

# CÁLCULO DE ELCC EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL PARA ASIGNACIÓN DE POTENCIA DE SUFICIENCIA

Informe Final Definitivo

2021-ACR-01 Revisión 1

Preparado para:



Noviembre 2021



*Los servicios de consultoría ejecutados por Consultora SPEC Limitada y su software AMEBA ® se encuentran certificados bajo la norma ISO/IEC 27001:2013. Ambos cumplen con los más altos estándares relativos a la Seguridad de la Información para la gestión y el manejo de riesgos de la información proporcionada por nuestros clientes para la ejecución de los servicios brindados por nuestra compañía*



#### **Consultora SPEC**

Américo Vespucio 2700, Oficina 404  
Vitacura, Santiago, Chile  
info@spec.cl | +56 2 2944 4636



#### **Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería**

República 695  
Santiago, Chile  
contacto@isci.cl | +56 2 2689 4429

## Resumen Ejecutivo

Durante los años 2020 y 2021, el Ministerio de Energía, en conjunto con la Comisión Nacional de Energía, han liderado la denominada Mesa de Trabajo Reglamento de Potencia, donde se propuso una serie de modificaciones al marco regulatorio con el objetivo de “establecer metodologías, criterios, métricas y objetivos que permitan definir un tamaño del mercado de potencia acorde a los requerimientos de suficiencia del sistema, entregando señales eficientes y sostenibles a la demanda y una asignación adecuada a la oferta que permita cumplir con dichos requerimientos”.

En este contexto, el objetivo general del presente estudio es evaluar la propuesta de modificación regulatoria de determinación del reconocimiento a la suficiencia por parte de las distintas unidades del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Así, el Consultor ejecutó las siguientes actividades:

1. Determinación del LOLE objetivo en base a los lineamientos establecidos por la autoridad.
2. Desarrollo de una metodología y aplicación para la determinación del producto potencia, que permita establecer un nivel de instalación del parque de generación para alcanzar un nivel de confiabilidad preestablecido.
3. Determinación de las asignaciones de Potencia mediante el uso de la metodología ELCC y su comparación con la metodología actual, en distintas condiciones esperadas. A partir de los análisis realizados, el Consultor evaluó distintas sensibilidades para entender la estabilidad del método ante cambios relevantes en los insumos para el cálculo, el impacto de distintos supuestos en las asignaciones realizadas, entre otros.

Así, en base a la propuesta de la autoridad realizada en las Mesas de Trabajo del Reglamento de Potencia, el Consultor determinó que el LOLE objetivo esperado para el SEN se empinaría a 7,66 horas/año. En base a la revisión de experiencias internacionales en sistemas que utilizan LOLE como estándar de suficiencia, se observó que el valor resultante de la aplicación de la metodología propuesta por el regulador, se encuentra en la vecindad de objetivos de confiabilidad aplicados en distintas partes del mundo.

Posteriormente, el Consultor desarrolló una metodología para la determinación del producto potencia del sistema, que corresponde al requerimiento de potencia “firme” del sistema para cumplir con un target de confiabilidad, el cual se determina a partir de la unidad de referencia, su índice de indisponibilidad forzada, la demanda punta del sistema y el LOLE objetivo. Al respecto, y en base a las estimaciones realizadas tanto para el año 2019 como para el año 2025, el requerimiento de potencia determinado mediante el método propuesto por el Consultor es mayor a la determinación del producto a través del promedio de las 52 horas de demanda máxima, y su vez, al promedio de demanda durante las 52 horas de máximo LOLP. Cabe destacar que, utilizando la metodología propuesta por el Consultor, los requerimientos de potencia en función del LOLE objetivo decaen de forma lineal en el rango superior a 1 hora / año (entre 0 y 1h, el decaimiento es exponencial).

A partir de lo anterior, se realizaron simulaciones computacionales aplicando la metodología ELCC al SEN para los años 2019 y 2025. En cuanto a las estimaciones ejecutadas para el año 2019, se realizó una comparación cuantitativa con respecto a la metodología vigente para el cálculo de Potencia de Suficiencia (Decreto Supremo N°62/2006). Los resultados obtenidos se ilustran en la Tabla 1 y Tabla 2, donde se muestra el reconocimiento de potencia por tecnología en razón a su capacidad máxima.

Los resultados muestran que, según las condiciones evaluadas, la aplicación de la nueva metodología deriva en un menor reconocimiento en la potencia de suficiencia en la tecnología fotovoltaica en comparación a la metodología vigente. Esto se debe a que la nueva metodología identifica una baja coincidencia de los perfiles de generación con las horas de máxima probabilidad de pérdida de carga.

Para el año 2019, esta nueva metodología no exhibe diferencias notorias para las tecnologías eólica y térmica (en promedio). En relación con las tecnologías de generación hidro, se alcanzan, en promedio, reconocimientos similares utilizando la nueva metodología. Sin embargo, aparecen diferencias sustanciales para un número importante de plantas al realizar un análisis de forma individual.

Para el año 2025, las centrales de embalse obtienen un alto reconocimiento, esto debido a que los meses en los que se encuentran las horas de mayor probabilidad de pérdida de carga coinciden con la temporada de mayor disponibilidad hidráulica. También, se observó que, dada la alta penetración de generación renovable esperada, especialmente solar fotovoltaica, la probabilidad de pérdida de carga en horas diurnas es prácticamente nula; por ende, el reconocimiento de las plantas solares alcanza valores marginales. No obstante, los análisis muestran que en plantas híbridas (ERNC + sistema de almacenamiento) el reconocimiento de potencia aumenta considerablemente.

En base a las estimaciones realizadas, se observó la influencia de la disponibilidad del agua embalsada a lo largo del año en la temporalidad de las horas de mayor probabilidad de pérdida de carga. En este sentido, el manejo del agua embalsada (distintas trayectorias de cotas de los embalses) impacta directamente en el reconocimiento de potencia para las distintas unidades del sistema, en cuanto modifica los periodos en los cuales el sistema se ve mayormente expuesto a condiciones de escasez. Esto tiene un impacto importante para las unidades renovables (principalmente solares fotovoltaicas) e hidráulicas.

Por otro lado, y en base a las simulaciones ejecutadas, el uso de una representación más acotada de la historia hidrológica, así como también un menor LOLE objetivo, no provocan diferencias sustanciales en el reconocimiento ELCC.

Finalmente, los resultados muestran una influencia importante en las horas de acumulación de los sistemas de almacenamiento utilizados junto con proyectos renovables en el reconocimiento de potencia final de las centrales. En una primera instancia, se observa una mayor variación relativa al aumentar la duración del sistema desde 1 a 2 horas de acumulación, o de 2 a 3 horas de acumulación.

**Tabla 1. Reconocimiento de potencia por tecnología en razón a su capacidad máxima. Caso Base año 2019.**

Subsistema	Tecnología	Potencia Suf. Preliminar Vigente	Potencia Suf. Definitiva Vigente	ELCC Preliminar	ELCC Def (52 h Dda Máx)	ELCC Def (52 h Máx LOLP)	ELCC Def. Prod Pot
Norte	Serie (No Reg.)	44%	28%	60%	38%	35%	38%
	Embalse - Serie	65%	42%	79%	50%	47%	51%
	Pasada	49%	32%	46%	29%	27%	29%
	Térmico	78%	50%	78%	49%	46%	50%
	Autoproduccion	56%	36%	56%	35%	33%	36%
	Solar FV	27%	17%	12%	8%	7%	8%
	Eólica	25%	16%	27%	17%	16%	17%
	Geotermia	65%	42%	65%	41%	38%	41%
Sur	Embalse - Serie	97%	59%	85%	54%	50%	55%
	Pasada	46%	28%	48%	31%	29%	31%
	Térmico	83%	50%	83%	52%	49%	53%
	Autoproduccion	49%	29%	49%	31%	29%	31%
	Eólica	26%	15%	22%	14%	13%	14%

**Tabla 2. Reconocimiento de potencia por tecnología en razón a su capacidad máxima. Caso Base año 2025.**

Subsistema	Tecnología	ELCC Preliminar	ELCC Definitivo (52 h Dda Máx)	ELCC Definitivo (52 h Máx LOLP)	ELCC Definitivo (Producto potencia)
Norte	Autoproduccion	77%	46%	42%	47%
	CSP	94%	56%	51%	57%
	Eólica	22%	13%	12%	14%
	Solar FV	1%	0% <sup>1</sup>	0%	0%
	ERNC+BESS	89%	53%	49%	54%
	Pasada	47%	28%	26%	29%
	Geotermia	65%	39%	36%	40%
	Térmico	77%	46%	42%	47%
Sur	Autoproduccion	53%	32%	29%	32%
	Eólica	22%	13%	12%	14%
	Solar FV	0%	0%	0%	0%
	ERNC+BESS	35%	21%	19%	21%
	Serie (No - Regulación)	57%	34%	31%	35%
	Embalse - Serie	90%	54%	49%	55%
	Pasada	49%	29%	27%	30%
	Térmico	77%	46%	42%	47%

<sup>1</sup> Los valores presentados se encuentran redondeados al entero más cercano.

## Tabla de Contenido

<b>1</b>	<b><u>DESCRIPCIÓN GENERAL DEL ESTUDIO</u></b>	<b>9</b>
1.1	CONTEXTO	9
1.2	OBJETIVOS GENERAL DEL ESTUDIO	9
1.3	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	10
1.4	DESCRIPCIÓN DE PRINCIPALES ACTIVIDADES	10
<b>2</b>	<b><u>DETERMINACIÓN DE MÉTRICA Y OBJETIVO DE CONFIABILIDAD</u></b>	<b>11</b>
2.1	CONFIABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS: CONCEPTOS BÁSICOS	11
2.1.1	ENFOQUES DETERMINÍSTICAS Y PROBABILÍSTICOS	11
2.1.2	LOLP: LOSS OF LOAD PROBABILITY	12
2.1.3	LOLE: LOSS OF LOAD EXPECTATION	12
2.1.4	EENS: EXPECTED ENERGY NOT SERVED	12
2.2	ENFOQUES PARA LA DETERMINACIÓN DEL OBJETIVO DE CONFIABILIDAD	13
2.3	DETERMINACIÓN DEL OBJETIVO DE CONFIABILIDAD EN CHILE	13
<b>3</b>	<b><u>DEFINICIÓN DEL PRODUCTO POTENCIA</u></b>	<b>15</b>
3.1	ESQUEMA PROPUESTO PARA LA DETERMINACIÓN DEL PRODUCTO POTENCIA	15
3.2	EJEMPLO DE APLICACIÓN AL SEN	17
<b>4</b>	<b><u>MECANISMO DE ASIGNACIÓN DE POTENCIA VÍA ELCC</u></b>	<b>18</b>
4.1	SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL AÑO 2019	21
4.1.1	CASO BASE AÑO 2019 METODOLOGÍA ACTUAL Y ELCC	21
4.1.2	SENSIBILIDAD: USO DE COTAS 2019	26
4.1.3	SENSIBILIDAD: HIDROLOGÍAS 1995-2019	32
4.1.4	SENSIBILIDAD: MODIFICACIÓN LOLE OBJETIVO	35
4.1.5	MARGEN DE POTENCIA CASO BASE 2019 Y SENSIBILIDADES	39
4.2	SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL AÑO 2025	39
4.2.1	CASO BASE AÑO 2025	39
4.2.2	SENSIBILIDAD: VARIACIÓN EN DURACIÓN DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO	44

<b>5</b>	<b><u>CONCLUSIONES</u></b> .....	<b>46</b>
<b>6</b>	<b><u>REFERENCIAS</u></b> .....	<b>49</b>
	<b><u>ANEXO A ELCC Y MODELO DE CONFIABILIDAD SPEC/ISCI</u></b> .....	<b>50</b>
<b>A.1</b>	<b>DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA ELCC</b> .....	<b>50</b>
<b>A.2</b>	<b>MODELO DE CONFIABILIDAD DE GENERACIÓN SPEC-ISCI</b> .....	<b>51</b>
A.2.1	GENERALIDADES .....	51
A.2.2	METODOLOGÍA DE CÁLCULO .....	53
A.2.3	ETAPA 1 – PREPARACIÓN DE DATOS .....	53
A.2.4	ETAPA 2 – OPTIMIZACIÓN .....	55
A.2.5	ETAPA 3 – ASIGNACIÓN .....	56
A.2.6	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS .....	56
A.2.7	PAQUETES UTILIZADOS .....	57

(ESTA PÁGINA HA SIDO DEJADA EN BLANCO INTENCIONALMENTE)

# 1 Descripción general del estudio

## 1.1 CONTEXTO

Durante los últimos años se ha visto una incorporación importante de tecnologías renovables al Sistema Eléctrico Nacional. A la fecha, los proyectos eólicos y fotovoltaicos actualmente en operación, superan los 6.300 MW de capacidad instalada<sup>2</sup>, con proyecciones de crecimientos relevantes para los próximos años.

La normativa actual relativa a las transferencias de potencia hace referencia a los conceptos de LOLE ('Loss Of Load Expectation') y LOLP ('Loss Of Load Probability') que son comúnmente utilizados como criterios para la definición de suficiencia a nivel internacional. Sin embargo, la metodología definida tanto en el Reglamento de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras (DS62/2006 y sus modificaciones), como en la respectiva Norma Técnica se basan en estimaciones heurísticas aplicables a distintas tecnologías. En esta línea, existe un vacío regulatorio relativo a la determinación del aporte a la suficiencia de tecnologías con capacidad de almacenamiento (por ejemplo, sistemas de almacenamiento, concentración solar de potencia, centrales renovables con capacidad de almacenamiento, entre otros).

A la fecha, el Ministerio de Energía en conjunto con la Comisión Nacional de Energía han desarrollado durante 2020 y 2021 un trabajo participativo<sup>3</sup> asociado a la elaboración de un nuevo Reglamento de Potencia. Para este fin, se llevaron a cabo mesas de trabajo con distintos actores del sector eléctrico nacional con el objeto de discutir, analizar y proponer las mejores alternativas para una adecuada regulación en las materias asociadas al tratamiento de la potencia en el Sistema Eléctrico Nacional. Entre otros, la propuesta de la autoridad propone:

- Establecer una métrica de suficiencia.
- Fijar un objetivo de Suficiencia cada cuatro años, con ocasión del Estudio de Unidad de Punta, considerando entre otros, los objetivos definidos en los distintos instrumentos de política pública establecidos por el Ministerio de Energía.
- Utilizar la metodología denominada capacidad de transporte de carga efectiva (ELCC) para determinar el aporte de cada unidad generadora a la suficiencia del sistema.
- Introducir un factor de eficiencia que penalice la contribución teórica de las unidades generadoras con costo variable superior al de la Unidad de Punta.

En este contexto, y dada la propuesta regulatoria en curso, es de interés de ACERA estudiar los efectos que dicha mecánica de asignación pueda tener en la remuneración de la suficiencia proveniente de fuentes renovables, comparándola, cuando sea posible, con la metodología actual.

## 1.2 OBJETIVOS GENERAL DEL ESTUDIO

El objetivo general del presente estudio consiste realizar ejercicios cuantitativos de la propuesta de modificación regulatoria de determinación del reconocimiento de a la suficiencia por parte de las distintas unidades del SEN.

---

<sup>2</sup> Más información en: <https://infotecnica.coordinador.cl/>

<sup>3</sup> <https://energia.gob.cl/panel/reglamento-de-potencia>

### 1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Para la consecución del objetivo general anteriormente planteado, se han definido los siguientes objetivos específicos:

1. **(OE1)** Realizar cálculo de LOLE objetivo para Chile en distintos escenarios en base a la metodología propuesta por el regulador en el marco de la discusión sobre el Reglamento de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras.
2. **(OE2)** Desarrollar una metodología para determinar el requerimiento de producto potencia necesario para satisfacer el LOLE objetivo establecido en (OE1).
3. **(OE3)** En base al LOLE objetivo y el requerimiento del producto potencia definido en (OE2), realizar el desarrollo metodológico de un mecanismo de asignación de reconocimiento de potencia (mediante ELCC) dentro del contexto chileno (Potencia de Suficiencia).
4. **(OE4)** Determinación del requerimiento del producto potencia según los lineamientos definidos en (OE2).
5. **(OE5)** Comparación de los reconocimientos de potencia entre la metodología actualmente vigente y la nueva propuesta de la autoridad regulatoria.

### 1.4 DESCRIPCIÓN DE PRINCIPALES ACTIVIDADES

En primer lugar y de modo de dar cumplimiento a los objetivos específicos establecidos, el Consultor realizó una breve revisión de los mercados de capacidad en distintas jurisdicciones para identificar distintas metodologías para la determinación del LOLE objetivo utilizado en cada jurisdicción. Posteriormente, y en virtud de la propuesta regulatoria impulsada por la autoridad, se aplicó la metodología de cálculo para la determinación de dicho factor (OE1).

A partir de la lógica para la determinación del LOLE objetivo, el Consultor diseñó una metodología que permite determinar, de forma analítica, el requerimiento del producto potencia necesario para satisfacer el LOLE definido anteriormente (OE2). A partir de ello, determinó el requerimiento del producto potencia para dar cumplimiento al objetivo de confiabilidad establecido para el año 2019 y 2025 (OE4).

En base al LOLE objetivo y el requerimiento del producto potencia definido, el Consultor, en base a las definiciones preliminares establecidas por la autoridad, implementó el mecanismo de asignación de reconocimiento de potencia (mediante ELCC) dentro del contexto chileno (Potencia de Suficiencia) (OE3).

De esta forma, el Consultor determinó la métrica individual de ELCC para todas las unidades del SEN y la comparó con los resultados obtenidos mediante la aplicación de la metodología actual de determinación de Potencia de Suficiencia. A partir de los análisis realizados, el Consultor evaluó distintas sensibilidades para entender la estabilidad del método ante cambios relevantes en los insumos para el cálculo, el impacto de distintos supuestos en las asignaciones realizadas, entre otros (OE5).

## 2 Determinación de métrica y objetivo de confiabilidad

El presente capítulo realiza una breve introducción sobre los conceptos básicos de confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia. En ella se abordan las principales métricas utilizadas a nivel internacional para determinar el grado de confiabilidad del sistema (en cuanto a su capacidad de abastecer la demanda en distintas condiciones) y describen distintos enfoques utilizados a nivel internacional para el establecimiento de un objetivo de confiabilidad. El capítulo termina con una estimación del objetivo de confiabilidad siguiendo los lineamiento del regulador en el marco de la discusión sobre el Reglamento de Transferencia de Potencia entre Empresas Generadoras.

### 2.1 CONFIABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS: CONCEPTOS BÁSICOS

#### 2.1.1 Enfoques determinísticos y probabilísticos

Tradicionalmente, los sistemas eléctricos alrededor del mundo han adoptado procedimientos de cálculo (determinísticos o probabilísticos) para determinar la suficiencia en generación. Dependiendo del enfoque adoptado, se han definido distintas métricas para medir la capacidad del parque de generación de abastecer la demanda de forma confiable. Estas métricas se definen para cuantificar la madurez de un sistema respecto de un objetivo o estándar, y suelen utilizarse para comparar el desempeño en la confiabilidad entre distintos sistemas.

Inicialmente, los aspectos de suficiencia han sido abordado mediante técnicas determinísticas dado que permiten, tanto a los Operadores de Red como a organismos reguladores, su análisis de forma rápida. En términos generales, este tipo de técnicas se basan esencialmente en cálculos de contingencia basados en escenarios, lo que permite evaluar sólo un pequeño conjunto de condiciones del sistema de energía elegidas arbitrariamente. Este tipo de métodos generalmente requiere un set reducido de datos y un conocimiento profundo de las características y estados más críticos del sistema. Los análisis quedan definidos mediante la selección discreta de configuraciones (topología de la red y despacho de unidades), un rango de condiciones operativas (carga, condiciones hidrológicas), una lista acotada de eventos de falla posibles (indisponibilidad de equipos de generación, transmisión y transformación), además de un criterio de desempeño (frecuencia, sobrecarga, entre otros).

En base a este tipo de análisis, en la literatura se pueden encontrar dos principales tipos de enfoques determinísticos [1]:

- **Margen de reserva:** Mide la razón entre la capacidad de generación firme y la demanda punta.
- **Método de incidentes base seleccionados** [2]: Donde se identifican condiciones operativas que se consideran críticas desde el punto de vista de suficiencia, para luego examinar el desempeño del sistema ante incidentes en generación y transmisión.

Para superar el hecho que los métodos determinísticos no permiten evaluar de forma generalizada todas las posibles condiciones de escasez, la literatura sugiere el uso de métodos probabilísticos que reconocen la naturaleza aleatoria de la demanda, la producción renovable, la disponibilidad de los distintos activos entre otros. Si bien, este tipo de modelos requiere de un esfuerzo computacional importante para abordar un alto número de posibles estados de operación del sistema, los avances en la potencia de cálculo han permitido durante los últimos años abordar estos desafíos de forma exitosa durante los últimos años [3].

Bajo el alero de los modelos probabilísticos se han definido una serie de métricas para dar cuenta de la capacidad del sistema de generación para abastecer la demanda de forma confiable, las cuales se detallan a continuación.

### 2.1.2 LOLP: Loss of Load Probability

La probabilidad de pérdida de carga LOLP (Loss Of Load Probability, por su acrónimo en inglés), representa la probabilidad de que en un sistema eléctrico la demanda supere a la generación disponible en un instante dado  $t$  (usualmente en ventanas de 1 hora) producto de indisponibilidades de generación. Formalmente se define como:

$$LOLP_t = Prob(G_t < L_t) \quad \forall t = 1, \dots, T$$

Donde  $G_t$  y  $L_t$  corresponden a la generación total disponible y la demanda en el tiempo  $t$ , respectivamente. Esta métrica es particularmente informativa durante las horas de demanda punta del sistema debido a que en dichas horas el LOLP es máximo (en un sistema con generación convencional).

Para su cálculo se requiere la probabilidad de falla de generadores y otros elementos que componen la red para lo cual se utiliza la tasa de indisponibilidad forzada IFOR de cada elemento. También se considera la disponibilidad de recursos energéticos intermitentes (solar fotovoltaica, eólico, entre otros) y los perfiles de demanda.

Dada la naturaleza de su definición, LOLP sólo declara la probabilidad que en un tiempo  $t$  ocurra una falla, pero no entrega información sobre la duración de la falla, la profundidad de ésta o su costo asociado.

### 2.1.3 LOLE: Loss of Load Expectation

La pérdida de carga esperada LOLE (Loss Of Load Expectation, por su acrónimo en inglés), indica el tiempo esperado de pérdida de carga que un sistema eléctrico presenta para una ventana de tiempo dada. Usualmente se define de forma semanal, mensual o anual. Su definición matemática incluye el uso de LOLP, como se indica a continuación.

$$LOLE = \sum_{t \leq T} \Delta t \cdot LOLP_t \quad [h]$$

Así, el LOLE puede representar la probabilidad de pérdida de carga esperada expresada como horas por duración del periodo de análisis.

Ejemplo en el uso del LOLE como estándar de suficiencia, destacan Francia (3 horas LOLE por año), Bélgica (3 horas con interconexión y 16 horas sin interconexión), Irlanda (8 horas), Portugal (<8 horas), entre otros [4].

### 2.1.4 EENS: Expected Energy Not Served

El indicador de EENS cuantifica la energía no suministrada esperada (Expected Energy Not Supplied, por su acrónimo en inglés) para una ventana de tiempo dada, usualmente semanal, mensual o anual. Su definición matemática incluye del uso de  $LOLP_t$  y  $PNS_t$  (Power Not Supplied, por su acrónimo en inglés), que corresponde a la potencia no abastecida en el tiempo  $t$  como se indica a continuación:

$$EENS = \sum_{t \leq T} \Delta t \cdot LOLP_t \cdot PNS_t \quad [MWh]$$

## 2.2 ENFOQUES PARA LA DETERMINACIÓN DEL OBJETIVO DE CONFIABILIDAD

Si bien existen distintas métricas para medir la capacidad del sistema de generación para abastecer la demanda de forma confiable, la autoridad regulatoria se encuentra actualmente evaluando la posibilidad de utilizar la métrica LOLE para las evaluaciones de los créditos de capacidad, aunque no se ha definido un objetivo asociado a dicha métrica.

La métrica LOLE es ampliamente utilizada en gran parte de jurisdicciones tanto en Europa como en Estados Unidos. No obstante, la lógica para establecer el nivel de confiabilidad objetivo ha sido definido de dos formas:

- El primer enfoque obedece a una lógica de establecer un objetivo político/regulatorio, a través de la autoridad regulatoria, el cual no es definido de forma formal mediante un método cuantitativo. A modo de ejemplo, en Estados Unidos predomina el criterio denominado “one-in-ten” donde el objetivo de confiabilidad mínimo aceptado corresponde a 1 día de falla en 10 años (LOLE = 2.4 horas/año). Si bien, la primera aparición de este criterio en la literatura data de los años 40’s [5], estas fuentes dan por sentado –sin justificación– que dicho nivel de confiabilidad corresponde al cual los consumidores ya estaban acostumbrados. Por ello, se han levantado una serie de preocupaciones acerca si dicho criterio es aceptable para la confiabilidad, en parte por los conflictos con el diseño de mercado y aspectos económicos de su implicancia.
- La otra alternativa sigue los lineamientos establecidos por el Parlamento Europeo<sup>4</sup>, que establece un marco de referencia para la evaluación de la confiabilidad de los sistemas eléctricos europeos. Como parte de este marco, ENTSO-E desarrolló una metodología bajo una óptica económica sobre el objetivo de confiabilidad, combinando el *Value of Lost Load* (VOLL) y el *Cost of New Entry* (CONE) para determinar el *Reliability Standard* (RS) [6].

## 2.3 DETERMINACIÓN DEL OBJETIVO DE CONFIABILIDAD EN CHILE

En las discusiones sostenida en el marco de la Mesa de Potencia, la autoridad regulatoria estableció como primera aproximación para la determinación de nivel de confiabilidad objetivo del sistema un cálculo determinado según una lógica económica, determinado a partir de la siguiente expresión:

$$LOLE \left[ \frac{h}{año} \right] = \frac{CONE[USD/MW/año]}{VoLL[USD/MWh]}$$

Considerando el valor del CONE del Informe Técnico Definitivo de Precio Nudo para el Primer Semestre del año 2020 (7.044 USD/kW/mes) y el Costo de Falla de Corta Duración, según las estipulaciones de la Resolución Exenta 65/2020 (11,03 USD/kWh), se obtiene como primera aproximación que:

$$LOLE \left[ \frac{h}{año} \right] = \frac{7.044 \times 12[USD/MW]}{11,03[USD/MWh]} = 7,66 \left[ \frac{h}{año} \right]$$

<sup>4</sup> Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity

Cabe destacar que experiencias internacionales utilizan distintos niveles de LOLE como estándar de suficiencia, por ejemplo, PJM, NY-ISO, SPP, ISO-New England con LOLE equivalente a 2.4 horas/año. Por su parte, Francia con LOLE de 3 horas/año, Portugal con LOLE menor a 8 horas/año, Bélgica con LOLE de 3 horas/año, e Irlanda con 8 horas/año sin interconexión). Se observa que el valor resultante de la aplicación de la metodología propuesta por el regulador, resulta en la vecindad de objetivos de confiabilidad aplicados en distintas partes del mundo.

### 3 Definición del producto potencia

Como se ha discutido a lo largo del presente estudio, la normativa actual no cuenta con una definición concreta del producto potencia, al menos en cuanto a que no existe una métrica de suficiencia ni objetivo definido a alcanzar, tal cual fue indicado en la sección anterior. Al respecto, no existe una metodología, por lo tanto, mediante la cual se determina la cantidad de producto potencia requerida para cumplir con los objetivos de suficiencia. En este sentido, tampoco existe una estandarización del producto, definiendo aspectos tales como la anticipación mínima en que el Coordinador convocará a las distintas unidades para enfrentar condiciones de escasez, u otras características que permitan reconocer los activos con los cuales contará el Coordinador para enfrentar condiciones de escasez<sup>5</sup>.

A nivel internacional existen algunos reguladores, principalmente en Europa, que han establecido una relación entre el nivel de confiabilidad deseado y la cantidad de producto requerido para tales propósitos [6]. Por otra parte, en el caso de sistemas como PJM, UK, o Canadá, el establecimiento de requerimientos de capacidad se realiza en base a un estándar de confiabilidad dado (*one-in-ten* PJM, 3 h/year en UK, 0,1 day/year en Ontario) [7].

En Chile, ante la inexistencia de una métrica y objetivo de confiabilidad, la cantidad del producto potencia queda definido a partir de la demanda promedio de los 52 horas con mayor valor de demanda de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema. La discusión actual apunta a que las horas de control sean definidas a partir de las horas de máximo LOLP. En este sentido, si el objetivo de confiabilidad es más exigente, la señal al mercado se ve inalterada, ya que tanto las horas como el valor del LOLP son consecuencia del sistema existente y no parte de algún objetivo de confiabilidad deseado, que va más allá de las condiciones particulares del sistema en un momento determinado.

En este sentido, se estima pertinente que para la determinación del producto potencia debiese derivarse una metodología que vincule la cantidad de producto con el objetivo de confiabilidad deseado. Al respecto, se ha elaborado la propuesta que se discute a continuación.

#### 3.1 ESQUEMA PROPUESTO PARA LA DETERMINACIÓN DEL PRODUCTO POTENCIA

El Consultor ha propuesto desarrollar una metodología para la determinación del producto potencia que utilice como base las definiciones actualmente contenidas en el Informe Técnico Definitivo de Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo (ITD-PNCP). Al respecto, y en base a la definición de la unidad de punta del ITD-PNCP, el objetivo es identificar el número de unidades necesarias para alcanzar el objetivo de confiabilidad especificado (para los propósitos de la propuesta, se supondrá el indicador LOLE). La caracterización de la unidad de punta requiere la definición del IFOR, para lo cual se propone que se determine a partir de la disponibilidad promedio de las unidades en el SEN similares a la unidad de punta definida.

A modo ilustrativo, la Figura 1 muestra el efecto en la confiabilidad del sistema al incorporar un número incremental de unidades de punta asumiendo disponibilidad absoluta de combustible. Como se observa, la capacidad requerida se determina en el aquel punto en que el número de unidades de punta permite alcanzar el nivel objetivo de confiabilidad deseado.

---

<sup>5</sup> Si bien el ERE establece requisitos con respecto a la anticipatividad, no es claro que este aspecto sea extensible al resto de las tecnologías en el marco de su aporte a la suficiencia.

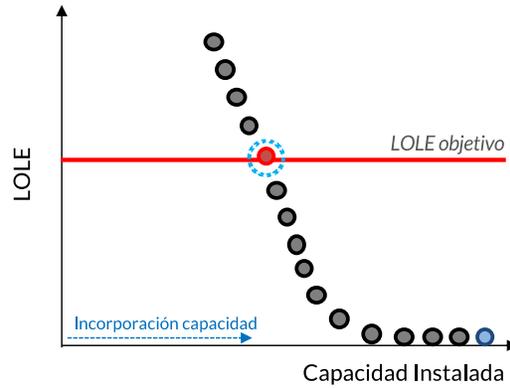


Figura 1. Ejemplo ilustrativo para la determinación del producto potencia.

Dado que la disponibilidad de la unidad de punta puede modelarse a través de una función de distribución de probabilidades de Bernoulli, se deriva que la disponibilidad de  $K$  unidades disponibles sobre  $N$  ensayos de Bernoulli es la siguiente:

$$P(X = k) = \begin{cases} p^k \binom{N}{k} (1-p)^{N-k} & 0 \leq k \leq N \\ 0 & \text{otro caso} \end{cases} \quad (1)$$

De esta forma, para cada hora se determina la cantidad  $K$  de unidades necesarias para satisfacer la demanda.

$$K_h = \left\lceil \frac{Dda_h}{P_{max}} \right\rceil \quad (2)$$

Así, en cada hora existirá pérdida de carga cuando como máximo estén disponibles  $K-1$  unidades, por lo que:

$$LOLP_h = P(X \leq K_h - 1) \quad (3)$$

$$LOLE = \sum_{h=1}^{8760} LOLP_h \quad (4)$$

$$LOLE_N = \sum_{h=1}^{8760} \sum_{k=0}^N \binom{\left\lceil \frac{Dda_h}{P_{max}} \right\rceil}{k} (1 - IFOR)^k \cdot IFOR^{\left\lceil \frac{Dda_h}{P_{max}} \right\rceil - k} \quad (5)$$

Donde:

- $h$  = Índice de hora del año
- $N$  = Número unidades punta consideradas.
- $Dda_h$  = Demanda eléctrica hora  $h$
- $P_{max}$  = Potencia máxima de unidad de punta
- $IFOR$  = Tasa indisponibilidad forzada unidad de punta

La expresión (5) permite determinar el LOLE del sistema al considerar N unidades de punta. Así, la determinación del producto potencia se definirá en base a las N\* unidades que permiten alcanzar el nivel de confiabilidad definido, mediante la suma de los ELCC de cada una de las unidades indicadas.

### 3.2 EJEMPLO DE APLICACIÓN AL SEN

La metodología anteriormente descrita se utilizó para determinar el producto potencia para los años 2019 y 2025. La Figura 2 muestra la variación del producto potencia, en función del LOLE objetivo, considerando la demanda del año 2019 y 2025, junto con los supuestos de unidad de punta del ITD-PNCP de 1er Semestre de 2021. En ello, se ha considerado el IFOR promedio de las unidades similares actualmente operativas en el SEN equivalente a 0,5% y, de forma adicional, una sensibilidad considerando un IFOR de 4%.

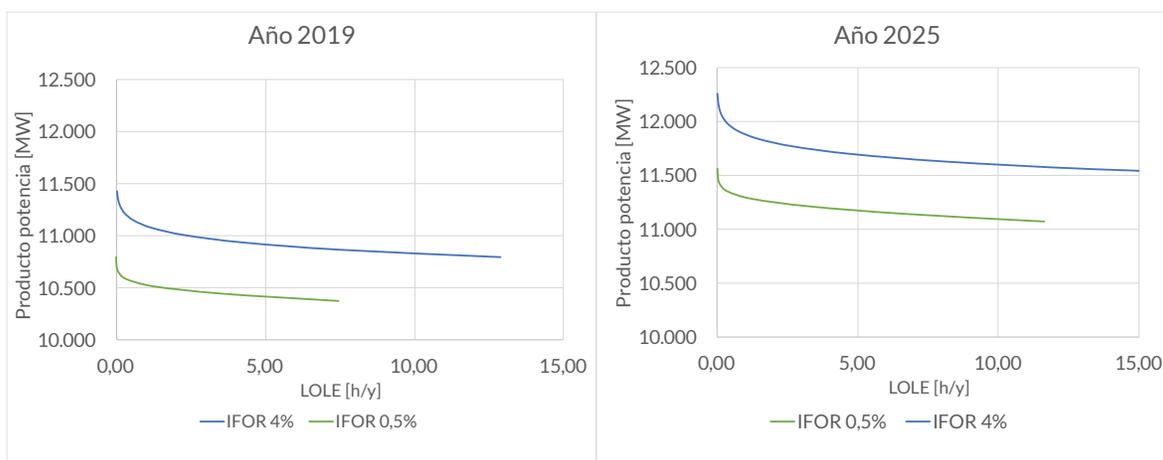


Figura 2. Variación del producto potencia en función del LOLE objetivo, según propuesta del Consultor, basado en los datos de demanda del año 2019 y 2025.

Como se mencionó, el producto potencia se relaciona con el objetivo de confiabilidad establecido, donde mientras mayor sea el nivel de confiabilidad objetivo establecido para el sistema mayor será el nivel de capacidad instalada requerido para cumplir con dicho objetivo. Asimismo, en caso de tener una unidad de punta de un mayor tamaño, se necesitaría una mayor cantidad de unidades, esto debido a que la falla de una unidad de mayor tamaño tiene un mayor impacto en la confiabilidad del sistema eléctrico. En el extremo, una confiabilidad perfecta requiere un nivel indeterminado (tendiendo a infinito) de capacidad instalada en el sistema.

Así, la Tabla 3 muestra el resultado de la determinación del producto potencia para distintos niveles de confiabilidad para los escenarios 2019 y 2025.

Tabla 3. Producto potencia al considerar un sistema conformado por un conjunto de unidades de punta de 70 MW e IFOR 0,5%

LOLE [h/año]	Año 2019	Año 2025
7,6	10.310 MW	11.131 MW
3	10.397 MW	11.223 MW
1	10.537 MW	11.301 MW
Demanda Máxima	10.457 MW	11.217 MW
Demanda promedio 52 horas punta	10.172 MW	10.912 MW

## 4 Mecanismo de asignación de potencia vía ELCC

El presente capítulo aborda el análisis cuantitativo del uso de la metodología ELCC en el SEN. Así, se ejecutó el modelo computacional desarrollado por SPEC/ISCI (más detalle en Anexo A) de modo de calcular la Potencia Inicial de todas las unidades del sistema. A partir de los resultados obtenidos, el Consultor estimó Potencia de Suficiencia Preliminar y Definitiva para dos casos de estudio situados en el año 2019 y 2025. Además, se compararon los reconocimientos de potencia entre la metodología actualmente vigente y la nueva propuesta de la autoridad regulatoria. Por último, se agregan 3 sensibilidades para el año 2019 y una sensibilidad para el año 2025. La lista de todos los casos de estudio abarcados en esta sección, en conjunto con los detalles relevantes de cada uno se presentan en la Tabla 4.

Salvo para las sensibilidades donde se analiza el efecto de cambiar el LOLE definido para las simulaciones, se utilizó un LOLE objetivo de 7,6 horas/año por subsistema según lo determinado en la Sección 2.2. Asimismo, la disponibilidad de agua embalsada en el sistema se definió, según lo convenido con el Cliente, a partir del programa de operación del 3 de enero de 2020<sup>6</sup>.

Tabla 4. Listado de casos de estudio a analizar.

#	Nombre del caso	Año	Metodología	Detalles
1	Base	2019	Actual	El Consultor replica el ejercicio de cálculo de potencia de suficiencia mediante la metodología vigente
2	Base	2019	ELCC	Plan de obras y demanda referenciales para el año 2019
3	Base	2025	ELCC	Plan de obras y demanda referenciales para el año 2025
4	Cotas 2019	2019	ELCC	Utilización de niveles de cotas de embalses según ejercicio PLP del 4 de enero de 2019
5	Hidrologías	2019	ELCC	Utilización de subconjunto de trayectoria de cotas de embalses y afluentes comprendidos entre los años 1995 y 2019
6	Modificación LOLE objetivo	2019	ELCC	Cálculo de potencia según metodología ELCC utilizando un LOLE objetivo de 3 horas/año por subsistema
7	Variación en duración de los sistemas de almacenamiento	2025	ELCC	Cálculo de potencia inicial de las centrales con sistema de almacenamiento ante distintos niveles de acumulación

<sup>6</sup> En el caso de la metodología actual, la energía inicial de las unidades generadoras con capacidad de regulación es obtenida al promediar la energía embalsada durante los últimos 20 años (Ver Artículo 8-8 NT Transferencia de Potencia entre Empresas Generadoras).

Para ambos casos de estudios, se han realizado algunas consideraciones que se detallan a continuación:

- Para ambos casos de estudio se modela el SEN completo.
- Para el año 2019, se considera el sistema eléctrico chileno representado por dos subsistemas de potencia:
  - i) Norte: considera las instalaciones ubicadas entre las subestaciones Parinacota 220kV y Cautín 220kV, ambas incluidas, y
  - ii) Sur: considera las instalaciones ubicadas entre las subestaciones Ciruelos 220 kV y Chiloé 220 kV, ambas incluidas.
- Para el año 2025, se considera el sistema eléctrico chileno separado por dos subsistemas de potencia representados:
  - i) Norte: considera las instalaciones ubicadas entre las subestaciones Parinacota 220 kV y Punta Colorada 220 kV, ambas inclusive, y
  - ii) Sur: considera las instalaciones ubicadas entre las subestaciones Pan de Azúcar 220 kV y Chiloé 220 kV.
- La representación del SEN considera:
  - Todas las unidades generadoras del SEN con información completa para el año 2019, y centrales en pruebas/construcción/comprometidas en conjunto con la descarbonización respectiva hacia el año 2025.
  - Afluentes para 59 escenarios hidrológicos.
  - Representación de las principales cuencas hidrográficas: Laja, Bíobio, Maule, Aconcagua, Chacayes, Higuera-La Confluencia, Pilmaiquén-Rucatayo, Rapel, Canutillar.
  - Se modelan 40 unidades hidráulicas con capacidad de regulación (embalse y serie con capacidad de regulación).
  - Posibilidad de representar baterías.
- Para el año 2025 se incorporan nuevas tecnologías:
  - CSP: Cerro Dominador con 110 MW y 17 horas de acumulación.
  - EOL+BESS: Central híbrida eólica genérica de 150 MW en el subsistema norte con un sistema de almacenamiento de la misma potencia y 5 horas de acumulación.
  - Andes IIB: Central híbrida solar fotovoltaica con un sistema de almacenamiento con inyección máxima de 112,5 MW y sistema de almacenamiento con 5 horas de duración.
  - Alfalfal + BESS: Se agrega un sistema de almacenamiento de 10 MW con 5 horas de duración a la central ALFALFAL.
- Se utiliza índice de indisponibilidad forzada (IFOR) de dos estados.
- Las unidades acogidas a Estado de Reserva Estratégica (ERE) se incorporan en el cálculo de ELCC con un 100% de su capacidad, sin embargo, solo un 60% es considerado para las asignaciones de potencia de suficiencia preliminar.
- No existen consideraciones con respecto a la eficiencia económica de las unidades.

En la Tabla 5 se presenta la lista de distintos supuestos utilizados para cada caso de estudio con su fuente respectiva.

Tabla 5. Supuestos utilizados para casos de estudio año 2019 y 2025

Ítem	Fuente	Año 2019	Año 2025
<b>Demanda</b>	Balance anual CEN 2019	Demanda horaria por subsistema para el año 2019	Demanda horaria del caso año 2019 escalada
<b>Generación</b>	Balance anual CEN 2019	Información de generadores, potencia máxima, factores de mantenimiento, IFOR para todas las unidades	Parque de generación 2019 en conjunto con centrales en pruebas/construcción/comprometidas y descarbonización respectiva
<b>Perfiles renovables</b>	Información del CEN de 5 años (2014-2019) + supuestos CEN	Perfiles de disponibilidad real de 5 años <sup>7</sup>	Centrales nuevas utilizan perfiles del caso 2019 y son asignados según cercanía de los nuevos proyectos.
<b>Cuencas hidrográficas</b>	Modelo simplificado del Consultor compatible con modelo AMEBA		
<b>Subsistemas</b>	-	Definición de dos subsistemas según ITD 1er semestre 2020	2 subsistemas, separados por S/E Pan de Azúcar. Propuesto por Consultor
<b>Afluentes y cotas de los embalses</b>	Programa de operación de largo plazo (CEN)	3 de enero 2020	3 de enero 2020
<b>Criterios de disponibilidad de autoprodutores</b>	CEN	Se mantiene criterio actualmente vigente para determinación de disponibilidad de insumo primario <sup>8</sup> .	

A partir de la ejecución del modelo ELCC, los valores resultantes de las simulaciones computacionales se ajustan (siguiendo la metodología actualmente vigente) mediante derrateos en función de indisponibilidades por mantenimiento y servicios auxiliares<sup>9</sup>. De esta forma, se determina la Potencia de Suficiencia Preliminar para cada una de las unidades del SEN como se estipula en Anexo A. Con dichos valores, se procede a calcular la Potencia de

<sup>7</sup> La utilización de un periodo de datos más extenso (cinco o más años) permite representar de mejor manera la incertidumbre del recurso, por ende, desde el punto de vista de confiabilidad, se representa una evaluación más exhaustiva del aporte de la unidad a la confiabilidad.

<sup>8</sup> Artículo 35 del Decreto Supremo N°62/2006, y Artículo 5-4 y siguientes de la Norma Técnica de Transferencia de Potencia entre Empresas Generadoras.

<sup>9</sup> Cabe destacar que bajo la metodología propuesta no es necesario realizar cálculos de transferencias entre subsistemas, debido a que el modelo considera la conformación de subsistemas al momento de obtener las asignaciones de capacidad. Además, para efectos de expansión de transmisión, dada la metodología, solo resulta relevante conocer el impacto de dicha expansión en la capacidad de transmisión existente entre los subsistemas. Eventualmente, el plan de expansión (también podría tener un impacto en las definiciones o formaciones de subsistemas).

Suficiencia Definitiva de cada central, ajustando la Potencia de Suficiencia Preliminar por un único factor, siguiendo los tres criterios definidos en Tabla 6.

**Tabla 6. Criterios utilizados para obtener la potencia de suficiencia definitiva**

Criterio	Definición
<b>ELCC Definitivo con promedio 52 horas de Demanda Máxima [MW]</b>	Crédito de potencia de una central al prorratear la Potencia de Suficiencia Preliminar (ELCC Preliminar) por un factor único obtenido como el promedio de las 52 horas de demanda máxima del sistema.
<b>ELCC Definitivo con promedio de demanda en las 52 horas de máximo LOLP[MW]</b>	Crédito de potencia de una central al prorratear la Potencia de Suficiencia Preliminar (ELCC Preliminar) por un factor único obtenido como el promedio de demanda durante las 52 horas de máximo LOLP.
<b>ELCC Definitivo Producto Potencia [MW]</b>	Crédito de potencia de una central al prorratear la Potencia de Suficiencia Preliminar (ELCC Preliminar) por un factor único obtenido como la suma de potencia de suficiencia necesaria para alcanzar un nivel de LOLE esperado únicamente a partir de centrales punta de referencia.

## 4.1 SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL AÑO 2019

### 4.1.1 Caso Base año 2019 Metodología Actual y ELCC

A continuación, se presentan los resultados de reconocimiento de Potencia de Suficiencia Definitiva bajo la metodología actual para todas las centrales del sistema. En la Tabla 7, se muestra un resumen global de los reconocimientos tanto preliminares como definitivos de Potencia de Suficiencia obtenidos a partir de la metodología actual y la nueva propuesta, diferenciadas por subsistema y tecnología. Por su parte, en la Tabla 8, se muestra el reconocimiento total de la tecnología en comparación con la capacidad máxima de esta, también desagregado por subsistema.

En términos acumulados por tecnología, los resultados obtenidos muestran variaciones relevantes respecto de los reconocimientos de potencia para la tecnología solar fotovoltaica, junto con las unidades hidráulicas series.

**Tabla 7. Resultados potencia preliminar y definitiva para metodología actual y ELCC para el Caso Base año 2019.**

SS	Tecnología	Capacidad Instalada [MW]	Potencia Suf. Prel. Vigente [MW]	Potencia Suf. Def. Vigente [MW]	ELCC Preliminar [MW]	ELCC Def [MW] (52 h Dda Máx)	ELCC Def [MW] (52 h Máx LOLP)	ELCC Def. Prod Pot [MW]
Norte	Serie (No Reg.)	284	125	81	170	107	100	108
	Embalse - Serie	5.230	3.426	2.212	4.135	2.607	2.446	2.642
	Pasada	543	265	171	248	156	147	158
	Térmico	12.892	10.014	6.467	10.014	6.313	5.925	6.399
	Autoproduccion	262	147	95	147	93	87	94
	Solar FV	2.696	724	467	331	209	196	212
	Eólica	1.515	380	246	415	262	246	265
	Geotermia	48	31	20	31	20	19	20
	<b>Subtotal Norte</b>	<b>23.470</b>	<b>15.111</b>	<b>9.759</b>	<b>15.491</b>	<b>9.766</b>	<b>9.166</b>	<b>9.898</b>
Sur	Embalse - Serie	330	320	194	282	178	167	180
	Pasada	108	49	30	52	33	31	33
	Térmico	312	258	156	258	163	153	165
	Autoproduccion	61	30	18	30	19	18	19
	Eólica	101	26	16	23	14	13	14
	<b>Subtotal Sur</b>	<b>912</b>	<b>683</b>	<b>413</b>	<b>644</b>	<b>406</b>	<b>381</b>	<b>412</b>
<b>Total Sistema</b>	<b>24.382</b>	<b>15.794</b>	<b>10.172</b>	<b>16.135</b>	<b>10.172</b>	<b>9.547</b>	<b>10.310</b>	

**Tabla 8. Reconocimiento de potencia de cada tecnología en razón a su capacidad máxima. Resultados para el Caso Base año 2019.**

Subsistema	Tecnología	Potencia Suf. Preliminar Vigente	Potencia Suf. Definitiva Vigente	ELCC Preliminar	ELCC Def (52 h Dda Máx)	ELCC Def (52 h Máx LOLP)	ELCC Def. Prod Pot
Norte	Serie (No Reg.)	44%	28%	60%	38%	35%	38%
	Embalse - Serie	65%	42%	79%	50%	47%	51%
	Pasada	49%	32%	46%	29%	27%	29%
	Térmico	78%	50%	78%	49%	46%	50%
	Autoproduccion	56%	36%	56%	35%	33%	36%
	Solar FV	27%	17%	12%	8%	7%	8%
	Eólica	25%	16%	27%	17%	16%	17%
	Geotermia	65%	42%	65%	41%	38%	41%

Subsistema	Tecnología	Potencia Suf. Preliminar Vigente	Potencia Suf. Definitiva Vigente	ELCC Preliminar	ELCC Def (52 h Dda Máx)	ELCC Def (52 h Máx LOLP)	ELCC Def. Prod Pot
Sur	Embalse - Serie	97%	59%	85%	54%	50%	55%
	Pasada	46%	28%	48%	31%	29%	31%
	Térmico	83%	50%	83%	52%	49%	53%
	Autoproducción	49%	29%	49%	31%	29%	31%
	Eólica	26%	15%	22%	14%	13%	14%

Para entender la variación del reconocimiento de potencia por unidad entre la metodología actual y metodología ELCC, se ilustra la comparativa de ambas metodologías en la Figura 3. Para cada una de las tecnologías analizadas, se grafica en el eje de las abscisas el reconocimiento de Potencia de Suficiencia Preliminar obtenido mediante la metodología actual, mientras que en las ordenadas los resultados obtenidos en función de la aplicación de la nueva propuesta metodológica.

En términos de la Potencia de Suficiencia Preliminar, se puede apreciar que el reconocimiento de las centrales térmicas no varía entre metodología, por lo tanto, el cambio metodológico no generaría efecto alguno para esta tecnología.

Por su parte, en el caso de las centrales hidroeléctricas, la situación es distinta. En términos generales, su reconocimiento de potencia aumenta mediante la aplicación de la nueva metodología. Notar que, por ejemplo, la variación en el reconocimiento de las unidades serie sin capacidad de regulación en el subsistema Norte aumenta de 44% a 60%. De la misma forma las unidades de embalse-serie lo hacen desde 65% hasta 79%. No obstante, y tal como se aprecia en la Figura 3, tal situación no es extensible para cada una de las unidades del sistema.

Otro punto relevante a considerar al realizar dicha comparación, es que la actual metodología reduce la selección hidrológica los dos años más secos de la estadística (actualmente los años hidrológicos 1968-1969 y 1998-1999). Por su parte, el cálculo realizado a partir de la metodología ELCC se considera el total de la estadística disponible, sin realizar reducciones al respecto.

Por su parte, para el caso de las centrales solares fotovoltaicas, el reconocimiento de la totalidad del parque solar fotovoltaico con la nueva metodología se reduce con respecto a la actual desde un 27% a un 12% respecto de la potencia instalada. Al respecto, es importante señalar que la metodología ELCC evalúa de forma exhaustiva el aporte de cada central con los momentos de mayor escasez del sistema. Dicha situación se condice con aquellos instantes donde se maximiza la probabilidad de pérdida de carga. Así, la coincidencia de los perfiles de generación de centrales fotovoltaicas y las horas de mayor probabilidad de pérdida de carga es relativamente baja, tal como se analizará más adelante. Por su parte, en el caso de la metodología actual (Artículo 9-3, Norma Técnica de Transferencia de Potencia entre Empresas Generadoras), los reconocimientos de potencia quedan determinados a partir del factor de planta de estas centrales de los últimos cinco años (dado que para el año en estudio la demanda máxima ocurrió en horas solares).

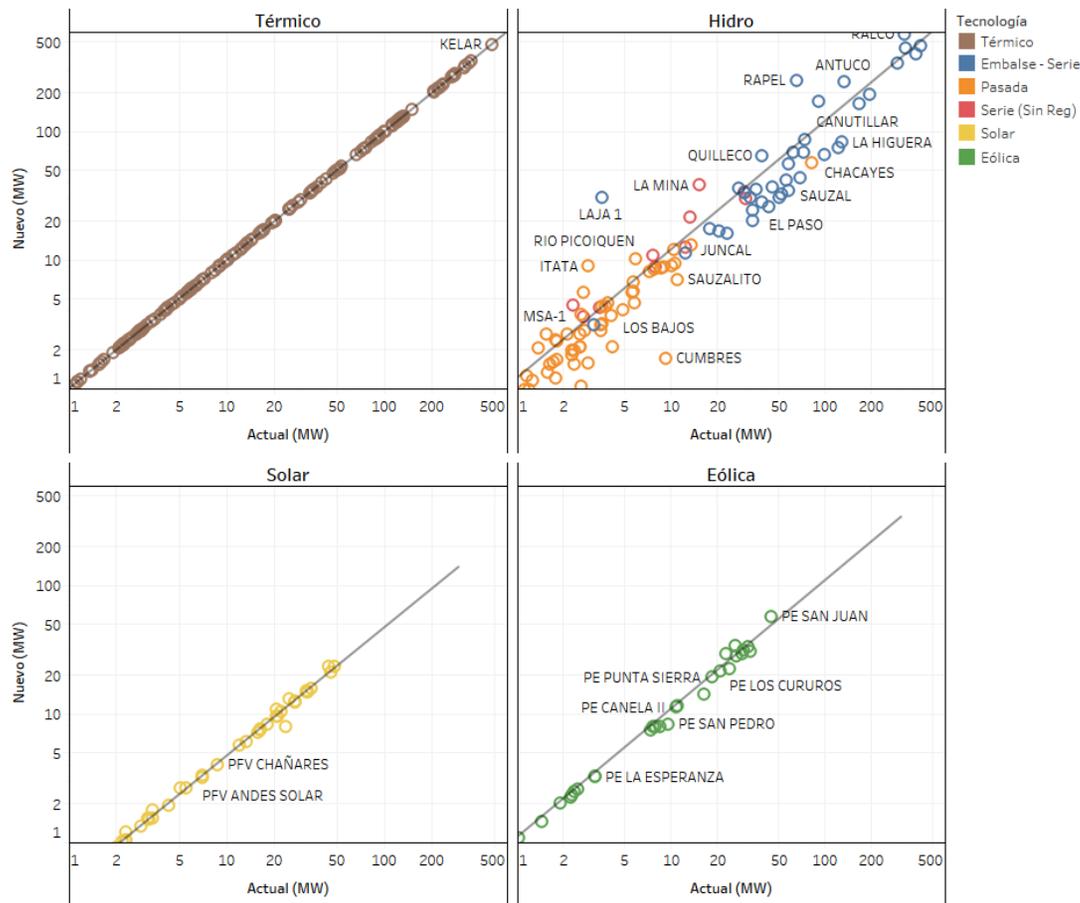


Figura 3. Variaciones de reconocimiento preliminares de potencia de suficiencia entre la metodología actual y nueva. Resultados reportados por tecnología y central para el año 2019. Ejes en escala logarítmica.

Para el caso de las centrales eólicas, su reconocimiento a la potencia de suficiencia es relativamente similar entre ambas metodologías, exceptuando para un conjunto particular de centrales. Un mayor o menor aporte de las centrales eólicas a la potencia de suficiencia se genera en función de una alta o baja coincidencia de su disponibilidad del recurso energético primario con las horas de probabilidad de pérdida de carga. Nótese que pueden existir casos donde el parque eólico tenga una baja disponibilidad de generación (en términos de su factor de planta), pero mayor coincidencia con las horas de probabilidad de pérdida de carga. Dicho caso generaría que su aporte a la suficiencia sea efectivamente mayor a su factor de planta.

Con el fin de visualizar las horas y meses donde se presentan mayores problemas de suficiencia, en la Figura 4 se ilustra la probabilidad esperada de pérdida de carga por hora y mes para cada subsistema. En esta figura, las probabilidades esperadas de pérdida de carga hora/mes son resultantes de ajustar la demanda de búsqueda de un LOLE objetivo de 7,6 horas/año.

Se observa que para el subsistema norte (parte superior de la figura) la mayor probabilidad de pérdida de carga ocurre en las horas de noche, principalmente, durante los meses de invierno, con mayor incidencia en el mes de julio. Por su parte, para el subsistema sur, las horas de máxima probabilidad de pérdida de carga están concentradas en los meses de verano, con mayor incidencia durante la tarde de marzo.

Cabe destacar que la separación entre ambos subsistemas provoca que no exista presencia de centrales solares fotovoltaicas en el subsistema sur. Esta situación provoca una mayor probabilidad de pérdida de carga en horas de generación solar. Para el subsistema norte, también existen horas solares con probabilidad de pérdida de carga, pero, a diferencia del subsistema sur, estas coinciden con meses de invierno en las que existe una menor generación solar.

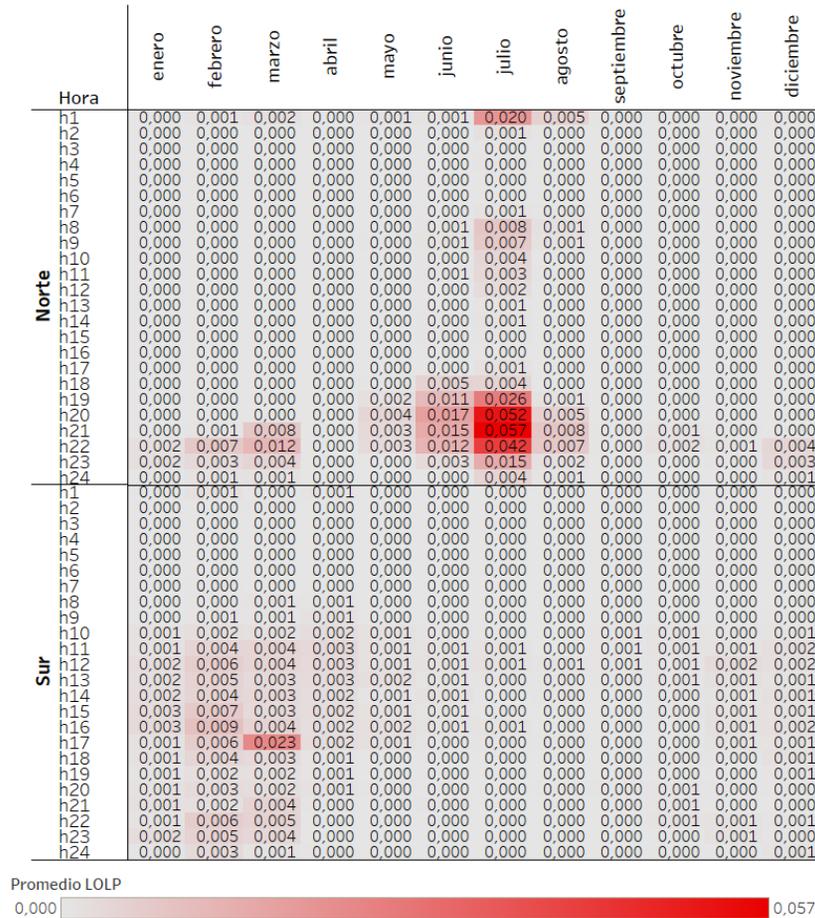


Figura 4. LOLP esperado por hora/mes para cada subsistema de potencia del Caso Base año 2019.

A partir de las definiciones de la Tabla 6 (que indica los distintos criterios para determinación del producto potencia), se determinan las asignaciones de la Potencia Definitiva dependiendo de las distintas metodologías propuestas. Así, el promedio de las 52 horas de demanda máxima correspondió a 10.172 MW, la demanda promedio en las 52 horas de máximo LOLP se empinó a 9.539 MW, mientras que el producto potencia obtenido a partir de la propuesta metodológica del Consultor resultó equivalente a 10.310 MW.

Con esto, la Figura 5 ilustra la suma de potencia preliminar por tecnología y el reconocimiento de potencia definitiva para la metodología actual y mediante metodología ELCC considerando las 52 horas de demanda máxima.

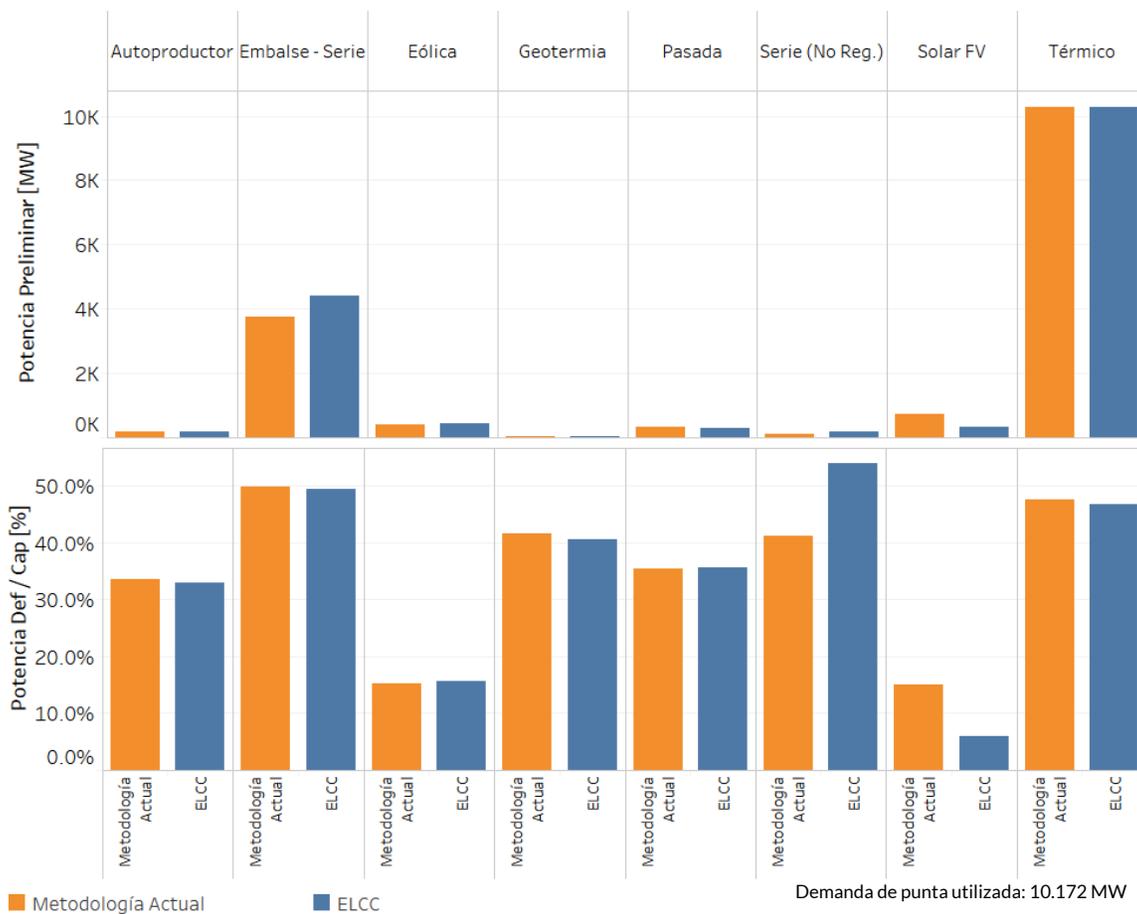


Figura 5. Reconocimiento de potencia preliminar y razón entre potencia definitiva y potencia máxima por tecnología. Resultados para el Caso Base año 2019 bajo metodología actual y metodología ELCC.

#### 4.1.2 Sensibilidad: Uso de Cotas 2019

A partir de las simulaciones ejecutadas para el Caso Base del año 2019, se determinaron las horas en las que existe una mayor probabilidad de pérdida de carga (ver Figura 4 donde se ilustran los valores obtenidos por subsistema de potencia). Al respecto, cabe destacar que estas horas, en un sistema como el chileno, pueden estar supeditadas a la disponibilidad de agua a lo largo del año. Es decir, que el manejo de los volúmenes embalsados puede tener incidencia en la ubicación temporal de las horas de máxima probabilidad de pérdida de carga.

Lo anterior resulta relevante dado que, ante cambios en las horas de probabilidad de pérdida de carga, el reconocimiento ELCC de las distintas centrales podría variar según la coincidencia entre su disponibilidad de generación y estas horas.

Para estudiar esta condición, el Consultor propuso utilizar un uso del agua embalsada en condiciones distintas a la originalmente propuesta. Así, se acordó con el Cliente utilizar las trayectorias de cota de embalses obtenidas en la programación de la operación definidas por el Coordinador el 01/01/2019. La Figura 6 presenta la trayectoria de cotas de embalses para la central Colbún y Ralco. En ella, se puede observar, para el caso de Colbún, cómo el embalse alcanza niveles de agotamiento hacia finales del mes de mayo. Para el caso de Ralco, se alcanzan condiciones de agotamiento en múltiples hidrologías dentro del mes de mayo.

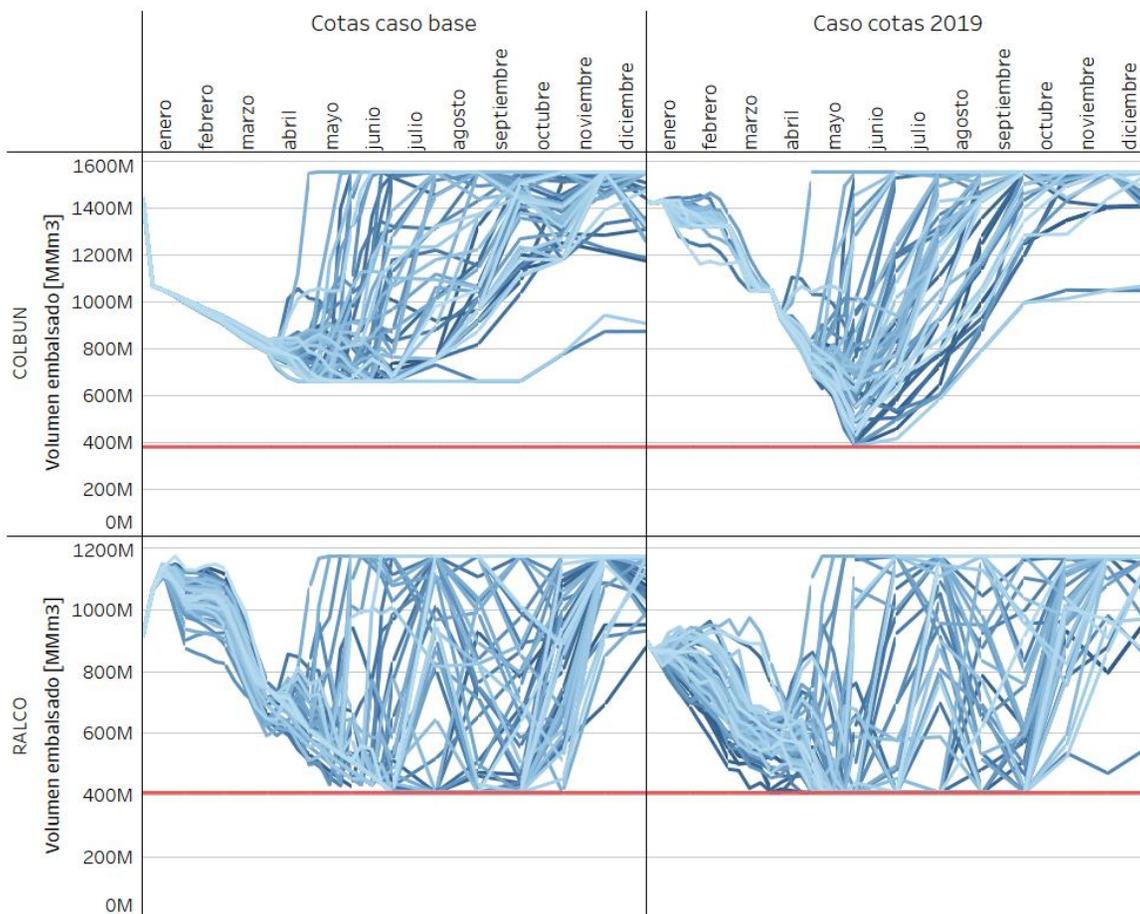


Figura 6. Trayectoria de cotas de embalses Colbún y Ralco usadas en caso base y para sensibilidad cotas año 2019. Línea en rojo presenta el volumen mínimo modelado cuyo valor corresponde a las restricciones físicas de cada embalse<sup>10</sup>.

Incorporando estas trayectorias de embalses dentro del mismo caso 2019 se obtienen las horas de probabilidad de pérdida de carga a lo largo del año para ambos subsistemas presentados en la Figura 7. Si se compara con los resultados mostrados para el Caso Base (ver Figura 4), se puede observar que para el subsistema norte las horas con mayor probabilidad de pérdida de carga se trasladaron desde el mes de junio al mes de mayo en el mismo periodo del día (horas 20, 21 y 22). Al contrario, para el subsistema sur las horas de máxima probabilidad de pérdida de carga no cambiaron en comparación al base, mayormente justificado por una menor presencia de centrales de embalse en este subsistema.

<sup>10</sup> La modelación considera cotas mínimas iguales a las restricciones físicas de cada embalse al igual que las cotas producto de convenios con los regantes en la zona. La evolución de las cotas de los embalses están de acuerdo a las restricciones de operación particular de cada uno (cotas turísticas, llenado de embalses) modeladas en el ejercicio PLP.

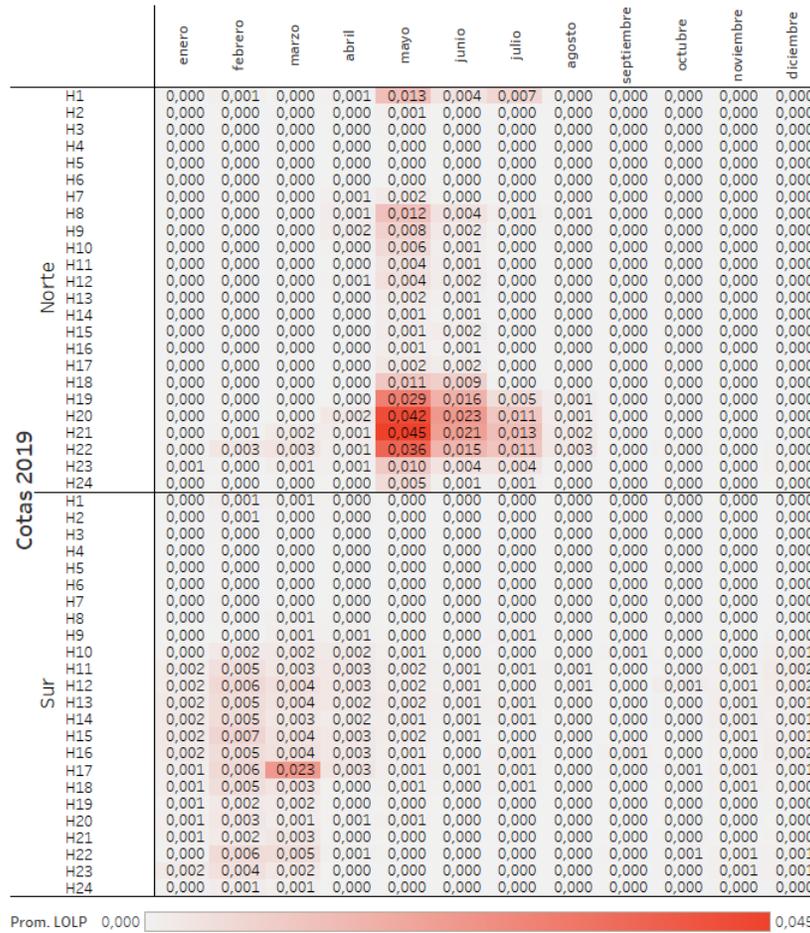


Figura 7. LOLP esperado por hora/mes para cada subsistema de potencia de la sensibilidad Cotas 2019 del caso año 2019.

Este traslado de las horas de mayor probabilidad de pérdida de carga repercute en el reconocimiento de potencia de las distintas tecnologías. En la Tabla 9, se presentan los resultados de ELCC preliminar y definitivo para las distintas tecnologías en cada subsistema, mientras que en la Tabla 10 se muestra la razón entre el reconocimiento de potencia preliminar y definitivo con respecto a la capacidad máxima de la tecnología dentro de un subsistema. La Figura 8 presenta la suma de potencia preliminar por tecnología y el reconocimiento de potencia definitiva considerando las 52 horas de demanda máxima.

Se puede observar que los embalses enfrentan una considerable disminución en su reconocimiento de potencia preliminar desde un 79% a un 60% en el subsistema norte. Esto justificado a que las horas de máxima probabilidad de pérdida de carga están situadas en meses que se acercan al inicio del año hidrológico, por ende, el aporte de esta tecnología tiende a ser menor. Por otro lado, los parques solares se ven beneficiados por este cambio al existir una mayor disponibilidad en meses de mayo para esta tecnología. La tecnología solar fotovoltaica aumenta desde un 12% a un 18%.

Para el caso de las centrales eólicas se observa una disminución en el reconocimiento de potencia preliminar de 27% a 24% en el subsistema norte y de 22% a 14% en el subsistema sur. Este efecto se puede observar al estudiar el perfil de generación particular de cada central. Por ejemplo, la central PE San Juan (184,8 MW capacidad instalada) experimenta una

disminución en su reconocimiento de potencia de 58,9 MW en el Caso Base a 45,8 MW en la sensibilidad Cotas 2019, correspondiendo a un 7,0%. Esta disminución se puede justificar observando la Figura 9, en la cual se presenta el perfil de generación diario promedio de PE San Juan para los meses de mayo y julio. De aquí se desprende que PE San Juan para durante el mes de julio alcanza un perfil promedio mayor a 0,5 [p.u.] entre las horas 20 y 22; por el contrario, durante el mes de mayo este perfil no alcanza el 0,4 [p.u.] explicando la reducción en su reconocimiento preliminar.

Por último, de forma de obtener la potencia definitiva para cada tecnología en un subsistema se utilizó el mismo promedio de las 52 horas de demanda máxima correspondientes a 10.172 MW. En esta ocasión la demanda promedio en las 52 horas de máximo LOLP corresponden a 9.339 MW y el mismo producto potencia utilizado en el Caso Base de 10.310 MW.

**Tabla 9. Resultados potencia preliminar y definitiva para la sensibilidad Cotas 2019 del caso año 2019**

Subsistema	Tecnología	Capacidad Instalada [MW]	ELCC Preliminar Caso Base [MW]	ELCC Preliminar [MW]	ELCC Definitivo [MW] (52 h Dda Máx)	ELCC Definitivo [MW] (52 h Máx LOLP)	ELCC Definitivo Producto Potencia [MW]
<b>Norte</b>	Serie (No reg.)	284	170	150	101	93	102
	Embalse - Serie	5.230	4.135	3.152	2.113	1.941	2.141
	Pasada	543	248	217	145	133	147
	Térmico	12.892	10.014	10.014	6.711	6.166	6.802
	Autoproduccion	262	147	147	98	90	100
	Solar FV	2.696	331	485	325	299	329
	Eólica	1.515	415	358	240	221	243
	Geotermia	48	31	31	21	19	21
	<b>Subtotal Norte</b>	<b>23.470</b>	<b>15.491</b>	<b>14.555</b>	<b>9.754</b>	<b>8.962</b>	<b>9.887</b>
<b>Sur</b>	Embalse - Serie	330	282	276	185	170	188
	Pasada	108	52	45	30	28	31
	Térmico	312	258	258	173	159	175
	Autoproduccion	61	30	30	20	18	20
	Eólica	101	23	14	9	9	10
	<b>Subtotal Sur</b>	<b>912</b>	<b>644</b>	<b>623</b>	<b>418</b>	<b>384</b>	<b>423</b>
<b>Total Sistema</b>	<b>24.382</b>	<b>16.135</b>	<b>15.178</b>	<b>10.172</b>	<b>9.346</b>	<b>10.310</b>	

**Tabla 10. Reconocimiento de potencia de cada tecnología en razón a su capacidad máxima. Resultados para la sensibilidad Cotas 2019 del caso año 2019.**

Subsistema	Tecnología	ELCC Preliminar Caso Base [%]	ELCC Preliminar [%]	ELCC Definitivo [%] (52 h Dda Máx)	ELCC Definitivo [%] (52 h Máx LOLP)	ELCC Definitivo Producto Potencia [%]
<b>Norte</b>	Serie (No Reg.)	60%	53%	35%	33%	36%
	Embalse - Serie	79%	60%	40%	37%	41%
	Pasada	46%	40%	27%	25%	27%
	Térmico	78%	78%	52%	48%	53%
	Autoproduccion	56%	56%	38%	35%	38%
	Solar FV	12%	18%	12%	11%	12%
	Eólica	27%	24%	16%	15%	16%
	Geotermia	65%	65%	43%	40%	44%
<b>Sur</b>	Embalse - Serie	85%	84%	56%	51%	57%
	Pasada	48%	42%	28%	26%	28%
	Térmico	83%	83%	55%	51%	56%
	Autoproduccion	49%	49%	33%	30%	33%
	Eólica	22%	14%	9%	9%	9%

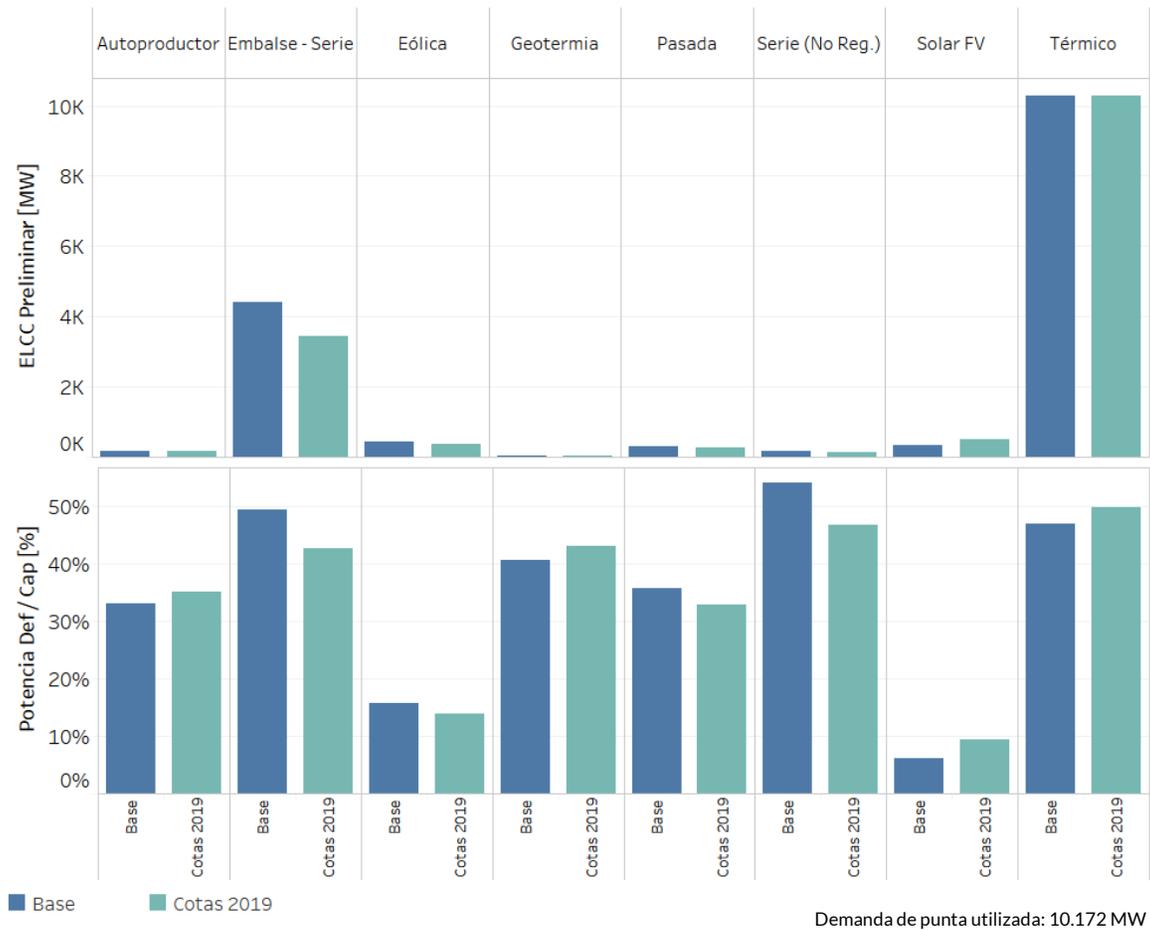


Figura 8. Reconocimiento de potencia preliminar y razón entre potencia definitiva y potencia máxima por tecnología. Resultados para la sensibilidad Cotas 2019 del caso año 2019.

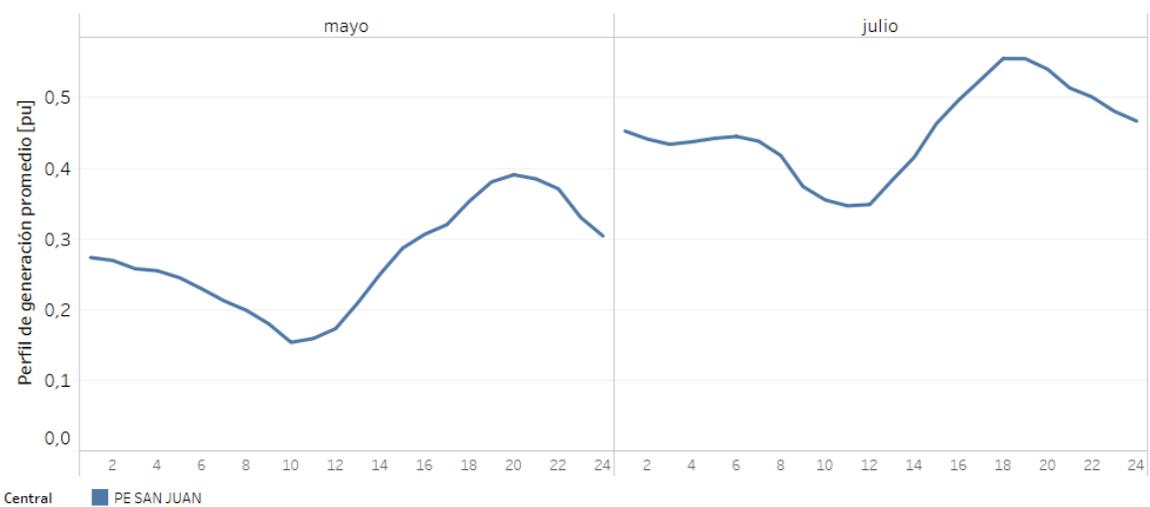


Figura 9. Perfil de generación promedio para central PE San Juan en meses de mayo y julio.

### 4.1.3 Sensibilidad: Hidrologías 1995-2019

El último “Informe Técnico Definitivo de Fijación de Precios Nudo de Corto Plazo” disponible al momento de realización del estudio, correspondiente al de enero 2021, consideró una selección acotada de escenarios hidrológicos. Esto dado que un estudio mandatado por la Comisión Nacional de Energía, concluyó que la estadística histórica no es representativa para los análisis futuros dado los efectos del cambio climático en la operación del Sistema Eléctrico Nacional.

El cambio de la estadística hidrológica podría tener impactos en la determinación de ELCC para las distintas tecnologías, por lo que se propuso realizar el cálculo para todas las centrales del sistema en el año 2019 considerando solo la estadística hidrológica de los años comprendidos entre 1995 y 2019.

La Figura 10 presenta la probabilidad de pérdida de carga por hora y mes para cada subsistema. Al comparar esta figura con la obtenida para el Caso Base (ver Figura 4), se puede observar que no hay grandes diferencias en ambos subsistemas. Las horas de mayor probabilidad de pérdida de carga para el subsistema norte están concentradas en el mes de julio entre las horas 20 y 22, y para el subsistema sur en el mes de marzo en la hora 17.

Por su parte, la Tabla 11 presenta los resultados de ELCC preliminar y definitivo para las distintas tecnologías en cada subsistema, y en la Tabla 12 se muestra la razón entre el reconocimiento de potencia preliminar y definitivo con respecto a la capacidad máxima de la tecnología dentro de un subsistema. La Figura 11 presenta la suma de potencia preliminar por tecnología y el reconocimiento de potencia definitiva considerando las 52 horas de demanda máxima.

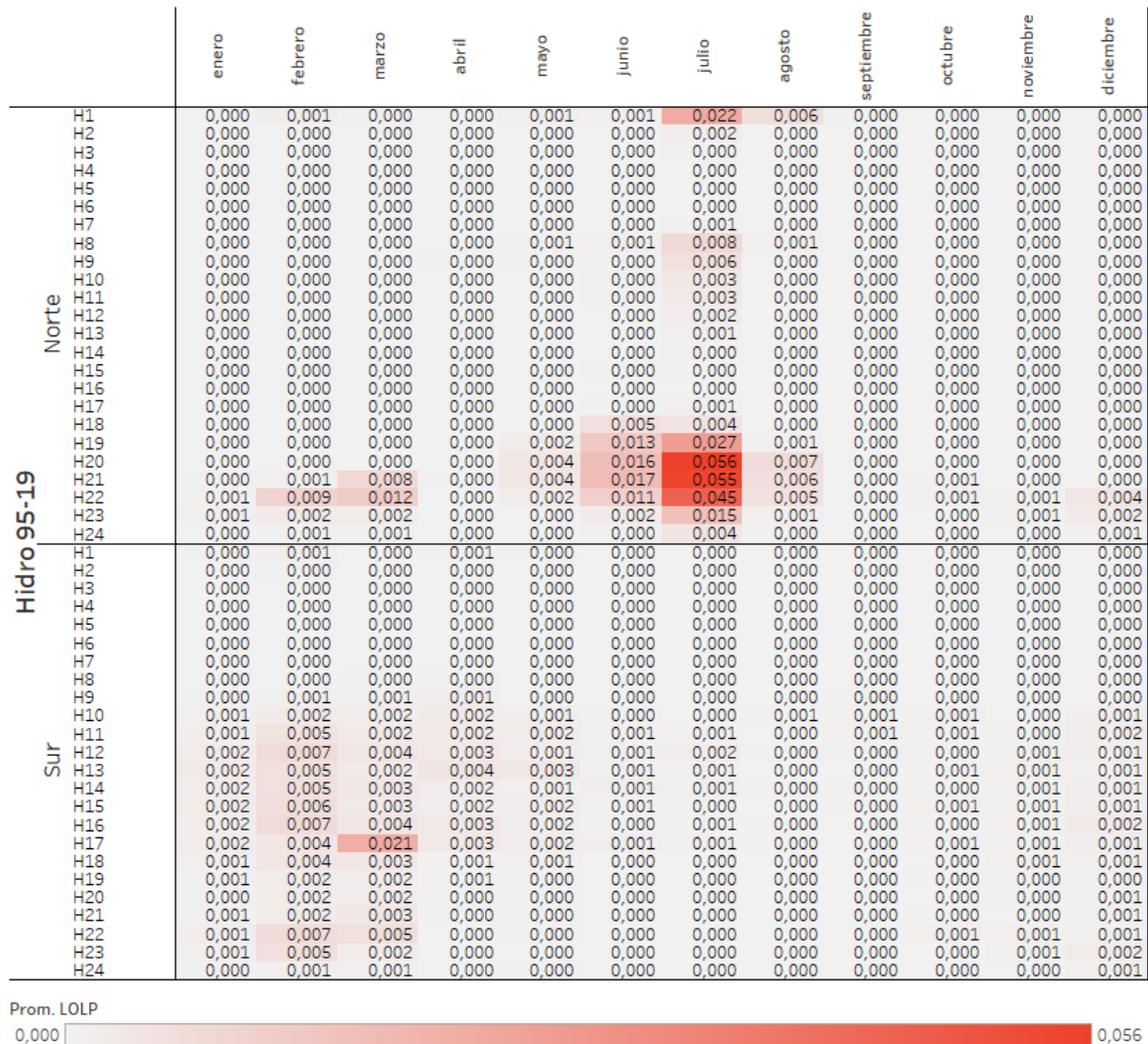


Figura 10. LOLP esperado por hora/mes para cada subsistema de potencia de la sensibilidad Hidrologías 1995-2019 del caso año 2019.

Es relevante señalar que una selección hidrológica acotada tendrá impacto en el reconocimiento de potencia unitario para las centrales. Sin embargo, estas diferencias no son lo suficientemente importantes para concluir un efecto absoluto de la selección hidrológica realizada sobre el reconocimiento de las centrales. Además, las tendencias de reconocimiento de potencia preliminar por tecnología y subsistema se mantienen en los mismos ordenes de magnitud que los obtenidos en el Caso Base; tampoco existen variaciones evidentes entre las horas de mayor probabilidad de pérdida de carga.

Por último, de forma de obtener la potencia definitiva para cada tecnología en un subsistema se utilizó el mismo promedio de las 52 horas de demanda máxima correspondientes a 10.172 MW, el promedio de demanda en las 52 horas de máximo LOLP de 9.550 MW y el mismo producto potencia utilizado en el Caso Base de 10.310 MW.

**Tabla 11. Resultados potencia preliminar y definitiva la sensibilidad Hidrologías 1995-2019 del caso año 2019**

Subsistema	Tecnología	Capacidad Instalada [MW]	ELCC Preliminar Caso Base [MW]	ELCC Preliminar [MW]	ELCC Definitivo [MW] (52 h Dda Máx)	ELCC Definitivo [MW] (52 h Máx LOLP)	ELCC Definitivo Producto Potencia [MW]
<b>Norte</b>	Serie (No Reg.)	284	170	156	99	93	101
	Embalse - Serie	5.230	4.135	4.035	2.561	2.402	2.596
	Pasada	543	248	249	158	148	160
	Térmico	12.892	10.014	10.014	6.356	5.960	6.442
	Autoproduccion	262	147	147	93	87	95
	Solar FV	2.696	331	354	225	211	228
	Eólica	1.515	415	401	255	239	258
	Geotermia	48	31	31	20	19	20
	<b>Subtotal Norte</b>	<b>23.470</b>	<b>15.491</b>	<b>15.388</b>	<b>9.766</b>	<b>9.159</b>	<b>9.899</b>
<b>Sur</b>	Embalse - Serie	330	282	286	181	170	184
	Pasada	108	52	49	31	29	32
	Térmico	312	258	258	164	154	166
	Autoproduccion	61	30	30	19	18	19
	Eólica	101	23	16	10	10	11
	<b>Subtotal Sur</b>	<b>912</b>	<b>644</b>	<b>639</b>	<b>406</b>	<b>380</b>	<b>411</b>
<b>Total Sistema</b>	<b>24.382</b>	<b>16.135</b>	<b>16.027</b>	<b>10.172</b>	<b>9.539</b>	<b>10.310</b>	

**Tabla 12. Reconocimiento de potencia de cada tecnología en razón a su capacidad máxima. Resultados para la sensibilidad Hidrologías 1995-2019 del caso año 2019.**

Subsistema	Tecnología	ELCC Preliminar Caso Base [%]	ELCC Preliminar [%]	ELCC Definitivo [%] (52 h Dda Máx)	ELCC Definitivo [%] (52 h Máx LOLP)	ELCC Definitivo Producto Potencia [%]
<b>Norte</b>	Serie (No reg.)	60%	55%	35%	33%	35%
	Embalse - Serie	79%	77%	49%	46%	50%
	Pasada	46%	46%	29%	27%	30%
	Térmico	78%	78%	49%	46%	50%
	Autoproduccion	56%	56%	36%	33%	36%
	Solar FV	12%	13%	8%	8%	8%
	Eólica	27%	26%	17%	16%	17%
	Geotermia	65%	65%	41%	39%	42%
<b>Sur</b>	Embalse - Serie	85%	87%	55%	52%	56%
	Pasada	48%	46%	29%	27%	29%
	Térmico	83%	83%	52%	49%	53%
	Autoproduccion	49%	49%	31%	29%	31%
	Eólica	22%	16%	10%	10%	10%

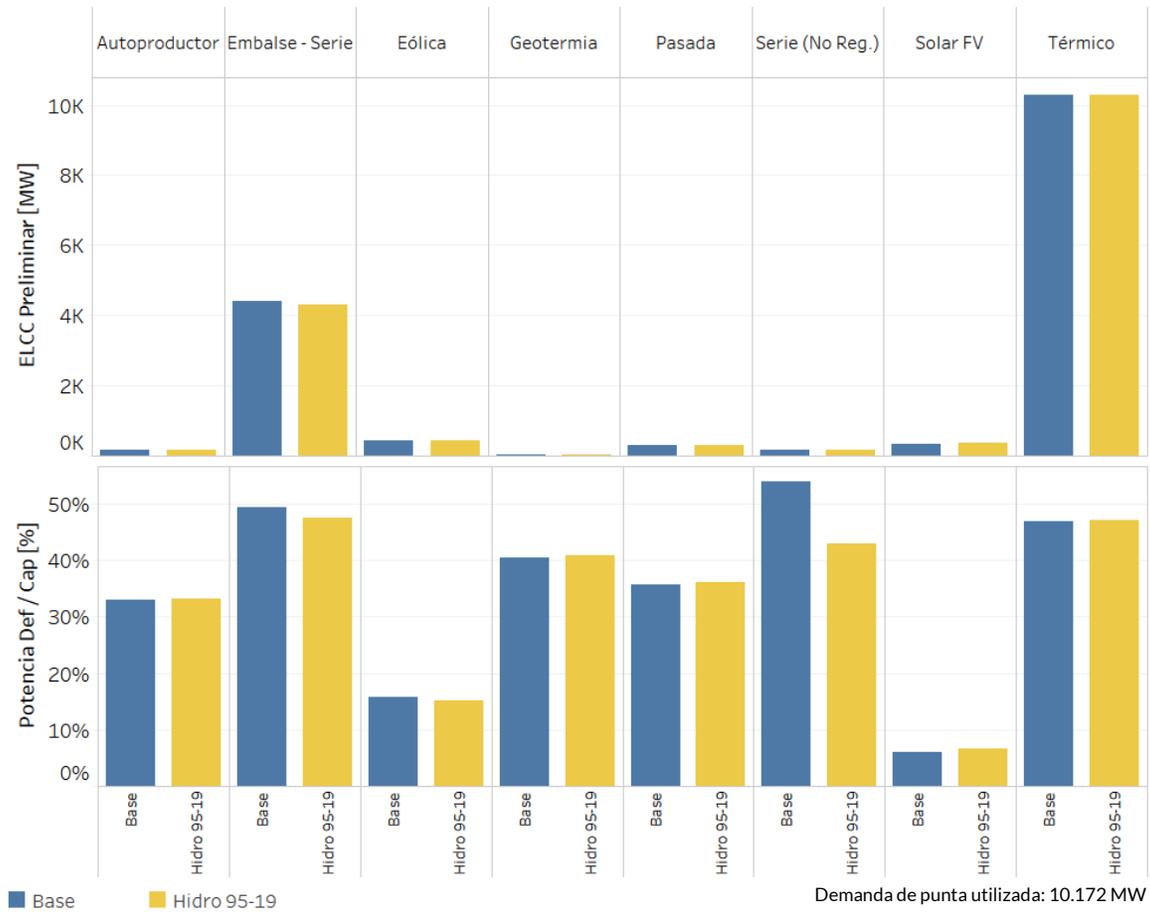


Figura 11. Reconocimiento de potencia preliminar y razón entre potencia definitiva y potencia máxima por tecnología. Resultados para la sensibilidad Hidrologías 1995-2019 del caso año 2019.

#### 4.1.4 Sensibilidad: Modificación LOLE Objetivo

Parte fundamental de la metodología de obtención de potencia de suficiencia a partir del método ELCC es la fijación del LOLE objetivo. Tanto el Caso Base y las otras sensibilidades han sido obtenidas a partir del parámetro determinado en secciones anteriores, el cual equivale a un LOLE de 7,6 horas/año.

Cabe destacar que experiencias internacionales utilizan distintos niveles de LOLE como estándar de suficiencia, por ejemplo, Francia con LOLE de 3 horas/año, Portugal con LOLE menor a 8 horas/año, Bélgica con LOLE de 3 horas/año con interconexión y 16 horas/año sin interconexión).

Teniendo distintos niveles de métricas de confiabilidad posibles se vuelve relevante indagar en la estabilidad de los resultados obtenidos mediante la metodología ELCC, si es que distintos niveles de suficiencia son considerados, por lo que la presente sensibilidad obtiene el reconocimiento de todas las centrales del sistema mediante el uso de un LOLE objetivo igual a 3 horas/año.

		enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre	
3 horas/año	Norte	H1	0,000	0,000	0,001	0,000	0,000	0,000	0,009	0,002	0,000	0,000	0,000	0,000
		H2	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
		H3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
		H4	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
		H5	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
		H6	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
		H7	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
		H8	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,002	0,000	0,000	0,000	0,000
		H9	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,002	0,000	0,000	0,000	0,000
		H10	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
		H11	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
		H12	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	H13	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
	H14	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
	H15	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
	H16	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
	H17	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	
	H18	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,002	0,000	0,000	0,000	0,000	
	H19	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,004	0,008	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	
	H20	0,000	0,000	0,000	0,000	0,002	0,008	0,022	0,002	0,000	0,000	0,000	0,000	
	H21	0,000	0,000	0,003	0,000	0,001	0,006	0,024	0,003	0,000	0,000	0,000	0,000	
	H22	0,001	0,003	0,005	0,000	0,001	0,005	0,018	0,002	0,000	0,001	0,000	0,001	
	H23	0,000	0,001	0,002	0,000	0,000	0,001	0,006	0,000	0,000	0,000	0,000	0,002	
	H24	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
3 horas/año	Sur	H1	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
		H2	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
		H3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
		H4	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
		H5	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
		H6	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
		H7	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
		H8	0,000	0,000	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
		H9	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
		H10	0,000	0,001	0,001	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
		H11	0,000	0,002	0,001	0,002	0,000	0,001	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	
		H12	0,001	0,002	0,001	0,001	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	
	H13	0,000	0,003	0,000	0,001	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001		
	H14	0,001	0,002	0,002	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		
	H15	0,001	0,003	0,001	0,001	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		
	H16	0,000	0,005	0,002	0,001	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		
	H17	0,001	0,003	0,009	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		
	H18	0,000	0,002	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		
	H19	0,000	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		
	H20	0,001	0,001	0,000	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		
	H21	0,001	0,001	0,002	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		
	H22	0,000	0,003	0,002	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		
	H23	0,001	0,002	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		
	H24	0,000	0,001	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		



Figura 12. LOLP esperado por hora/mes para cada subsistema de potencia de la sensibilidad Modificación LOLE objetivo del caso año 2019.

La Figura 12 presenta la probabilidad de pérdida de carga por hora y mes para cada subsistema. En esta ocasión se pueden observar las mismas tendencias obtenidas en el Caso Base (ver Figura 4), donde las horas de máxima probabilidad de pérdida de carga en el subsistema norte están concentradas en julio entre las horas 20 y 22, y en el subsistema sur en el mes de marzo en la hora 17. Si bien, existen diferencias en las magnitudes, esto se obtiene dado el menor LOLE objetivo utilizado en la presente sensibilidad; sin embargo, la temporalidad de las horas de mayor probabilidad de pérdida de carga son exactamente las mismas entre casos.

En la Tabla 13 se presentan los resultados de ELCC preliminar y definitivo para las distintas tecnologías en cada subsistema, y en la Tabla 14 se muestra la razón entre el reconocimiento de potencia preliminar y definitivo con respecto a la capacidad máxima de la tecnología dentro de un subsistema. La Figura 13 presenta la suma de potencia preliminar por tecnología y el reconocimiento de potencia definitiva considerando las 52 horas de demanda máxima.

Al visualizar los resultados obtenidos en la presente sensibilidad y compararlos con los del Caso Base, se puede observar que no existen diferencias sustanciales en los reconocimientos de potencia utilizando uno u otro valor de la métrica. El hecho que las horas de mayor probabilidad de pérdida de carga se mantengan estables entre ambos casos señala que el reconocimiento de potencia se mantendrá de un orden similar. Para el subsistema norte las variaciones no son mayores al 2% por tecnología, y en el subsistema sur estas pueden ser un poco mayores, pero hay que considerar que la capacidad instalada de este subsistema es mucho menor. Estas diferencias obtenidas están justificadas por el uso de simulaciones de Monte Carlo, las cuales acarrearán errores mínimos de estimación en los cálculos realizados.

Con esto, se puede concluir que en caso de disminuir el LOLE objetivo los reconocimientos se mantendrán estables, y, dentro de los rangos estudiados, no existe una dependencia notoria de los resultados con este parámetro.

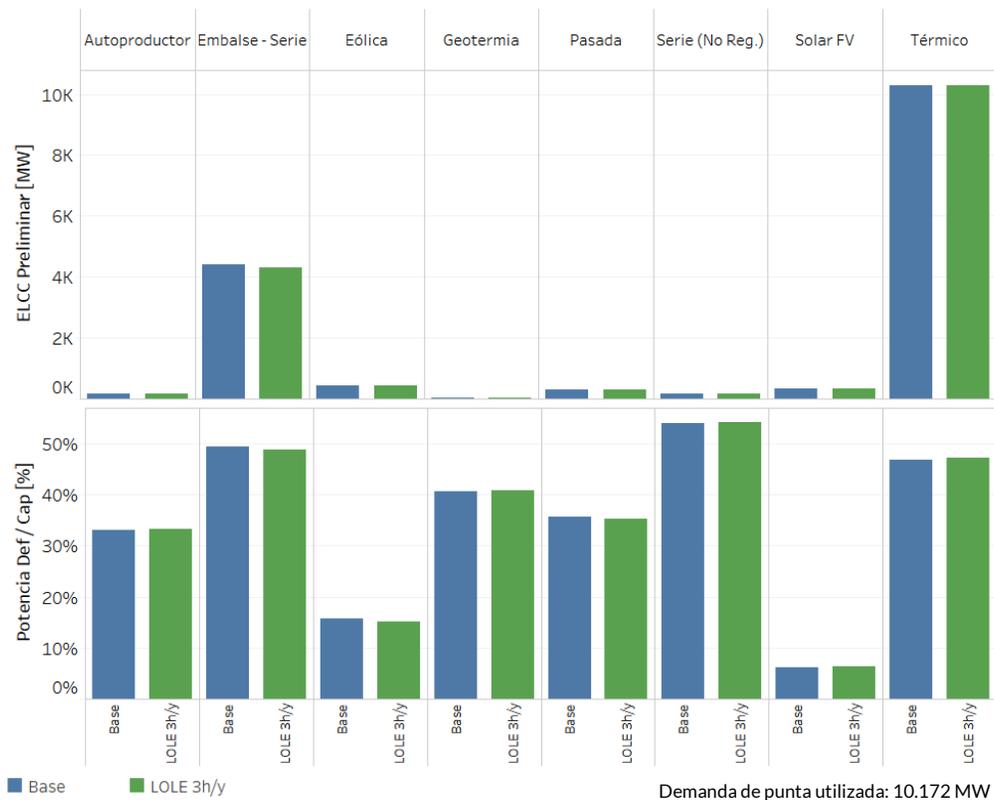
Finalmente, de forma de obtener la potencia definitiva para cada tecnología en un subsistema se utilizó el promedio de las 52 horas de demanda máxima correspondientes a 10.172 MW, el promedio de demanda en las 52 horas de máximo LOLP de 9.509 MW y en esta ocasión el producto potencia varió aumentó según lo presentado en la sección anterior, debido a una métrica de suficiencia más exigente, resultando ser de 10.397 MW.

**Tabla 13. Resultados potencia preliminar y definitiva para la sensibilidad Modificación LOLE objetivo del caso año 2019.**

Subsistema	Tecnología	Capacidad Instalada [MW]	ELCC Preliminar Caso Base [MW]	ELCC Preliminar [MW]	ELCC Definitivo [MW] (52 h Dda Máx)	ELCC Definitivo [MW] (52 h Máx LOLP)	ELCC Definitivo Producto Potencia [MW]
<b>Norte</b>	Serie (No Reg.)	284	170	167	106	99	108
	Embalse - Serie	5.230	4135	4.019	2.551	2.384	2.607
	Pasada	543	248	247	157	147	160
	Térmico	12.892	10.014	10.014	6.356	5.941	6.497
	Autoproduccion	262	147	147	93	87	95
	Solar FV	2.696	331	342	217	203	222
	Eólica	1.515	415	409	260	243	266
	Geotermia	48	31	31	20	19	20
	<b>Subtotal Norte</b>	<b>23.470</b>	<b>15.491</b>	<b>15.377</b>	<b>9.760</b>	<b>9.122</b>	<b>9.976</b>
<b>Sur</b>	Embalse - Serie	330	282	300	190	178	194
	Pasada	108	52	47	30	28	31
	Térmico	312	258	258	164	153	167
	Autoproduccion	61	30	30	19	18	19
	Eólica	101	23	14	9	8	9
	<b>Subtotal Sur</b>	<b>912</b>	<b>644</b>	<b>648</b>	<b>412</b>	<b>385</b>	<b>421</b>
<b>Total Sistema</b>	<b>24.382</b>	<b>16.135</b>	<b>16.025</b>	<b>10.172</b>	<b>9.507</b>	<b>10.397</b>	

**Tabla 14. Reconocimiento de potencia de cada tecnología en razón a su capacidad máxima. Resultados para la sensibilidad Modificación LOLE objetivo del caso año 2019.**

Subsistema	Tecnología	ELCC Preliminar Caso Base [%]	ELCC Preliminar [%]	ELCC Definitivo [%] (52 h Dda Máx)	ELCC Definitivo [%] (52 h Máx LOLP)	ELCC Definitivo Producto Potencia [%]
<b>Norte</b>	Serie (No Reg.)	60%	59%	37%	35%	38%
	Embalse - Serie	79%	77%	49%	46%	50%
	Pasada	46%	45%	29%	27%	30%
	Térmico	78%	78%	49%	46%	50%
	Autoproduccion	56%	56%	36%	33%	36%
	Solar FV	12%	13%	8%	8%	8%
	Eólica	27%	27%	17%	16%	18%
	Geotermia	65%	65%	41%	38%	42%
<b>Sur</b>	Embalse - Serie	85%	91%	58%	54%	59%
	Pasada	48%	44%	28%	26%	28%
	Térmico	83%	83%	52%	49%	54%
	Autoproduccion	49%	49%	31%	29%	32%
	Eólica	22%	14%	9%	8%	9%



**Figura 13. Reconocimiento de potencia preliminar y razón entre potencia definitiva y potencia máxima por tecnología. Resultados para la sensibilidad Modificación LOLE objetivo del caso año 2019.**

#### 4.1.5 Margen de potencia Caso Base 2019 y Sensibilidades

Finalmente, considerando los distintos criterios de obtención de la potencia definitiva, se obtiene la métrica de Margen de Potencia para cada uno de los casos anteriormente reportados, presentados en la Tabla 15. Para este cálculo, se utiliza el reconocimiento de potencia preliminar, el cual se obtiene posterior a los descuentos realizados por mantenimiento y consumos propios.

Se observa que, para todos los casos estudiados, el sistema enfrenta, ante los distintos criterios de cálculo de potencia definitiva, altos niveles de capacidad instalada, representados por un margen de potencia por sobre el 49%.

Tabla 15. Margen de potencia para los distintos criterios de obtención de potencia definitiva para el Caso Base 2019 y sus sensibilidades.

Caso	Criterio	Demanda Punta del Sistema [MW]	Suma ELCC Preliminar [MW]	Margen de Potencia
Caso Base 2019	Caso 52h Dda Máx	10.172	16.135	1,59
	Caso 52h Máx LOLP	9.539	16.135	1,69
	Caso Prod. Potencia	10.310	16.135	1,57
Cotas 2019	Caso 52h Dda Máx	10.172	15.178	1,49
	Caso 52h Máx LOLP	9.346	15.178	1,62
	Caso Prod. Potencia	10.310	15.178	1,47
Hidrologías 1995-2019	Caso 52h Dda Máx	10.172	16.027	1,58
	Caso 52h Máx LOLP	9.539	16.027	1,68
	Caso Prod. Potencia	10.310	16.027	1,55
Modificación LOLE objetivo	Caso 52h Dda Máx	10.172	16.025	1,58
	Caso 52h Máx LOLP	9.507	16.025	1,69
	Caso Prod. Potencia	10.397	16.025	1,54

## 4.2 SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL AÑO 2025

### 4.2.1 Caso Base año 2025

En la Tabla 16, se presentan los resultados de ELCC preliminar y definitivo para las distintas tecnologías en cada subsistema simulados para el Caso 2025. La Tabla 17 muestra la razón entre el reconocimiento de potencia preliminar y definitivo con respecto a la capacidad máxima de la tecnología dentro de cada subsistema. La Figura 14 presenta la suma de potencia preliminar por tecnología y el reconocimiento de potencia definitiva considerando las 52 horas de demanda máxima.

Se puede observar que el reconocimiento del aporte de la tecnología solar fotovoltaica a la suficiencia del sistema tiende a ser casi nulo. Este resultado se evidencia debido a que al año 2025, se observa, en los datos de entrada, una gran instalación del parque solar fotovoltaico, la cual traería consigo una disminución significativa de la probabilidad de pérdida de carga en horas solares (9-19 horas), tal como se aprecia en la Figura 15. Esta relevante reducción de la probabilidad de pérdida de carga en horas solares ocasiona que aquellas centrales con mayor disponibilidad de generación en dichas horas perciban un bajo reconocimiento de potencia de

suficiencia. Este efecto de reconocimiento marginal está en línea con lo observado en análisis hechos en distintos mercados, principalmente en sistemas eléctricos de USA, y en publicaciones científicas en los últimos años [9][10][11].

Al contrario, los resultados muestran que las nuevas tecnologías de generación con capacidad de almacenamiento de energía (como CSP y ERNC+BESS), pueden observar un mayor reconocimiento de potencia de suficiencia producto de la capacidad que estas tienen de acumular energía durante horas de baja probabilidad de pérdida de carga, para, de esta manera, concentrar su generación en horas con alta probabilidad de pérdida de carga.

Cabe destacar que la asignación de potencia de suficiencia preliminar para la tecnología ERNC+BESS es notablemente distinta entre ambos subsistemas. Esto ocurre porque existe una importante diferencia entre la capacidad de los sistemas de almacenamiento en razón con la capacidad de las fuentes renovables. Por ejemplo, en el subsistema sur, la central Alfalfal tiene una capacidad instalada de 177 MW con un sistema de almacenamiento de 10 MW sumando una capacidad máxima inyectable de 187 MW. Sin embargo, en el subsistema norte, la central Andes IIB tiene un sistema de almacenamiento de 112,5 MW con una capacidad máxima inyectable de la misma capacidad. Por ende, es de esperar que los reconocimientos de potencia para estas tecnologías tengan diferencias importantes.

**Tabla 16. Resultados potencia preliminar y definitiva para el Caso Base año 2025.**

Subsistema	Tecnología	Capacidad Instalada [MW]	ELCC Preliminar [MW]	ELCC Definitivo [MW] (52 h Dda Máx)	ELCC Definitivo [MW] (52 h Máx LOLP)	ELCC Definitivo [MW] (Producto potencia)
Norte	Autoproduccion	18	14	9	8	9
	CSP	110	103	62	57	63
	Eólica	2.497	558	335	307	342
	Solar FV	6.687	45	27	25	27
	ERNC+BESS <sup>11</sup>	263	233	140	128	142
	Geotermia	48	31	19	17	19
	Pasada	28	13	8	7	8
	Térmico	6.517	4.987	2.991	2.740	3.052
	<b>Subtotal Norte</b>	<b>16.168</b>	<b>5.984</b>	<b>3.590</b>	<b>3.288</b>	<b>3.662</b>
Sur	Autoproduccion	309	163	98	89	99
	Eólica	3.262	725	435	398	444
	Solar FV	1.592	1	1	1	1
	ERNC+BESS <sup>12</sup>	187	65	39	36	40
	Serie (No Reg.)	284	161	97	89	99
	Embalse - Serie	5.710	5.117	3.070	2.812	3.131

<sup>11</sup> Tecnología ERNC+BESS para el subsistema norte incluye las centrales EOL+BESS y Andes IIB.

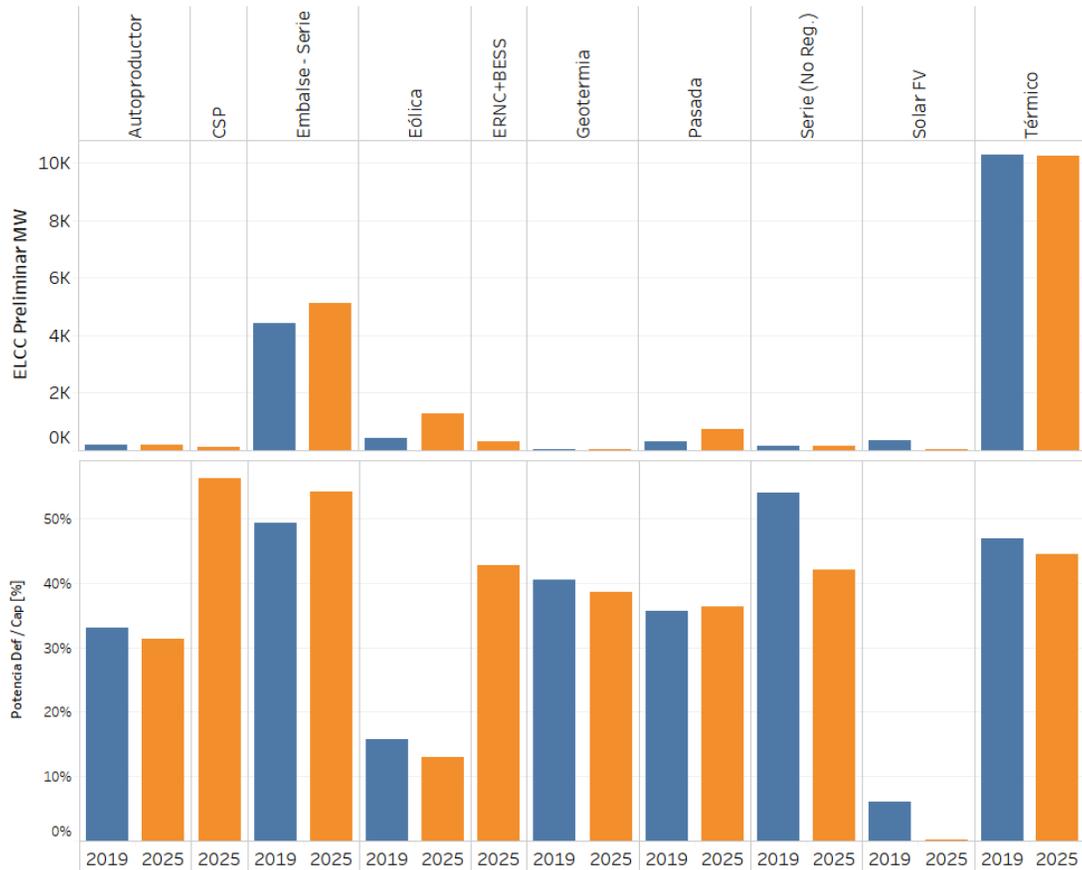
<sup>12</sup> Tecnología ERNC+BESS para el subsistema sur incluye la central Alfalfal + BESS.

Subsistema	Tecnología	Capacidad Instalada [MW]	ELCC Preliminar [MW]	ELCC Definitivo [MW] (52 h Dda Máx)	ELCC Definitivo [MW] (52 h Máx LOLP)	ELCC Definitivo [MW] (Producto potencia)
	Pasada	1.485	721	433	396	442
	Térmico	6.841	5.251	3.150	2.885	3.213
	<b>Subtotal Sur</b>	<b>19.671</b>	<b>12.205</b>	<b>7.322</b>	<b>6.706</b>	<b>7.469</b>
<b>Total Sistema</b>		<b>35.839</b>	<b>18.189</b>	<b>10.912</b>	<b>9.994</b>	<b>11.131</b>

Tabla 17. Reconocimiento de potencia de cada tecnología en razón a su capacidad máxima. Resultados para el Caso Base año 2025.

Subsistema	Tecnología	ELCC Preliminar	ELCC Definitivo (52 h Dda Máx)	ELCC Definitivo (52 h Máx LOLP)	ELCC Definitivo (Producto potencia)
Norte	Autoproduccion	77%	46%	42%	47%
	CSP	94%	56%	51%	57%
	Eólica	22%	13%	12%	14%
	Solar FV	1%	0%	0%	0%
	ERNC+BESS	89%	53%	49%	54%
	Pasada	47%	28%	26%	29%
	Térmico	76%	46%	42%	47%
Sur	Autoproduccion	53%	32%	29%	32%
	Eólica	22%	13%	12%	14%
	Solar FV	0%	0%	0%	0%
	ERNC+BESS	35% <sup>13</sup>	21%	19%	21%
	Serie (No - Regulación)	57%	34%	31%	35%
	Embalse - Serie	90%	54%	49%	55%
	Pasada	49%	29%	27%	30%
	Térmico	77%	46%	42%	47%

<sup>13</sup> ELCC preliminar para la tecnología ERNC+BESS del subsistema sur es considerablemente inferior al obtenido en el subsistema norte dadas las diferencias entre la capacidad de los sistemas de almacenamiento en comparación a la capacidad de la fuente renovable en los respectivos subsistemas. En el subsistema norte, las centrales ERNC+BESS tienen capacidad de sistema de almacenamiento igual a la fuente renovable, sin embargo, en el subsistema sur la capacidad del BESS es considerablemente inferior a la capacidad de la fuente renovable.



Demanda de punta utilizada: 10.912 MW

**Figura 14. Reconocimiento de potencia preliminar y razón entre potencia definitiva y potencia máxima por tecnología. Resultados para el Caso Base año 2025. Se incluyen resultados del Caso 2019 para indicar la evolución de los resultados.**

La distinta conformación de subsistemas de potencia entre el Caso Base año 2019 y el Caso Base año 2025 tendrá como posible impacto una diferenciación en las horas de mayor probabilidad de pérdida de carga en cada subsistema. En Figura 15 se observa que tanto para el subsistema norte como para el subsistema sur las horas de mayor probabilidad de pérdida de carga ocurren en el mes de julio entre las horas 20 y 22. Esto significa que los problemas de confiabilidad ocurren a nivel sistémico y el aporte que pueda hacer un subsistema a otro no son suficientes para abastecer la demanda en situaciones de estrés.

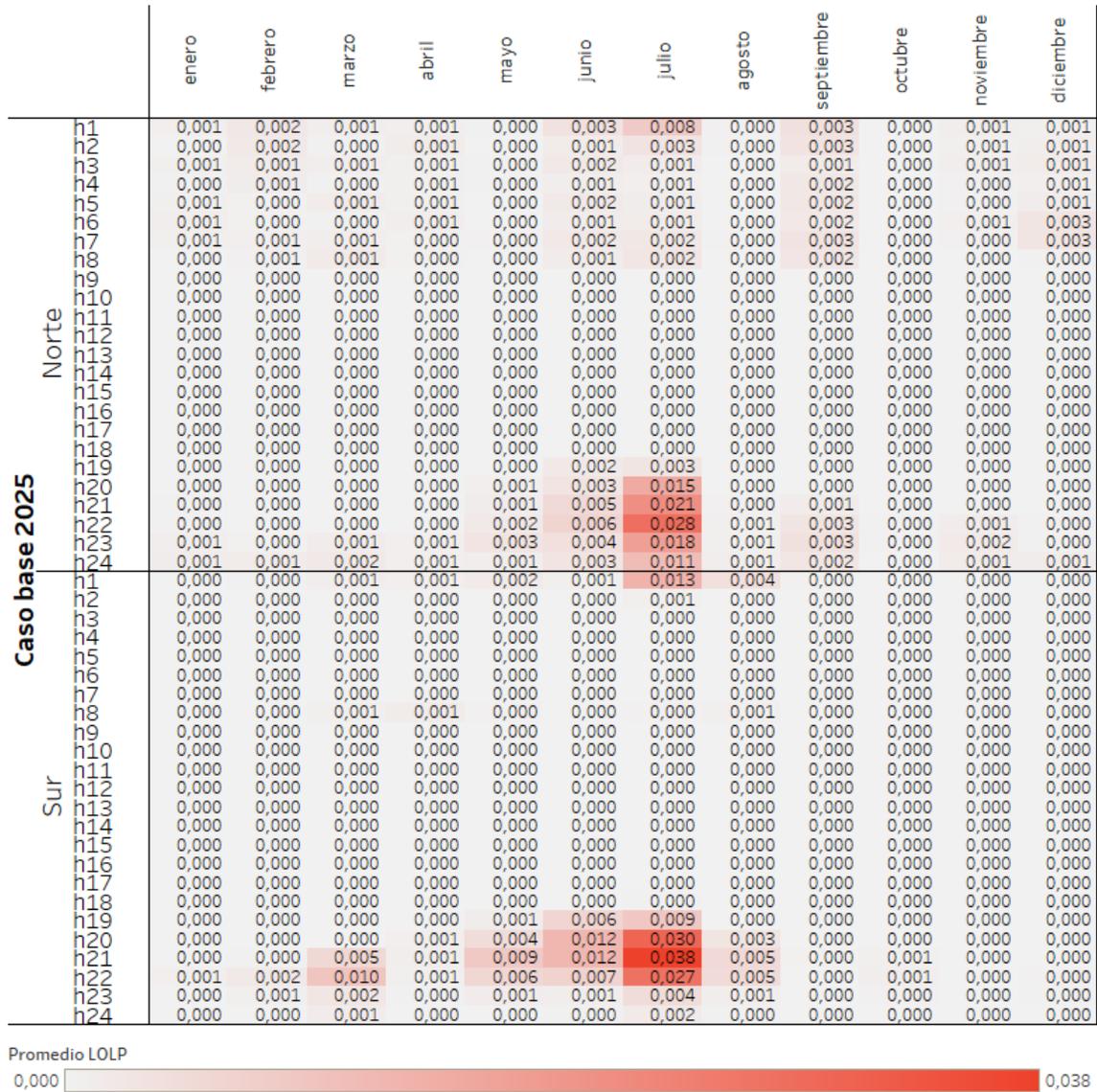


Figura 15. LOLP esperado por hora/mes para cada subsistema de potencia del Caso Base año 2025.

#### 4.2.1.1 Margen de Potencia Caso Base 2025

Teniendo la suma de reconocimiento de potencia preliminar de todas las centrales y ajustando según los distintos criterios de obtención de la potencia definitiva, se obtiene la métrica de Margen de Potencia para el Caso Base 2025 según se presenta en la Tabla 18.

**Tabla 18. Margen de potencia para los distintos criterios de obtención de potencia definitiva para el Caso Base 2025.**

Caso	Criterio	Demanda Punta del Sistema [MW]	Suma ELCC Preliminar [MW]	Margen de Potencia
Base 2025	Caso 52h Dda Máx	10.912	18.189	1,67
	Caso 52h Máx LOLP	9.994	18.189	1,82
	Caso Prod. Potencia	11.131	18.189	1,63

Se puede observar que el margen de potencia, ante los distintos criterios, alcanza valores por sobre el 60%, los cuales señalan una capacidad instalada “firme” más alta que la obtenida en el caso 2019 o en sus sensibilidades. Esto debido al gran crecimiento del parque de generación en relación al crecimiento de la demanda entre ambos años.

#### 4.2.2 Sensibilidad: Variación en duración de los sistemas de almacenamiento

De los resultados anteriores se puede observar que aquellas tecnologías de generación asociadas con un sistema de almacenamiento tienden a tener reconocimientos de potencia altos. El Caso Base 2025 considera la incorporación de centrales renovables con capacidad de almacenamiento<sup>14</sup>:

- Andes IIB: Central híbrida solar fotovoltaica con un sistema de almacenamiento de cinco horas de duración. Parque fotovoltaico con 180 MW de capacidad instalada y sistema de almacenamiento de 112,5 MW de capacidad instalada. Complejo Andes IIB (PV+BESS) puede inyectar hasta 112,5 MW como máximo.
- EOL+BESS: Central híbrida eólica genérica con un sistema de almacenamiento de cinco horas de duración. Parque eólico de 150 MW de capacidad instalada y sistema de almacenamiento de 150 MW de capacidad instalada. Complejo EOL+BESS puede inyectar hasta 150 MW en su totalidad.
- Alfalfal + BESS: Central de pasada de 177 MW con un sistema de almacenamiento de 10 MW con cinco horas de duración. Complejo Alfalfal + BESS puede inyectar hasta 187 MW como máximo.

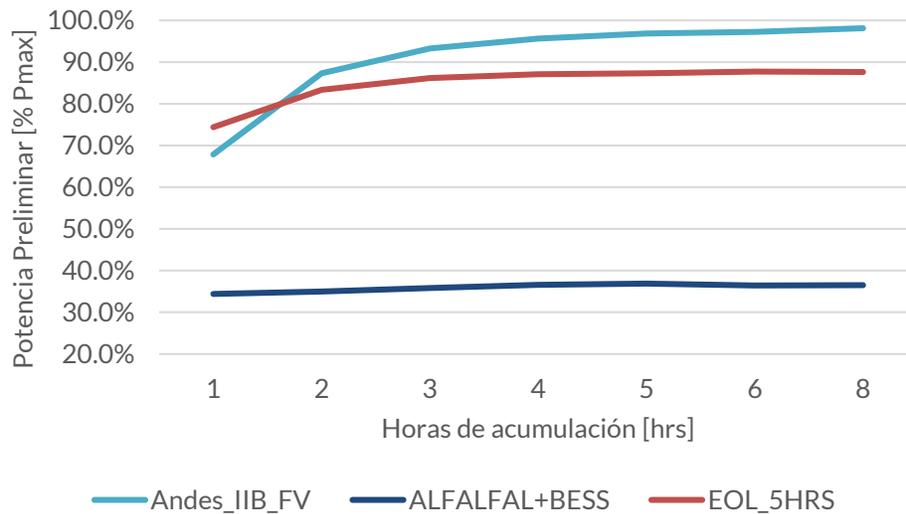
En este contexto, se hace relevante observar cómo varía este reconocimiento ante distintos niveles de acumulación de los sistemas de almacenamiento. Para esto, se analizó el reconocimiento de potencia de unidades con sistemas de almacenamiento en función de la duración de los sistemas de acumulación utilizando 1, 2, 3, 4, 6 y 8 horas. Los resultados se muestran en la Tabla 19 y la Figura 16.

Se puede observar que el reconocimiento de potencia para estas centrales híbridas tiende a aumentar considerablemente al incrementar la duración de los sistemas de almacenamiento de 1 a 2 horas, y de 2 a 3 horas. Sin embargo, a pesar de que el reconocimiento aumenta a medida que se incrementa la capacidad de acumulación, la tasa de este incremento es decreciente, tendiendo a un máximo alrededor de las 5 horas de duración. Esto se justifica al observar la duración de los periodos de mayor probabilidad de pérdida de carga (Figura 15), los cuales no tienen duraciones mayor a 5 horas.

<sup>14</sup> Sistemas de almacenamiento solo pueden ser cargados a partir de la fuente renovable, es decir, no pueden cargarse desde la red.

**Tabla 19. Reconocimiento ELCC inicial para centrales con sistema de almacenamientos ante distintas duraciones.**

Central	Potencia máxima inyectable central [MW]	Potencia máxima Fuente Renovable [MW]	Potencia máxima sistema de almacenamiento [MW]	Capacidad acumulación [MWh]	Duración de sistemas de almacenamiento [horas]							
					1	2	3	4	5	6	8	
Andes_IIB_FV	112	180	112	560	73,5	94,6	101,1	103,6	104,9	105,3	106,3	
ALFALFAL+BESS	187	177	10	187,1	60,9	61,9	63,4	64,8	65,3	65,3	65,3	
EOL_5HRS	150	150	150	750	109,0	122,0	126,2	127,5	127,9	128,5	128,5	



**Figura 16. Potencia preliminar según horas de acumulación evaluados.**

## 5 Conclusiones

El objetivo general del presente estudio consiste en evaluar la propuesta de modificación regulatoria de determinación del reconocimiento de aporte a la suficiencia por parte de las distintas unidades del SEN, junto con recomendaciones de mejora dentro del contexto nacional. Para esto, el Consultor realizó distintas actividades a lo largo del estudio, las cuales fueron separadas en tres grandes ejes: i) Determinación del LOLE objetivo; ii) Determinación del producto potencia, y; iii) Asignaciones de Potencia mediante el uso de Metodología ELCC

En primera instancia, a partir de las distintas experiencias internacionales, se estableció que la determinación del nivel de confiabilidad objetivo de un sistema puede seguir una lógica económica, la cual se representará al combinar el *Cost of New Entry* (CONE) y el *Value of Lost Load* (VoLL). Estas mejores prácticas a nivel internacional coinciden con la propuesta de la autoridad realizada en las Mesas del Reglamento de Potencia. Así, se estableció un LOLE objetivo a utilizar igual a 7,66 horas/año.

Posteriormente, el Consultor desarrolló una metodología para la determinación del producto potencia del sistema, el cual se define a partir de la unidad de referencia, su índice de indisponibilidad forzada, la demanda punta del sistema y el LOLE objetivo. Para los distintos ejercicios resueltos, se concluyó que tanto para el año 2019 como para el año 2025 el requerimiento de potencia al determinarse mediante el método propuesto por el Consultor es mayor a la determinación del producto a través del promedio de las 52 horas de demanda máxima, y su vez, al promedio de demanda durante las 52 horas de máximo LOLP. Cabe destacar que, utilizando la metodología propuesta por el Consultor, los requerimientos de potencia en función del LOLE objetivo decaen de forma lineal en el rango superior a 1 hora / año (entre 0 y 1h, el decaimiento es exponencial).

Teniendo tanto el LOLE objetivo como el producto de potencia necesario se procedió a realizar un análisis cuantitativo de la metodología ELCC aplicada al sistema eléctrico chileno basado en el año 2019 y 2025. En especial, para el año 2019, se realizó una comparación cuantitativa con la metodología vigente para el cálculo de potencia de suficiencia. La metodología aplicada de ELCC coincide con la propuesta por la autoridad en las Mesas del Reglamento de Potencia<sup>15</sup>.

Para el año 2019 la aplicación de la nueva metodología deriva en un menor reconocimiento en la potencia de suficiencia en la tecnología fotovoltaica en comparación a la metodología vigente. Esto se debe a que la nueva metodología identifica una baja coincidencia de los perfiles de generación con las horas de máxima probabilidad de pérdida de carga. Sin embargo, esta nueva metodología no exhibe diferencias notorias para las tecnologías eólica y térmica (en promedio). En relación con las tecnologías de generación hidro, en promedio, se alcanzan reconocimientos similares utilizando esta metodología. Sin embargo, existen diferencias sustanciales para un número importante de plantas al realizar un análisis de forma individual.

También se observó que las horas de mayor probabilidad de pérdida de carga dependen de forma importante de la disponibilidad de agua embalsada a lo largo del año. Por ende, al utilizar distintas trayectorias de cotas de los embalses, el reconocimiento de potencia para las distintas unidades del sistema se verá importantemente afectado. Esto tiene un impacto

---

<sup>15</sup> Existen dos diferencias entre la metodología aplicada en este trabajo y la propuesta de la autoridad. En este trabajo, se utilizó un modelo del IFOR de dos estados y no se consideró el ajuste o factor por eficiencia económica.

importante para las unidades renovables (principalmente solares fotovoltaicas) e hidráulicas. Con respecto a otras sensibilidades, el uso de una representación más acotada de la historia hidrológica, así como también un menor LOLE objetivo no provocan diferencias sustanciales en el reconocimiento ELCC.

Para el año 2025, las centrales de embalse obtienen un alto reconocimiento, esto debido a que los meses en los que se encuentran las horas de mayor probabilidad de pérdida de carga coinciden con la temporada de mayor disponibilidad hidráulica. También, se pudo observar que, dada la esperada alta penetración de generación renovable, especialmente solar fotovoltaica, la probabilidad de pérdida de carga en horas diurnas es nula; por ende, el reconocimiento de las plantas solares alcanza valores marginales. Sin embargo, al realizar el análisis para plantas híbridas (ERNC + sistema de almacenamiento) este reconocimiento de potencia aumenta considerablemente.

La duración de los sistemas de almacenamiento tiene un impacto considerable en el reconocimiento de potencia final de las centrales. Así, se observa una mayor variación relativa al aumentar la duración del sistema desde 1 a 2 horas de acumulación, o de 2 a 3 horas de acumulación. Sin embargo, para duraciones mayores, este efecto no ocurre con la misma magnitud. Esto debido a la duración del periodo de máxima probabilidad de pérdida de carga, el cual para los distintos casos se concentró en los meses de invierno con duraciones menores a 5 horas, siendo menor que la duración de los sistemas de acumulación.

Finalmente, cabe destacar que los resultados obtenidos son susceptibles a los distintos parámetros de entrada. Existen dos parámetros relevantes, en nuestra opinión. Por un lado, la definición de subsistemas y la agrupación de centrales; y, por otro lado, la evolución de cotas de embalses asumidas para distintas hidrologías. En esta línea, se comprobó que la existencia de subsistemas puede resultar en que centrales de una misma tecnología y con disponibilidad similar pueden observar reconocimientos de potencia distintos al estar presentes en distintos subsistemas. Lo anterior, dado que cada subsistema puede exhibir una exposición distinta a las horas con mayor probabilidad de pérdida de carga.

Nuestra experiencia sugiere la necesidad de definir, primero, los criterios para agrupación de distintas centrales (donde es posible separar tecnología, portafolio, capacidad, coincidencia de perfil, zona geográfica u otros), y, posteriormente, una metodología de asignación de créditos de capacidad para cada central a partir del resultado de la agrupación.

Hay otras características básicas que la modelación de esta metodología debe incorporar, tal como la representatividad de la variabilidad estacional, diaria e intradiaria a fin de capturar de forma correcta la distinta naturaleza de recursos disponibles, la capacidad de representar la gestión del almacenamiento, entre otros. En esta línea, existe un nivel de granularidad óptimo para la determinación de los créditos de capacidad mediante la metodología ELCC que entrega un balance entre la precisión, límites computacionales y simplicidad administrativa que debe estudiarse.

En la misma línea, debe discutirse en profundidad las consideraciones del nivel de agua embalsado a lo largo del año y bajo distintas condiciones hidrológicas. Los análisis mostrados en este estudio dan cuenta de variaciones relevantes de considerar una u otra caracterización, que podrían repercutir en la predictibilidad del método.

Por último, en la experiencia del Consultor, el cálculo de los reconocimientos ELCC para cada unidad del sistema requiere de una capacidad computacional no menor, sumado a tiempos de simulación prolongados que pueden restringir el acceso a distintas entidades que quieran

realizar cálculos propios y también limita la posibilidad de una rápida obtención del cálculo y posteriores recálculos.

## 6 Referencias

- [1] European Commission; “*Identification of Appropriate Generation and System Adequacy Standards for the Internal Electricity Market*”; AF-Mercados EMI, E-Bridge, red 4e; Marzo 2016.
- [2] CIGRE; Power Systema Stability Analysis (Volume 2); “*Composite Power System Reliability Evaluation (TB 70), Task Force 38.03.10*”, 1992.
- [3] Mills, A. and Rodriguez, P.; “*A Simple and Fast Algorithm for Estimating the Capacity Credit of Solar and Storage*”; Energy Analysis and Environmental Impacts Division at Lawrence Berkeley National Laboratory; July 2020.
- [4] Moreno, R.; Otárola, H.; Pereira, E.; Sepúlveda, C.; “*Metodología para la Determinación de Potencia de Suficiencia en el Sistema Eléctrico Chileno vía ELCC/ECP*”; Noviembre 2020. Link: [https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/informe\\_final\\_-\\_determinacion\\_psuf\\_via\\_elcc\\_y\\_ecp\\_-\\_isci.pdf](https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/informe_final_-_determinacion_psuf_via_elcc_y_ecp_-_isci.pdf)
- [5] Charles River Associates, “*The Economic Foundations of Capacity Markets*”, 2017
- [6] ACER; “*Methodology for the European resource adequacy assessment*”; 2020
- [7] DECC; “*Electricity Market Reform: Capacity Market – Detailed Design Proposals*”; 2013
- [8] G. Calabrese; “*Determination of Reserve Capacity by the Probability Method*,” Transactions of the AIEE; Vol. 69, No. 2, pp. 1681–1689, January 1950.
- [9] Astrape Consulting; “*2020 Joint IOU ELCC Study – Report 1*”; June 2020
- [10] ELCC Concepts and Considerations for Implementation 2021 NYISO Installed Capacity Working Group
- [11] F Munoz Mills Endogenous Assessment of the Capacity Value of Solar PV in Generation Investment Planning Studies

## Anexo A ELCC Y MODELO DE CONFIABILIDAD SPEC/ISCI

### A.1 DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA ELCC

ELCC corresponde a una metodología, con enfoque probabilístico, para determinar el aporte a la suficiencia que realiza una central al sistema. El método busca determinar la demanda adicional (Y MW) que se puede agregar al sistema, manteniendo el nivel de suficiencia (LOLE) que se tenía antes de que entrara en operación la central en evaluación. La mecánica de cálculo se ilustra en la Figura 17.

Para la determinación del ELCC de una unidad del sistema, en una **primera etapa** debe definirse la métrica de confiabilidad a utilizarse y el objetivo a alcanzar por parte del sistema a evaluar. Para efectos del ejemplo, se supone una confiabilidad dada de  $LOLE = 0,1$  días/año<sup>16</sup>. Al sistema configurado se le denominará *Caso Base* y no incluye la central a la cual se le quiere medir su ELCC (en este caso, la central de potencia X MW).

Una vez definida la base de cálculo, en una **segunda etapa** se calcula el nivel de confiabilidad de un *Caso Modificado* consistente en incorporar la central de X MW (X es un valor conocido) al *Caso Base*. Importante notar que la inclusión de una unidad adicional al *Caso Base* modificará el nivel de confiabilidad del sistema, manteniéndolo o mejorándolo (en este caso de ejemplo reduciendo la confiabilidad a 0,09 días/año).

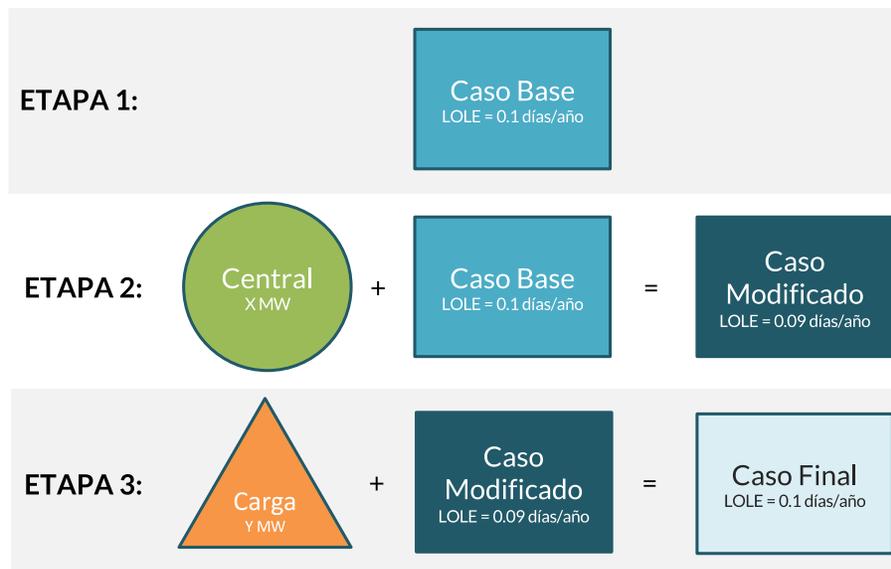


Figura 17: Mecánica de cálculo metodología ELCC.

Finalmente, en una **tercera etapa** se busca determinar la demanda  $Y$  MW ( $Y$  es un valor desconocido), la cual se adiciona en todas las horas de operación evaluadas, que disminuye el nivel de confiabilidad del *Caso Modificado* a un nivel equivalente de confiabilidad del *Caso Base*

<sup>16</sup> Este nivel de confiabilidad se alcanza considerando el parque de generación vigente, sin considerar la unidad a la cual se realizará la determinación ELCC, incorporando/restando demanda para solucionar problemas de sobre/sub instalación de capacidad.

(denominado *Caso Final*). Nótese que el *Caso Final* incorpora un generador y una demanda adicional con respecto al *Caso Base*, pero comparten el mismo nivel de confiabilidad.

## A.2 MODELO DE CONFIABILIDAD DE GENERACIÓN SPEC-ISCI

Dentro de las técnicas utilizadas para resolver problemas de confiabilidad de gran escala, se utilizan métodos de Monte Carlo no-secuenciales o procedimientos secuenciales<sup>17</sup>. Los procedimientos no-secuenciales, determinan la distribución de probabilidad del margen de oferta disponible sobre la demanda en múltiples puntos independientes, elegidos al azar (sin seleccionar puntos consecutivos en el tiempo). Por otro lado, las técnicas secuenciales consideran el ciclo operativo de todos los componentes del sistema. Los métodos de simulación secuencial proporcionan índices adicionales relacionados con la dinámica del proceso y son los procedimientos metodológicos que pueden cubrir problemas de almacenamiento y flexibilidad, por ejemplo, limitaciones en las rampas de subida y bajada de unidades generadoras, tiempos mínimos, mínimos técnicos, entre otros<sup>18</sup>.

La aplicación de modelos de simulación secuencial a la realidad chilena no está exenta de dificultades. La gran capacidad de acumulación de los embalses, junto con la conectividad de las centrales hidroeléctricas pertenecientes a series hidrográficas, además de particularidades propias de la realidad nacional como los convenios de riego o los acuerdos de navegación y explotación turística de los embalses, presentan restricciones relevantes para la operación del sistema que deben ser adecuadamente abordadas por los modelos de confiabilidad. Por ello, el uso de herramientas computacionales que permitan la determinación de métricas como ELCC u otras debe ser realizada con cautela.

Para los propósitos del presente informe, se utilizó un modelo de suficiencia propio,<sup>19</sup> el cual se detalla a continuación.

### A.2.1 Generalidades

El modelo de análisis de suficiencia de generación utilizado en la presente consultoría, corresponde a un modelo de simulación secuencial que utiliza técnicas de Monte Carlo para determinar la potencia ELCC de las unidades en el sistema eléctrico. La herramienta computacional, desarrollada íntegramente en el lenguaje de programación Julia, cuenta con las siguientes características:

- Conexión directa con solvers comerciales o no comerciales (CPLEX, Gurobi, GLPK, CBC, u otros).
- Uso de paralelismo y distribución de cálculos en distintas máquinas de forma configurable por el usuario.
- Permite el uso de distintas métricas para la evaluación de confiabilidad, entre ellas destacan: Loss-of-load expectation (LOLE) y Expected Unserved Energy, Frequency.
- Computa potencias ELCC y ECP para unidades generadoras.<sup>20</sup>

---

<sup>17</sup> Join Research Centre, "Generation adequacy methodology review", European Commission, 2016

<sup>18</sup> Este tipo de consideraciones no han sido modeladas en los ejercicios numéricos realizados a lo largo de este informe, pero pueden ser incorporadas en el modelo de suficiencia propuesto.

<sup>19</sup> El modelo ha sido desarrollado por Consultora SPEC y el Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería.

<sup>20</sup> Este trabajo se focalizó en la potencia ELCC de las unidades. También, es posible calcular la potencia ECP. Ambas se utilizan en otras jurisdicciones y están disponibles en la herramienta computacional.

- Permite modelar múltiples subsistemas.
- Modela relaciones intertemporales de elementos de acumulación de forma explícita en la simulación, esto es, embalses, centrales CSP, baterías y FV+ESS. Permite modelación de sistemas hidroeléctricos y sus conexiones hidráulicas dentro de la cuenca.

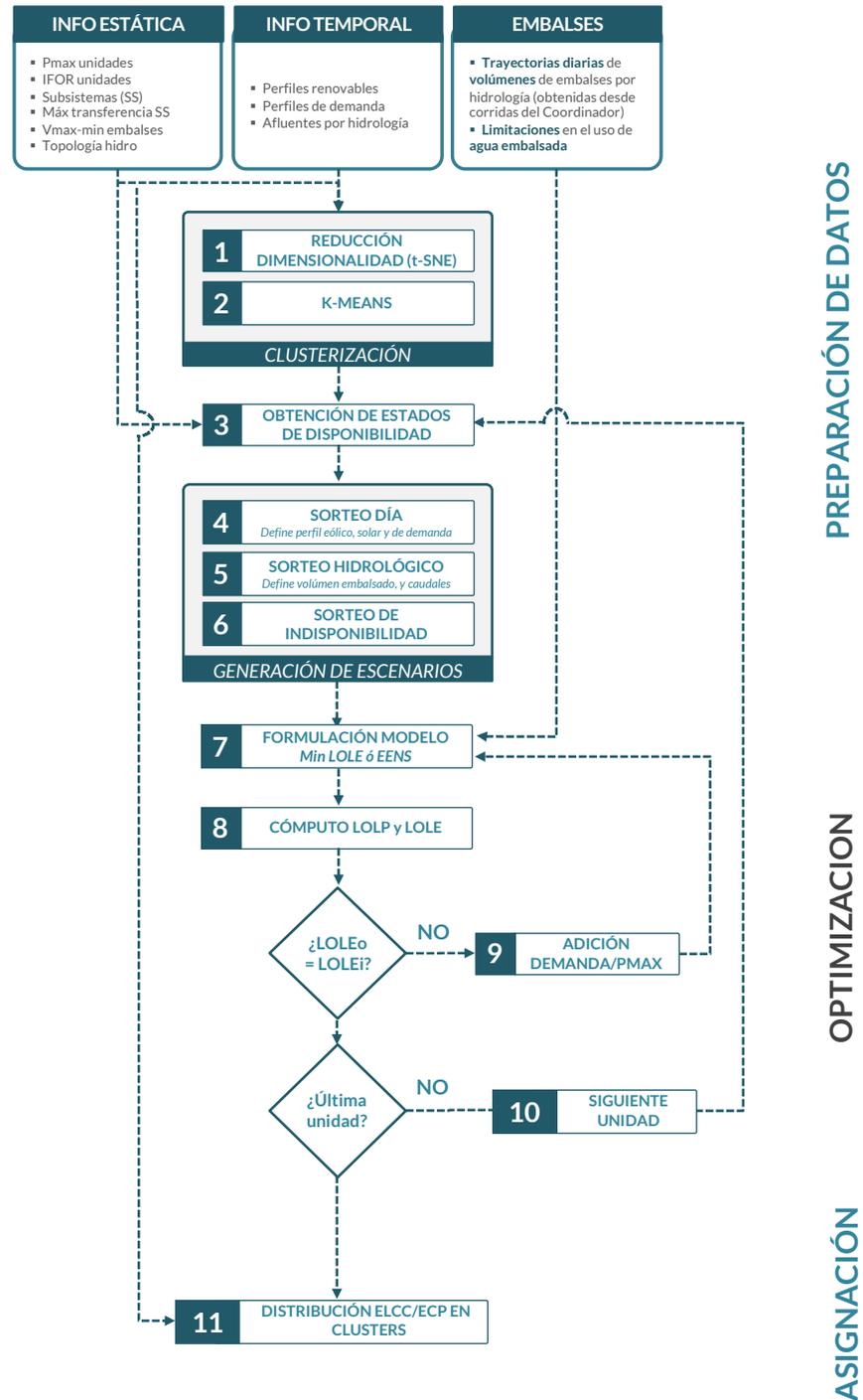


Figura 18. Descripción metodológica de modelo de suficiencia de generación SPEC/ISCI (Fuente: SPEC/ISCI).

## A.2.2 Metodología de cálculo

La Figura 18 describe un esquema general de la metodología usada por el Modelo para la determinación del ELCC/ECP de las unidades del sistema. En términos algorítmicos, el cálculo se divide en 3 etapas:

1. **ETAPA 1 - Preparación de Datos:** en esta etapa se configura la información técnica relativa a restricciones operativas de las distintas centrales, además de la clusterización de centrales de forma de reducir el esfuerzo computacional en los cálculos. Con dicha información, se genera un set de escenarios a analizar, definida por la tupla de día, hidrología e indisponibilidad del parque generador.
2. **ETAPA 2 - Optimización:** en base a la información recopilada y el set de escenarios definidos, la herramienta calcula el ELCC o ECP para todas las unidades del sistema, realizando un barrido de la demanda adicional o la potencia del generador térmico necesario para lograr el objetivo de confiabilidad definido. Dichos cálculos requieren de la determinación del LOLP en cada condición de operación, para lo cual se realizan más de 150.000 simulaciones (con un horizonte de 24 horas), lo que representa el análisis de cerca de 400 años de puntos de operación. A fin de determinar el ELCC/ECP, la búsqueda de la métrica impone la necesidad de computar el LOLE aproximadamente 40 veces por cada unidad<sup>21</sup>. De esta forma, para un sistema como el chileno, la determinación del ELCC/ECP para la totalidad del parque requiere la evaluación aproximada de 17 billones de puntos de operación.
3. **ETAPA 3 - Asignación:** a partir de los resultados obtenidos, se realiza la distribución del ELCC/ECP en las unidades que componen los distintos clusters definidos en la Etapa de Preparación de Datos.

A continuación, se detallan las distintas consideraciones realizadas para la definición de cada una de las etapas descritas.

### A.2.3 ETAPA 1 - Preparación de datos

En esta etapa, la herramienta computacional necesita de la definición de los principales parámetros de las simulaciones. Entre otros, la descripción técnica de todas las unidades del sistema, la definición de los subsistemas de potencia y las máximas transferencias entre áreas y la disponibilidad de insumos primarios. Para ello, el registro de los perfiles de generación renovable y la demanda se realiza de forma horaria, para al menos 1 año de operación. Asimismo, se configura la conectividad de las distintas cuencas hidrográficas modeladas: puntos de la red de recepción de afluentes, ubicación de bocatomas, vertimientos, filtraciones, entre otros.

En cuanto a las condiciones operativas de los embalses, la herramienta computacional requiere el estado el volumen embalsado para todo el horizonte de análisis con una resolución diaria y para todas las condiciones hidrológicas exploradas. Esta información puede ser extraída de modelos de Coordinación Hidrotérmica utilizados para la determinación óptima del agua embalsada (e.g. modelo PLP), en cuyo caso se sugiere que la información contenida en las corridas de dicho modelo sea similar a las utilizadas para evaluación de la ELCC/ECP.

---

<sup>21</sup> Una "unidad" en el cálculo de ELCC/ECP corresponde a un grupo (o *cluster*) de plantas de generación que corresponden a una misma tecnología, en una misma área. El concepto de *cluster*, en el contexto del modelo SPEC-ISCI, se detallará más adelante.

Dado el volumen de cálculos y datos que maneja la herramienta computacional, a partir de los datos usados, se utilizan técnicas de reducción de dimensionalidad (Recuadro 1 - Figura 18) y métodos de agrupamiento (Recuadro 2 - Figura 18) para definir *clusters* de generación eólico, solar fotovoltaico e hidroeléctrico de pasada (esto último, exclusivamente para aquellos que no pertenezcan a series hidrológicas), como se ilustra en la Figura 19. En cuanto a las técnicas de reducción de dimensionalidad se utiliza el algoritmo de *machine-learning* llamado *T-distributed Stochastic Neighbor Embedding (t-SNE)*, que corresponde a una técnica no-lineal de reducción de dimensionalidad utilizada para datos con un alto contenido dimensional (e.g. serie de tiempo) y reducirlos en un espacio de baja dimensionalidad (dos o tres dimensiones). De esta forma, modela un objeto de alta dimensionalidad en un espacio de dos o tres dimensiones, de manera que los objetos cercanos a él representan comportamientos similares en todas las dimensiones analizadas.

A partir de la descripción bi o tridimensional de una serie de tiempo, la herramienta computacional aplica la técnica de clustering *k-means* como técnica de agrupamiento de manera que estas *n* observaciones se agrupen en *k* grupos, en el que cada observación pertenece al grupo cuyo valor medio resulta más cercano. De esta forma, aquellas unidades que pertenecen a un mismo grupo, son evaluadas conjuntamente al momento en la determinación del ELCC/ECP.

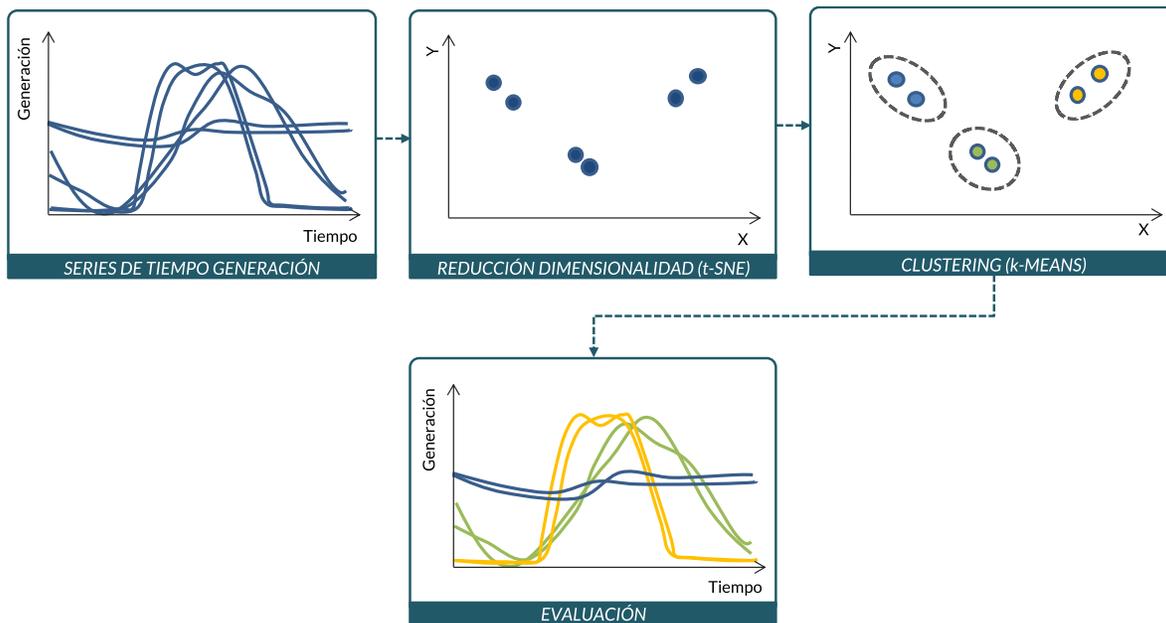


Figura 19. Metodología de agrupamiento generación renovable (Fuente: SPEC/ISCI).

Por otro lado, centrales geotérmicas se agrupan con centrales de generación térmica dada su alta y constante disponibilidad durante el año. Las centrales hidráulicas de regulación son representadas individualmente para capturar los efectos particulares de cada cuenca hidrológica en relación con los afluentes, capacidad de embalses, entre otros. Por último, los sistemas de almacenamiento son agrupados según capacidad de almacenamiento.

Con la información anterior, se calcula la función de distribución de probabilidades de cada una de las tecnologías modeladas, para cada una de las horas de simulación (hora del año –

hidrología). De esta forma, se describen los estados de disponibilidad (Recuadro 3 -Figura 18) de cada una de las unidades del sistema.

Mediante la descripción de la función de distribución de probabilidad de máxima capacidad disponible para todas las unidades del sistema, es posible generar escenarios de evaluación para la métrica ELCC o ECP (Recuadros 4 al 6 -Figura 18). Dichos escenarios quedarán definidos por la siguiente información:

- **Día de operación:** define época del año a evaluar de modo de precisar el perfil renovable y de demanda a utilizar en la simulación computacional para dicho escenario.
- **Hidrología:** define la condición hidrológica a considerar, dentro del set disponible para la simulación. A partir de la definición del día de operación y la respectiva hidrología, es posible precisar información sobre los afluentes, cotas de inicio y fin, restricciones de volumen máximo-mínimo, retiros de agua para riego, entre otros.
- **Indisponibilidad:** define la disponibilidad individual de las unidades del sistema.

Así, se generan cientos de miles de escenarios que son guardados en disco no sólo para facilitar el cómputo y la comparativa de las evaluaciones de forma posterior, sino también para distribuir el proceso de cálculo en múltiples computadores.

#### A.2.4 ETAPA 2 – Optimización

En base a la información recopilada y el set de escenarios definido, la herramienta computacional comienza el cálculo resolviendo un problema de optimización (Recuadro 7 - Figura 18) cuya función objetivo consiste en minimizar el LOLE o bien la Energía No Servida en el periodo de interés, por lo que no considera aspectos económicos, como los costos variables de los generadores, costos de encendido y apagado, ni restricciones de operación de corto plazo, como restricciones de rampa o unit commitment.

A continuación, se presenta el pseudo-modelo de optimización definido para cada escenario

<i>min LOLE ó ENS</i>
s.a. <i>Ecuación de balance de energía por subsistema</i> <i>Restricción de máxima transferencia entre subsistemas</i> <i>Restricciones de insumo primario por central</i> <i>Conexiones hidrográficas para las distintas cuencas (Balance de agua)</i> <i>Restricciones en el uso de agua (Riego)</i> <i>Seteo de volúmenes objetivos para embalses relevantes</i> <i>Ecuaciones de balance intradiario para embalses, baterías y CSP</i> <i>Restricción para detección de LOLP con ENS (modelo MIP)</i> <i>Límites de variables</i>

Como resultado del proceso de optimización se identifican las horas de operación en las cuales no se logra abastecer la demanda, así como también el nivel de profundidad de falla en MWh. Una vez resuelto el problema de optimización para todos los escenarios analizados, se computa el LOLP de cada hora simulada y el respectivo LOLE (Recuadro 8 - Figura 18), a fin de

verificar la convergencia de la métrica ELCC/ECP. En caso que la métrica sea distinta del objetivo establecido, entonces se modifica la demanda adicional (ELCC) o la potencia máxima del generador modelado (ECP) a fin de establecer la demanda/generador que permite igualar el nivel de confiabilidad del sistema con/sin la unidad (Recuadro 9 - Figura 18). Notar que este cálculo se realiza para todas las unidades del sistema.

### A.2.5 ETAPA 3 – Asignación

Una vez determinado el ELCC/ECP de todas las unidades generadoras del sistema, corresponde asignar el valor obtenido para los clusters definidos en la etapa de clusterización (Recuadros 1 y 2 - Figura 18) en las unidades individuales que lo componen. Dado que la agrupación se realiza para unidades eólicas, solares fotovoltaicas e hidroeléctricas de pasada, la asignación se realiza a prorrata de la potencia promedio anual de generación de cada unidad dentro del grupo respectivo.

### A.2.6 Especificaciones técnicas

Las principales especificaciones técnicas de la herramienta de simulación se detallan a continuación.

Tabla 20. Especificaciones técnicas modelo de suficiencia de generación SPEC/ISCI.

Especificación	Comentario
Lenguaje de programación	Julia 1.4
Requerimientos de software	Solver de optimización problemas MIP Windows/Mac OS/Linux Se ejecuta en consola de sistema operativo
Requerimientos de hardware	<b>Hardware mínimo:</b> 4 Núcleos virtuales – 2 GHz 16 GB RAM SSD 250 GB <b>Hardware recomendado:</b> 32 Núcleos virtuales – 2.5 GHz 500 GB RAM SSD 500 GB
Manejo de archivos	Archivos de separación por comas
Tipo de modelación matemática	Modelo de optimización entero-mixto (MIP)
Solvers de optimización	CPLEX (comercial), Gurobi (comercial), CBC (no-comercial), GLPK (no-comercial)

### A.2.7 Paquetes utilizados

A continuación, se listan los principales paquetes requeridos dentro de la configuración de Julia para poder ejecutar la herramienta de simulación:

- **ArgParse:** Utilizado para cambiar configuraciones mediante línea de comando.
- **JuMP:** Entorno de optimización en Julia que permite la interacción con el solver de optimización.
- **ParameterJuMP:** Utilizado para editar RHS en las restricciones del modelo de optimización.
- **MathOptInterface:** Utilizado para interactuar con el objeto modelo JuMP.
- **DataFrames:** Permite utilizar DataFrames para trabajar en el sistema.
- **CSV:** Permite interactuar con los archivos de entrada y leerlos como dataframes.
- **FileIO y JLD2:** Utilizado para poder leer/escribir archivos necesarios para los casos de estudio.
- **StatsBase:** Utilizado para calcular percentiles al momento de evaluar simulaciones.
- **MathOptFormat:** Permite exportar modelos de optimización para ser resueltos en un entorno externo a Julia.
- **SharedArrays:** Utilizado para que workers puedan visualizar datos comunes sin necesidad de copiar a memoria en los workers
- **ParallelDataTransfer:** Necesario para pasar las referencias de los sharedarrays a los workers, de forma que puedan visualizar la ubicación de los arrays.
- **Dates:** Utilizado para señalar las horas de término de las corridas en los archivos de salida.

(ESTA PÁGINA HA SIDO DEJADA INTENCIONALMENTE EN BLANCO)

# ISCI INSTITUTO SISTEMAS COMPLEJOS DE INGENIERÍA

República 695  
Santiago  
+56 22944 4636  
[www.isci.cl](http://www.isci.cl)



Américo Vespucio Norte 2700/404  
Vitacura  
+56 22944 4636  
[www.spec.cl](http://www.spec.cl)  
[www.ameba.cloud](http://www.ameba.cloud)