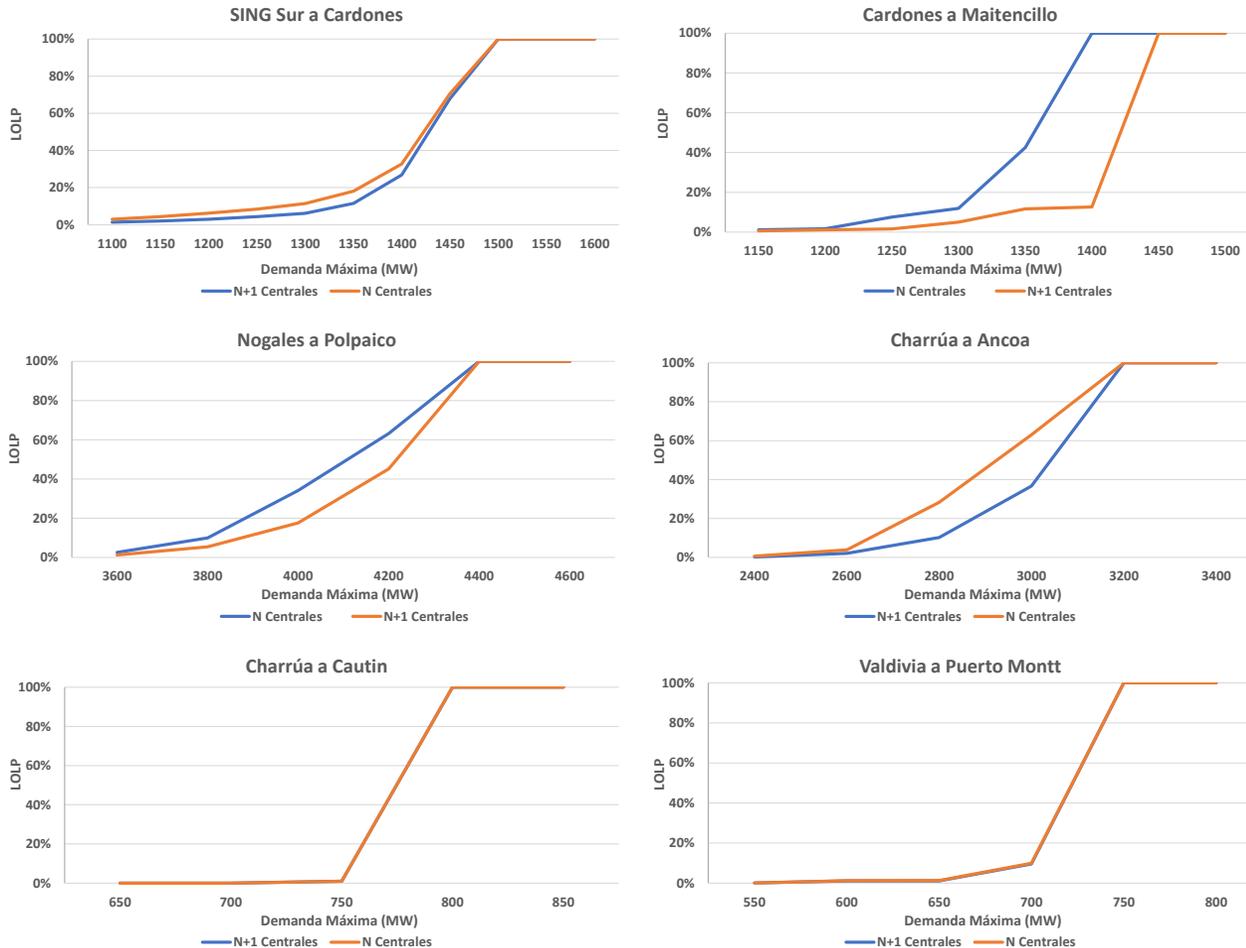


La capacidad de transmisión **impide** la exportación de suficiencia para niveles de demanda superiores a 450 MW

# Definición de subsistemas



## Ejemplo de aplicación de la metodología de capacidad de suficiencia transferible al SEN



Fuente: Systep en base al informe de suficiencia definitivo 2017 del CEN



1. Motivación
2. Potencia de suficiencia de centrales renovables variables
3. Cálculo de la Indisponibilidad Forzada
4. Señales de eficiencia en el ajuste actual entre la potencia de suficiencia preliminar y definitiva
5. Definición de los subsistemas
6. Conclusiones



1. Selección de la barra de referencia
2. Selección del tamaño de la unidad de punta
3. Cálculo de la potencia de suficiencia entre subsistemas



- Debido a la participación cada día más importante en el SEN de centrales renovables variables, es conveniente la implementación de metodologías de reconocimiento de potencia que consideren las características de dichas centrales. En este sentido, la metodología ELCC es reconocida a nivel internacional como la más adecuada para determinar la suficiencia de parques de generación con alta penetración renovable variable.
- Desde un punto de vista teórico, el factor de ajuste por demanda no otorga señales de eficiencia para niveles de suficiencia del parque de generación superiores a 110% de la demanda. Sin embargo, la modificación de este mecanismo implicaría cambios más profundos a la estructura actual del mercado de capacidad.
- La metodología utilizada para el cálculo del IFOR es aplicable fundamentalmente a centrales de base, por lo que se sugiere la determinación del IFOR de centrales de punta utilizando el modelo de los 4 estados.
- La definición de los subsistemas debe considerar métricas de confiabilidad adecuadas para sistemas con importante participación de centrales renovables variables, tales como la metodología de capacidad de suficiencia transferible.

# Pagos por Capacidad en un Contexto Renovable Variable



**Seminario GPM AG**  
**Futuro del Mercado de la Potencia en Chile**

9 de noviembre de 2018