

Estudio para Incluir el Aporte a la Flexibilidad de las Instalaciones del Sistema Eléctrico en el Mecanismo de Pago por Capacidad Chileno

Entregable N°3: Informe Final

19 de noviembre de 2021

Rodrigo Moreno, Héctor Otárola, Ricardo Haro, Eduardo Pereira, Carlos Sepúlveda.

Preparado por ISCI

Para la Agencia Chilena de Cooperación Internacional para el Desarrollo (AGCID)
y el Ministerio de Energía

Tabla de contenido

1	Introducción y antecedentes generales	9
2	Mecanismo de asignación de créditos de capacidad	10
2.1	Evaluación y análisis del mecanismo de asignación de capacidad	10
2.2	Propuesta de aspectos de mejora del mecanismo	16
3	Estimación de asignación de capacidad e ingresos anuales esperados	20
3.1	Aplicación de la metodología definida	20
3.2	Estimación de ingresos por capacidad de las instalaciones del sistema y empresas	24
3.3	Análisis específico de la tecnología geotérmica	27
4	Adaptación de modelo de asignación de capacidad para evaluación de portafolios tecnológicos	28
4.1	Cálculo de créditos de capacidad de portafolios de tecnologías – Sistema Eléctrico Chileno 2026	29
5	Métricas de confiabilidad y objetivos de confiabilidad	36
5.1	Experiencias internacionales	36
5.2	Análisis numéricos con distinta métrica de confiabilidad	40
6	Conclusiones	44
7	Referencias	46
8	Anexo Perfiles adicionales de LOLE y EENS	47

Resumen ejecutivo

El objetivo de este estudio es analizar el nuevo mecanismo propuesto por el Ministerio de Energía para el cálculo de Potencia de Suficiencia, incorporando criterios de flexibilidad. Este análisis incluye definir los supuestos necesarios para implementar el mecanismo de asignación de capacidad propuesto, realizar sugerencias y mejoras, y estimar la asignación de capacidad (Potencia de Suficiencia Definitiva) para las instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional.

En primer lugar, se estudia la propuesta del Ministerio de Energía que busca agregar la componente de flexibilidad en el cálculo de Potencia de Suficiencia. Dicha propuesta requiere, para su implementación, una cantidad importante de parámetros tecno-económicos de las unidades (potencias mínimas y máximas, rampas de subida, tiempos de encendido, costos marginales, etc.) y del sistema, además de varios supuestos, algunos que requieren de cierto nivel de discrecionalidad en su fijación. Entre estos últimos, un supuesto importante se refiere al ponderador o “peso” que tendría la componente de flexibilidad dentro del reconocimiento de Potencia de Suficiencia. Producto de dichas discrecionalidades, el análisis demuestra una alta dependencia de los resultados con respecto algunos supuestos cuya justificación técnica debe ser discutida. Por lo anterior, se recomienda ignorar dicha componente de flexibilidad dentro de la remuneración por Potencia de Suficiencia, y trabajar en otras medidas complementarias.

En este contexto, el ISCI recomienda modificar la propuesta original, manteniendo el espíritu del cálculo de ELCC (de la primera etapa de este proyecto), y agregándole un Factor de Corrección Económica al final del cálculo. El principio de este factor es corregir una distorsión que existe en el mecanismo actual de remuneración de Potencia de Suficiencia, el cual presenta un incentivo inadecuado para la instalación de centrales de punta. Así, con este nuevo factor, dicho incentivo queda más alineado con las necesidades del sistema, las cuales se definen en función a un objetivo de confiabilidad.

El Factor de Corrección Económica consiste en 2 pasos fundamentales:

1. Identificar la capacidad necesaria del sistema para abastecer a la demanda con un nivel preestablecido de confiabilidad (e.j., LOLE = 7h/año). Esta capacidad necesaria debe incluir la central de punta de referencia, caso contrario, el nivel queda fijado por la central de punta.
2. Reducir la remuneración para aquellas centrales que aportan confiabilidad por sobre el nivel preestablecido en 1.

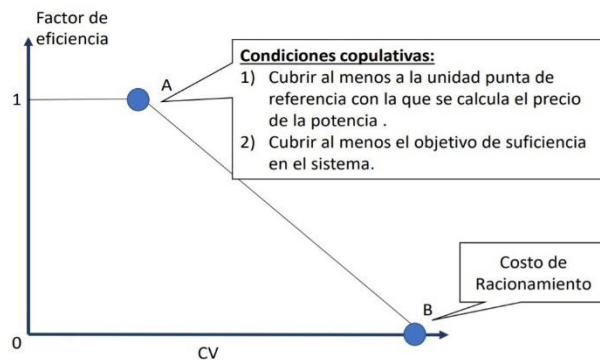


Figura A: Factor de Corrección Económica (o Factor de Eficiencia Económica).

El nivel de complejidad de los pasos de 1 y 2 va a depender de las herramientas (metodológicas y computacionales) que defina la autoridad. Una instancia simple para aplicar dichos pasos se muestra en la Figura A, donde el punto A representa el máximo entre el costo variable de la unidad referencial de punta (utilizada para calcular el precio de la potencia) y el costo variable de la última unidad necesaria para cumplir con el nivel de confiabilidad preestablecido (última unidad cuando la lista de unidades de generación se ordena según su mérito económico). Así, las unidades con un costo marginal superior al del punto A serán castigadas con un Factor de Corrección Económica (menor a 1) que decrece linealmente con el costo marginal de la unidad, como se indica a continuación:

$$\text{Factor de Corrección Económica } k = (VOLL - CVk) / (VOLL - CVA)$$

Donde VOLL es el costo de falla unitario, CVk es el costo marginal o variable de la unidad k (a la cual se le aplica el Factor de Corrección Económica k) y CVA es el costo marginal o variable de la unidad asociada al punto A de la Figura A.

La Figura B muestra la aplicación de las tres siguientes metodologías de cálculo de Potencia de Suficiencia para el caso 2019.

- ELCC: Cálculo puramente basado en ELCC. Estos son los mismos resultados del estudio anterior realizado por el ISCI al Ministerio de Energía [1].
- ELCC + F. Eficiencia: Cálculo propuesto con el Factor de Corrección Económica (o Factor de Eficiencia Económica, utilizando el lenguaje del Ministerio de Energía).
- ELCC + P. Flexible: Cálculo originalmente propuesto por la autoridad, que contiene una componente de flexibilidad del 10%.

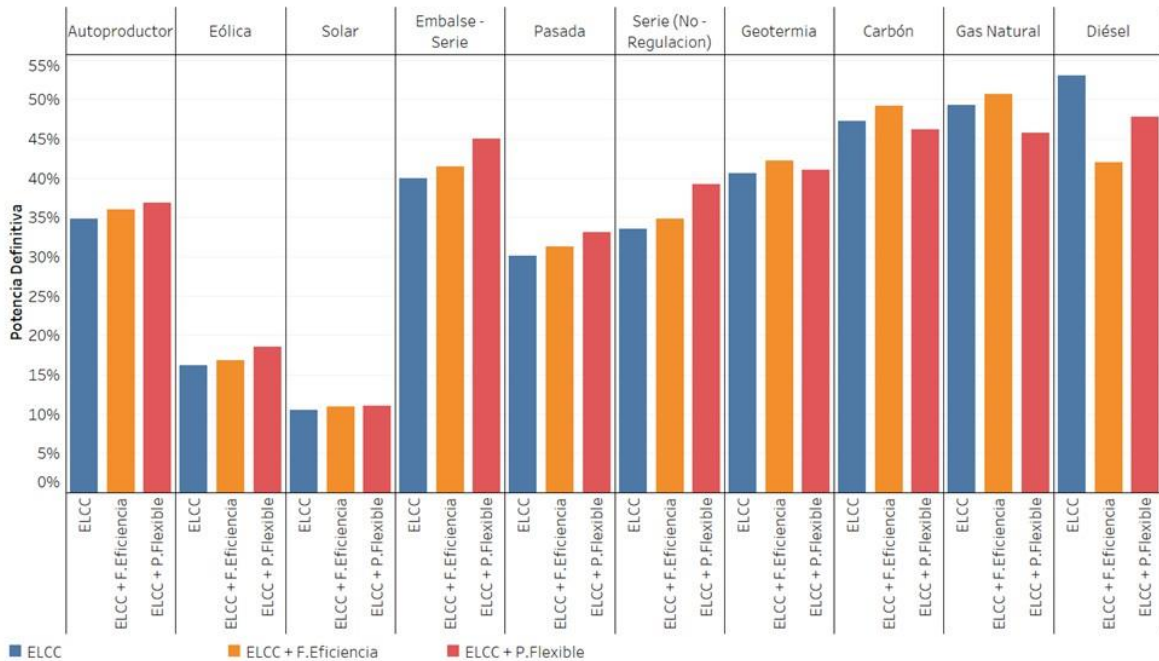


Figura B: Porcentaje de reconocimiento de Potencia de Suficiencia Definitiva por tecnología para cada metodología propuesta – Escenario ELCC2019.

Este estudio, además, demuestra las diferencias en el cálculo del ELCC cuando éste se realiza de forma “marginal” y de forma “promedio”. En el caso del ELCC “marginal”, se determina la Potencia de Suficiencia (o ELCC) de una planta específica mediante un cálculo de su contribución individual a la confiabilidad del sistema. En cambio, en el caso del ELCC “promedio”, se determina la Potencia de Suficiencia (o ELCC) de un bloque o portafolio tecnológico (grupo de un gran volumen de capacidad), calculando la contribución de este bloque a la confiabilidad del sistema. Para la determinación del ELCC individual de la planta en este último caso, es necesario, luego, asignar el ELCC del bloque entre sus miembros¹.

Los resultados de esta comparación demuestran un alza del ELCC para las distintas tecnologías renovables y de almacenamiento cuando el cálculo del ELCC es promedio, comparativamente con respecto al ELCC marginal (Tabla A). Un aspecto notable de los resultados es el aumento del reconocimiento de potencia para las tecnologías PV desde 0% (ELCC marginal) a un 10% (ELCC promedio).

Además, cuando se calculan ELCCs promedios, se puede observar un efecto sinérgico² al agrupar distintos bloques tecnológicos en un solo portafolio (Tabla B). Esto significa que el ELCC de un portafolio conformado por distintas tecnologías es mayor que la suma de los ELCCs de cada tecnología (cuando este último cálculo se realiza por separado para cada bloque tecnológico).

¹ Para detalles de asignación dentro de un cluster/portafolio referirse al informe anterior [1].

² La sinergia corresponde a la diferencia entre el ELCC del portafolio y la suma de los ELCC preliminares de los bloques tecnológicos calculados de forma independiente. Esta diferencia corresponde al reconocimiento de potencia adicional que se obtiene producto de las interacciones entre distintas tecnologías.

Paradójicamente, el único caso que no presenta sinergia es cuando el ELCC se calcula para el portafolio Solar PV y baterías, y esto se explica por la naturaleza hidrotérmica del SEN³.

Tabla A. Resultados cálculo ELCC promedio por bloques tecnológicos. Caso de estudio SEN 2026.

Tecnología	Factor de planta	Capacidad Instalada [MW]	ELCC Average (Preliminar) [MW]	ELCC Average/Cap [%]	ELCC Marginal / Cap (2024) [%] ⁴
Solar PV	24%	11.796	1.225	10%	0%
Eólico	30%	8.063	2.182	27%	21%
Hidro Pasada	66%	1.498	844	56%	51%
Hidro Regulación	-	5.912	5.399	91%	82%
BESS @ 4 horas	-	1.152	1.041	90%	-
Embalse	-	4.011	3.793	95%	85%

Tabla B. Resultados cálculo ELCC por portafolios tecnológicos. Caso de estudio SEN 2026.

Portafolio	Capacidad Instalada [MW]	ELCC portafolio Preliminar [MW]	ELCC portafolio/Cap [%]	Sinergia [MW]
Solar PV + BESS	12.949	2.118	16%	-148
Solar PV + Embalse	15.908	8.430	53%	3.412
Solar PV+ Hidro Regulación	17.808	11.630	65%	5.006
Solar PV + Embalse + BESS	17.060	10.756	63%	4.697
Solar PV + Hidro Regulación + BESS	18.961	13.550	71%	5.885
Solar PV + Eólico	19.859	5.098	26%	1.691
Solar PV + Eólico + BESS	21.012	7.261	35%	2.813
Solar PV + Eólico + Hidro Pasada	21.358	8.192	38%	3.941
Solar PV + Eólico + Embalse	23.971	15.000	63%	7.800
Solar PV + Eólico + Embalse + BESS	25.123	15.000	60%	6.759

³ La gran capacidad hidráulica de regulación en el SEN merma las interacciones positivas entre las tecnologías Solar PV y baterías. Esto porque al retirar la tecnología hidráulica del SEN, y repitiendo el ejercicio de cálculo ELCC para este portafolio, la sinergia existente entre estas tecnologías es de al menos un 27%. Es importante destacar que, para el sistema proyectado hacia el año 2026, no se alcanza la capacidad óptima de almacenamiento y/o regulación, esto porque los reconocimientos ELCC promedios para estas tecnologías sobrepasan el 90%.

⁴ La comparación se realiza en función de los resultados de aplicar la metodología ELCC al año 2024, donde ni la conformación del parque de generación ni los supuestos utilizados varían de forma importante.

Finalmente, se investigó el efecto de reemplazar la métrica LOLE por EENS (energía no suministrada esperada) en la metodología ELCC, donde se replicó el caso de estudio anterior, pero reemplazando la métrica de confiabilidad, para así poder comparar el desempeño de ambas (LOLE y EENS).

Los resultados de esta comparación demuestran un aumento en la cantidad de situaciones (horas) con pérdida de carga, en comparación al utilizar la métrica LOLE. En relación con los reconocimientos de potencia en bloques tecnológicos, se presentan algunos patrones claros. Por un lado, las tecnologías Solar PV y Eólico presentan un leve aumento en el reconocimiento ELCC en comparación a la métrica LOLE. Por otro lado, las tecnologías de almacenamiento y regulación exhiben una considerable disminución (Tabla C).

Con respecto al reconocimiento en portafolios tecnológicos, la diferencia entre el uso de las métricas es más categórica, obteniéndose disminuciones en los reconocimientos ELCC para todos los portafolios analizados (Tabla D). Además, se observa que en aquellos portafolios existentes a los que se les agrega la tecnología BESS, el aumento en el reconocimiento ELCC es marginal o incluso nulo.

Tabla C. Resultados cálculo ELCC por portafolios tecnológicos. Caso de estudio SEN 2026

Cluster	Factor de planta	Capacidad Instalada [MW]	ELCC Average Preliminar [MW]	% ELCC Average/Cap (EENS)	% ELCC Average/Cap (LOLE)
Solar PV	24%	11.796	1.450	12%	10%
Eólico	30%	8.063	2.233	28%	27%
Hidro Pasada	66%	1.498	818	55%	56%
Embalse	-	4.011	3.377	84%	95%
Hidro Regulación	-	5.912	4.768	81%	91%
BESS @ 4 horas	-	1.152	770	67%	90%

Tabla D. Resultados cálculo ELCC por portafolios tecnológicos. Caso de estudio SEN 2026

Cluster	Capacidad Instalada [MW]	ELCC portafolio Preliminar [MW]	Sinergia [MW]	% ELCC portafolio /Cap (EENS)	% ELCC portafolio /Cap (LOLE)
Solar PV + BESS	12.949	1.810	-410	14%	16%
Solar PV + Embalse	15.908	5.627	800	35%	53%
Solar PV+ Hidro Regulación	17.808	7.597	1.379	43%	65%
Solar PV + Embalse + BESS	17.060	5.694	97	33%	63%
Solar PV + Hidro Regulación + BESS	18.961	7.599	611	40%	71%
Solar PV + Eólico	19.859	4.625	942	23%	26%

Cluster	Capacidad Instalada [MW]	ELCC portafolio Preliminar [MW]	Sinergia [MW]	% ELCC portafolio /Cap (EENS)	% ELCC portafolio /Cap (LOLE)
Solar PV + Eólico + BESS	21.012	4.680	227	22%	35%
Solar PV + Eólico + Hidro Pasada	21.358	5.920	1.419	28%	38%
Solar PV + Eólico + Embalse	23.971	8.749	1.689	36%	63%
Solar PV + Eólico + Embalse + BESS	25.123	8.749	919	35%	60%

1 Introducción y antecedentes generales

Durante 2020, el Ministerio de Energía publicó la llamada “Estrategia de Flexibilidad” que define diversas acciones con el fin de tener las señales de mercado y procesos adecuados que permitan el desarrollo de servicios de flexibilidad requeridos por el Sistema Eléctrico Nacional.

Entre las acciones que definen la Estrategia de Flexibilidad, dos de estas se enfocan en mejorar los mecanismos de pago por capacidad. La primera busca mejorar los aspectos metodológicos relacionados con la suficiencia. La segunda busca incluir una componente de flexibilidad en los mecanismos de capacidad.

Con el fin de mejorar el sistema de pagos de capacidad chileno, el Ministerio de Energía y el Banco Mundial solicitaron un estudio al Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI) para desarrollar un modelo que calcule la asignación de capacidad (Potencia de Suficiencia Definitiva), usando metodologías de ECP (*Equivalent Conventional Power*) y ELCC (*Effective Load Carrying Capability*). Dicho estudio, se enfoca en la asignación de capacidad de las instalaciones. No obstante, no incluía elementos relacionados a la flexibilidad. Por lo tanto, se hace necesario analizar y extender el modelo para cubrir mejoras necesarias en el sistema de pagos por capacidad.

Entre los desafíos a abordar en el desarrollo del nuevo mecanismo, se encuentra el definir los supuestos necesarios para implementar el mecanismo de asignación de capacidad propuesto por la autoridad, realizar sugerencias y mejoras, y estimar la asignación de capacidad (Potencia de Suficiencia Definitiva) y los ingresos anuales esperados para cada instalación del sistema. Estas actividades se encuentran contenidas en los Objetivos Específicos del estudio.

El presente documento corresponde al Informe Final (Preliminar) del estudio, consistente en la evaluación, y sugerencias de la metodología de asignación de capacidad propuesto por el Ministerio de Energía, y su aplicación sobre escenarios resueltos en la primera fase del estudio. Además, contiene los resultados asociados a la aplicación de la metodología según portafolios tecnológicos.

2 Mecanismo de asignación de créditos de capacidad

El Ministerio de Energía presentó un mecanismo de asignación de capacidad durante la mesa de trabajo del reglamento de potencia. Este mecanismo tiene como intención incorporar aspectos de flexibilidad de las centrales del sistema eléctrico al cálculo de asignación de capacidad, considerando tanto parámetros técnicos como económicos de los generadores. La presente sección tiene como objetivo ilustrar y evaluar la metodología propuesta definiendo los supuestos mínimos necesarios para la implementación y aplicabilidad en el contexto del sistema eléctrico chileno.

2.1 Evaluación y análisis del mecanismo de asignación de capacidad

La propuesta realizada por el Ministerio de Energía complementa la metodología de asignación de créditos de capacidad a las centrales del sistema eléctrico inicialmente analizada en la primera fase del estudio. En un inicio, el cálculo de potencia definitiva de una central se obtiene considerando únicamente aspectos de suficiencia, el cual involucra el cálculo de potencia inicial de una central mediante el uso de metodologías probabilísticas (por ejemplo, ELCC), posteriormente obteniendo la potencia preliminar al realizar descuentos correspondientes por consumos propios y mantenimientos, para finalmente obtener la potencia definitiva ajustando las potencias preliminares según los requerimientos de potencia del sistema eléctrico. Este mecanismo de asignación de pagos por capacidad mediante la metodología ELCC fue presentada en la primera fase del estudio.

En esta ocasión, como una segunda fase del estudio, el mecanismo de asignación de créditos de capacidad propuesto agrega el concepto de potencia flexible al cálculo de potencia definitiva, metodología que se obtiene paralelamente a la potencia de suficiencia, y que está conformada por la obtención de tres factores distintos que ponderan el reconocimiento de potencia flexible (llamados factor de capacidad de generación flexible, factor de disponibilidad en horas de rampa y factor de eficiencia económica). Una vez que se obtiene la potencia flexible preliminar se realiza un ajuste según los requerimientos de flexibilidad del sistema para obtener la potencia flexible definitiva. Finalmente, se procede a ponderar el cálculo de potencia flexible definitiva con lo anteriormente calculado correspondiente a la potencia de suficiencia definitiva para así obtener la potencia definitiva de la central que integra los aspectos de suficiencia y flexibilidad. Esta ponderación de potencia flexible y suficiencia se define a través de un factor de asignación de potencia flexible (llamado “x” en la Figura 1).

De forma de simplificar el entendimiento de la metodología propuesta por el Ministerio de Energía, en la Figura 1, se presenta un diagrama del mecanismo de asignación de capacidad para la obtención de la potencia definitiva.

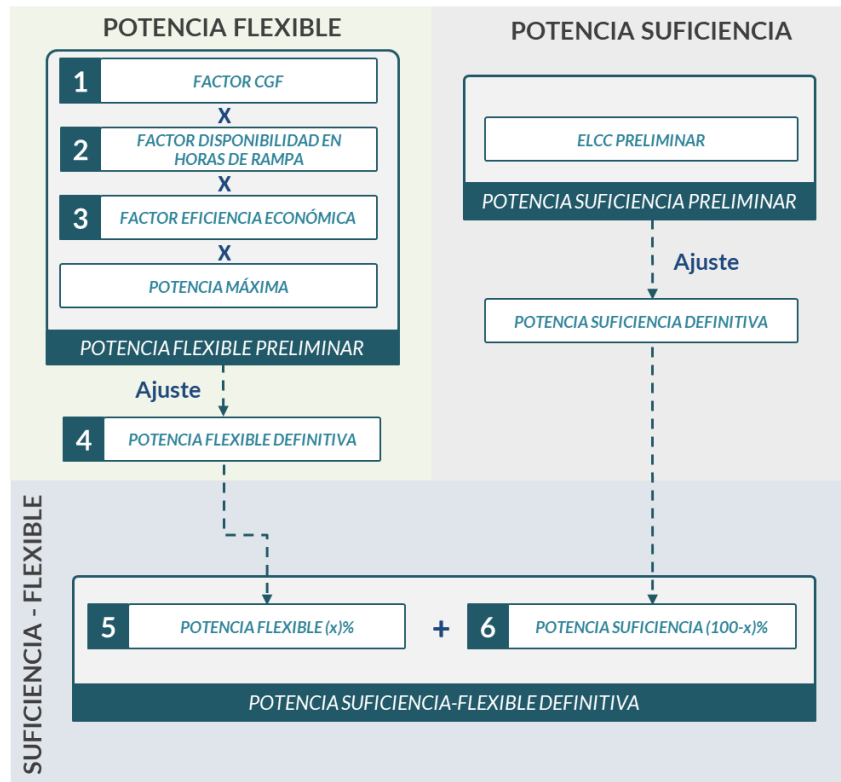


Figura 1. Mecanismo propuesto por el Ministerio de Energía para la obtención de potencia definitiva.

A continuación, se describe en detalle el cálculo de potencia flexible:

2.1.1. Potencia flexible

El cálculo de potencia flexible de una central es obtenido a través de la obtención de tres factores distintos (factor de Capacidad de Generación flexible, factor de disponibilidad en horas de rampa y factor de eficiencia económica), los cuales se obtienen de manera independiente entre sí utilizando datos técnicos y económicos de las centrales eléctricas.

2.1.1.1 Factor de capacidad de generación flexible (CGF)

Este factor refleja las inflexibilidades de una central de generación a partir de su rango operacional, su tiempo de partida y su capacidad de rampa, tal como se muestra a continuación.

$$CGF_i = \min\{P_{max} - P_{min}; Rampa_{prom} * 180 \text{ min}\}, \text{ si } t_{partida} \geq 90 \text{ min}$$

$$CGF_i = \min\{P_{max}, P_{min} + Rampa_{prom} * (180 \text{ min} - t_{partida})\}, \text{ si } t_{partida} < 90 \text{ min}$$

Donde:

P_{max} : Potencia máxima de la central en MW.

P_{min} : Mínimo técnico de operación de la central en MW.

$t_{partida}$: Tiempo de partida de la central en min.

Rampa_{prom}: Corresponde a la rampa de subida de la central en MW/min. Cabe indicar que se puede crear un indicador que pondere rampa de subida y de bajada por separado.

A partir de las ecuaciones expresadas anteriormente, se compara el rango operacional de las centrales con la provisión de requerimientos de rampa durante 3 horas (180 min), en función de sus tiempos de partida y rampas de subida. Es así como en términos generales, las centrales más lentas con tiempos de partida altos y rampas de subida bajas reciben una mayor penalización por inflexibilidades en relación a centrales con tiempos de partida bajos y rampas de subida altas.

Es importante observar que para el cálculo del presente factor se hace necesario, además del parámetro de potencia máxima, obtener parámetros técnicos como potencia mínima, rampa promedio y tiempo de partida de todas las centrales del sistema, así como la definición de un tiempo de provisión de requerimientos de rampa.

También resulta necesario realizar definiciones extras para la obtención de dichos parámetros. Por ejemplo, los parámetros técnicos de las centrales a carbón difieren dependiendo al estado térmico a la que se encuentren las máquinas⁵, o también en el caso para aquellas centrales capaces de operar con distintos combustibles, donde los parámetros técnicos también difieren según el tipo de combustible utilizado en su operación. Aparte de esto último, se hace necesaria la recopilación de parámetros para todas las centrales del sistema, y en caso de no tener algún parámetro, implementar y validar metodologías para estimar los parámetros en aquellas centrales que no exista data disponible.

2.1.1.2 Factor de disponibilidad en horas de rampa

Este factor tiene como objetivo efectuar descuentos o penalizaciones por indisponibilidades del recurso energético primario de las tecnologías durante las horas de máxima rampa. Para calcular este factor de disponibilidad de las centrales, se torna necesario realizar la determinación de dichas horas de rampa, identificando a partir de un día promedio y por estación del año una ventana temporal donde se presente la máxima rampa sostenida de demanda neta por un periodo dado (por ejemplo, 3 horas discretas).

Una vez definida las horas de rampa del año en estudio, se procede a determinar la indisponibilidad de recurso energético primario de las diferentes tecnologías de la siguiente manera:

- **Solar y Eólica:** Se determina el factor de disponibilidad como el promedio de la disponibilidad del recurso dentro de la ventana temporal de interés en un año particular. Para ello, se utilizan datos horarios.
- **Pasada:** Se determina el factor de disponibilidad como el promedio de la disponibilidad del recurso dentro de la ventana temporal de interés en un año particular. Nótese que se utilizan afluentes con resolución semanal, y se consideran hidrologías históricas.

⁵ El estado térmico hace referencia a las diferentes temperaturas que puede estar la máquina de acuerdo al tiempo que salió de operación.

- **Geotermia:** Se determina el factor de disponibilidad como el promedio de la generación real de la planta en un año particular. En esta instancia, el cálculo del factor no se acota a la ventana temporal de interés debido a que se asume que su recurso primario no está sujeto a estacionalidad.
- **Térmicas y Embalse-Serie:** Para estas tecnologías, se fija un factor de disponibilidad del 100%.

Es relevante indicar que, al factor de disponibilidad de generación en horas de rampa, se le agregan descuentos por mantenimientos, consumos propios e IFOR para todas las tecnologías. Este último descuento no aplica a la geotermia debido a la utilización de datos de operación real que ya internaliza estas indisponibilidades.

2.1.1.3 Factor de eficiencia económica (FEE)

Este factor refleja la probabilidad que una unidad participe en el despacho durante las horas de mayor estrés del sistema (horas de rampa) de acuerdo a su mérito económico. Es así como, este factor busca descontar o penalizar las centrales por su eficiencia económica.

Para la determinación de este factor de eficiencia económica, el Ministerio de Energía propone realizar ejercicios de simulación, considerando salidas forzadas del parque generador. La asignación del factor de eficiencia económica estará dada por la cantidad de instancias temporales que una central se encuentre en operación en relación al total de instancias simuladas en el ejercicio. Para esto, se estableció el siguiente procedimiento.

Se definió el concepto de demanda residual (D_{res}), la cual corresponde a la demanda que debe ser abastecida netamente por centrales de generación térmicas, esto luego de descontar los aportes de las tecnologías más eficientes económicamente a la demanda punta del sistema.

$$D_{res} = D_{punta} + Res_{z\%} - Gx_{ernc} - Gx_{embalse-serie} - Gx_{almacenamiento} - Gx_{CSP}$$

Donde:

D_{punta} : Calculada como la demanda máxima presentada en las horas de rampa definida del año en estudio.

$Res_{z\%}$: Reserva requerida calculada como un porcentaje de la demanda punta.

Gx_{ernc} : Suma de generación renovable esperada, mismo valor obtenido en el factor de disponibilidad en horas de rampa.

$Gx_{embalse-serie}$: Suma de ELCC preliminar de las tecnologías de embalse-serie.

$Gx_{almacenamiento}, Gx_{CSP}$: Suma de ELCC preliminar de las centrales de bombeo, baterías y CSP.

Posteriormente, se determina el porcentaje de participación $X\%$ ⁶ de cada una de las centrales térmicas en el ejercicio de simulación propuesto, y se ordenan las centrales priorizando (i) el porcentaje de participación de las centrales térmicas en el ejercicio de simulación, y (ii) costo variable de las centrales térmicas declarado en el ejercicio. Luego, se obtiene la capacidad de generación térmica disponible acumulada en función al orden de mérito definido, para así establecer cuáles son las centrales que abastecen la demanda residual. Todas aquellas centrales que sean requeridas para abastecer la demanda residual obtendrán un factor de eficiencia económica del 100%, por el contrario, a aquellas centrales fuera del umbral, se les asignará un factor de eficiencia económica que dependerá del porcentaje de participación de la última central que obtiene un factor del 100% ($X_A\%$) y el porcentaje de participación de la central en evaluación ($X_i\%$), mediante la fórmula:

$$FEE_i = \frac{X_i \%}{X_A \%}$$

2.1.2. Levantamiento de información para aplicación del mecanismo de asignación de potencia propuesto por el Ministerio de Energía

La aplicación del mecanismo de asignación de capacidad involucra el uso de distintos datos técnicos y económicos de las instalaciones del sistema. Para esto, el Consultor requirió realizar un levantamiento de información de las instalaciones del sistema. La información requerida de cada una de las instalaciones se detalla a continuación:

- **Centrales térmicas:** Parámetros económicos (costos variables) y técnicos de las unidades como mínimos técnicos, tiempos de partida y rampas de subida.
- **Centrales solares fotovoltaicas y eólicas:** Perfiles de disponibilidad real del recurso energético y parámetros técnicos (mínimos técnicos, tiempos de partida y rampas de subida).
- **Centrales Hidroeléctricas:** Afluentes históricos y parámetros técnicos (mínimos técnicos, tiempos de partida y rampas de subida).
- **Sistemas de Almacenamiento de energía:** Parámetros técnicos (mínimos técnicos, tiempos de partida y rampas de subida).
- **Demanda:** Demanda por subsistema del año en estudio con resolución horaria.
- **Todas las centrales:** Factor de mantenimiento mayor (FMM), consumos propios e IFOR.

La información necesaria para la aplicación de la presente metodología no se encuentra disponible en una única base de datos. Por ejemplo, algunos parámetros técnicos de las centrales (como potencia máxima, FMM y consumos propios) fueron heredados de la base de datos utilizada en la primera fase del estudio, adicionalmente, de esta misma fuente de información, se utilizaron los perfiles de disponibilidad para las centrales renovables, afluentes históricos y la demanda horaria por subsistema con resolución horaria. En cuanto al resto de los parámetros técnicos de las centrales

⁶ Porcentaje de participación se calcula como la cantidad de bloques que la central se encuentra en operación con respecto a la cantidad de bloques simulados en el ejercicio.

(como mínimos técnicos, tiempos de partida y rampas de subida), parte considerable de estos datos fueron recopilados a partir de distintas fuentes de información. En primer lugar, se utilizó una base de datos compartida por el Ministerio de Energía, la cual fue complementada con una base de datos utilizada por la Comisión Nacional de Energía (CNE) en una implementación propia del presente mecanismo y también se utilizaron parámetros técnicos obtenidos a través del portal Infotécnica del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN)⁷. Por último, los costos variables de las unidades del sistema fueron obtenidos a partir de los datos de entrada utilizados en el ejercicio PLP del 3 de enero del 2019, ejercicio realizado por el Coordinador Eléctrico Nacional.

Cabe señalar que, a pesar de utilizar distintas fuentes de información, no se logró completar la base de datos con los parámetros de todas las centrales del sistema. Por consiguiente, se procedió a realizar una extrapolación de la información para aquellos campos faltantes, tomando como referencia los datos recopilados con énfasis en la tecnología y tamaño de la central a estimar su dato. Los criterios utilizados para cada parámetro extrapolado fueron los siguientes:

- **Mínimos técnicos:** Se establece en función de la razón entre mínimo técnico y potencia máxima para todas las centrales, exceptuando renovables y almacenamiento. Para las centrales renovables y almacenamiento, se define un mínimo técnico igual a cero.
- **Tiempos de partida:** Se establece en función de la razón entre tiempo de partida y potencia máxima para todas las centrales, exceptuando renovables y almacenamiento. Para las centrales renovables y almacenamiento, se define un tiempo de partida inferior a 90 minutos.
- **Rampas de subida:** Se establece en función de la razón entre rampa de subida y potencia máxima para todas las centrales, exceptuando renovables y almacenamiento. Para las centrales renovables y almacenamiento se define una rampa de subida igual a la potencia máxima.

En la Figura 2 se ilustra la proporción de datos que tuvieron que ser proyectados en razón al total de datos necesarios para la aplicación del mecanismo. Se hace evidente que gran parte de los datos utilizados en la aplicación del mecanismo fueron obtenidos a partir de las fuentes de información otorgadas por el Ministerio de Energía, CNE y el uso del portal Infotécnica del CEN.

⁷ Portal Infotécnica Coordinador Eléctrico Nacional. <https://infotecnica.coordinador.cl/>

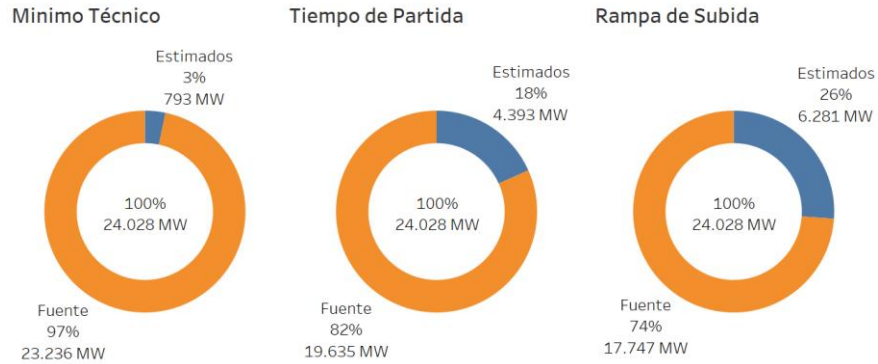


Figura 2. Comparación de datos de fuentes de información con datos proyectados para los distintos parámetros técnicos de las centrales.

Por último, la información individual de todas las centrales se encuentra más detallada en los anexos electrónicos compartidos con el Ministerio de Energía.

2.2 Propuesta de aspectos de mejora del mecanismo

La implementación del mecanismo de asignación de capacidad propuesto por el Ministerio de Energía conlleva la necesidad de realizar levantamientos de información considerables, los cuales consultando tanto a la autoridad respectiva, como a fuentes de información disponibles no resultaron suficientes para poder completar la base de datos necesaria para la aplicación de este mecanismo. Es por esto, que el Consultor tuvo que realizar supuestos e implementar metodologías adicionales para poder completar la base de datos necesaria para la implementación de dicho mecanismo. Además de los datos, varios pasos metodológicos son discrecionales. Por ejemplo, la determinación de la amplitud de la ventana temporal de horas de rampa, y las fórmulas *ad hoc* para el factor de capacidad de generación flexible y el factor de eficiencia económica.

Teniendo en consideración lo anterior, el Consultor sugiere descartar la rama de flexibilidad dentro del mecanismo propuesto por el Ministerio de Energía. Sin embargo, se propone conservar parte del mecanismo, en particular, aquel correspondiente al factor de eficiencia económica para ser incorporado en la rama de suficiencia, dentro del cálculo de la potencia preliminar (ver Figura 3). No obstante, el Consultor sugiere realizar modificaciones en el cálculo de este factor.



Figura 3. Factor de eficiencia económica incluido en la rama de suficiencia, dentro del cálculo de potencia preliminar.

2.2.1. Factor de eficiencia económica propuesto por el Consultor

El Consultor sugiere mantener el factor de eficiencia económica para ser incorporado en la rama de suficiencia del mecanismo de asignación de pagos por capacidad. Este factor sugerido tiene en consideración los reconocimientos por capacidad obtenidos mediante la metodología ELCC para todas las centrales del sistema y el costo variable de operación asociado a cada central. El objetivo es no penalizar aquellas centrales que, por confiabilidad, sean necesarias para abastecer la demanda punta del sistema o que sean más eficientes económicamente que la central de punta de referencia del sistema. De la misma manera, se decide penalizar aquellas centrales con costos variables de operación más altos. Para esto, la metodología propuesta para calcular el factor de eficiencia económica se divide en distintas etapas.

En primera instancia, se debe realizar una curva de oferta de capacidad, la cual estará ordenada según orden de mérito económico considerando el costo variable de operación de las centrales y la potencia ELCC preliminar (ver Figura 4). Cabe destacar que, inicialmente la curva de oferta de capacidad incluirá los aportes de las tecnologías con costo de operación más bajos, es decir, centrales renovables, geotermia, almacenamiento e hidráulicas, para luego considerar la capacidad ELCC de las tecnologías térmicas con costos variables de operación más altos.

Posteriormente, se procede a definir dos puntos relevantes. El primero (A) corresponde a aquel dentro de la curva de oferta que indica la cantidad necesaria de capacidad para contar con un suministro confiable (i.e., potencia ELCC acumulada del parque igual al objetivo de suficiencia definido para el sistema, por ejemplo, demanda máxima). Si la unidad correspondiente al punto (A) es más económica que la central de punta de referencia (actualmente turbina diésel de 70 MW), entonces el punto (A) se modifica hasta hacerlo coincidir con la capacidad de aquella unidad que

más se asemeja a dicha central de referencia. El segundo punto (B) se define como el ELCC acumulado de todo el sistema a costo de racionamiento o de falla. Ver Figura 4.

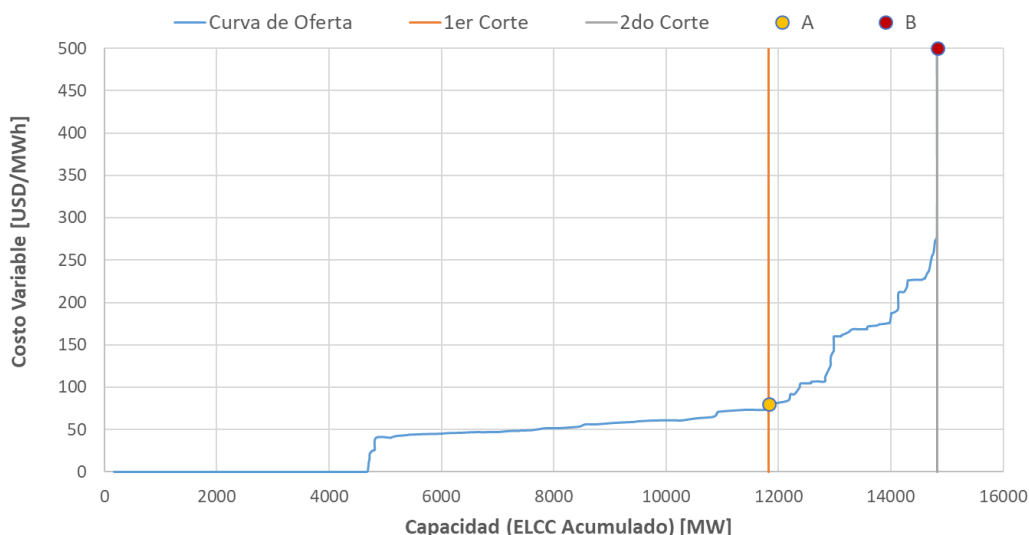


Figura 4. Curva de oferta de generación para asignación de factor de eficiencia económica. El primer corte definido hace referencia a la capacidad requerida para abastecer demanda de forma confiable⁸, y el segundo corte establecido corresponde a la capacidad total con la que cuenta el sistema.

Por último, una vez definido los puntos de referencia anteriormente detallados, se procede a realizar la asignación del factor de eficiencia económica. En la Figura 5, se puede apreciar la asignación del factor de eficiencia económica según el costo variable de cada central. Para las centrales que tengan costo variable menor a aquel que define el punto (A) obtendrán un factor igual a 100%, mientras que, las centrales con costo variable superior al definido en el punto (A) se calcula su factor según la fórmula:

$$\text{Factor de Eficiencia Económica}_k = \frac{VoLL - CV_k}{VoLL - CV_A}$$

Donde $VoLL$ es el costo de racionamiento o falla, CV_k es el costo variable de la unidad k en evaluación y CV_A es el costo variable de la unidad asociada al punto A de la Figura 5.

⁸ Como se mencionó, la capacidad requerida para abastecer la demanda de manera confiable se obtiene a partir de la potencia ELCC acumulada del parque ordenada en función de los costos variables de las unidades. En caso de que, la unidad que permite alcanzar el objetivo de confiabilidad tenga un costo variable menor al de la unidad punta de referencia, el primer corte se desplaza hasta la unidad punta de referencia. Por ende, el primer corte siempre tendrá incluida la capacidad de generación que aporta la central punta de referencia.

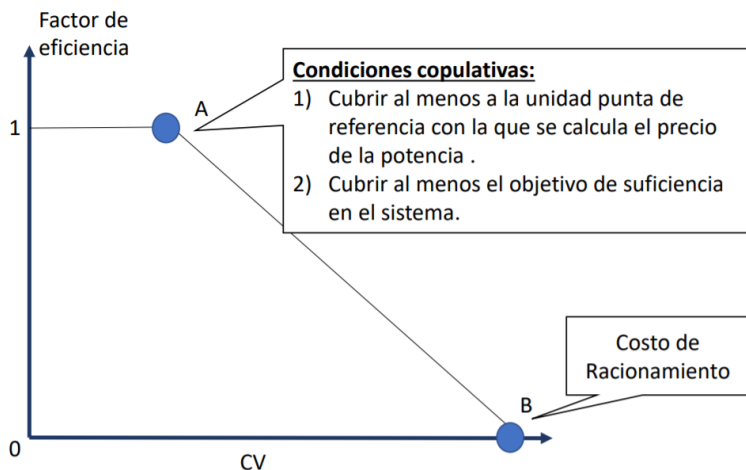


Figura 5. Asignación del factor de eficiencia para las centrales.

En la siguiente Figura 6 se ilustra un ejemplo de aplicación de la metodología del factor de eficiencia económica sugerida por el Consultor.

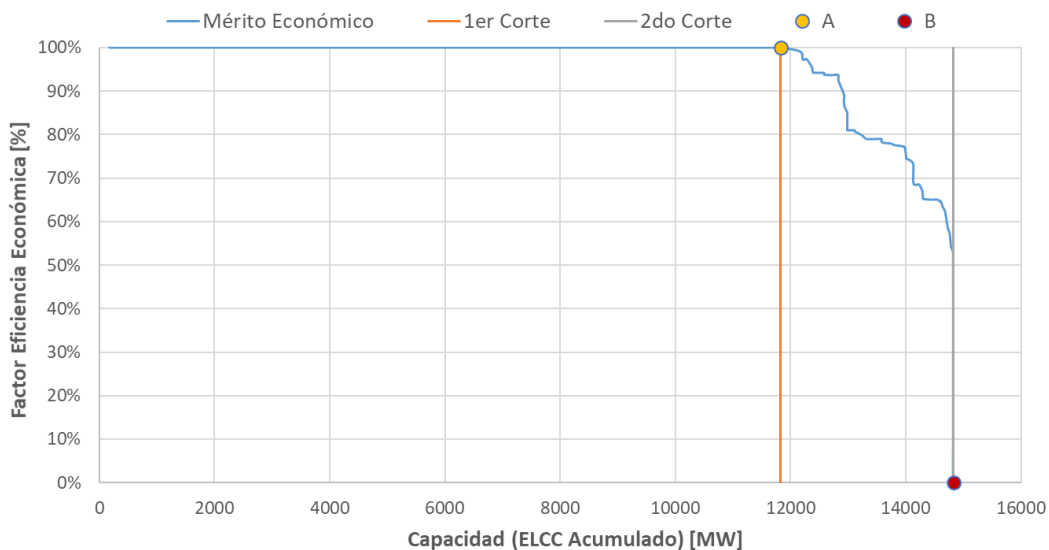


Figura 6. Ejemplo de aplicación de factor de eficiencia económica sugerido por el Consultor

3 Estimación de asignación de capacidad e ingresos anuales esperados

3.1 Aplicación de la metodología definida

El Consultor implementó tanto la metodología de asignación de pago por capacidad propuesta por el Ministerio de Energía como la metodología propuesta por el Consultor, la cual elimina la rama de flexibilidad e incorpora el factor de eficiencia económica en la rama de suficiencia. Dado que, en la metodología propuesta por el Consultor, el factor de eficiencia económica no varía entre los diferentes escenarios basados en un mismo año (2019 o 2040), se realizó el análisis para un único escenario del año 2019 y del año 2040. Por consiguiente, ambas metodologías han sido aplicadas en los escenarios ELCC2019 y ELCC2040 de la primera fase del estudio que consisten en calcular los aportes de las centrales a la suficiencia del sistema bajo la metodología actual vigente y metodologías probabilísticas (ECP y ELCC). Cabe mencionar que, las metodologías propuestas son implementadas por subsistema (Norte/Sur) para el escenario ELCC2019, y de forma sistémica (SEN) para el escenario ELCC2040.

Para efectos de análisis, se compara la metodología de potencia flexible y suficiencia del Ministerio de Energía, y la metodología sugerida por el Consultor referente a la incorporación de factor de eficiencia económica en la rama de flexibilidad, con la metodología de solo potencia de suficiencia (ELCC) propuesta en la primera fase del estudio. La metodología propuesta por el Ministerio de Energía se denomina “ELCC + P. Flexible”, la metodología sugerida por el Consultor se denomina “ELCC + F. Eficiencia” y la metodología utilizada en la primera fase del estudio se denomina “ELCC”.

Es importante destacar que para obtener el reconocimiento de potencia de suficiencia con la metodología del Ministerio de Energía se requiere la fijación del factor de asignación de potencia flexible, el cual pondera las ramas de suficiencia y flexibilidad. Para efecto del presente ejercicio, este factor fue fijado en 10%. Nótese que el valor del factor de asignación de potencia flexible no se encuentra fijado en la propuesta del Ministerio de Energía, por ende, puede tomar un valor distinto.

En la Figura 7 se presentan los resultados obtenidos al aplicar ambas metodologías en el escenario ELCC 2019, además se incluye al análisis los resultados de potencia definitiva obtenidos en la primera fase del estudio. Se destaca que los resultados obtenidos en la primera fase del estudio corresponden a la aplicación íntegra de la rama de suficiencia en el cálculo de potencia definitiva. El resumen de los resultados de los reconocimientos de potencia de suficiencia del ELCC2019 por tecnología y subsistema se presentan en la Tabla 1 para las tres metodologías analizadas en el presente ejercicio.

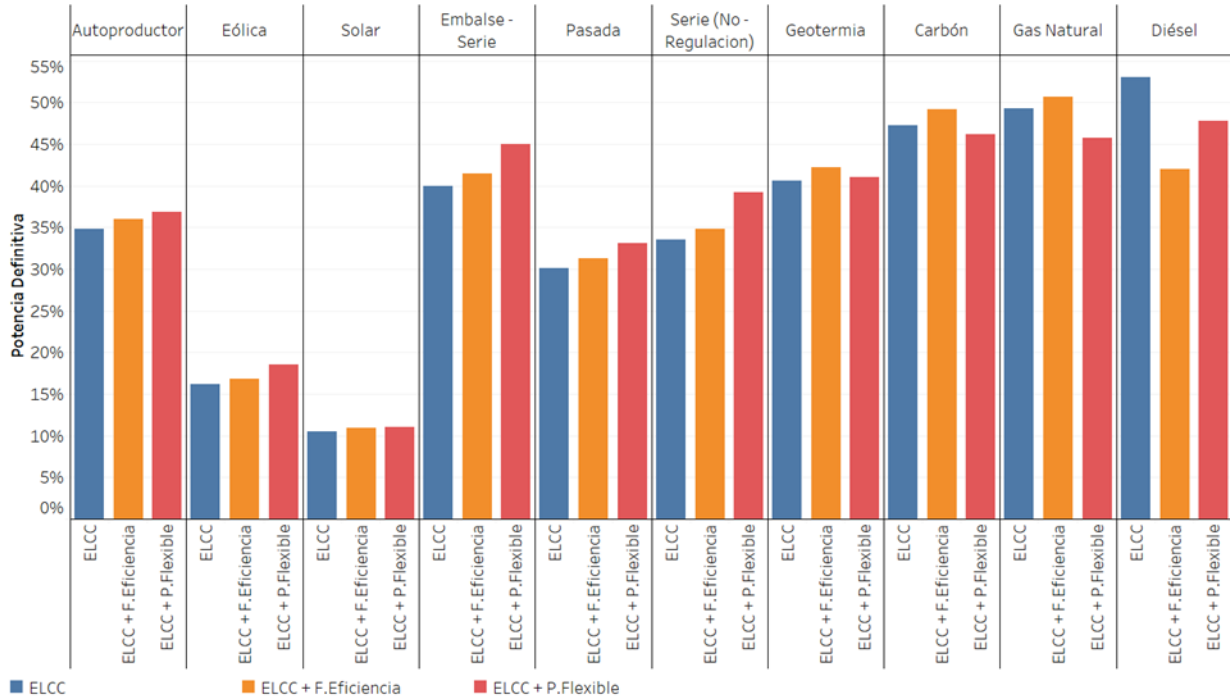


Figura 7. Porcentaje de reconocimiento de potencia definitiva por tecnología para cada metodología propuesta – Escenario ELCC2019.

Tabla 1. Promedio de la razón individual entre la potencia de suficiencia definitiva y potencia máxima. Resultado reportado por tecnología y subsistema para cada metodología propuesta – Escenario ELCC2019.

Subsistema	Tecnología	ELCC	ELCC + F. Eficiencia	ELCC + P. Flexible
		Potencia Definitiva [%]	Potencia Definitiva [%]	Potencia Definitiva [%]
Norte	Carbón	47,3%	49,1%	46,2%
	Gas Natural	49,3%	50,6%	45,7%
	Diésel	53,2%	40,9%	47,9%
	Autoprodutor	35,4%	36,6%	37,1%
	Geotermia	40,6%	42,2%	41,1%
	Embalse - Serie	38,9%	40,4%	44,0%
	Serie (No regulación)	33,5%	34,8%	39,2%
	Pasada	30,4%	31,6%	33,7%
	Solar	10,5%	11,0%	11,0%
	Eólica	16,6%	17,3%	19,0%
Sur	Diésel	51,8%	50,6%	46,6%
	Autoprodutor	30,5%	31,7%	34,7%
	Embalse - Serie	56,8%	59,0%	60,1%
	Pasada	28,5%	29,6%	31,5%
	Eólica	9,2%	9,5%	10,7%

A partir de la Figura 7, es posible evidenciar en primera instancia que la tecnología solar fotovoltaica es la única que presenta variaciones mínimas entre las distintas metodologías. En el caso de las

tecnologías hidráulicas como embalse-serie, serie y pasada, estas exhiben un aumento en el cálculo de potencia definitiva tanto con la metodología propuesta por el Ministerio de Energía como la metodología sugerida por el Consultor; sin embargo, los valores son más altos con ELCC + P. Flexible dada la alta capacidad de generación flexible, baja penalización por eficiencia económica y alta presencia en horas de rampa.

En el caso de las tecnologías térmicas, a excepción de la geotermia, se obtienen situaciones dispares. En primer lugar, se encontró que la aplicación de la metodología ELCC incorporando asignación de potencia flexible (ELCC + P. Flexible) establece un reconocimiento de potencia más bajo en relación a las otras metodologías propuestas. Esto dada la penalización existente debido a los parámetros técnicos (potencia mínima, tiempos de encendido y rampas) de estas tecnologías que limitan su flexibilidad. No obstante, para el caso de las tecnologías de carbón y gas natural, se pueden observar incrementos en los reconocimientos de potencia mediante la metodología ELCC + F. Eficiencia, esto debido a que estas tecnologías no son afectadas por eficiencia económica al estar ubicadas antes del umbral de eficiencia económicas según la curva de oferta. Situación que no ocurre con la tecnología diésel, la cual se presenta más afectada dado sus altos costos variables de operación.

Los resultados de potencia de suficiencia definitiva del sistema por tecnología con respecto al escenario ELCC2040⁹ para las tres respectivas metodologías analizadas en el ejercicio son presentados en la Figura 8. Asimismo, los resultados de los reconocimientos de potencia de suficiencia del SEN se ilustran en la Tabla 2. Notar que los resultados obtenidos con la metodología ELCC + F. Eficiencia coinciden exactamente con los reconocimientos de potencia de suficiencia definitiva de la metodología ELCC, por ende, se infiere que no existe penalización por el factor de eficiencia. Esto ocurre porque el ELCC acumulado de todas las centrales del sistema resulta alcanzar un valor menor que la demanda punta proyectada para el año 2040, por ende, a todas las centrales del sistema se les asigna un factor de eficiencia del 100%¹⁰. Esto se debe a desajustes entre el plan de obras proyectado hacia el 2040 con las proyecciones de demanda (dado que el crecimiento de la potencia instalada no es suficiente para abastecer el crecimiento de la demanda de forma confiable), análisis que no corresponden al presente estudio.

Por el contrario, la metodología ELCC + P. Flexible exhibe ciertas diferencias con respecto a la metodología ELCC. Por ejemplo, en el caso de la tecnología solar fotovoltaica, la metodología ELCC + P. Flexible genera un incremento superior al 2%, esto debido al alto factor por capacidad de generación flexible, baja penalización producto de inflexibilidades durante las horas de mayor estrés del sistema y nula penalización por factor de eficiencia económica. Es así como, por la rama de potencia flexible, la tecnología solar fotovoltaica puede capturar menos descuentos e incrementar sus pagos por capacidad en relación a la metodología puramente ELCC.

⁹ Cabe destacar que el presente ejercicio aplicó la metodología sobre un parque de generación dado, por ende, desde los resultados obtenidos, no se puede analizar como el parque de generación podría evolucionar a partir de la aplicación de la metodología propuesta.

¹⁰ Para mayores detalles de demanda punta y suma de potencias ELCC referirse al informe anterior [1].

Por otra parte, para el caso de las nuevas tecnologías de almacenamiento presentes al año 2040, se observó que los reconocimientos de potencia de suficiencia considerando la rama de flexibilidad son relativamente inferiores a la asignación de potencia por medio del ELCC. Esto debido a que la potencia flexible definitiva de estas tecnologías sufre un mayor derrateo en comparación a la rama de suficiencia, esto producto de que la suma de potencia flexible preliminar es mayor en comparación a la suma potencia de suficiencia preliminar (situación contraria a la observada en el caso ELCC2019).

Cabe indicar que dichas variaciones en la asignación de potencia de las distintas tecnologías entre el ELCC y ELCC + P. Flexible pueden cambiar en función al peso que se establezca al reconocimiento de potencia flexible a través del factor de asignación de la rama de flexibilidad.

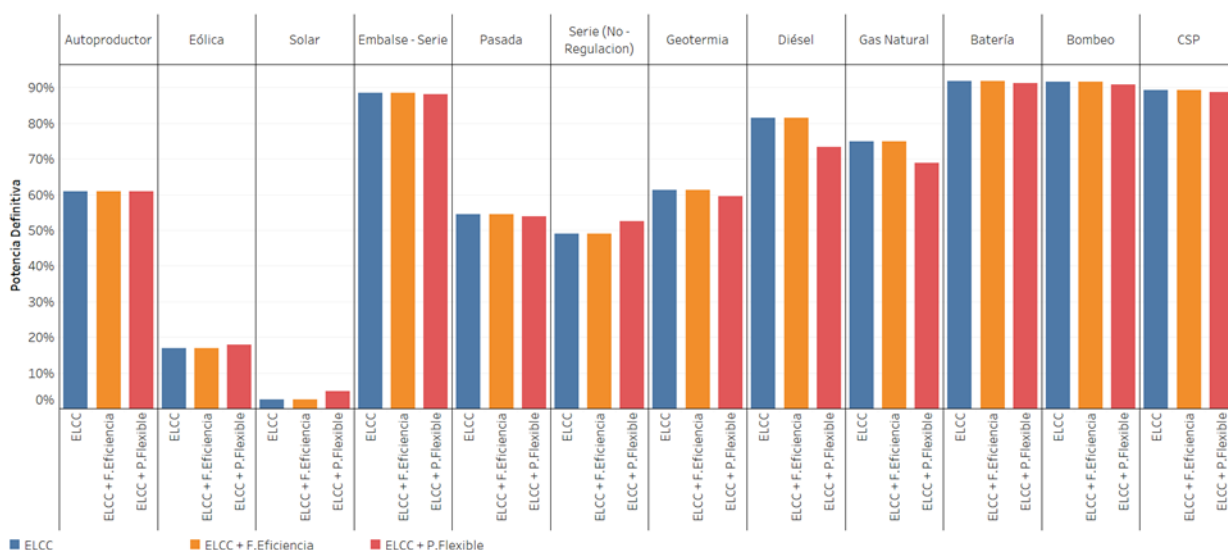


Figura 8. Porcentaje de reconocimiento de potencia definitiva por tecnología para cada metodología propuesta – Escenario ELCC2040.

Tabla 2. Promedio de la razón individual entre la potencia de suficiencia definitiva y potencia máxima. Resultado reportado por tecnología y subsistema para cada metodología propuesta – Escenario ELCC2040.

Subsistema	Tecnología	ELCC Potencia Definitiva [%]	ELCC + F. Eficiencia Potencia Definitiva [%]	ELCC + P. Flexible Potencia Definitiva [%]
SEN	Carbón ¹¹	0,0%	0,0%	0,0%
	Gas Natural	74,9%	74,9%	68,8%
	Diésel	81,4%	81,4%	73,3%
	Autoprodutor	61,0%	61,0%	60,8%
	Geotermia	61,4%	61,4%	59,5%
	Embalse - Serie	88,6%	88,6%	88,2%
	Serie (No regulación)	49,0%	49,0%	52,6%
	Pasada	54,5%	54,5%	53,9%
	Solar	2,5%	2,5%	4,8%

¹¹ La tecnología de carbón muestra un reconocimiento de potencia del 0% debido a que en el escenario de estudio del año 2040 se considera el retiro total de las centrales a carbón.

Subsistema	Tecnología	ELCC Potencia Definitiva [%]	ELCC + F. Eficiencia Potencia Definitiva [%]	ELCC + P. Flexible Potencia Definitiva [%]
	Eólica	16,9%	16,9%	17,9%
	Batería	91,9%	91,9%	91,2%
	Bombeo	91,6%	91,6%	90,9%
	CSP	89,3%	89,3%	88,7%

Los resultados individualizados por central, en conjunto con todos los descuentos correspondientes por los distintos factores de las metodologías analizadas para los escenarios ELCC2019 y ELCC2040 fueron entregados en los anexos electrónicos, en adición con los detalles de las siguientes actividades 3.2 y 3.3.

3.2 Estimación de ingresos por capacidad de las instalaciones del sistema y empresas

En esta actividad, el Consultor llevó a cabo el cálculo respectivo de los ingresos por capacidad por cada unidad generadora, y, además, considerando cinco principales empresas del país para los escenarios ELCC2019 y ELCC2040 utilizando la metodología propuesta. Para dicho cálculo de los ingresos por capacidad de las unidades y empresas, el Consultor utilizó, por simplicidad, un único precio de nudo de potencia de una barra de referencia (Quillota) publicado en el informe técnico definitivo de fijación de precios de nudo de corto plazo de enero 2020¹².

El Consultor procedió a calcular individualmente los ingresos anuales de las centrales por capacidad en función al precio nudo de potencia asociado a la barra de Quillota, y sus respectivas potencias de suficiencia definitivas. Posteriormente, una vez obtenido los ingresos individuales por capacidad de las centrales, se identifican aquellas centrales pertenecientes a alguna de las cinco empresas consideradas en la presente actividad, para finalmente determinar los ingresos por capacidad para dichas empresas.

A continuación, en la Figura 9, se muestra la comparación de los ingresos por capacidad de las centrales por tecnología entre el caso sin considerar factor de eficiencia (ELCC) y el caso incluyendo factor de eficiencia (ELCC + F. Eficiencia) para el escenario ELCC2019. Además, en la Tabla 3, se presenta los ingresos por capacidad de las cinco principales empresas del país obtenidos para ambos casos (ELCC y ELCC + F. Eficiencia) en el escenario ELCC2019.

¹² Informe Definitivo Fijación de Precios Nudo de Corto Plazo. Enero 2020. Comisión Nacional de Energía.

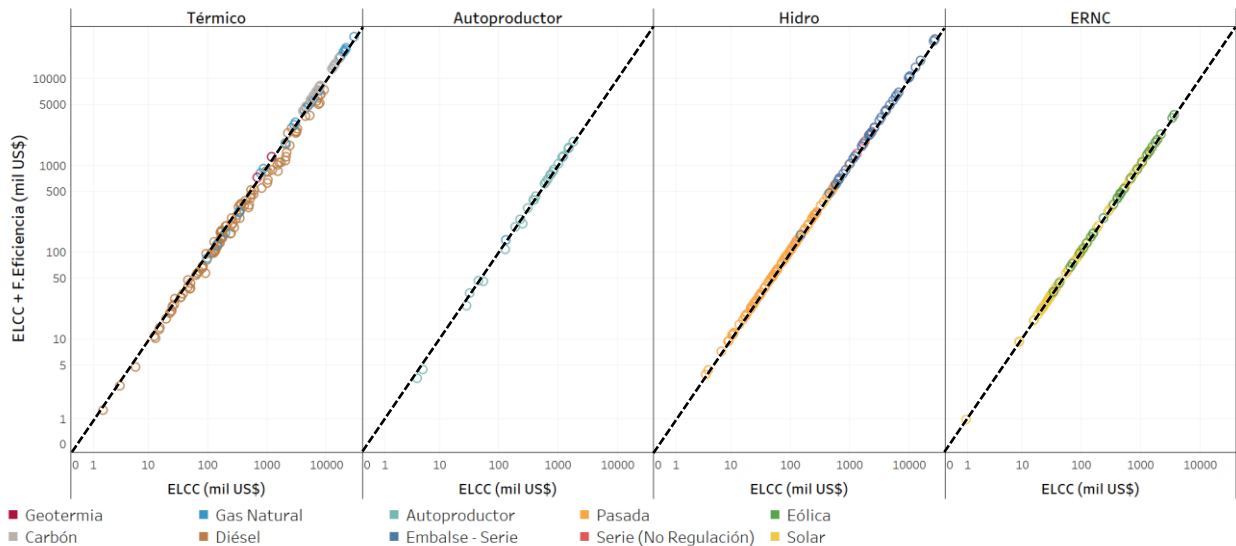


Figura 9. Variación de los ingresos por capacidad entre el caso sin considerar factor de eficiencia (ELCC) y el caso incluyendo el factor de eficiencia (ELCC + F. Eficiencia). Resultados reportados por tecnología y central para el escenario ELCC2019. Ejes en escala logarítmica.

Tabla 3. Ingresos por capacidad de cinco principales empresas del país del caso sin considerar factor de eficiencia (ELCC) y del caso incluyendo factor de eficiencia (ELCC + F. Eficiencia) para el escenario ELCC2019.

Empresas	ELCC	ELCC + F. Eficiencia
	Ingresos por capacidad [millón US\$]	Ingresos por capacidad [millón US\$]
Empresa 1	1,9	2,0
Empresa 2	155,1	161,1
Empresa 3	153,1	157,1
Empresa 4	266,5	274,2
Empresa 5	90,2	93,5

En la Figura 9, es posible apreciar que, dentro de la tecnología térmica, las centrales tipo diesel percibe menos ingresos por capacidad al incluir el factor de eficiencia dentro de la metodología de asignación de potencia de suficiencia (ELCC). Esto ocurre fundamentalmente debido a que, en el caso que se incorpora factor de eficiencia (ELCC + F. Eficiencia), las centrales menos eficientes del sistema (por ejemplo, diesel) reciben una mayor penalización que derratea sus reconocimientos de potencia de suficiencia producto de tener costos variables de operación más elevados, lo que con lleva a reducir sus ingresos por capacidad. Por el contrario, esta situación de reducción de ingresos por capacidad al incluir factor de eficiencia, no se presenta para el caso de las tecnologías hidroeléctricas y renovables, por el motivo que, dichas tecnologías no reciben ninguna penalización en sus reconocimientos de potencia de suficiencia producto de tener costos variables de operación nulos. Es así como, los resultados muestran que no existe ninguna variación de los ingresos por capacidad de las tecnologías hidroeléctrica y renovables entre los casos con y sin incorporación del factor de eficiencia en la asignación de créditos por capacidad.

Por último, en la Figura 10, se presenta la comparación de los ingresos por capacidad de las centrales por tecnología entre el caso sin considerar factor de eficiencia (ELCC) y el caso incluyendo factor de eficiencia (ELCC + F. Eficiencia) para el escenario ELCC2040. Además, en la Tabla 4, se presenta los ingresos por capacidad de las cinco principales empresas del país obtenidos para ambos casos (ELCC y ELCC + F. Eficiencia) en el escenario ELCC2040.

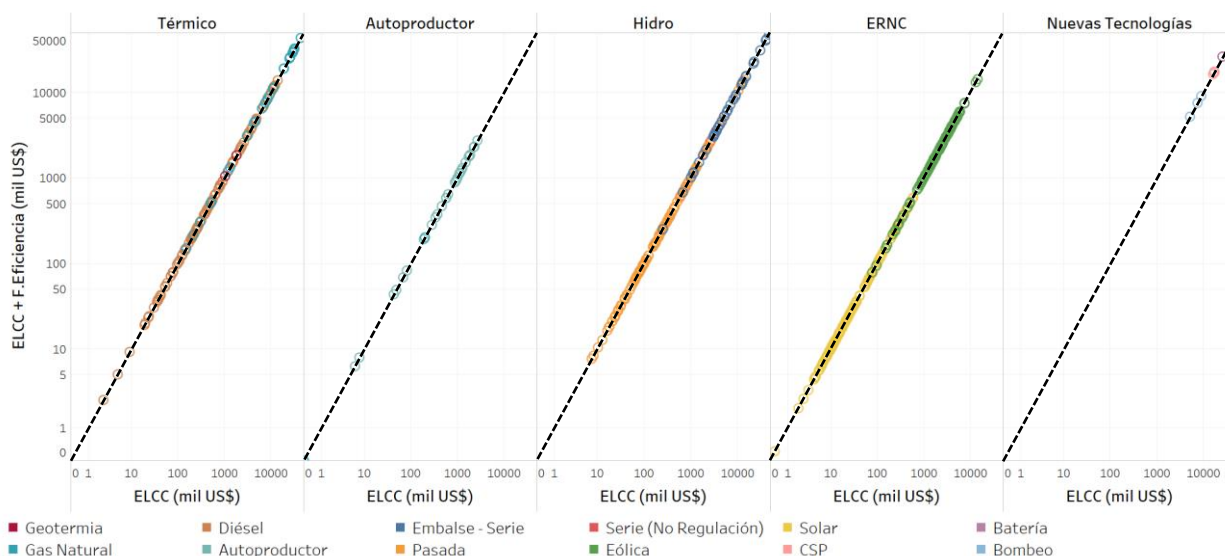


Figura 10. Variación de los ingresos por capacidad entre el caso sin considerar factor de eficiencia (ELCC) y el caso incluyendo el factor de eficiencia (ELCC + F. Eficiencia). Resultados reportados por tecnología y central para el escenario ELCC2040. Ejes en escala logarítmica.

Tabla 4. Ingresos por capacidad de cinco principales empresas del país del caso sin considerar factor de eficiencia (ELCC) y del caso incluyendo factor de eficiencia (ELCC + F. Eficiencia) para el escenario ELCC2040.

Empresas	ELCC	ELCC + F. Eficiencia
	Ingresos por capacidad [millón US\$]	Ingresos por capacidad [millón US\$]
Empresa 1	5,1	5,1
Empresa 2	42,7	42,7
Empresa 3	240,1	240,1
Empresa 4	474,2	474,2
Empresa 5	44,8	44,8

Como se puede observar en la Figura 10, no se presenta ninguna variación de los ingresos por capacidad de las distintas tecnologías presentes al año 2040 entre la metodología sin y con incorporación del factor de eficiencia en la asignación de créditos de capacidad mediante ELCC. Esto se debe a que ninguna central del sistema recibe una penalización por factor de eficiencia que con lleve a un derrateo en sus reconocimientos de potencia de suficiencia, y, por ende, a una reducción de sus ingresos por capacidad. Cabe mencionar que, la razón de que no exista penalización a ninguna de las tecnologías por eficiencia económica en el escenario ELCC2040, es principalmente porque la demanda punta proyectada al año 2040 no es alcanzada por la capacidad total de potencia instalada

(ELCC acumulado) del parque generador, es decir, existe un desajuste entre el plan de obras del año 2040 y la proyección de demanda, tal como se señala en los resultados del escenario ELCC2040 de la sección 3.1.

Los resultados reportados de ingresos por capacidad por central, tecnología y cinco empresas principales también se adjuntan en los anexos electrónicos entregados de la actividad 3.1.

3.3 Análisis específico de la tecnología geotérmica

El análisis de la metodología y los resultados obtenidos al aplicar el factor de eficiencia económica sugerido por el Consultor muestran que, los reconocimientos de la potencia definitiva de las centrales geotérmicas no se ven impactados por la incorporación de este factor en el mecanismo de asignación de pagos por capacidad. Esta situación se debe fundamentalmente por su bajo costo variable de operación, lo cual sitúa a las centrales de esta tecnología en los primeros lugares de la lista de orden de mérito económico, integrándose así dentro del conjunto de unidades generadores más eficientes económicamente del sistema, recibiendo nula penalización.

Es importante destacar que, si bien el factor de eficiencia económica no reduce los reconocimientos de potencia de las centrales geotérmicas, hace que aquellas centrales menos eficientes tengan un reconocimiento de potencia más bajo. Por lo tanto, el hecho de disminuir la asignación de potencia de las centrales menos eficientes a través de dicho factor hace que se produzca un leve efecto positivo en la tecnología geotérmica.

Cabe indicar que, pueden presentarse situaciones en las que no se evidencie variaciones en los reconocimientos de potencia definitiva para las centrales geotérmicas mediante la metodología propuesta por el Consultor, tal como se reportó en el escenario ELCC2040.

4 Adaptación de modelo de asignación de capacidad para evaluación de portafolios tecnológicos

La obtención de los créditos de capacidad para todas las centrales del sistema eléctrico ha sido realizada previamente a partir del método ELCC marginal¹³, es decir, el crédito de capacidad es obtenido a partir del aporte *marginal* que realiza una central. Bajo esta metodología, se puede cuantificar el aporte que realiza una tecnología a la suficiencia del sistema sumando los créditos de capacidad marginales de toda la tecnología; sin embargo, este valor puede subestimar el aporte que realiza el bloque tecnológico completo a la suficiencia del sistema.

La presente sección tiene como propósito realizar cálculos de créditos de capacidad cuando se evalúa una tecnología completa, y también obtener los créditos de capacidad de portafolios de distintas tecnologías, para de esta forma, cuantificar las sinergias que puedan existir entre distintas tecnologías para mejorar la suficiencia del sistema. Además, se compararán los resultados obtenidos con aquellos obtenidos a partir de una evaluación marginal. La Figura 11 ilustra las diferencias de la metodología de cálculo entre el ELCC marginal y el ELCC promedio o de portafolio que se evalúa en esta unidad. El ELCC promedio involucra la evaluación en simultáneo de toda la capacidad del bloque tecnológico, por ende, se toma como referencia el origen en el gráfico para el cálculo de la pendiente, donde $ELCC \text{ Promedio } [\%] = \text{Reconocimiento ELCC [MW]} / \text{Capacidad [MW]}$. Por otra parte, el ELCC marginal (en términos porcentuales) involucra la evaluación de una central del grupo tecnológico, cuando éste ya se encuentra presente en el sistema eléctrico; por ende, corresponde (o es más similar) a la “derivada” obtenida cuando ya se encuentra toda la capacidad del bloque tecnológico presente.

¹³ En este informe se utiliza el término marginal o incremental de forma intercambiable. Esto se diferencia de un ELCC grupal por tecnología o portafolios tecnológicos, el cual corresponde a un ELCC “Average” o de “portafolio”.

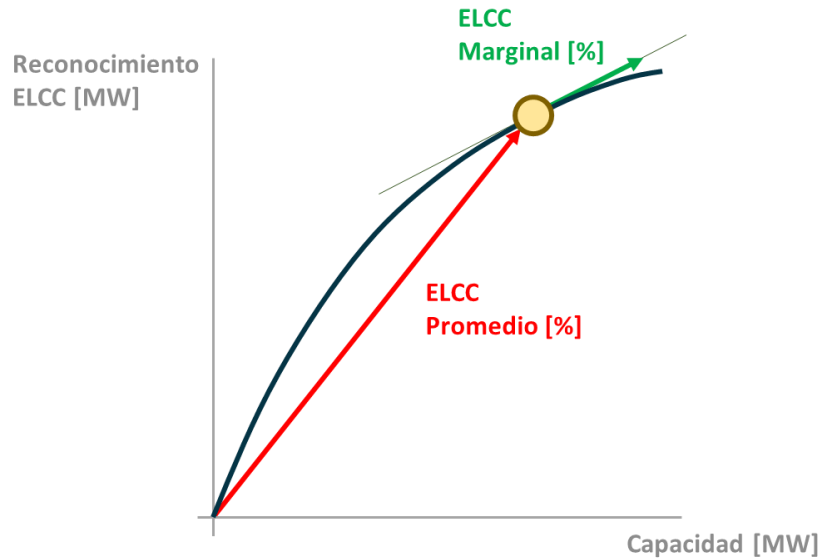


Figura 11. Diferencias gráficas en el cálculo ELCC promedio y ELCC marginal

4.1 Cálculo de créditos de capacidad de portafolios de tecnologías – Sistema Eléctrico Chileno 2026

La evaluación de créditos de capacidad a portafolios de tecnologías se decide realizar, a solicitud de la Contraparte Técnica del Ministerio de Energía, al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) proyectado hacia el año 2026, sin considerar la presencia de subsistemas.

De acuerdo con la información recibida por el Ministerio de Energía, el sistema eléctrico a evaluar considera una demanda¹⁴ anual esperada de 95.578 GWh con una demanda máxima de 13.594 MW y no incorporará divisiones por subsistemas. La capacidad instalada del sistema por tecnología es:

Tabla 5. Capacidad instalada Sistema Eléctrico Nacional año 2026.

Tecnología	Capacidad [MW]
Térmico	8.216
Eólica	8.063
Embalse - Serie	5.913
Pasada	1.499
CSP	110
Solar	11.796
BESS @ 4 horas	1.153
Total	36.749

¹⁴ Demanda anual proyectada al 2026 en el presente proceso PELP 2023-2027. La demanda máxima se obtiene al escalar la demanda horaria utilizada en el informe anterior [1] para cumplir con la demanda anual proyectada.

Considerando el Sistema Eléctrico Chileno hacia el año 2026 y a partir de la solicitud de la Contraparte técnica del Ministerio de Energía, en conjunto con consideraciones propias del Consultor, se evalúan las siguientes tecnologías y portafolios tecnológicos:

Tabla 6. Tecnologías y portafolios por evaluar en caso SEN 2026.

Cluster	Tipo
BESS	Bloque tecnológico completo
Hidro Pasada	Bloque tecnológico completo
Hidro Regulación ¹⁵	Bloque tecnológico completo
Eólico	Bloque tecnológico completo
Solar PV	Bloque tecnológico completo
Embalse	Bloque tecnológico completo
Solar PV + BESS	Portafolio
Solar PV + Embalse	Portafolio
Solar PV + Embalse + BESS	Portafolio
Solar PV+ Hidro Regulación	Portafolio
Solar PV + Hidro Regulación + BESS	Portafolio
Solar PV + Eólico + Embalse	Portafolio
Solar PV + Eólico + Embalse + BESS	Portafolio
Solar PV + Eólico	Portafolio
Solar PV + Eólico + BESS	Portafolio
Solar PV + Eólico + Hidro Pasada	Portafolio

4.1.1 Resultados para Sistema Eléctrico Nacional 2026

Según se puede observar en la Tabla 5, el SEN tiene una capacidad instalada de 36,7 GW con una alta penetración de tecnologías de generación variable, 11,8 GW de solar fotovoltaico y 8 GW de generación eólica, con una demanda punta cercana a 13,5 GW. Con estos antecedentes, es de esperar que las horas de mayor probabilidad de pérdida de carga sean desplazadas a aquellas horas sin disponibilidad de generación solar, tal como se muestra en la Tabla 7, donde las horas de mayor probabilidad de pérdida de carga se concentran en los meses comprendidos entre mayo y junio durante las horas de noche.

Teniendo este tipo de perfil de horas con mayor probabilidad de carga, se puede anticipar que el reconocimiento marginal de la tecnología solar tenderá a valores cercanos a cero, y aquellas centrales de generación variable con perfiles de generación más nocturnos serán aquellas con mayor reconocimiento ELCC. Sin embargo, no es directo anticipar los reconocimientos de potencia que se pueden obtener al realizar evaluaciones de bloques tecnológicos completos. Por ejemplo, retirar 11,8 GW de capacidad solar provocará que existan horas con probabilidad de pérdida de

¹⁵ Tecnología hidráulica de regulación incluye todas aquellas centrales de embalse y serie pertenecientes a cuencas hidrográficas y aquellas centrales con capacidad de regulación

carga durante el día, por ende, el reconocimiento ELCC de la tecnología podría alcanzar un valor significativo. Esto es distinto al cálculo ELCC marginal donde se identifican, mediante sensibilidades, los aportes a la suficiencia de volúmenes pequeños de potencia (e.g., 1 MW extra).

Tabla 7. Probabilidad de pérdida de carga promedio por hora y mes. Caso de estudio SEN 2026.

Hora	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
1	0,00000	0,00013	0,00036	0,00000	0,00141	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
2	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
3	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00012	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
4	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00012	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
5	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00023	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
6	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00023	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
7	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00035	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
8	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00023	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
9	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
10	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
11	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
12	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
13	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
14	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
15	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
16	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
17	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
18	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00036	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
19	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00445	0,00439	0,00734	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
20	0,00000	0,00000	0,00000	0,00024	0,03048	0,01499	0,02107	0,00144	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
21	0,00000	0,00000	0,00131	0,00024	0,03962	0,01084	0,01302	0,00300	0,00000	0,00036	0,00000	0,00000
22	0,00000	0,00386	0,01321	0,00024	0,02145	0,01060	0,00343	0,00060	0,00025	0,00083	0,00108	0,00492
23	0,00000	0,00566	0,00619	0,00000	0,00293	0,00110	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00012	0,00774
24	0,00000	0,00013	0,00083	0,00000	0,00445	0,00012	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00059
LOLP promedio												

4.1.1.1 Asignación de créditos de capacidad mediante ELCC a bloques tecnológicos (Average ELCC)

Los resultados de asignación de créditos de capacidad mediante ELCC por bloques tecnológicos (según lo presentado en la Tabla 6) se presentan en la Tabla 8, donde se puede observar, según la tecnología, el factor de planta promedio para la tecnología, su capacidad instalada, su reconocimiento ELCC (preliminar), la razón entre el reconocimiento ELCC y la capacidad instalada de la tecnología y, a modo comparativo, se agrega una columna con la razón entre la suma de ELCC obtenido marginalmente y la capacidad instalada de estas mismas tecnologías para el Sistema Eléctrico Chileno en el año 2024¹⁶:

Tabla 8. Resultados cálculo ELCC promedio por bloques tecnológicos. Caso de estudio SEN 2026.

Tecnología	Factor de planta	Capacidad Instalada [MW]	ELCC Average (Preliminar) [MW]	% ELCC Average/Cap	% ELCC Marginal / Cap (2024)
Solar PV	24%	11.796	1.225	10%	0%
Eólico	30%	8.063	2.182	27%	21%
Hidro Pasada	66%	1.498	844	56%	51%
Hidro Regulación	-	5.912	5.399	91%	82%
BESS @ 4 horas	-	1.152	1.041	90%	_17
Embalse	-	4.011	3.793	95%	85%

En primera instancia, se puede observar que en todas las tecnologías existe un aumento de reconocimiento ELCC al realizar la evaluación de una tecnología completa (ELCC Average), en comparación al reconocimiento obtenido a partir de los aportes marginales de cada central dentro de una tecnología. En el caso de la tecnología solar fotovoltaica, se observa un aumento desde un 0% a un 10% de reconocimiento ELCC, lo cual está en línea con lo esperado, dado que retirar 11,5 GW de capacidad durante las horas solares tendrá un impacto considerable a la suficiencia del sistema.

Para el resto de las tecnologías también se observan aumentos en el reconocimiento de la tecnología, acercándose a valores de factor de planta para la tecnología eólica e hidráulica de pasada, donde los reconocimientos ELCC alcanzan 27% y 56%, con factores de planta de 30% y 66%, respectivamente. Las tecnologías con capacidad de regulación alcanzan valores considerablemente mayores, con un 91% y 90% para la hidráulica de regulación y los sistemas de almacenamiento, respectivamente. Esto por su capacidad de poder gestionar la energía y focalizar su contribución a la suficiencia en aquellas horas de máxima probabilidad de pérdida de carga.

¹⁶ Los resultados son comparados contra los reconocimientos de potencia obtenidos para el Sistema Eléctrico Nacional del año 2024 dado que los reconocimientos marginales de todas las centrales para este caso de estudio habían sido calculados previamente, y también, dado que no existen diferencias relevantes en la conformación de los parques de generación entre el 2024 y 2026, por ende, se consideró que los sistemas son comparables entre sí.

¹⁷ El caso de estudio año 2024 no tenía capacidad BESS disponible.

4.1.1.2 Asignación de créditos de capacidad mediante ELCC a portafolios tecnológicos

Los resultados de asignación de créditos de capacidad mediante ELCC a los portafolios tecnológicos introducidos en la Tabla 6 se presentan en la Tabla 9, donde se puede observar la capacidad instalada, el reconocimiento ELCC (preliminar), la proporción entre el reconocimiento ELCC y la capacidad instalada del portafolio y el efecto sinérgico entre las tecnologías, calculado como la diferencia entre el ELCC del portafolio menos la suma de reconocimiento ELCC de las tecnologías.

Tabla 9. Resultados cálculo ELCC promedio por portafolios tecnológicos. Caso de estudio SEN 2026

Portafolio	Capacidad Instalada [MW]	ELCC portafolio Preliminar [MW]	ELCC portafolio/Cap %	Sinergia ¹⁸ [MW]
Solar PV + BESS	12.949	2.118	16%	-148
Solar PV + Embalse	15.908	8.430	53%	3.412
Solar PV + Hidro Regulación	17.808	11.630	65%	5.006
Solar PV + Embalse + BESS	17.060	10.756	63%	4.697
Solar PV + Hidro Regulación + BESS	18.961	13.550	71%	5.885
Solar PV + Eólico	19.859	5.098	26%	1.691
Solar PV + Eólico + BESS	21.012	7.261	35%	2.813
Solar PV + Eólico + Hidro Pasada	21.358	8.192	38%	3.941
Solar PV + Eólico + Embalse	23.971	15.000	63%	7.800
Solar PV + Eólico + Embalse + BESS	25.123	15.000	60%	6.759

Adicionalmente, se presentan gráficamente en la Figura 12 los resultados obtenidos. En el gráfico superior se puede observar el reconocimiento ELCC total del portafolio, desglosando con el reconocimiento ELCC de cada tecnología en MW, y en el gráfico inferior la proporción del aporte de cada tecnología al portafolio.

¹⁸ La sinergia corresponde a la diferencia entre el ELCC del portafolio y la suma de los ELCC preliminares de los bloques tecnológicos, siendo este valor, el reconocimiento de potencia adicional que se obtiene producto de las interacciones entre distintas tecnologías.

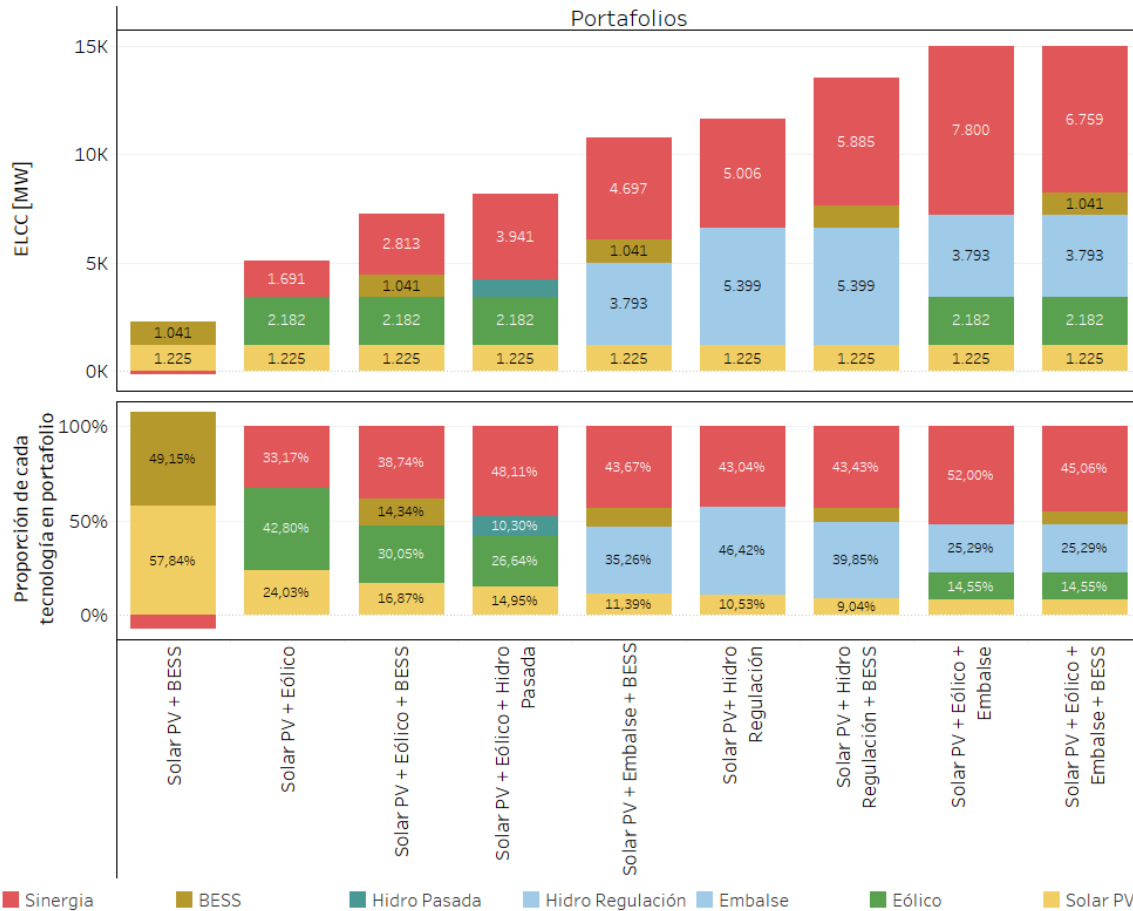


Figura 12. Reconocimiento ELCC de cada portafolio, y proporción de cada tecnología al portafolio. Caso de estudio SEN 2026.

En primera instancia se puede observar que, para todos los portafolios, excepto para aquel conformado por las tecnologías solar fotovoltaica y BESS, se aprecian sinergias positivas entre las tecnologías evaluadas en el portafolio. Es decir, la suma de los ELCC obtenidos para cada uno de los bloques tecnológicos es menor al valor obtenido para el portafolio completo, obteniéndose un reconocimiento de potencia adicional a partir de las interacciones existentes entre las tecnologías evaluadas. Los portafolios *Solar PV + Eólico + Embalse* y *Solar PV + Eólico + Embalse + BESS* tienen una gran capacidad “firme”, por lo que al momento de calcular su reconocimiento ELCC, lo que implica evaluar la confiabilidad del sistema eléctrico sin la presencia del portafolio, el sistema experimenta situaciones de escasez extrema (LOLE cercano a 8760 horas/año), lo que hace que el cálculo de ELCC pierda precisión considerablemente. Por lo tanto, se les asignó un reconocimiento de potencia de 15.000 MW, que es una cota inferior para el reconocimiento real. Este valor surge a partir del último valor de ELCC obtenido de forma confiable por el modelo. Aun así, dado el impacto que realiza la salida de este portafolio en el sistema (LOLE sistémico sin el portafolio), el reconocimiento puede ser aún mayor.

Para todos los portafolios con sinergias positivas, la proporción correspondiente a dicha sinergia alcanza valores superiores a 33%. Además, se observan interacciones entre dos tecnologías que no contienen capacidad de regulación, como lo es el portafolio *Solar PV + Eólico* que alcanza un reconocimiento de 5.098 MW con un 33% proveniente de sinergias entre ambas tecnologías.

Por último, para el caso del portafolio *Solar PV + BESS* no se observan sinergias positivas, obteniendo un valor de -148 MW como resultado de la interacción de ambas tecnologías. Si bien este resultado puede resultar contraintuitivo, este reconocimiento de potencia se alcanza a partir de las particularidades del Sistema Eléctrico Nacional, como lo es la gran capacidad de generación hidráulica con capacidad de regulación. Esta conclusión ha sido obtenida a partir de estudios adicionales, donde, descartando la capacidad hidráulica de regulación del Sistema Eléctrico Nacional, y repitiendo el ejercicio de calcular el reconocimiento ELCC promedio de las tecnologías Solar PV, BESS y del portafolio Solar PV + BESS, se obtuvo que la sinergia entre ambas tecnologías era positiva (27%). Bajo esta perspectiva, se concluye que, además de que la interacción que ocurre entre las tecnologías Solar PV e Hidro Regulación es considerablemente sinérgica, la gran presencia de capacidad de esta última tecnología reduce la importancia e interacciones del portafolio Solar PV + BESS. Es importante destacar que esto no significa que la capacidad de almacenamiento y/o regulación óptima para el sistema haya sido sobrepasada, esto porque los reconocimientos ELCC promedios de estas tecnologías son considerablemente altos, 91% para Hidro regulación y 90% para BESS. Sino más bien, que la presencia de la tecnología hidráulica de regulación merma las interacciones positivas entre la tecnología Solar PV y BESS.

5 Métricas de confiabilidad y objetivos de confiabilidad

5.1 Experiencias internacionales

La metodología ELCC requiere, previo a su aplicación, determinar una métrica de confiabilidad que se utiliza para medir los aportes de distintos volúmenes de potencia a la suficiencia del sistema. Por ejemplo, los cálculos previos en este informe han sido realizados considerando el Loss of Load Expectation, o LOLE, que mide, en horas, la confiabilidad (o la falta de confiabilidad) del sistema. Además de dicha métrica, es necesario definir un objetivo de confiabilidad para esta, que también es un parámetro de entrada a la metodología ELCC.

A partir de la revisión de la experiencia internacional, se ha encontrado que LOLE es la métrica de confiabilidad dominante. No obstante, no se han observado documentos que acrediten los motivos de elección de esta métrica por parte de las jurisdicciones estudiadas. En general, se acepta un LOLE objetivo de 1 día de falla cada 10 años o equivalentemente a 2,4 h/año para las jurisdicciones de EEUU tales como MISO, PJM y NYISO con excepción de CAISO. Para esta última, el LOLE objetivo varía mensualmente entre 0,02 y 0,03 días/año (equivalente a 0,48 h/año y 0,72 h/año), donde se espera que los meses de demanda peak (coincidentes con el verano local) se tenga un LOLE igual a 0,1 días/año, totalizando con el resto de los meses un promedio ponderado de LOLE equivalente a 0,3 días/año. No obstante, estos mayores valores de LOLE se encuentran en revisión producto de los apagones ocurridos por la insuficiente capacidad de generación ocurrida durante el verano de 2020. Para las jurisdicciones europeas en análisis, en cambio, se tienen mayores valores de LOLE, con Francia teniendo un valor objetivo de 3 h/año, mientras que Irlanda registra un valor mayor correspondiente a 8 h/año. No existen periodos asociados para la revisión del valor de LOLE y su análisis responde a eventos mayores como apagones (en el caso CAISO) o cambios regulatorios.

La elección de un LOLE equivalente a 1 día cada 10 años para las jurisdicciones de EEUU no parece tener una justificación técnica, sino que más bien corresponde a un criterio de carácter histórico. Por otra parte, en Europa, ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators, por su acrónimo en inglés) ha recomendado la elección de un LOLE objetivo de acuerdo con el trabajo de Turvey (1968) [2]. No obstante, cada país miembro posee libertad de elección en su objetivo de confiabilidad. Irlanda, discutió establecer un LOLE objetivo de 3 h/año con el fin de armonizar su mercado eléctrico con el resto de Europa, sin embargo, fue considerado una medida ‘antieconómica’, por lo tanto, se preservó el valor objetivo en 8 h/año [3]. Para Francia, a su vez, no se reportan motivos de la elección de un LOLE objetivo de 3 h/año.

La elección del LOLE objetivo es realizada por diferentes entidades de acuerdo con la jurisdicción correspondiente. Para Francia, este valor es determinado por el Gobierno de Francia. Para Irlanda e Irlanda del Norte, la determinación recae en el regulador de energía CRU (Commission for Regulation of Utilities, por su acrónimo en inglés). Para CAISO, recae en CPUC (California Public Utilities Commission). Para NYISO, recae en NPCC (Northeast Power Coordinating Council).

Finalmente, para MISO y PJM, la elección del estándar de confiabilidad recae en NERC (North American Electric Reliability Corporation, por su acrónimo en inglés).

Todas las jurisdicciones analizadas poseen un mercado de potencia basado en subastas con excepción de CAISO, quien posee un proceso administrativo de suficiencia llamado RA (Resource Adequacy, por su acrónimo en inglés), mediante el cual asigna créditos de capacidad para cada mes del año de acuerdo con el LOLE mensual objetivo correspondiente.

En las jurisdicciones europeas en análisis, la metodología dominante es ECP, siendo EFC una variante de esta, utilizadas por Irlanda y Francia, respectivamente¹⁹. Por otra parte, para las jurisdicciones norteamericanas se observa una preponderancia de la metodología ELCC. A pesar de la elección de ECP o ELCC por parte de las jurisdicciones, no existe uniformidad en el proceso de asignación de potencia hacia las unidades individuales, existiendo jurisdicciones que utilizan un método Average o de portafolio (Irlanda, MISO y CAISO), es decir, calculan el ECP o ELCC de todo el parque generador y lo asignan a las unidades de acuerdo con su tipo de tecnología y a prorrata de la capacidad instalada de las unidades. Francia, por su parte, utiliza un modelo de asignación Mixto (Legacy EFC), el cual realiza asignaciones de potencia mediante clusters que consideran el tipo de tecnología y restricciones del sistema asociadas a la transmisión, como también la interconexión con jurisdicciones vecinas. PJM se encuentra estudiando la metodología definitiva de asignación de ELCC a las unidades, mientras que NYISO se encuentra analizando tanto ELCC como MRI (Marginal Reliability Improvement, por su acrónimo en inglés) [4]. Entre estos estudios, se encuentra la observación preliminar que la metodología Marginal ELCC es superior, puesto que ofrece las señales de mercado adecuadas y necesarias para un desarrollo eficiente del sistema, todo esto en contraposición a la metodología Average o de portafolio, las cuales obedecen más a un objetivo de política pública [5], [6], [7] y [8].

La periodicidad en el reconocimiento del aporte a la suficiencia varía entre jurisdicciones. En primer lugar, Irlanda realiza subastas con 4 años de antelación y una subasta para el año en curso, en donde el reconocimiento es previo a cada subasta. Francia, a su vez, realiza el reconocimiento de forma ex post al año en evaluación, luego de determinar el desempeño real de las unidades. MISO, por su parte, realiza el cálculo de forma anual previo al año en evaluación. PJM, en tanto, anunció la publicación del cálculo de forma anual previo al año en evaluación. CAISO, realiza la asignación de potencia de forma mensual, siguiendo a su vez, objetivos de LOLE mensuales y anuales. Finalmente, NYISO se encuentra en estudios de implementación, sin revelar conclusiones sobre su periodicidad. No obstante, no se han reportado fuentes que indiquen los motivos por los cuales las jurisdicciones han elegido LOLE como métrica de confiabilidad.

En la Tabla 10 se muestra una comparación de las jurisdicciones en análisis en adición al caso chileno.

¹⁹ ECP y EFC corresponden a metodologías alternativas a ELCC para determinar los créditos de capacidad. Un estudio exhaustivo de estas metodologías se realizó en la primera parte de este proyecto, por lo que los lectores interesados pueden ver nuestro informe previo publicado en el 2020.

Tabla 10. Comparaciones del mercado de capacidad entre las jurisdicciones en análisis.

Características	Irlanda	Francia	MISO (EEUU)	PJM (EEUU)	CAISO (EEUU)	NYISO (EEUU)	Chile
Métrica de confiabilidad	LOLE	LOLE	LOLE	LOLE	LOLE	LOLE	N/A
Objetivo de confiabilidad	LOLE = 8 h/año	LOLE = 3 h/año	LOLE = 2,4 h/año	LOLE = 2,4 h/año	LOLE entre 0,48 h/año a 0,72 h/año	LOLE = 2,4h/año	Sin estándar
Mercado	Subastas	Subastas	Subastas	Subastas	Administrativo	Subastas	Administrativo
Metodología de reconocimiento ²⁰	ECP	EFC	ELCC	ELCC (en estudio)	ELCC	ELCC (En estudio)	Proxy determinístico
Técnica de cálculo	Average ECP, portafolio de tecnologías	Legacy EFC	Average ELCC, portafolio de tecnologías	En estudio de implementación	Average ELCC, portafolio de tecnologías	Marginal ELCC (En estudio)	
Periodicidad de cálculo	Previo a cada subasta, cada 4 años y antes del año en evaluación	Anual, ex post al año en evaluación	Anual, previo al año en evaluación	Anual, previo al año en evaluación	Actualización mensual, en base a un LOLE anual determinado	En estudio de implementación	Año devengado

²⁰ En el informe anterior [1] se señala que las jurisdicciones de Irlanda, Francia utilizan ECP y EFC, mientras que MISO y CAISO utilizan ELCC.

5.1.1 Propuesta de métrica de confiabilidad para el Sistema Eléctrico Nacional

En base a la información recopilada en la sección anterior, se pudo observar que todas las jurisdicciones analizadas utilizan el LOLE como métrica de confiabilidad para realizar los cálculos de suficiencia de los respectivos sistemas de potencia. Las grandes diferencias están centradas en el objetivo de confiabilidad como también en la metodología de reconocimiento (ELCC, ECP, EFC). Si bien, la metodología de cálculo de créditos de capacidad mediante ELCC tiene la versatilidad de ser calculada tanto con LOLE como con energía no suministrada esperada (EENS en inglés), la investigación internacional realizada no arrojó jurisdicciones que utilicen esta última como métrica de confiabilidad.

El uso de la métrica EENS tiene un impacto en el modelo probabilístico, tanto en la modelación requerida para su aplicación como en los resultados que este modelo puede arrojar al utilizar esta métrica. Algunos aspectos relevantes que se pueden observar al utilizar esta métrica son los siguientes:

- El uso de EENS permite observar la profundidad de las fallas incurridas por problemas de suficiencia en el sistema.
- El cálculo de LOLP de forma *ex-post* a partir de la energía no suministrada puede no ser preciso, esto porque la minimización de energía suministrada puede incurrir en más horas de pérdida de carga que las posibles, y por ende más eventos de falla (Para un modelo de minimización de energía no suministrada, un total de 100 MWh de falla puede ser dividido en 10 horas con 10 MWh en cada hora o una falla de 100 MWh de una hora, el primero obtendría un LOLE de 10 horas/día y el segundo un LOLE de 1 hora/día).
- A nivel computacional, el uso de EENS implica resolver problemas de optimización lineales, los cuales tienden a ser más rápidos de resolver que el utilizar LOLE, dado que para computar este último se debe incurrir en la resolución de problemas de optimización entero-mixto.
- Asignaciones de créditos de capacidad para ciertas tecnologías, especialmente aquellas con capacidad de regulación, pueden presentar variaciones importantes dependiendo del tipo de métrica de confiabilidad utilizada. Esto porque la gestión de energía puede perder relevancia en momentos que no existe la cantidad de energía suficiente para abastecer toda la demanda dentro de un periodo de tiempo, pudiendo mermar los reconocimientos de potencia de estas tecnologías.
- El objetivo de confiabilidad utilizando la métrica EENS apunta hacia la fijación de un límite de energía sin suministrar en un periodo de tiempo. No obstante, este objetivo no limita la cantidad de eventos con situaciones de pérdida de carga, por ende, se puede dar la situación de que existan sistemas con una altísima cantidad de eventos con pérdida de carga de baja profundidad, lo cual resulta contraintuitivo en la evaluación de confiabilidad de un sistema eléctrico.

Preliminarmente, haciendo alusión solo al análisis cualitativo levantado en la presente sección, como por ejemplo, la gran capacidad de generación hidráulica con capacidad de regulación presente en el SEN, la potencial problemática de fijar un objetivo de confiabilidad, la evidencia y adopción internacional de la métrica de confiabilidad LOLE, entre otros, se propone, en un inicio, descartar el uso de la métrica EENS como métrica de confiabilidad para el Sistema Eléctrico Nacional e inclinarse hacia el uso de la métrica LOLE. No obstante, se propone continuar con los estudios comparativos entre ambas métricas con el fin de estudiar la potencial incorporación de EENS a futuro.

5.2 Análisis numéricos con distinta métrica de confiabilidad

A partir del análisis de la métrica EENS, se procede a realizar un ejercicio cuantitativo utilizando esta métrica, para así, poder observar los efectos anticipados en la sección anterior. Para esto, es necesario realizar modificaciones en el código fuente del modelo de asignación de créditos de capacidad, debido a que originalmente el modelo ha sido desarrollado para realizar los cálculos a partir de la métrica de confiabilidad LOLE.

Las modificaciones están centradas principalmente en la formulación del problema de optimización utilizado para obtener la confiabilidad del sistema eléctrico, migrando desde un problema de optimización entero-mixto, necesario para obtener las horas con pérdida de carga, hacia un problema de optimización lineal. Esto último justificado porque la obtención de la energía no suministrada no requiere el uso de variables binarias.

5.2.1 Asignaciones de créditos de capacidad mediante ELCC utilizando EENS para el Sistema Eléctrico Nacional

El sistema eléctrico utilizado en el ejercicio anterior, en conjunto con todos los supuestos incurridos previamente, son reutilizados para el cálculo de la presente sección. Asimismo, con fines comparativos, se repiten los portafolios a analizar en el presente ejercicio. El objetivo de confiabilidad utilizado es de 28,6 MWh, el cual fue obtenido a partir de calcular la energía no suministrada esperada cuando el objetivo de confiabilidad es 7.6 h/año utilizado en la sección 4.1.

La Tabla 11 presenta la energía no suministrada esperada dentro de un día promedio para cada mes del año. De aquí se puede observar que las horas con situaciones de falla se siguen concentrando en horas nocturnas, acentuándose en aquellos meses comprendidos entre mayo y julio. Adicionalmente, se observa energía no suministrada esperada durante las horas de madrugada, las cuales no eran observadas anteriormente bajo una situación de minimización de probabilidad de pérdida de carga esperada.

Estas diferencias están justificadas en la forma que se gestionan los activos de generación en caso de utilizar una u otra métrica de confiabilidad, donde el uso de métrica de EENS esperada busca disminuir la profundidad de las fallas, caso contrario con el uso de la métrica LOLE, la cual busca disminuir la cantidad de eventos y horas donde ocurren las fallas sin tener énfasis en la profundidad de estas.

Tabla 11. Energía no suministrada esperada [MWh] por hora y mes. Caso de estudio SEN 2026

Hora	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
1	0,00	0,02	0,17	0,00	15,63	1,53	0,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,02	0,00	12,76	0,49	0,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,03	0,00	8,77	0,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	0,00	0,00	6,26	0,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,00	0,00	0,00	0,00	6,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	0,00	0,00	0,00	0,00	6,07	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	0,00	0,00	0,00	0,00	11,56	0,11	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	0,00	0,00	0,00	0,00	6,02	0,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,38	0,65	0,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
19	0,00	0,00	0,00	0,00	10,31	5,79	6,87	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20	0,00	0,00	0,00	0,00	23,49	8,34	10,74	0,59	0,00	0,00	0,00	0,00
21	0,00	0,00	0,38	0,06	40,70	12,08	8,72	1,04	0,00	0,04	0,00	0,00
22	0,00	1,00	4,13	0,08	30,22	12,78	6,04	0,23	0,04	0,29	0,38	1,52
23	0,00	1,59	1,89	0,00	24,42	7,35	3,19	0,11	0,00	0,01	0,03	2,42
24	0,00	0,04	0,33	0,11	25,88	5,94	1,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,16

Energía no suministrada esperada [MWh]



5.2.1.1 Asignación de créditos de capacidad mediante ELCC utilizando EENS a bloques tecnológicos (Average ELCC)

Los resultados de asignación de créditos de capacidad mediante ELCC por bloques tecnológicos (según lo presentado en la Tabla 6) se presentan en la Tabla 8, donde se puede observar, según la tecnología, el factor de planta promedio para la tecnología, su capacidad instalada, su reconocimiento ELCC (preliminar), la proporción entre el reconocimiento ELCC y la capacidad instalada de la tecnología y los resultados obtenidos a partir del uso de la métrica de confiabilidad LOLE:

Tabla 12. Resultados cálculo ELCC a bloques tecnológicos utilizando EENS. Caso de estudio SEN 2026.

Cluster	Factor de planta	Capacidad Instalada [MW]	ELCC Average Preliminar [MW]	% ELCC Average/Cap (EENS)	% ELCC Average/ Cap (LOLE)
Solar PV	24%	11.796	1.450	12%	10%
Eólico	30%	8.063	2.233	28%	27%
Hidro Pasada	66%	1.498	818	55%	56%
Embalse	-	4.011	3.377	84%	95%
Hidro Regulación	-	5.912	4.768	81%	91%
BESS @ 4 horas	-	1.152	770	67%	90%

Se puede observar que para las tecnologías solar fotovoltaica y eólica existe un leve aumento con respecto a los resultados calculados con LOLE como métrica de confiabilidad. Esto tiene relación con la variación que existe en las horas con energía no suministrada esperada. La aparición de horas de madrugada con energía no suministrada impulsa el reconocimiento eólico, y teniendo en cuenta que esta métrica calcula la profundidad de las fallas, el aporte de la generación solar fotovoltaica también tiene un aumento dado que el retiro de 11,8 GW de generación durante horas solares tiene un impacto considerable.

Por otro lado, se puede observar una importante disminución en el reconocimiento ELCC obtenido para aquellas tecnologías con capacidad de gestión de energía. Para el caso de la tecnología BESS, su mayor aporte está centrado en la capacidad que tiene para gestionar energía desde horas con nula energía no suministrada hacia horas con una mayor exposición del sistema a fallas. Sin embargo, en situaciones críticas, la capacidad de gestión de energía puede perder relevancia, dado que el cargar el sistema de almacenamiento puede producir aumentos de la energía no suministrada del sistema. Asimismo, para las tecnologías hidráulicas con capacidad de regulación, la reducción en el reconocimiento ELCC está en la misma línea, donde la gestión de energía pierde levemente la relevancia ante situaciones de escasez.

5.2.1.2 Asignación de créditos de capacidad mediante ELCC utilizando EENS a portafolios tecnológicos

Los resultados de asignación de créditos de capacidad mediante ELCC utilizando EENS como métrica de confiabilidad a los portafolios tecnológicos (según lo presentado en la Tabla 6) se presentan en la Tabla 13, donde se puede observar la capacidad instalada, el reconocimiento ELCC (preliminar), la razón entre el reconocimiento ELCC y la capacidad instalada del portafolio, el efecto sinérgico entre tecnologías y, a modo comparativo, los resultados obtenidos previamente utilizando LOLE como métrica de confiabilidad.

Tabla 13. Resultados cálculo ELCC utilizando EENS a portafolios tecnológicos. Caso de estudio SEN 2026

Cluster	Capacidad Instalada [MW]	ELCC portafolio Preliminar [MW]	Sinergia [MW]	% ELCC portafolio /Cap (EENS)	% ELCC portafolio /Cap (LOLE)
Solar PV + BESS	12.949	1.810	-410	14%	16%
Solar PV + Embalse	15.908	5.627	800	35%	53%
Solar PV+ Hidro Regulación	17.808	7.597	1.379	43%	65%
Solar PV + Embalse + BESS	17.060	5.694	97	33%	63%
Solar PV + Hidro Regulación + BESS	18.961	7.599	611	40%	71%
Solar PV + Eólico	19.859	4.625	942	23%	26%
Solar PV + Eólico + BESS	21.012	4.680	227	22%	35%
Solar PV + Eólico + Hidro Pasada	21.358	5.920	1.419	28%	38%
Solar PV + Eólico + Embalse	23.971	8.749	1.689	36%	63%
Solar PV + Eólico + Embalse + BESS	25.123	8.749	919	35%	60%

Adicionalmente, se presentan gráficamente en la Figura 13 los resultados obtenidos. En el gráfico superior se puede observar el reconocimiento ELCC total del portafolio y la contribución de cada tecnología en MW, y en el gráfico inferior la proporción del aporte de cada tecnología al portafolio.

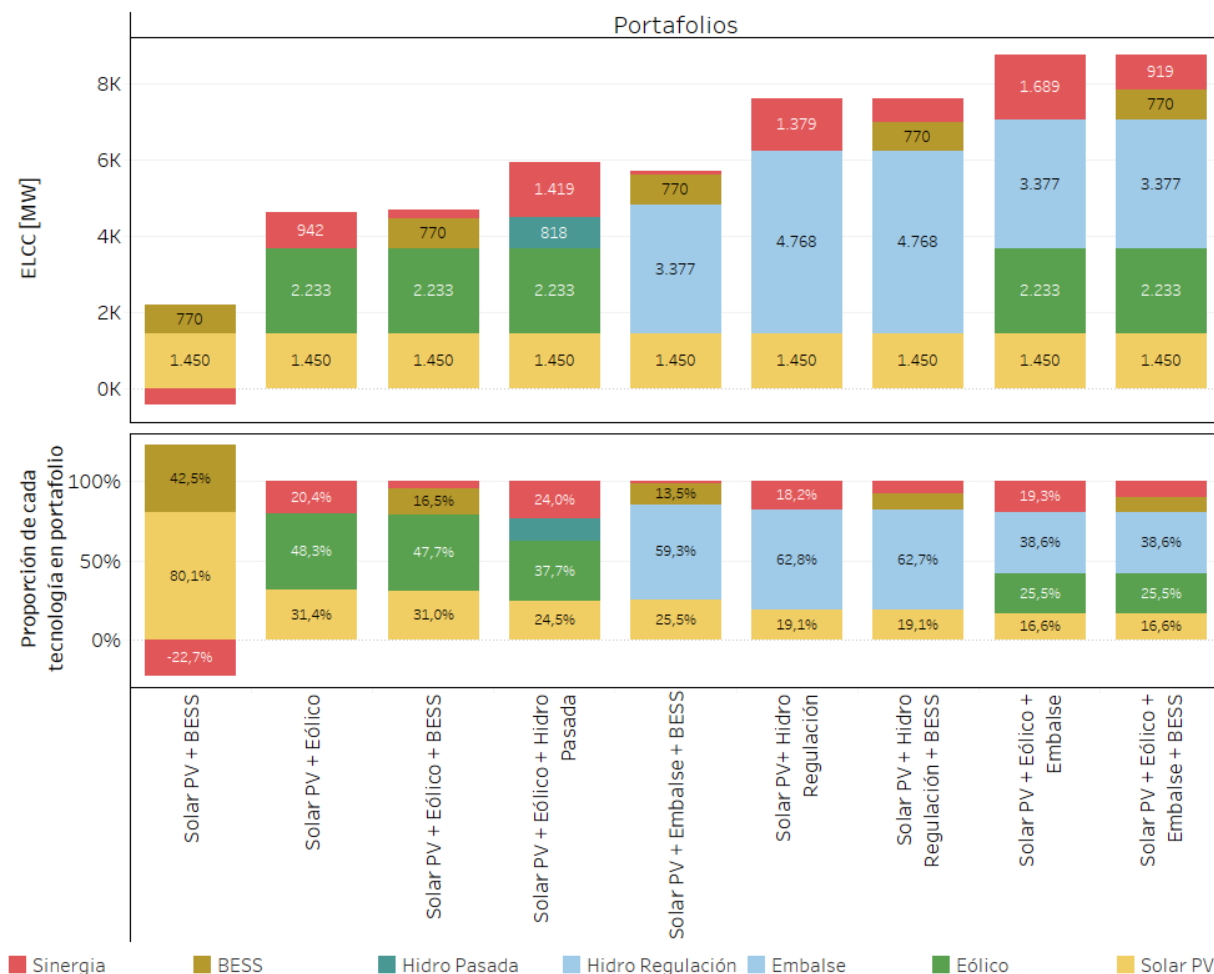


Figura 13. Reconocimiento ELCC de cada portafolio, y proporción de cada tecnología al portafolio. Resultados obtenidos utilizando EENS como métrica de confiabilidad en caso de estudio SEN 2026.

Comparando los resultados con los obtenidos utilizando LOLE como métrica de confiabilidad, se puede observar que se repite la tendencia de que todos los portafolios, a excepción del compuesto por las tecnologías solar fotovoltaica y BESS, donde se aprecian sinergias positivas entre las tecnologías involucradas en el respectivo portafolio. Sin embargo, también se puede observar que, para todos los portafolios analizados, los reconocimientos ELCC disminuyen considerablemente en comparación a resultados obtenidos a través del uso de la métrica LOLE. Por último, se aprecia que la tecnología BESS no agrega valor a los portafolios analizados, los portafolios *Solar PV + Hidro Regulación* con *Solar PV + Hidro Regulación + BESS* observan reconocimientos ELCC iguales, mismo efecto para los portafolios *Solar PV + Eólico + Embalse* con *Solar PV + Eólico + Embalse + BESS* y *Solar PV + Eólico* con *Solar PV + Eólico + BESS*. Esto va en línea con lo analizado en la sección previa con los reconocimientos ELCC para las tecnologías, donde se observa un rol disminuido para aquellas tecnologías con capacidad de regulación al utilizar EENS como métrica de confiabilidad en lugar de LOLE. Sin embargo, el uso de la EENS permitió resolver casos que no se logró obtener de forma confiable mediante el uso de la métrica LOLE.

6 Conclusiones

El presente estudio tiene como objetivo el análisis cuantitativo del mecanismo de asignación de capacidad propuesto por el Ministerio de Energía, el cual incorpora aspectos de flexibilidad en el cálculo de reconocimiento de potencia para las unidades, estimando los posibles resultados de dicho mecanismo. También, se evalúan distintas metodologías de reconocimiento de potencia, comparando los resultados entre el uso de ELCC marginal y ELCC promedio (o portafolio), destacando sus diferencias metodológicas y resultados. Finalmente, se evalúa el posible impacto en las asignaciones de capacidad al utilizar distintas métricas de confiabilidad (manteniendo la metodología ELCC), comparando los resultados obtenidos mediante el uso de LOLE y EENS. Todas estas evaluaciones fueron efectuadas sobre el Sistema Eléctrico Nacional para distintos años de estudio.

La implementación del mecanismo de asignación de capacidad propuesto por el Ministerio de Energía conlleva la necesidad de realizar levantamientos de información considerables, teniendo que recopilar parámetros técnicos de todas las unidades del sistema, y definir criterios para aquellos parámetros no disponibles. También, existen definiciones discrecionales de distintos pasos metodológicos como, por ejemplo, la definición de ventanas temporales de evaluación, la definición de fórmulas para la capacidad de generación flexible, y la ponderación de las componentes de suficiencia y flexibilidad. Con estos antecedentes, se sugiere realizar modificaciones a la propuesta.

En este contexto, se recomienda modificar la propuesta inicial, considerando incorporar al cálculo de ELCC un Factor de Corrección Económica (eliminando la componente de flexibilidad del cálculo). Este cálculo penaliza a aquellas centrales que tengan un costo variable de operación mayor a la última unidad (o de la unidad de referencia) necesaria para abastecer el objetivo de suficiencia en el sistema. Así, se controla de mejor forma el incentivo para la instalación de capacidad de centrales de punta. Los resultados de la propuesta metodológica muestran que los reconocimientos de potencia de suficiencia definitivos para las tecnologías de generación menos eficientes del sistema tienden a disminuir importantemente en comparación a no utilizar el Factor de Corrección Económica (por ejemplo, de un 53,2% a un 40,9% para unidades que utilizan el combustible diésel). También se observa el efecto contrario a aquellas tecnologías no penalizadas por este factor (por ejemplo, geotermia), aumentando su reconocimiento de potencia definitivo, al existir menos capacidad de suficiencia preliminar producto de esta penalización.

Con respecto al cálculo de asignación de créditos de capacidad mediante la metodología ELCC promedio, para el Sistema Eléctrico Nacional esperado hacia el año 2026, se pudo observar que todas las tecnologías (que no son térmicas) exhiben un crecimiento importante en comparación al uso de ELCC marginal. La tecnología Solar PV presentó incrementos desde valores casi nulos a un 10%, así como la tecnología eólica tuvo un aumento desde un 21% a un 27%. Así mismo, se evaluaron portafolios tecnológicos compuestos por distintos bloques tecnológicos. De aquí se desprendió que la mayoría de los bloques tecnológicos evaluados presentaron efectos sinérgicos, producto de las positivas interacciones existentes entre las tecnologías. Cabe destacar que el portafolio Solar PV + BESS fue el único portafolio con una sinergia casi nula, cuyo efecto se obtiene producto de la presencia de una alta capacidad de generación hidráulica con capacidad de regulación en el sistema. Por el contrario, el portafolio Solar PV + Hidro Regulación obtiene una sinergia por sobre un 40%.

Al repetir el ejercicio de cálculo de la asignación de créditos de capacidad mediante ELCC promedio, pero, esta vez, utilizando la métrica de confiabilidad EENS, se observaron diferencias interesantes. En primera instancia, el ELCC promedio de bloques tecnológicos observó incrementos leves para el caso Solar PV y Eólico. Este incremento se justifica por la particularidad de la métrica EENS, la cual enfatiza la profundidad de las fallas por sobre la ocurrencia de las mismas; de esta forma, la salida de la tecnología Solar PV que acumula aproximadamente 11 GW de capacidad, tiene una mayor relevancia en la métrica EENS que en la de LOLE, aumentando el reconocimiento de esta tecnología. Por otra parte, aquellas tecnologías con capacidad de regulación y/o almacenamiento mostraron decrecimientos relevantes en su reconocimiento ELCC. Por último, al evaluar portafolios tecnológicos, los reconocimientos ELCC de todos los portafolios analizados mediante EENS resultaron menores en comparación a los obtenidos mediante el uso de métrica LOLE.

7 Referencias

- [1] R. Moreno, H. Otárola, E. Pereira y C. Sepúlveda, «Metodología para la Determinación de Potencia de Suficiencia en el Sistema Eléctrico Chileno vía ELCC/ECP,» 2020. [En línea]. Available: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/informe_final_-_determinacion_psuf_via_elcc_y_ecp_-_isci.pdf.
- [2] N. Astier y M. Ovaere, «Reliability standards and generation adequacy assessments for interconnected electricity systems,» 2021. [En línea]. Available: https://fsr.eui.eu/wp-content/uploads/2021/03/Presentation_reliability_standards_interconnected_systems.pdf.
- [3] SEM, «Capacity Remuneration Mechanism Decision 1,» 2015. [En línea]. Available: <https://www.semcommittee.com/publication/sem-15-103-capacity-remuneration-mechanism-decision-1>.
- [4] NYISO Market Monitoring Unit; Potomac Economics, «NYISO Capacity Accreditation: Conceptual Framework and Design Principles,» 2021. [En línea]. Available: <https://www.nyiso.com/documents/20142/23645207/20210730%20Potomac%20-%20Capacity%20Accreditation%20-%20Conceptual%20Framework-7-30-2021.pdf>.
- [5] NYISO, «Capacity Accreditation,» 2021. [En línea]. Available: [https://www.nyiso.com/documents/20142/24130223/20210830%20NYISO%20-%20Capacity%20Accreditation_v10%20\(002\).pdf/b12b55d4-7aa9-644a-d803-05ae8df1877c](https://www.nyiso.com/documents/20142/24130223/20210830%20NYISO%20-%20Capacity%20Accreditation_v10%20(002).pdf/b12b55d4-7aa9-644a-d803-05ae8df1877c).
- [6] FERC, [En línea]. Available: <https://www.ferc.gov/news-events/news/commissioner-christies-dissent-order-concerning-pjms-proposed-elcc>.
- [7] Potomac Economics, «NYISO Capacity Accreditation: Continued Discussion of Marginal and Average Approaches,» 2021. [En línea]. Available: <https://www.nyiso.com/documents/20142/24172725/Capacity%20Accreditation%20-%20Marginal%20vs%20Average%20-%20for%20Aug%2030--08-25-2021.pdf>.
- [8] Independent Market Monitor of PJM, «Comments of the IMM before the FERC,» 2021. [En línea]. Available: https://www.monitoringanalytics.com/filings/2021/IMM_Comment_Docket_No_ER21-2043_20210622.pdf.
- [9] Eirgrid - Soni, «All Island Generation Capacity Statement 2021-2030,» 2021. [En línea]. Available: <https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/208281-All-Island-Generation-Capacity-Statement-LR13A.pdf>.

8 Anexo Perfiles adicionales de LOLE y EENS

Tabla 14. Energía no suministrada esperada [MWh] por hora y mes. Caso de estudio SEN 2026 utilizando métrica LOLE.

Hora	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
1	0,00	0,02	0,20	0,00	1,62	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
19	0,00	0,00	0,00	0,00	8,61	7,95	6,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20	0,00	0,00	0,00	0,11	73,27	18,87	17,47	0,55	0,00	0,00	0,00	0,00
21	0,00	0,00	0,31	0,05	90,55	12,57	8,84	1,04	0,00	0,03	0,00	0,00
22	0,00	0,99	4,05	0,08	43,36	14,31	4,23	0,21	0,04	0,25	0,35	1,40
23	0,00	1,55	1,86	0,00	4,10	1,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	2,31
24	0,00	0,01	0,24	0,00	7,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,15

Energía no suministrada esperada [MWh]



Tabla 15. Probabilidad de pérdida de carga promedio por hora y mes. Caso de estudio SEN 2026 utilizando métrica EENS.

Hora	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
1	0,00012	0,00013	0,00036	0,00000	0,02684	0,00353	0,00118	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
2	0,00000	0,00000	0,00024	0,00000	0,02520	0,00195	0,00047	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
3	0,00000	0,00000	0,00012	0,00000	0,01969	0,00085	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
4	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,01676	0,00037	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
5	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,01371	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
6	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,01559	0,00000	0,00012	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
7	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,02098	0,00024	0,00024	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
8	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,01371	0,00012	0,00012	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
9	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
10	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
11	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
12	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
13	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
14	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
15	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
16	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
17	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
18	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00082	0,00183	0,00059	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
19	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,02028	0,01194	0,01598	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
20	0,00000	0,00000	0,00000	0,00012	0,04068	0,01949	0,02770	0,00228	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
21	0,00000	0,00000	0,00262	0,00048	0,05451	0,02364	0,02214	0,00432	0,00000	0,00047	0,00000	0,00000
22	0,00000	0,00463	0,01797	0,00024	0,04290	0,02169	0,01042	0,00072	0,00037	0,00130	0,00169	0,00610
23	0,00023	0,00746	0,00904	0,00000	0,03798	0,01243	0,00627	0,00048	0,00000	0,00012	0,00024	0,00985
24	0,00000	0,00064	0,00190	0,00024	0,04068	0,01206	0,00426	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00082
LOLP promedio												