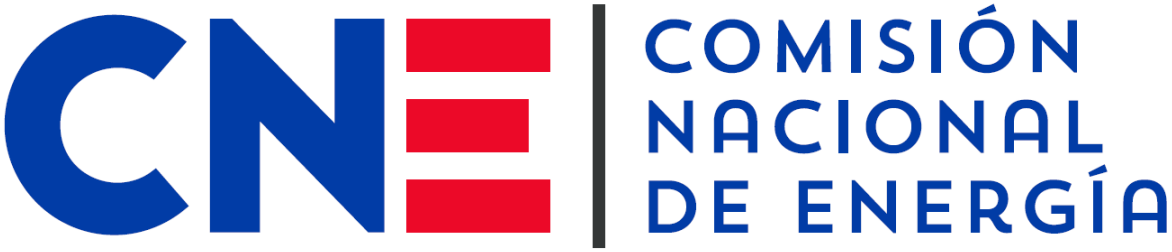
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGIA



"DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA DEL SEN Y DE LOS SSMM"

INFORME FINAL

PARTE 4

CNE-20-001 Rev.01

DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA DEL SEN Y DE LOS SSMM
PARTE 4

INDICE

Página

24 DETERMINACIÓN DEL TAMAÑO DE LA UNIDAD DE PUNTA 4
24.1 INTRODUCCIÓN 4
24.2 MÉTODO EN BASE A ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS Y PARQUE ADAPTADO 5
24.3 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA 8
24.4 MÉTODO DE COMPARACIÓN HORARIA DE LA VARIACIÓN DE LA DEMANDA 18
24.5 ESTIMACIÓN DE LA CAPACIDAD ADICIONAL 22

25 ANÁLISIS CRÍTICO DEL MARGEN DE RESERVA TEÓRICO 26
25.1 INTRODUCCIÓN 26
25.2 LA DEFINICIÓN DE MRT ACTUAL 28
25.3 PROPUESTA PARA DETERMINAR EL MRT OBJETIVO DEL SEN 31

26 DETERMINACIÓN DE INGRESOS ADICIONALES A LA POTENCIA 35
26.1 INTRODUCCIÓN 35
26.2 PLANTAS RENOVABLES CON SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO 37
26.3 SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN DE PLANTAS CON ALMACENAMIENTO 39
26.4 MERCADO DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS 43
26.5 ESTIMACIÓN PAGO POR POTENCIA REQUERIDO 44
26.6 ESTIMACIÓN DE INGRESOS TECNOLOGÍA CONVENCIONAL 47

GRÁFICOS, FIGURAS Y TABLAS

Gráfico 24.1 Horas de operación anual de la potencia de punta.
Gráfico 24.2 Probabilidad de excedencia y déficit.
Gráfico 24.3 Histograma de operación central en Tarapacá.
Gráfico 24.4 Histograma de operación central en Parinacota.
Gráfico 24.5 Histogramas de variaciones horarias de demanda, año completo.
Gráfico 24.6 Histogramas de variaciones horarias de demanda, horario de punta.
Gráfico 24.7 Probabilidad de excedencia, sólo periodo de punta.
Gráfico 24.8 Histogramas de variaciones horarias de demanda, año completo.
Gráfico 24.9 Histogramas de variaciones horarias de demanda, horario de punta.
Gráfico 24.10 Probabilidad de excedencia, sólo periodo de punta.
Gráfico 24.11 Histogramas de variaciones horarias de demanda, año completo.
Gráfico 24.12 Histogramas de variaciones horarias de demanda, horario de punta.
Gráfico 24.13 Probabilidad de excedencia, sólo periodo de punta.
Gráfico 24.14 Curva de oferta de potencia térmica 2020 (CNE).
Gráfico 25.1 MRT en función del Margen de Potencia.
Gráfico 26.1 Perfil de generación horario de una planta fotovoltaica en Antofagasta.
Gráfico 26.2 Perfil de generación de una planta fotovoltaica con almacenamiento de 4 horas.
Gráfico 26.3 Perfil de generación horario de una planta fotovoltaica en RM.
Gráfico 26.4 Perfil de generación de una planta fotovoltaica con almacenamiento de 4 horas, RM.
Gráfico 26.5 Costo de servicios complementarios CAISO.
Gráfico 26.6 Estimación de LCOE para planta FV & BESS, en función del costo de inversión del almacenamiento.
Gráfico 26.7 Comparación ingresos vs costo de inversión para FV de 150 MW y almacenamiento de 4 horas.
Gráfico 26.8 Subasta CTF día 3 de febrero 2021.
Gráfico 26.9 Subasta CTF día 28 de febrero 2021.

Figura 24.1 Diagrama de bloques de la metodología para análisis de contingencias.
Figura 24.2 Esquema de la metodología de comparación
Figura 26.1 Características claves y desafíos en las diferentes fases de integración de ERV al sistema eléctrico
Figura 26.2 Participación anual de la ERV y fase de integración al sistema, para países seleccionados.

Tabla 24.1 Contingencias simuladas y probabilidad de falla (FOR) asociada.
Tabla 24.2 Unidades de 70 MW que conforman la potencia de punta.
Tabla 24.3 Muestra de la salida del modelo de simulación.
Tabla 24.4 Marcas de clase para el histograma.
Tabla 24.5 Horas de operación de la potencia de punta para distintos niveles de despacho.
Tabla 24.6 Horas de operación acumuladas según marca de clase.

Tabla 24.7 Unidades de 150 MW que conforman la potencia de punta.
Tabla 24.8 Unidades de 300 MW que conforman la potencia de punta.
Tabla 24.9 Costo de inversión en unidades de 300 MW.
Tabla 24.10 Costo de inversión en unidades de 150 MW.
Tabla 24.11 Costo de inversión en unidades de 70 MW.
Tabla 24.12 Capacidad necesaria para cubrir las variaciones horarias de demanda, para todo el año.
Tabla 25.1 Estimación del MRT en base a los ejercicios de simulación del Capítulo 24.
Tabla 26.1 Estimación del LCOE para plantas FV + BESS en distintas SS/EE.
Tabla 26.2 Estimación del LCOE para plantas Eólicas + BESS en distintas SS/EE.
Tabla 26.3 Estimación de ingresos anuales para una planta localizada en S/E Nueva Pozo Almonte.
Tabla 26.4 Estimación de ingresos anuales para una planta localizada en S/E Kimal.
Tabla 26.5 Estimación de ingresos anuales para una planta localizada en S/E Centinela.
Tabla 26.6 Estimación de ingresos anuales para una planta localizada en S/E Illapa (Nueva Diego de Almagro).
Tabla 26.7 Estimación de ingresos anuales para una planta localizada en S/E Polpaico.
Tabla 26.8 Estimación de ingresos anuales para un PE localizada en S/E Entre Ríos.
Tabla 26.9 Estimación de ingresos anuales para un PE localizado en S/E Tineo.
Tabla 26.10 Estimación de precio básico de la potencia para planta fotovoltaica, S/E Nueva Pozo Almonte.
Tabla 26.11 Estimación de precio básico de la potencia para planta eólica, S/E Entre Ríos.
Tabla 26.12 Estimación de precio básico de la potencia, planta fotovoltaica y 150 USD/kWh costo almacenamiento.
Tabla 26.13 Estimación de precio básico de la potencia, planta eólica y 150 USD/kWh costo almacenamiento.
Tabla 26.14 Generación anual esperada, simulación PNCP 2021 S1.
Tabla 26.15 Ingresos anuales esperados por venta de energía, simulación PNCP 2021-S1.
Tabla 26.16 Márgenes anuales esperados por venta de energía, simulación PNCP 2021-S1.
Tabla 26.17 Estimación de potencia de suficiencia TGs seleccionadas.
Tabla 26.18 Estimación de ingresos anuales por Potencia de Suficiencia.
Tabla 26.19 Estimación de ingresos anuales por CTF (SSCC).
Tabla 26.20 Estimación de ingresos anuales totales, para TGs seleccionadas.

24

DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA DEL SEN Y DE LOS SSMM

DETERMINACIÓN DEL TAMAÑO DE LA UNIDAD DE PUNTA

24 DETERMINACIÓN DEL TAMAÑO DE LA UNIDAD DE PUNTA

24.1 INTRODUCCIÓN

En su artículo 162°, la LGSE define cómo se calculan los precios de nudo de corto plazo. En específico, respecto al tamaño de la unidad de punta, el punto 3 señala "*Se determina el tipo de unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual en una o más subestaciones troncales del sistema eléctrico, conforme los balances de demanda y oferta de potencia en los subsistemas de corresponda. Como oferta de potencia se considerará tanto la aportada por las centrales generadoras como aquella aportada por los sistemas de transmisión. Se calcula el costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada de cada subsistema eléctrico con este tipo de unidades. Los valores así obtenidos se incrementan en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico del respectivo subsistema. El valor resultante del procedimiento anterior se denominará precio básico de la potencia de punta en el subsistema respectivo*."

Se debe recordar que en estas definiciones subyace la idea de un sistema eléctrico adaptado[1], no sobre instalado, es decir, la unidad de punta es la última unidad en ser despachada, por lo tanto, no existe beneficio por ingresos de energía y sólo tiene renta por potencia[2]. Por otra parte, el tamaño de la unidad debe ser tal que evite la pérdida de carga.

Entonces, el tamaño de la(s) unidad(es) de punta se relaciona con el tamaño del sistema o subsistema donde opera, con la forma de variación de la demanda en dicho sistema y con la probabilidad de que en el sistema se produzca una falla o salida no programada de unidades de costo variable eficiente o menor al costo variable de la unidad de punta, o aumentos intempestivos de la demanda, entre otras variables.

Se presenta en este Capítulo una metodología que permite determinar cuanta potencia debería tener el sistema tanto para dar la potencia de punta como para operar ante contingencias, o salida intempestiva o no programada, de centrales de tamaño significativo, así como aumentos de demanda no programados. Alternativamente, se presenta un análisis basado en la variabilidad horaria de la demanda.

[1] Un parque está adaptado a la demanda cuando la sobre instalación de éste obedece a criterios técnicos y económicos siendo al mínimo necesario para abastecer la demanda de manera económica y segura. En caso contrario el sistema estará desadaptado, pudiendo esta desadaptación ser deficitaria (lo que origina fallas de suministro) o por exceso (capacidad instalada ociosa).

[2] Esta observación corresponde al concepto clásico de la Teoría Marginalista, en donde la unidad de punta es la de mayor costo variable de operación en el sistema y por consecuencia no tiene beneficios por generación de energía. No obstante, este paradigma está siendo desafiado por las nuevas tecnologías ERV con almacenamiento, las que además pueden participar de otros mercados, tal como la energía y de SSCC.

24.2 MÉTODO EN BASE A ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS Y PARQUE ADAPTADO

Un cambio relevante para incorporar en la resolución del problema de la potencia de suficiencia es tener un punto de vista distinto para abordar el problema, esto es, pasar desde una mirada que mezcla suficiencia de energía y suficiencia de potencia, como lo es el procedimiento actual, a una mirada exclusivamente de suficiencia de potencia. Lo anterior requiere de una apreciación integral de todos los aspectos involucrados en la modelación de los requerimientos de potencia, su forma de interactuar con el sistema y sus precios, es decir, considera despachos de energía eficientes y sobre ellos analizar la confiabilidad el sistema.

El problema por resolver va un poco más allá de la simple determinación de la unidad que opera en “la punta” de la demanda anual, que corresponde a una situación de optimización del parque de generación necesario para satisfacer una demanda de energía que tiene un cierto perfil y que se refleja en la forma de la curva de duración de la demanda. Se incorpora en esta metodología una mirada más amplia, en que las unidades “de punta” no solamente operan para suministrar la demanda de punta del sistema, sino además sirven como respaldo ante contingencias de unidades mayores, que producen un impacto entre la generación y la demanda, que debe ser resuelto en muy corto tiempo, es decir, en el orden de minutos.

Para lo anterior se propone una metodología que recoge todos los aspectos citados y que se inicia desde el parque real actual, pero considerando una heurística que busca aproximarse a un parque adaptado a la demanda, el que será un subconjunto del parque actual.

I. Determinación de un Parque Adaptado

Como punto de partida se utiliza el despacho económico de energía para obtener parques de generación de los cuales se obtendrá su confiabilidad. El propósito es aproximarse a un parque adaptado sin que sea una selección arbitraria de elementos del parque existente, de esta manera, la utilización de este criterio para obtener “parques adaptados”, es decir, no considerar unidades no despachadas, no tiene sesgo. Este método se aplica a todo el sistema eléctrico.

Se determinan parques de generación adaptados a la demanda en función de los escenarios factibles para los balances de potencia, disponibles desde el resultado de la simulación de la operación económica del sistema eléctrico, realizada para efectos del cálculo de los costos marginales de energía (Ose2000, SDDP, PLP u otro).

El parque adaptado a la demanda es aquel que sólo considera las centrales con generación esperada. Existen tantos parques como escenarios de flujos estén disponibles a partir del resultado de la simulación de la operación económica del sistema, no obstante, se sugiere se observen dos opciones.

Opción 1 (simplificada): Considerar el parque que resulta del conjunto de centrales generado como la unión de todas las centrales con despacho esperado en un horizonte de **n** meses, por ejemplo, simulación de 1 año o 4 años.

Opción 2 (recomendada): Considerar todos los escenarios como un parque adaptado individual, donde cada escenario corresponde a un conjunto **Simulación-Hidrología-Etapa[3]-Bloque**. Eventualmente el análisis se puede restringir sólo al periodo de control de punta, pero realizar este ejercicio únicamente durante este periodo tiene el inconveniente de que puede dejar fuera de análisis situaciones de operación más exigentes.

Respecto del caso recomendado (Opción 2), establecer las condiciones de operación esperadas como restricciones de operación. Para cada escenario (simulación-hidrología-etapa-bloque) analizado, es decir, la potencia con la que están despachadas las centrales se fija como potencia de operación, y sólo pueden aumentar su generación aquellas unidades que forman parte de la reserva secundaria, es decir, aquellas unidades que tienen margen entre el nivel actual de despacho y su potencia máxima.

II. Distribución de la potencia de punta

En esta parte de la metodología se propone agregar a la potencia definida por la herramienta de simulación de la operación para cada escenario, una capacidad adicional, distribuida a lo largo del sistema, a la cual se ha denominado "**potencia de punta".** El objetivo es determinar cuánta de esta potencia será despachada y de qué forma, es decir, determinar la capacidad recomendada a instalar y su ubicación.[4]

La determinación de las unidades de punta (tamaño y localización) se realiza mediante un proceso iterativo, que parte colocando en cada barra de transmisión nacional (donde sea factible la instalación) unidades de punta eficientes:

1. Distribuir unidades de 70, 150 o 300 MW (los tamaños para los cuales se ha determinado el precio) de manera homogénea en las barras de transmisión nacional factibles de alojarlas.

2. En la operación esperada ante contingencias, verificar el nivel de despacho de las unidades bajo análisis; si existe falla de suministro, redistribuir la reserva y/o cambiar el tamaño de las unidades. Las centrales no despachadas "apagarlas". El proceso iterativo finaliza una vez que no exista energía no suministrada para el conjunto de contingencias simuladas (salida intempestiva de unidades de tamaño significativo o aumento súbito de demanda).

III. Proceso de simulación

El proceso de simulación consiste en la ejecución del modelo de despacho, con el cual se determina la potencia de operación de todas las centrales necesarias para abastecer la

[3] En el modelo Ose2000 las etapas corresponden a meses.

[4] El propósito de la "potencia de punta" es reemplazar todas aquellas unidades de factor de planta muy bajo, que eventualmente son convocadas al despacho solamente ante la ocurrencia de fallas en otras centrales de generación o déficit de potencia.

demanda, considerando además las reservas necesarias para el control primario y secundario de frecuencia (las reservas operativas).

En cada escenario definido por el conjunto **simulación-hidrología-etapa-bloque**, simular la salida intempestiva de unidades de generación de tamaño significativo para el sistema, en distintas zonas de la red de transmisión (la contingencia). Dado que existirá un desbalance entre la generación y la demanda, el sistema deberá recurrir a la capacidad disponible en aquellas centrales con margen de operación, es decir, la(s) unidad(es) marginal(es) y aquellas que sean parte de la reserva para el control secundario de frecuencia. Si esta capacidad disponible no es suficiente para cubrir el déficit producto de la contingencia simulada, entonces se debe recurrir al despacho de las unidades de "punta". Dependiendo de la ubicación de la contingencia, las centrales que son parte de la potencia de punta serán despachadas de manera óptima por el programa, el que va a tender a minimizar las pérdidas de potencia.

Este procedimiento se repite para cada escenario como contingencias de quiera simular y cada escenario se analiza hasta completar el periodo de análisis.

IV. Resultados del proceso de simulación

Como resultado de este proceso de simulación es posible determinar qué potencia es necesaria para manejar adecuadamente tanto de demanda de punta como para soportar contingencias en unidades de tamaño significativo, aumentos intempestivos de demanda, su distribución a lo largo del sistema y los tamaños recomendados. Esta última parte por el momento se ha realizado de manera manual.

En la siguiente figura se muestra el diagrama de bloques de la metodología propuesta.

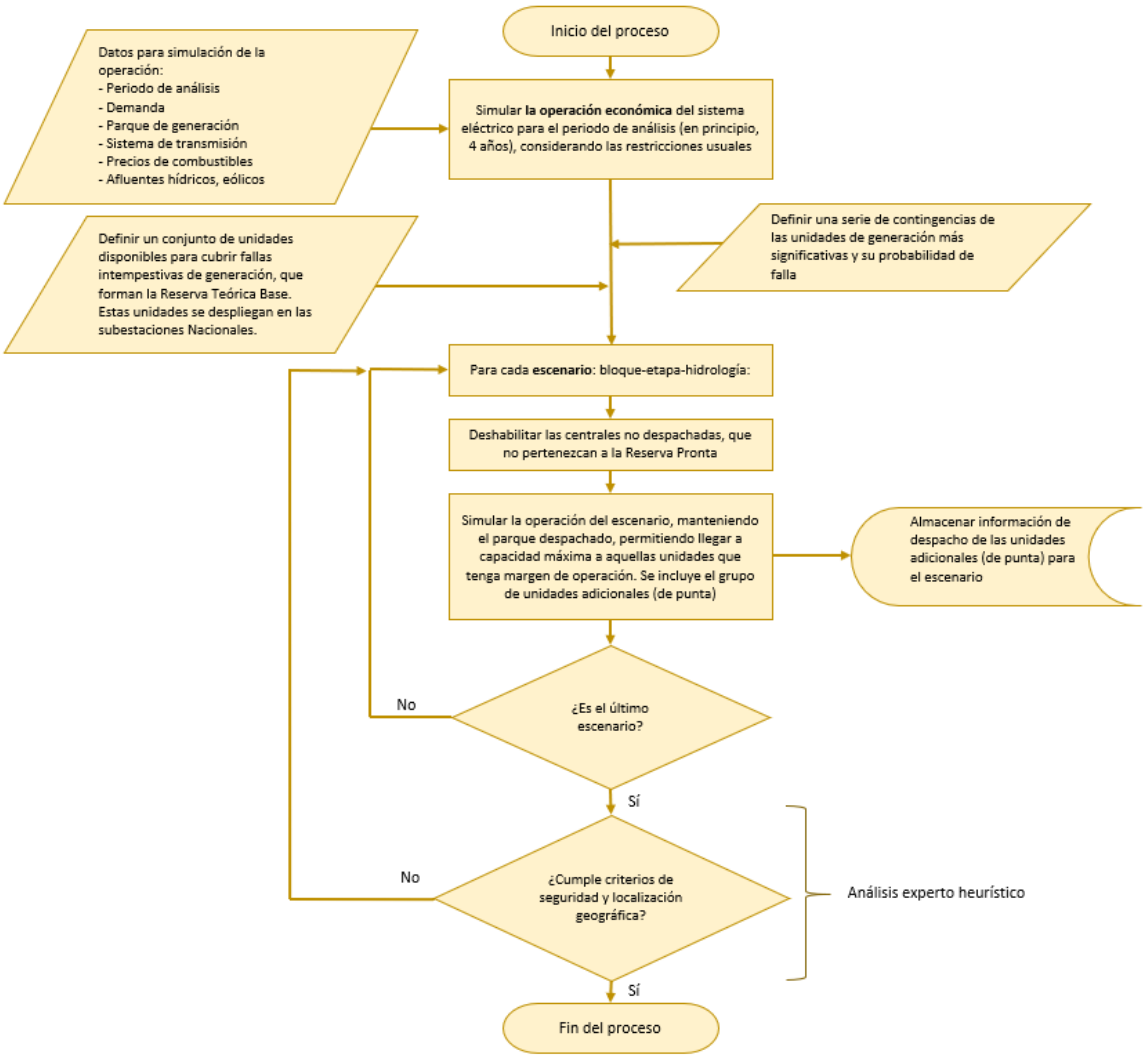


Figura 24.1 Diagrama de bloques de la metodología para análisis de contingencias.

La metodología presentada se ha restringido solamente al análisis de contingencias de unidades de generación y aumentos de demanda en consideración a que el sistema de transmisión está diseñado y se opera con criterio de seguridad N-1. En consecuencia, una falla en transmisión de corta duración no debe requerir redespacho de generación.

24.3 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

La metodología ha sido probada con el sistema SEN completo, para un horizonte de 4 años, utilizando la base de datos Ose2000 correspondiente a la Fijación de Precios de Nudo de Corto plazo del primer semestre de 2021. Se muestra en este apartado los resultados de la simulación.

i. Como punto de partida, se define la "**potencia de punta"** en base a unidades de 70 MW instaladas en 19 subestaciones a lo largo del SEN: Parinacota, Lagunas, Tarapacá, Nueva Pozo

Almonte, Kapatur, Cardones, Nueva Pan de Azúcar, Nogales, Polpaico, Lo Aguirre, Alto Jahuel, Ancoa, Entre Ríos, Cautín, Puerto Montt, Hualpén, Ciruelos, Los Bronces y Parral.

ii. Se define contingencias de unidades de generación, que resulten de tamaño significativo para el sistema, así como aumentos de demanda. La siguiente tabla muestra las contingencias utilizadas en este ejercicio de prueba.

Unidad	Potencia [MW]	FOR [%]	Repeticiones	Cluster
IE Mejillones	348	4,00%	1	
Kelar	532	4,00%	1	
Guacolda	138	4,00%	5	Guacolda 1 →5
Santa María	342	4,00%	2	Santa María & Bocamina 2
Campiche	242	4,00%	2	Campiche & Nueva Ventanas
Canutillar	75	0,54%	2	Unidades 1 & 2
Cochrane	245	4,00%	4	Cochrane 1-2 & Angamos 1-2
Tocopilla U15	110	4,00%	2	Tocopilla U14 & U15
Nueva Tocopilla	122	4,00%	2	NTO1 & NTO2
Tocopilla U16	304	4,00%	1	
Nehuenco	406	4,00%	4	Nehuenco 1-2 & San Isidro 1-2
Hornitos	178	4,00%	2	Hornitos & Andina
Mejillones 1	160	4,00%	2	CTM1 & CTM2
Mejillones 3	251	4,00%	1	
Demanda 1	173,5	17,98%	1	
Demanda 2	248,3	11,27%	1	
Demanda 3	457,4	2,26%	1	

Tabla 24.1 Contingencias simuladas y probabilidad de falla (FOR) asociada.

Dado que se simulan fallas en todos los escenarios **simulación-hidrología-etapa-bloque**, para cada una de las unidades consideradas "significativas", es decir, las unidades de mayor tamaño y que abarquen toda la extensión de la red, con el propósito de tener resultados más cercanos a la operación real en términos de horas esperadas de operación, se utiliza la probabilidad de falla de estas unidades, de la misma forma que para los aumentos de demanda.

De manera simplificada, se ha supuesto que las unidades térmicas tienen un FOR anual de 4%. Con el propósito de acelerar el proceso de cálculo las contingencias se agrupan por similitud en tamaño y ubicación geográfica de las unidades. De esta manera, las 5 unidades Guacolda se simulan como una sola, repitiendo la misma falla 5 veces, esto asume probabilidades de falla independientes.

iii. Se realiza la simulación de la operación mediante el modelo Ose2000 para un periodo determinado, por ejemplo, 4 años. Luego, para cada escenario dado por el conjunto **hidrología-año-etapa-bloque**, se simula una contingencia y se analiza los resultados del despacho de la "potencia de punta", para ver la posibilidad de disminuir la cantidad de unidades o bien si es posible agruparlas en unidades de mayor tamaño. Por el momento, este proceso se realiza de manera manual.

El resultado del proceso determinó las localizaciones y tamaños para las unidades de potencia, indicadas en la Tabla 24.2, que suman un total de 840 MW al 2021, que crece hasta 1820 MW en 2025. Notar que hay algunas localizaciones en las que se recomienda agrupar centrales (SS/EE Tarapacá, Nueva Pan de Azúcar, Polpaico, Alto Jahuel y Entre Ríos).

Unidad	Potencia 2021 [MW]	Potencia 2022 [MW]	Potencia 2023 [MW]	Potencia 2024 [MW]
Tarapacá	70	70	70+70	70+70
Parinacota	70	70	70	70
Lagunas	70	70	70	70
Nueva Pozo Almonte				70+70
Kapatur	70	70	70	70
Cardones				70
Nueva Pan de Azúcar		70	70	70+70+70
Nogales	70	70	70	70
Polpaico	70+70	70+70	70+70+70	70+70+70
Lo Aguirre	70	70	70	70
Alto Jahuel			70	70+70
Ancoa			70+70	70+70
Entre Ríos	70	70	70+70	70+70
Hualpén				70+70
Puerto Montt	70+0	70+70	70+70	70+70
Total	**770**	**840**	**1260**	**1820**

Tabla 24.2 Unidades de 70 MW que conforman la potencia de punta.

iv. Una vez que finaliza el proceso iterativo de optimización de la potencia de punta, se tiene la potencia despachada de cada una de las unidades, su distribución geográfica y la cantidad de horas asociadas a la simulación. La salida del proceso de simulación resulta en una tabla que contiene la siguiente información: Secuencia de falla, Simulación, Hidrología, Bloque, Potencia Despachada, Horas Asociadas a la Contingencia. Esta información se dispone para todos los años simulados (en este ejercicio, 4 años).

La siguiente tabla es una muestra de la salida del modelo, que muestra la Secuencia de Falla 2 (ISec, la unidad que se simula en falla o aumento de demanda), Etapa 2 (EtaHid, equivalente al mes), IHid (la hidrología simulada) y los 16 bloques (IBlo) que representan la demanda de esta etapa (mes), con la potencia despachada en unidades de potencia de punta y la cantidad de horas asociadas:

				Valores	
ISec	EtaHid	IHid	IBlo	CenPotOpe (MW)	EtaHrsSec
2	2	1	2	12.62	0.3485
			3	32.88	0.3485
			4	53.40	2.0912
			5	51.26	0.3485
			6	42.60	0.3485
			7	8.35	0.3485
			8	7.61	1.7426
			13	26.55	0.9981
			14	24.54	0.1426
			15	31.18	0.1426
			16	24.06	0.7129

Tabla 24.3 Muestra de la salida del modelo de simulación.

Con estos datos, se construye un histograma, que permite analizar los resultados de una manera gráfica más clara.

v. Para la construcción del histograma, se considera el valor máximo separado en 11 tramos o marcas de clase. Por definición, la Marca de Clase corresponde al punto medio del intervalo. La siguiente tabla indica las marcas de clase seleccionadas para este ejercicio, en donde el valor máximo resultante del despacho de las unidades de punta es 1700 MW.

Desde [MW]	Hasta [MW]	Marca de Clase [MW]
> 0	<= 170	85
> 170	<= 340	255
> 340	<= 510	425
> 510	<= 680	595
> 680	<= 850	765
> 850	<= 1020	935
> 1020	<= 1190	1105
> 1190	<= 1360	1275
> 1360	<= 1530	1445
> 1530	<= 1700	1615
> 1700		1785

Tabla 24.4 Marcas de clase para el histograma.

Con los resultados obtenidos de la simulación de la operación con análisis de contingencias, es posible graficar la probabilidad de que opere un cierto nivel de la reserva de potencia de punta, en el horizonte de estudio, lo que va a depender de la evolución de la demanda y también de la oferta, es decir, de la entrada y salida de unidades de generación.

La tabla y el gráfico siguientes muestran la misma información, como resumen de los valores que entrega el modelo de simulación, en términos de cantidad de horas de operación y nivel de potencia de operación, para los 4 años simulados.

Marca Clase [MW]	Frecuencia				
	2021	2022	2023	2024	Media
85	1403.81	1417.47	1480.72	1477.49	1444.87
255	825.86	796.09	856.60	859.09	834.41
425	53.59	52.42	59.52	59.23	56.19
595	0.19	0.11	5.15	2.01	1.87
765	0.00	0.76	3.39	1.94	1.52
935	0.00	0.21	0.83	0.81	0.47
1105	0.00	0.01	0.17	0.79	0.24
1275	0.00	0.00	0.02	0.82	0.21
1445	0.00	0.00	0.00	0.51	0.13
1615	0.00	0.00	0.00	0.13	0.03
1785	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00

Tabla 24.5 Horas de operación de la potencia de punta para distintos niveles de despacho.

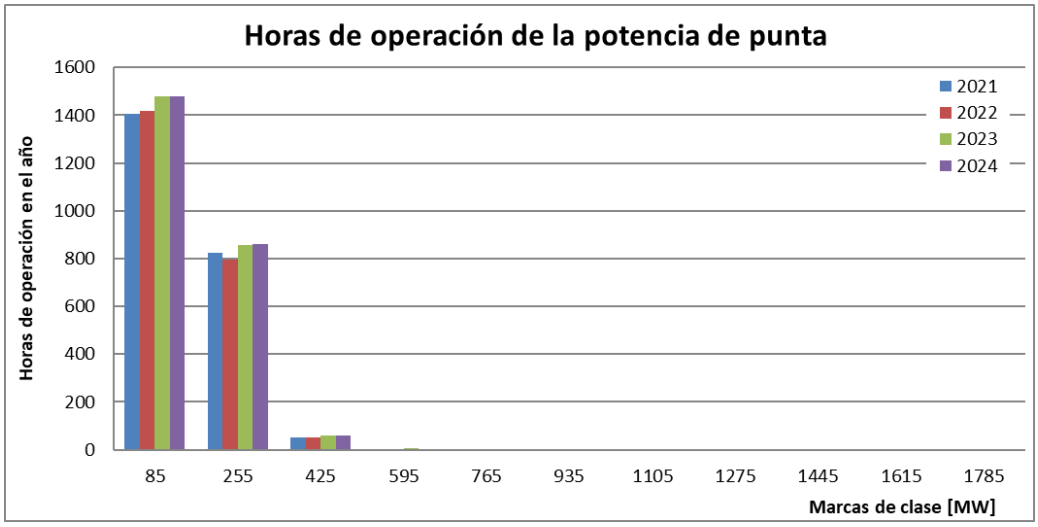


Gráfico 24.1 Horas de operación anual de la potencia de punta.

Los resultados de la tabla y del gráfico anteriores deben entenderse de la siguiente manera: para la Marca de Clase 65 MW, es decir, valores de despacho entre 0 < MW < 170, se espera que el despacho de unidades de potencia sea 1403,81 horas el año 2021; 1417,47 horas el 2022; 1480,72 horas el 2023; y 1477,49 horas el 2024.

Para la Marca de Clase 425 MW, es decir, valores entre 340 < MW < 510 MW, la reserva de potencia operaría 53,59 horas el 2021; 52,42 horas el 2022; 59,52 horas el 2023; y 59,23 horas el 2024. La operación de la potencia de punta es menor a una hora para todas las marcas de clase superior a 935 MW.

Con estos mismos resultados es posible construir gráficos de “excedencia” y “déficit”, que se leen de manera distinta, ya que corresponden a valores acumulados. La curva ascendente se construye sumando las probabilidades de cada Marca de Clase, por lo tanto, una marca de clase incluye su propia cantidad de

horas y la de las clases de menor valor, entregando entonces una “cantidad de horas acumuladas”, tal como se muestra en el siguiente gráfico.

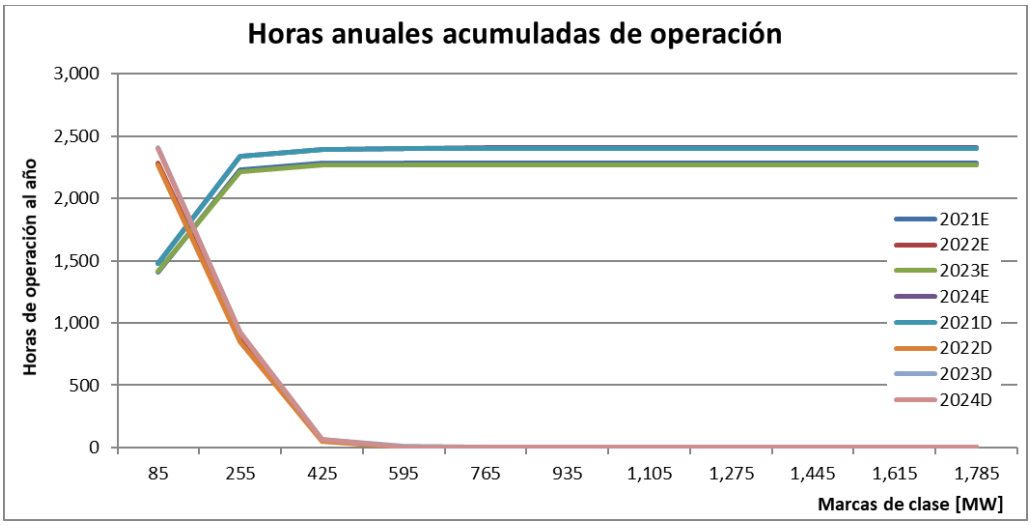


Gráfico 24.2 Probabilidad de excedencia y déficit

La siguiente Tabla muestra los valores asociados al Gráfico 24.2.

Marca Clase [MW]	Excedencia				Deficit			
	2021E	2022E	2023E	2024E	2021D	2022D	2023D	2024D
85	1403.81	1417.47	1480.72	1477.49	2283.44	2267.07	2406.40	2402.83
255	2229.67	2213.56	2337.32	2336.58	879.64	849.60	925.69	925.34
425	2283.26	2265.98	2396.84	2395.81	53.77	53.51	69.09	66.25
595	2283.44	2266.09	2401.99	2397.82	0.19	1.10	9.56	7.02
765	2283.44	2266.85	2405.38	2399.76	0.00	0.98	4.41	5.01
935	2283.44	2267.06	2406.21	2400.58	0.00	0.22	1.02	3.07
1105	2283.44	2267.07	2406.39	2401.36	0.00	0.01	0.19	2.26
1275	2283.44	2267.07	2406.40	2402.18	0.00	0.00	0.02	1.47
1445	2283.44	2267.07	2406.40	2402.69	0.00	0.00	0.00	0.65
1615	2283.44	2267.07	2406.40	2402.82	0.00	0.00	0.00	0.14
1785	2283.44	2267.07	2406.40	2402.83	0.00	0.00	0.00	0.01

Tabla 24.6 Horas de operación acumuladas según marca de clase.

La simulación de fallas de unidades de menor tamaño no aporta al análisis ya que la mayoría de esas fallas quedará cubierta por la reserva existente y, en caso de requerir despacho de la potencia de punta será en montos pequeños, lo que haría crecer el sector de las Marcas de Clase más bajas, es decir, no impactan en los valores máximos, que es el objetivo de este análisis.

Es importante notar que, de la capacidad total instalada como capacidad de reserva o unidades de punta, distribuidas según se muestra en la Tabla 24.2, las potencias altas tienen una cantidad

de despacho baja en horas, la mayor cantidad de horas de operación se concentra en las marcas de clase 85 MW (0 < MW < 170) y 255 (170 < MW < 340). La marca de clase 425 MW tiene despacho del orden de 55 a 60 horas al año, en tanto que las marcas de clase mayores sólo fracciones de horas al año.

En los siguientes gráficos se muestran los histogramas con las potencias de despacho de dos unidades de la reserva de capacidad, ambas de 70 MW de capacidad instalada. En este caso la probabilidad se refiere al universo de casos en donde es convocada a despacho por la ocurrencia de alguna contingencia, para la simulación del periodo completo de 4 años y la Marca de Clase está construida en 10 intervalos respecto a la capacidad máxima (70 MW), por lo tanto, las marcas de clase serán 3,5 (punto medio de 7 MW), 10,5 (punto medio entre 7 y 14 MW), hasta 66,5 (punto medio entre 63 y 70 MW). Los porcentajes están medidos en base a las horas de operación real de cada unidad.

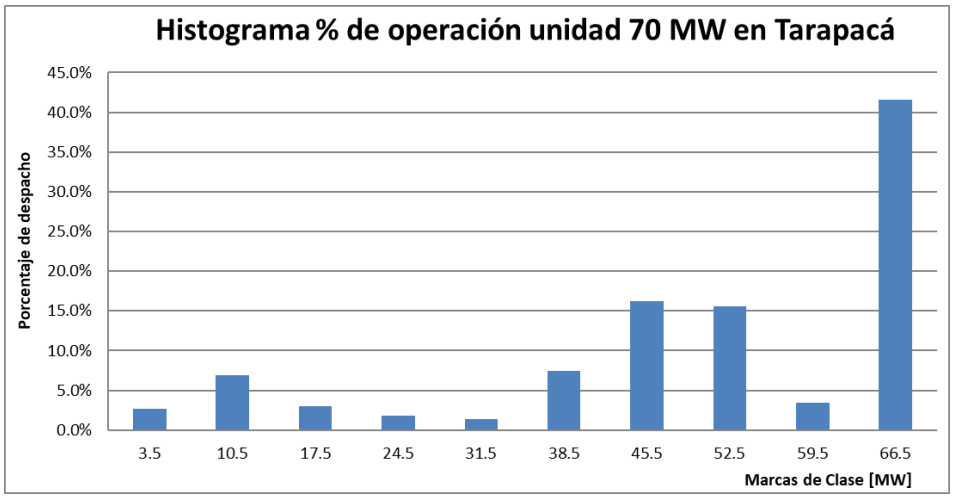


Gráfico 24.3 Histograma de operación central en Tarapacá.

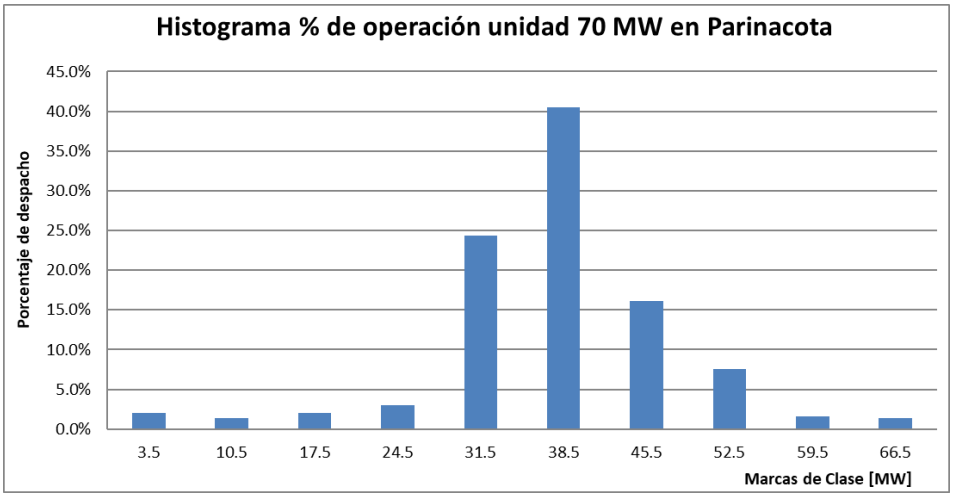


Gráfico 24.4 Histograma de operación central en Parinacota.

De los gráficos anteriores puede observarse que el despacho de la unidad ubicada en Parinacota tiene mayor probabilidad de operar en rangos medios de capacidad, mientras que la unidad ubicada en Tarapacá tiene operación en los rangos altos de capacidad cuando son convocadas al despacho producto de la ocurrencia de una contingencia.

Este ejercicio se ha realizado también con unidades de 150 y 300 MW. La distribución de las unidades de punta se muestra en las siguientes tablas.

Unidad	Potencia 2021 [MW]	Potencia 2022 [MW]	Potencia 2023 [MW]	Potencia 2024 [MW]
Tarapacá	150	150	150	150+150
Lagunas	150	150	150	150
Nueva Pozo Almonte				150
Nueva Pan de Azúcar		150	150	150
Polpaico	150	150	150	150
Lo Aguirre	150	150	150	150
Alto Jahuel				150
Ancoa		150	150	150
Entre Ríos			150	150
Hualpén			150	150
Puerto Montt	150	150	150	150
Total	**750**	**1050**	**1350**	**1800**

Tabla 24.7 Unidades de 150 MW que conforman la potencia de punta.

Unidad	Potencia 2021 [MW]	Potencia 2022 [MW]	Potencia 2023 [MW]	Potencia 2024 [MW]
Tarapacá			300	300
Lagunas	300	300	300	300
Nueva Pan de Azúcar		300	300	300
Polpaico	300	300	300	300
Ancoa		300	300	300
Puerto Montt	300	300	300	300
Total	**900**	**1500**	**1800**	**1800**

Tabla 24.8 Unidades de 300 MW que conforman la potencia de punta.

Para estos grupos de unidades se ha determinado el nivel de inversión, tomando los precios determinados en este mismo informe, para las distintas barras. Dado que los costos de operación de las unidades de punta resultaron ser similares, sólo es necesario realizar una comparación de los costos de inversión para hacer una lista de mérito.

El resultado de los cálculos se muestra en las siguientes tablas. El Valor Presente se ha determinado a abril de 2021.

Unidad de Punta	COD	[MW]	VP [MUSD] Tasa 10%	VP [MUSD] Tasa 6%
Tarapaca	Mar-2025	300	94	144
Lagunas		300	150	192
Nueva Pan de Azucar	Mar-2022	300	119	164
Polpaico		300	143	184
Ancoa	Abr-2022	300	120	164
Puerto Montt		300	131	168
Total		**1800**	**755**	**1015**

Tabla 24.9 Costo de inversión en unidades de 300 MW

Unidad de Punta	COD	[MW]	VP [MUSD] Tasa 10%	VP [MUSD] Tasa 6%
Tarapaca 1		150	98	127
Tarapaca 2	Mar-2025	150	62	95
Lagunas		150	108	140
Nueva Pozo Almonte	Mar-2025	150	68	105
Nueva Pan de Azucar	Mar-2022	150	82	114
Polpaico		150	107	139
Lo Aguirre		150	102	132
Alto Jahuel RsvTeo	Mar-2025	150	65	100
Ancoa RsvTeo	Mar-2022	150	86	119
Entre Rios RsvTeo	Mar-2023	150	75	108
Puerto Montt RsvTeo		150	95	122
Hualpen RsvTeo	Abr-2023	150	79	109
Total		**1800**	**1026**	**1412**

Tabla 24.10 Costo de inversión en unidades de 150 MW

Unidad de Punta	COD	[MW]	VP [MUSD] Tasa 10%	VP [MUSD] Tasa 6%
Tarapaca 1		70	67	88
Tarapaca 2	Mar-2025	70	50	74
Parinacota		70	62	82
Laguna	Mar-2025	70	69	91
Nueva Pozo Almonte	Mar-2022	140	86	137
Kapatur		70	63	84
Cardones		70	39	62
Nueva Pan de Azucar 1	Mar-2025	70	57	78
Nueva Pan de Azucar 2	Mar-2022	140	78	125
Nogales	Mar-2023	70	64	85
Polpaico 1		140	137	185
Polpaico 2	Abr-2023	70	52	78
Lo Aguirre	Abr-2024	70	64	85
Alto Jahuel 1	Abr-2025	70	49	73
Alto Jahuel 2	Abr-2026	70	45	69
Ancoa	Abr-2027	140	99	146
Entre Rios 1	Abr-2028	70	58	80
Entre Rios 2	Abr-2029	70	51	74
Puerto Montt	Abr-2030	140	119	157
Hualpen	Abr-2031	140	75	118
Total		**1820**	**1385**	**1971**

Tabla 24.11 Costo de inversión en unidades de 70 MW

Respecto a estas simulaciones, es necesario considerar lo siguiente:

- Las centrales cuyo costo variable sea mayor al 90% del costo variable de las unidades de punta propuestas, que eventualmente estuvieran despachadas o no en el caso base, son retiradas, por lo tanto, adicionalmente a la contingencia analizada el despacho de las unidades de punta teóricas sustituye la capacidad de las unidades existentes.
- Como precio de combustible para las unidades de potencia se ha considerado el **mismo precio**, independientemente de la ubicación de la barra, igual al precio "Diésel CNE", incorporado en la base de datos Ose2000.
- Para los sistemas de transmisión zonales se ha relajado las restricciones de transmisión.
- En los casos de análisis de los aumentos intempestivos de demanda, se acordó relajar el criterio N-1 en transmisión, para el Sistema de Transmisión Nacional.
- El aumento en unidades de potencia hacia el final del periodo de análisis coincide con la salida de unidades carboneras. Esto sucede porque el plan de obras de generación no considera necesariamente su reemplazo por generación 24/7. Si bien puede existir un equilibrio en términos de energía, pero no lo es en potencia.
- Una forma de resolver la disminución de "energía de base" es dotar las fuentes renovables de sistemas de acumulación (baterías u otros), o bien directamente incentivar el uso de sistemas de acumulación independiente de su asociación directa a una central generadora, incluso es posible que en muchos casos la incorporación de acumulación sea más eficiente si está cercana a los grandes centros de consumo y no necesariamente asociada a una central. El problema que se debe resolver en la actual tarificación es que en tanto la señal de precio del costo marginal baja, también disminuye el incentivo para la incorporación y financiamiento de estas tecnologías.

24.4 MÉTODO DE COMPARACIÓN HORARIA DE LA VARIACIÓN DE LA DEMANDA

Esta metodología alternativa se basa en el análisis de la variabilidad horaria de la demanda del sistema o subsistema analizado, es decir, se compara el valor de demanda entre la hora “n” y la hora “n-1”. Como el sistema eléctrico debe estar preparado para satisfacer la demanda en todo momento un método que se propone utilizar es analizar la variación horaria de la demanda, ya sea durante todo el año, o bien restringiendo el análisis al periodo de control de demanda (horario de punta).

La metodología que se propone opera de la siguiente manera:

i. A partir de la curva de carga anual del sistema o subsistema, se determinan las diferencias horarias de demanda entre la hora “n” y la hora “n-1”. Esta comparación se puede realizar para el año completo o bien restringido al periodo de control de la demanda.
ii. Con estos datos se construye un histograma, que permita apreciar los rangos de variación y determinar los valores más probables o rango de mayor concentración.
iii. Construir un gráfico de probabilidad acumulada, para analizar la probabilidad de excedencia para algún valor objetivo de potencia.
iv. Finalmente, determinar el tamaño de la unidad para satisfacer algún criterio de probabilidad de excedencia, pero restándole las reservas programadas para control secundario de frecuencia.

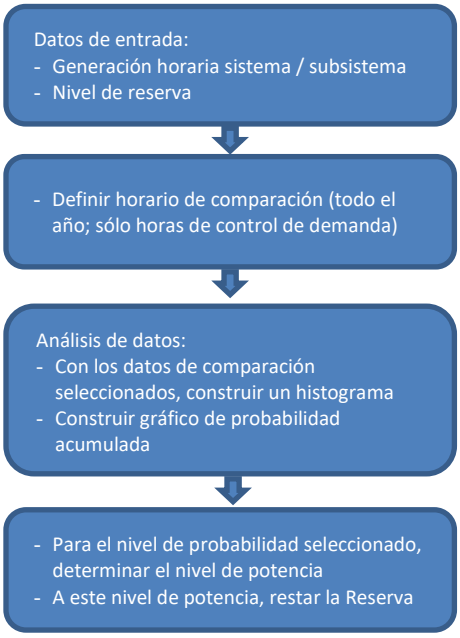


Figura 24.2 Esquema de la metodología de comparación.

Caso 1. Comparación sistema global

El siguiente gráfico muestra la cantidad de veces que la variación horaria de demanda se encuentra dentro de intervalos de 10 MW.

Gráfico 24.5 Histogramas de variaciones horarias de demanda, año completo.

Estos histogramas muestran que las variaciones horarias tanto de subida de demanda como bajada de demanda se distribuyen de manera relativamente simétrica. Para el año 2018, el 83% de las variaciones estuvo en el rango -400 a +400 MW. Para el 2019 esto ocurre el 86% de los valores comparados.

Si la muestra se reduce solamente al horario de "punta" (desde las 18 a 22 horas), entonces se obtiene los resultados que se muestran en los siguientes histogramas:

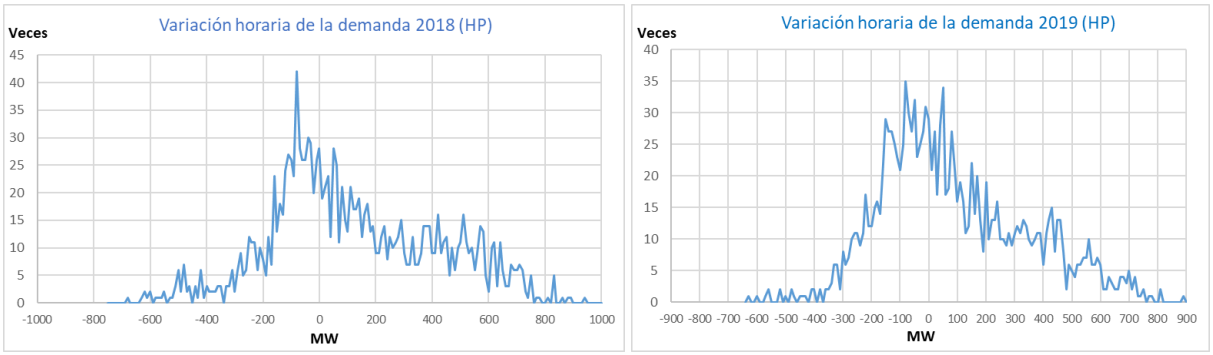


Gráfico 24.6 Histogramas de variaciones horarias de demanda, horario de punta.

En este caso, los gráficos resultan desplazados hacia la derecha, indicando que durante este periodo es más probable que la demanda tenga una variación positiva, pero el rango de valores de subida se mantiene relativamente similar.

Si se toma solamente las variaciones positivas, se tiene una indicación de los aumentos de demanda que debe manejar el Operador del sistema y del nivel de capacidad que debe estar disponible para suministrar la demanda.

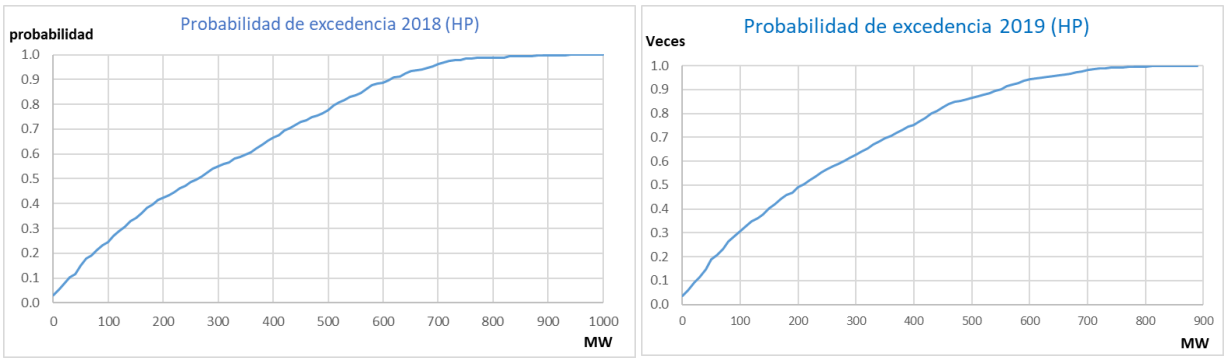


Gráfico 24.7 Probabilidad de excedencia, sólo periodo de punta.

La información que entrega el gráfico 24.3 se puede interpretar de la siguiente manera: si se tiene una potencia disponible de 740 MW (año 2018), se puede cubrir el 98% de los casos presentados. En tanto para el 2019 el 98% de los casos se cubre con 700 MW.

Un dato relevante que se debe conocer es que la operación normal del sistema eléctrico considera la utilización de reservas, tanto para el control de la frecuencia como para actuar en caso de desviaciones de la demanda o de la generación. De acuerdo con los estudios más recientes realizados por el Coordinador Eléctrico Nacional, como reserva en giro se mantiene un mínimo de 350 MW, alocados en diversas unidades y diferentes ubicaciones, en tanto que la reserva terciaria, cuyas unidades no están despachadas pero que tienen requerimientos de sincronización del orden minutos (tiempo de inicio de activación 5 minutos), durante el bloque de punta se requiere del orden de 300 MW.

Caso 2. Comparación sistema subsistema norte

Los subsistemas determinados en el Capítulo 2 corresponden a (i) **Subsistema Norte**, entre las subestaciones Parinacota y Alto Jahuel; (ii) **Subsistema Sur**, entre las subestaciones Ancoa y Chiloé.

Realizando el mismo análisis, se obtienen los siguientes resultados:

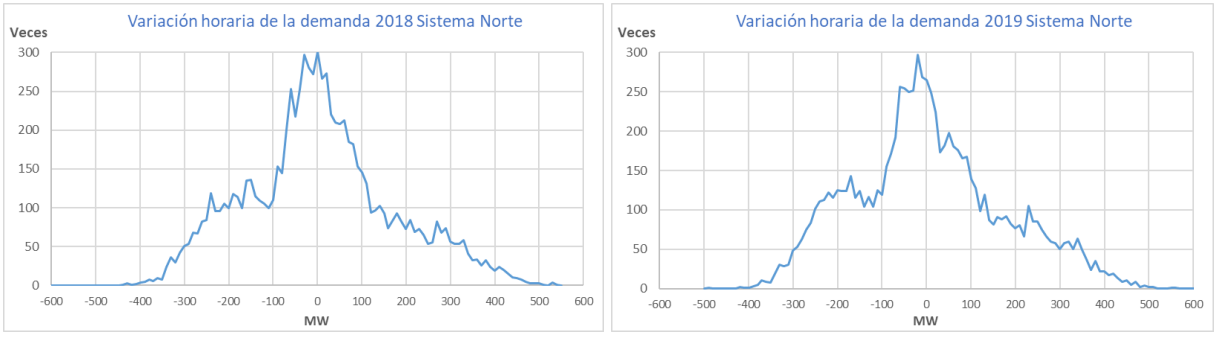


Gráfico 24.8 Histogramas de variaciones horarias de demanda, año completo.

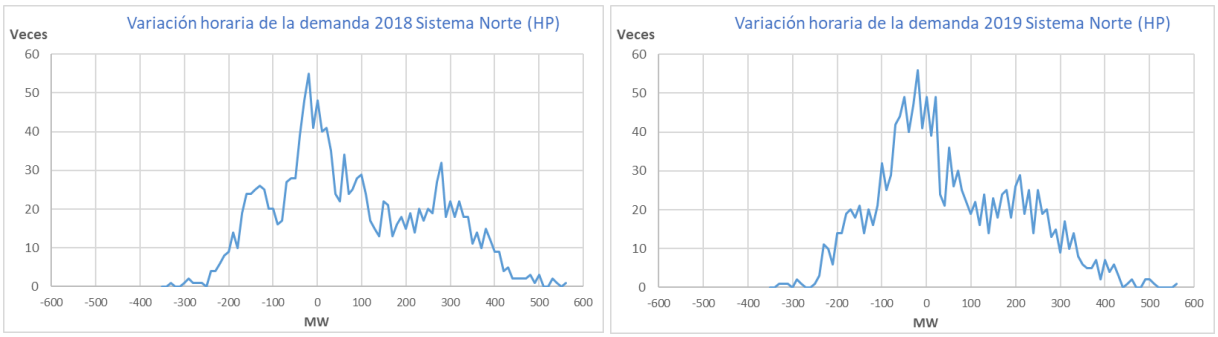


Gráfico 24.9 Histogramas de variaciones horarias de demanda, horario de punta.

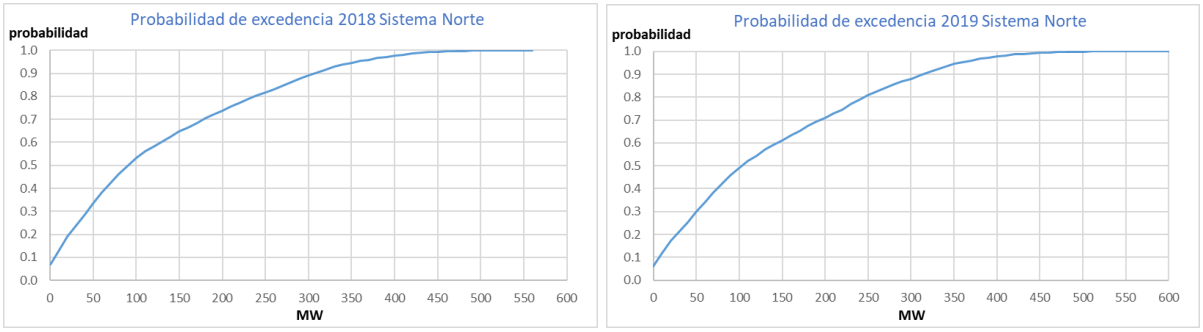


Gráfico 24.10 Probabilidad de excedencia, sólo periodo de punta.

Para ambos años, se obtiene que el 98% de los casos se cubre con una capacidad adicional de 410 MW.

Caso 3. Comparación sistema subsistema Sur

Para el caso del subsistema Sur, que va desde Ancoa a Chiloé, los siguientes son los resultados:

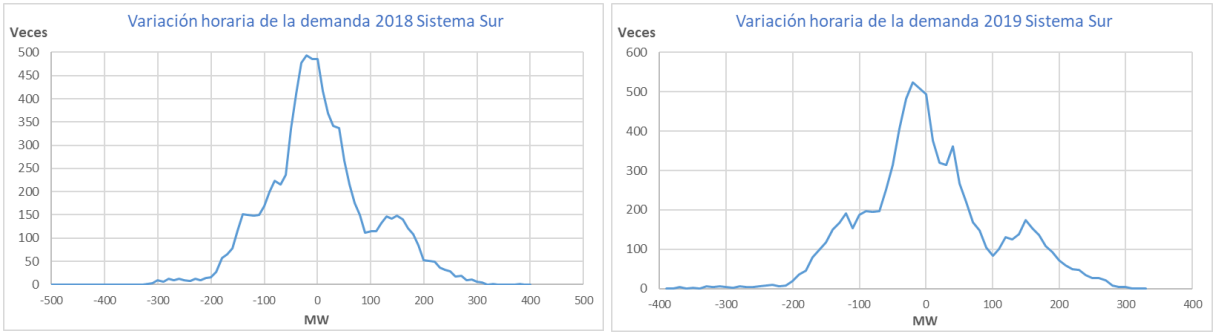


Gráfico 24.11 Histogramas de variaciones horarias de demanda, año completo.

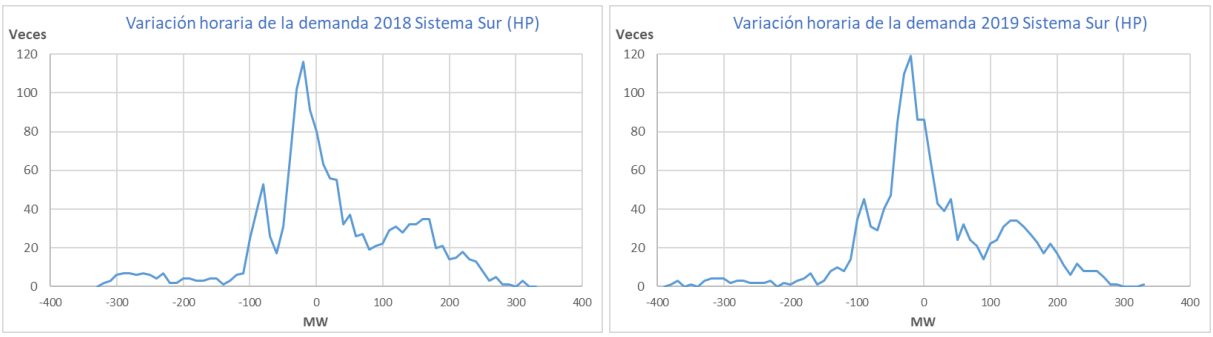


Gráfico 24.12 Histogramas de variaciones horarias de demanda, horario de punta

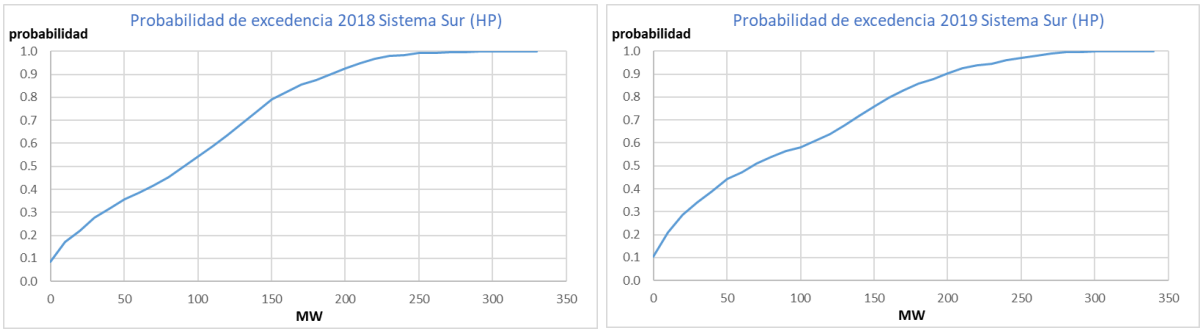


Gráfico 24.15 Probabilidad de excedencia, sólo periodo de punta.

En este subsistema la probabilidad 98% se logra con una capacidad adicional de 230 MW en 2018 y 260 MW en 2019.

24.5 ESTIMACIÓN DE LA CAPACIDAD ADICIONAL

La comparación de aumentos de demanda entre una hora y la siguiente ha mostrado que a nivel de sistema se puede esperar hasta un máximo de 1000 MW, en tanto que para los subsistemas identificados se tiene del orden de 600 MW para el Subsistema Norte y hasta 400 MW para el Subsistema Sur. Si se considera la potencia requerida para cubrir el 98% de los casos, se tiene lo siguiente:

Sistema	P. a 98% 2018	P. a 98% 2019	Reserva	P. Adicional
Global	740 MW	700 MW	300 MW	400 – 440 MW
Subsistema Norte	410 MW	410 MW	180 MW	230 – 230 MW
Subsistema Sur	230 MW	260 MW	120 MW	110 – 140 MW

Tabla 24.12 Capacidad necesaria para cubrir las variaciones horarias de demanda, para todo el año

Durante la realización de simulaciones de la operación del sistema eléctrico se detectó que incorporar como unidades de punta centrales de gran tamaño (300 MW o más) no resulta conveniente, ya que en ciertos casos se activan restricciones de transmisión. Por tal razón, se

sugiere que en caso de que las necesidades de potencia sobrepasen estos valores, la potencia de punta se distribuya en unidades de menor tamaño, localizadas en distintos lugares de la red.

A partir de los resultados que se señalan en la Tabla 24.7, y suponiendo que la potencia adicional se reparta varias unidades, resulta que los tamaños adecuados para las unidades de punta serían del orden de 100 a 150 MW para el sistema global y para el Subsistema Norte, en tanto que para el Subsistema Sur un tamaño adecuado serían unidades de 70 MW.

Tanto esta metodología, como las alternativas que se presentan en los apartados siguientes, tienen sentido si el sistema está adaptado, es decir, tiene las reservas suficientes para asegurar el suministro para una confiabilidad dada, pero no funcionan para el actual nivel de sobre instalación que tiene el SEN.

Para tener una cuantificación del nivel de sobre instalación existente, el Gráfico 24.10 muestra la curva de oferta sólo de capacidad térmica neta, en función del costo variable de operación. Este gráfico se ha construido utilizando la información de la propia CNE contenida en la Tabla 4 del Informe Técnico Definitivo Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo de julio de 2020.

Los datos toman en cuenta la actual capacidad térmica instalada más algunos proyectos en construcción, diseñados para quemar fuel-oil o bien petróleo diésel.

De acuerdo con esta información, la capacidad térmica instalada sobrepasará los 13000 MW, siendo ella suficiente para suministrar la demanda del SEN y con holgura.

Por lo tanto, lo valores de capacidad adicional requerida para suministrar las variaciones horarias, más las reservas, quedan largamente sobrepasados con el actual nivel de capacidad disponible, no siendo necesario incentivar el ingreso de nueva capacidad al sistema cuyo objetivo sea operar solamente en la punta de demanda.

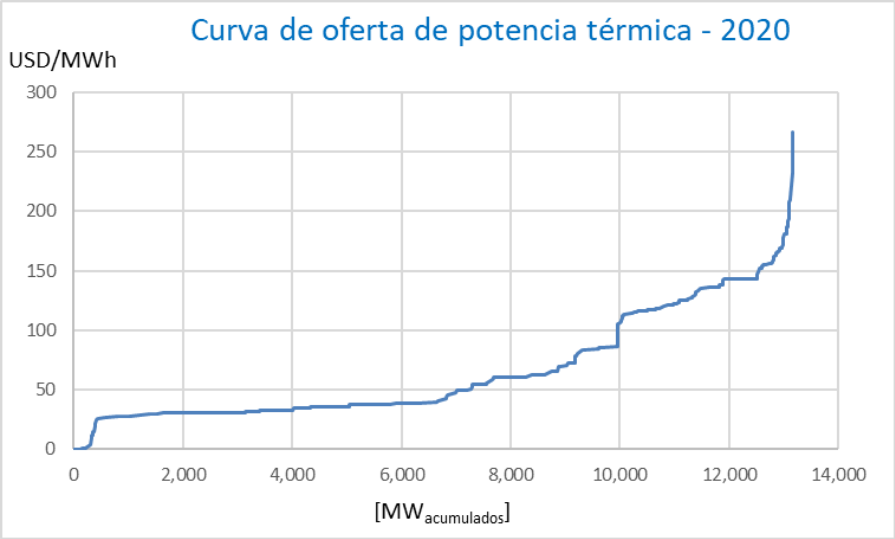


Gráfico 24.16 Curva de oferta de potencia térmica 2020 (CNE).

El método de comparación horaria de la demanda permite obtener los valores más probables y los rangos esperables de incremento/decremento en base a comportamiento pasado. En este caso, los resultados para los años analizados (2018 y 2019) muestran rangos y valores similares.

Como tal, es una aproximación a la operación real y es una indicación de los niveles de capacidad disponible que debe manejar el Operador del sistema. Si a esto se agrega el universo de unidades despachadas para las diferentes condiciones de operación observadas durante el periodo de análisis (hidrologías, vientos, radiación solar, mantenimientos, indisponibilidad forzada de generación y disponibilidad del sistema de transmisión), se tendrá un cuadro con las unidades y la cantidad de horas de operación y como complemento, todas aquellas unidades que nunca han sido despachadas.

Finalmente, esta metodología se podría complementar aplicando los análisis de confiabilidad al conjunto de centrales aquí definido. Se sugiere un desarrollo del siguiente tipo:

- Seleccionar un año de análisis (por ejemplo, 2019)
- Determinar el parque generador utilizado en dicho periodo
- Calcular índices de confiabilidad LOLP y LOLE, en función de la demanda
- Agregar la(s) unidad(es) de punta seleccionadas
- Calcular índices de confiabilidad con capacidad adicionada
- Definir un nivel de LOLP y LOLE objetivos
- A partir de los puntos anteriores se puede determinar ELCC y FCE de la capacidad adicional

De esta manera, se determina la contribución de las unidades “de punta” a la confiabilidad del sistema: ELCC aumento de la demanda máxima que el sistema es capaz de suministrar manteniendo constante el índice LOLE; FCE es una medida de la potencia firme que añade la capacidad adicionada.

25

DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA DEL SEN Y DE LOS SSMM

ANÁLISIS CRÍTICO DEL MARGEN DE RESERVA TEÓRICO

25 ANÁLISIS CRÍTICO DEL MARGEN DE RESERVA TEÓRICO

25.1 INTRODUCCIÓN

El marco regulatorio utilizado para la determinación del precio de la potencia, definido en la Ley General de Servicios Eléctricos, no se ha modificado de manera sustancial desde su instauración, no obstante, el reconocimiento de los atributos de suficiencia y seguridad, que fueron modificados con ocasión de la dictación del Decreto Supremo N°62 y la conceptualización de los Servicios Complementarios, que se consagran con la regulación contenida en el Decreto Supremo N°130.

A pesar de la evolución conceptual descrita, la forma del cálculo del Precio de la Potencia propiamente tal no se ha modificado, y sólo ha sufrido cambios producto de decisiones de la Autoridad regulatoria, que ha seleccionado parámetros en un sentido u otro, como una forma de entregar señales de precio al mercado.

La remuneración de la oferta de Potencia inserta en los modelos marginalistas, instaurados en los Mercados Eléctricos a nivel mundial, tiene su origen en la necesaria complementación de los ingresos por energía para aquellas tecnologías que permanentemente están definiendo el costo marginal del sistema, que por tal condición no tendrían ingresos más allá de sus costos variables de producción, no acceden a condiciones de infra-marginalidad de manera regular y sólo se presenta esta condición cuando la demanda no es completamente abastecida, es decir, casos en que el costo marginal del sistema se empina sobre el costo de falla del sistema, siendo éste un escenario de mucho riesgo y variabilidad para la toma de decisiones. Es así como, para promover que los sistemas eléctricos cuenten con la capacidad óptima suficiente para abastecer la demanda, se introduce el concepto de tarificación de demanda de punta, solución que busca remunerar a las unidades que entregan la oferta marginal en los períodos de mayor demanda, conocido como periodo de punta del sistema, así como también busca dar una señal de precios a la demanda.

La Ley General de Servicios Eléctricos de Chile ya desde el año 1982 contempla una tarificación en dos componentes, esto es, Energía y Potencia. Esta decisión se basa en las teorías planteadas por el Ingeniero Eléctrico francés Marcel Boiteux, traducido, complementado y profundizado por diversos autores desde 1949 a la fecha. Boiteux pertenece a lo que en algunos textos se conoce como el Escuela Marginalista Francesa, que se inicia en período de la post guerra que sobrevino a la Segunda Guerra Mundial. La discusión de cómo proceder en la nacionalización de sectores productivos claves para la sociedad francesa, llevó a un grupo de matemáticos, ingenieros y economistas entre otros profesionales, la mayoría de ellos desempeñándose en las empresas nacionalizadas, a desarrollar las teorías económicas que relacionan la investigación de operaciones y las teorías económicas clásicas hasta ese momento de oferta y demanda, desembocando finalmente en el marco teórico que se ha desarrollado hasta el día de hoy.

Por su parte, Chile fue pionero en la privatización del Sector Eléctrico basada en la teoría marginalista, pero aplicada bajo un esquema de mercado con un sistema de despacho

económico del sistema eléctrico basado en la optimización a mínimo costo, con Costos Variables Declarados y Auditados.

Dentro del referido marco teórico al menos se pueden destacar 2 paradigmas que hoy no estarían cumpliéndose a cabalidad:

1. El costo de instalación en $/kW de la unidad de punta es más bajo que el de las centrales que aportan energía en la base que suelen tener costos variables bajos y costos de instalación altos.

2. La producción de energía eléctrica no es almacenable (a costos económicamente abordables).

En el caso del paradigma 1), en Chile estamos viviendo una suerte de shock tecnológico, como tomadores de precios de tecnologías, dado por la baja significativa del costo de instalación de las centrales de tecnología solar, liderada principalmente por centrales del tipo Solar Fotovoltaica, que han reducido sus costos de manera notable y las perspectivas es que sigan reduciendo todavía un poco más. La métrica utilizada para caracterizar esta variable es el US$/kW, si se comparan los costos de las unidades de punta con el costo de la central fotovoltaica tenemos los siguientes rangos:

a. Turbinas como central de Punta: 500-1200 [US$/kW]

b. Central Fotovoltaica: 400-1200 [US$/kW]

Por otra parte el paradigma 2) destacado, también tiene un correlato distinto en la realidad actual, ya que se observa que la baja sostenida de los costos en los sistemas de almacenamiento producirá al menos dos cambios significativos en el comportamiento de los actores del sistema eléctrico y, finalmente, sobre la operación y desarrollo del mismo, con lo que la sentencia “la energía eléctrica no es almacenable” o alternativamente la demanda eléctrica es aleatoria” no será una condición necesariamente cierta en un futuro cercano, y la modelación del problema de optimización de suministro a mínimo costo será el resultado de un manejo distinto de los recursos con los que cuente el sistema.

a. Costos de Almacenamiento (Al): 90 - 180 US$/MWh

b. Costos Solar-Fotovoltaica (SF): 400 - 1200 US$/kW

c. Costo Medio operación 6 horas para 1 MW Al+SF: 87-203 US$/MWh

d. Costo Medio Turbina, operación 6 horas 1 MW (12-22 US$/MBtu): 151-289 US$/MWh

Las cifras observadas plantean en sí mismas la necesidad de romper con paradigmas instaurados y buscar otros nuevos que permitan dar la señales tanto para un desarrollo óptimo del sistema como para una utilización óptima de los recursos disponibles en el sistema.

La mencionada señal es una señal de desarrollo que debe estar inspirada en la utilización eficiente de los recursos disponibles en el país de y la habilitación de la búsqueda de la eficiencia económica global.

El Margen de Reserva Teórico (**MRT**), de acuerdo con la definición contenida en el DFL N°4, cuya última versión data de noviembre de 2018, corresponde a: "mínimo sobre-equipamiento en capacidad de generación que permite abastecer la potencia de punta en un sistema o subsistema eléctrico con una suficiencia determinada, dadas las características de las unidades generadoras y de los sistemas de transmisión del sistema". Es decir, supone una cierta capacidad de potencia sobre la demanda máxima anual esperada, que debe ser abastecida.

El mencionado sobre equipamiento necesariamente se tiene que plantear sobre un diseño eficiente de un sistema eléctrico, por lo tanto, el primer paso para un análisis en este sentido tiene que ver con la definición del sistema eléctrico que define el MRT.

Las señales de desarrollo deben estar alineadas y permitir la asignación de ingresos de manera adecuada al diseño de sistema y de mercado que se conceptualice.

Finalmente, el MRT se utiliza para incrementar el precio de la potencia para la unidad de punta determinada, definiendo de esta manera el Precio de Nudo de la Potencia, este precio permitirá ese sobredimensionamiento eficiente del sistema, pero éste debe estar acoplado también a una operación eficiente de corto, mediano y largo plazo.

25.2 LA DEFINICIÓN DE MRT ACTUAL

El artículo 225° de la LGSE señala en su literal e):

e) **Margen de reserva teórico**: mínimo sobre equipamiento en capacidad de generación que permite abastecer la potencia de punta de un sistema o subsistema eléctrico con una suficiencia determinada, dadas las características de las unidades generadoras y de los sistemas de transmisión del sistema eléctrico.

La otra cita al MRT en la LGSE aparece en el artículo 162°, que en su numeral 3 establece lo siguiente:

3.- Se determina el tipo de unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual en una o más subestaciones troncales del sistema eléctrico, conforme los balances de demanda y oferta de potencia en los subsistemas que corresponda. Como oferta de potencia se considerará tanto la aportada por las centrales generadoras como aquella aportada por los sistemas de transmisión. Se calcula el costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada de cada subsistema eléctrico con este tipo de unidades. Los valores así obtenidos se incrementan en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico del respectivo subsistema. El valor resultante del procedimiento anterior se denominará precio básico de la potencia de punta en el subsistema respectivo.

Por su parte, el Decreto 86, que "Aprueba Reglamento para la Fijación de Precios de Nudo", respecto al MRT tiene las siguientes menciones:

Artículo 48°.- La Comisión deberá determinar el tipo de unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual en una o más

subestaciones troncales del sistema eléctrico. El precio básico de la potencia de punta en cada subsistema será igual al costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada del subsistema con este tipo de unidades, incrementado en un porcentaje igual al **margen de reserva de potencia teórico** del subsistema respectivo.

Artículo 1° transitorio. - En tanto no entre en vigencia la reglamentación que regirá el cálculo de las transferencias de potencia de las unidades generadoras, conforme a los conceptos y criterios contemplados en la ley, el valor del Margen de Reserva Teórico a considerar en el cálculo de Precios de Nudo de Corto Plazo de la potencia de punta mencionado en el artículo 48º del presente Reglamento, será igual a 11,76%.

En tanto en el Decreto 62 que “Aprueba Reglamento de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras Establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos”, el MRT tiene las siguientes citas:

Capítulo 4: Margen de Reserva Teórico

Artículo 61: El margen de reserva teórico o mínimo sobre-equipamiento en capacidad de generación que permite abastecer la potencia de punta en un sistema o subsistema eléctrico con una suficiencia determinada, dadas las características de las unidades generadoras y de los sistemas de transmisión del sistema eléctrico, será determinado conforme a lo establecido en este reglamento.

Artículo 62: A partir del Margen de Potencia correspondiente al cálculo definitivo de cada año, la Comisión determinará el margen de reserva teórico (en adelante, "MRT"), de cada subsistema o sistema, según corresponda. Dicho MRT será incluido por la Comisión en el informe técnico correspondiente a la fijación de precios de nudo más próxima.

Artículo 63: El MRT se fijará en función de los valores que adopte el Margen de Potencia de cada sistema o subsistema.

En caso de que el Margen de Potencia sea mayor a 1,25, el MRT será igual a 10%. En caso de que el Margen de Potencia sea menor o igual a 1,25, el MRT será determinado conforme a la siguiente expresión:

$$MRT = 15\% - [(\text{Margen de Potencia} - 1)/0{,}05]\%$$

A su vez, el Artículo 13 del mismo Decreto 62, en su literal h) define el Margen de Potencia como:

h) Margen de Potencia: Cuociente entre la sumatoria de la Potencia Inicial de las unidades generadoras y la Demanda de Punta, para cada subsistema o sistema, según corresponda.

Entonces, la LGSE establece que el MRT se relaciona con un cierto nivel de suficiencia para suministrar la demanda de punta del sistema y que este MRT servirá para incrementar el precio de la potencia de punta.

El Decreto 86 repite lo señalado en la LGSE y establece un valor para el MRT en tanto no se aplique el procedimiento de Potencia de Suficiencia.

Finalmente, el Decreto 62 o Reglamento de Potencia de Suficiencia[5], establece una fórmula para determinar el MRT, que se basa en el Margen de Potencia del sistema o subsistema, cuya forma resulta en una curva como la mostrada en el siguiente gráfico, cuyo valor máximo es 15% y mínimo 10%:

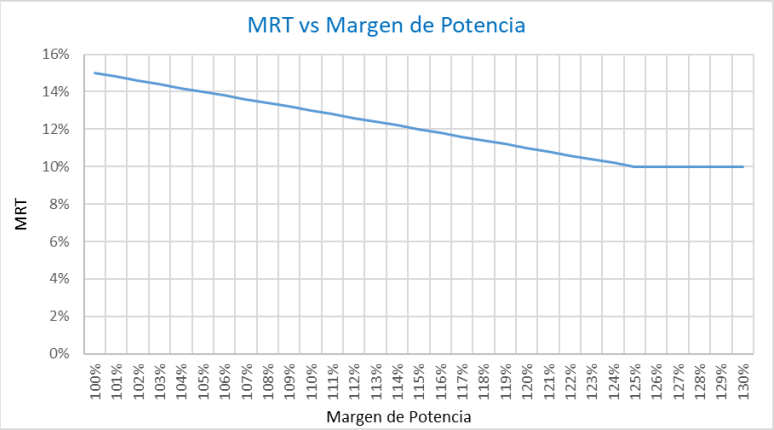


Gráfico 25.1 MRT en función del Margen de Potencia.

Es decir, el MRT queda definido por la capacidad instalada en el sistema o subsistema, comparando la potencia inicial (que toma en cuenta la disponibilidad del insumo principal) con la demanda máxima anual, de acuerdo con la curva del Gráfico 25.1. En ninguna parte de estas definiciones aparece alguna indicación sobre el nivel de suficiencia necesario para suministrar la demanda máxima del sistema ni tampoco la definición de algún valor de algún índice de confiabilidad.

La regulación actual sólo establece que si el margen de potencia es cero (suma de potencias iniciales igual a la demanda del sistema), entonces el MRT es 15%, pero si el margen de potencia sobrepasa 1,25 (25% de sobre instalación), entonces el MRT es 10%, lo que significa un menor precio de la potencia, lo que eventualmente podría desincentivar la instalación de capacidad.

El objetivo de incrementar el precio de la potencia es reconocer que se requiere un cierto nivel de capacidad instalada por sobre el valor de demanda máxima, puesto que, al realizar el balance de inyecciones y retiros de potencia de suficiencia, el aporte monetario de la demanda debe repartirse entre todos los agentes y, dado que existe una capacidad extra necesaria, entonces se utiliza el método de incrementar el precio.

Una forma alternativa sería incrementar la capacidad de potencia de suficiencia justamente hasta el nivel de sobre instalación teórico. De esta manera, la unidad de punta percibiría

[5] Incluida la actualización del Decreto 42 de diciembre de 2020.

justamente el precio de potencia que fue calculado de acuerdo con su costo de inversión y operación.

Tanto subir el precio como aumentar la potencia funciona bien en cuanto el sistema tiene una capacidad instalada hasta este nivel, por sobre esto, hay efecto de disminución en la asignación de potencia de suficiencia para todos los generadores del mercado.

Por otra parte, resulta importante constatar que el nivel de sobre instalación finalmente tiene un efecto en las tarifas de los clientes finales. Este efecto deriva del hecho que si la remuneración por potencia de suficiencia baja, producto de una alta capacidad instalada, entonces los agentes deberán subir sus precios para obtener la rentabilidad esperada.

25.3 PROPUESTA PARA DETERMINAR EL MRT OBJETIVO DEL SEN

El nivel de capacidad instalada siempre ha sido un tema que considerar en el diseño de los sistemas eléctricos. Además, debe tener en cuenta la composición del parque generador, ya que es distinto un parque generador 100% térmico que uno 100% hidroeléctrico o una mezcla como la actualmente disponible en Chile, con una alta penetración en ERV.

En principio, el margen de reserva puede definirse de manera **determinista** como, por ejemplo: el sistema debe disponer de una capacidad instalada tal, que sea capaz de suministrar la demanda máxima anual esperada cuando la unidad de mayor tamaño se encuentra en mantenimiento y se produce la falla de la segunda unidad de mayor tamaño (o de mayor aporte de capacidad). Adicionalmente, se debe definir qué capacidad se va a considerar para cada unidad de generación, en función de su tecnología y disponibilidad del insumo principal. En principio la regulación chilena propone calcular el margen de potencia en función de la potencia inicial, la cual considera un tratamiento especial dependiendo de la tecnología de cada central. La ventaja de un método determinista es su fácil entendimiento, simples de calcular y requieren pocos datos.

También existen métodos **probabilistas**, que toman en cuenta la aleatoriedad de la operación de los sistemas eléctricos. Por lo general tienden a ser más complicados de entender y requieren de cálculos más elaborados. En Chile, hasta inicios de los 2000 el método de convolución era aplicado en el cálculo de la denominada “potencia firme” de las centrales.

Nuestra propuesta metodológica se basa en el análisis de la operación del sistema eléctrico, de acuerdo con lo detallado en el punto 24.2 (Método en base a análisis de contingencias y parque adaptado), agregando la capacidad necesaria para soportar una falla de las unidades mayores del sistema y un margen producto de la incertidumbre asociada a la demanda máxima del sistema. De esta manera, se logra determinar “el mínimo sobre equipamiento necesario”

Propuesta de cálculo del MRT

Para el cálculo del MRT se define lo siguiente:

a. El margen de reserva será un guarismo que aplicará sobre el precio básico de la potencia, el cual no debe considerar un nivel de seguridad adicional en el sistema para evitar doble pago, por tanto, se puede entender que el MRT está pensado como una forma de recaudación adicional desde el precio de potencia, para remunerar la capacidad adicional o sobre equipamiento necesario, para lograr el nivel de seguridad adicional que se requiere.
b. A partir de la definición del MRT establecido en el artículo 225 de la LGSE, entendiendo el objetivo final de su aplicación, se puede plantear lo siguiente:
    i. El sobre equipamiento se entenderá como como la suma de las capacidades de las unidades de punta adicionales que el sistema requiere para afrontar las condiciones de contingencia evaluadas de acuerdo con la metodología propuesta (apartado 24.2 y siguientes). La "suficiencia determinada" de la definición del MRT está implícita en la confiabilidad adicional que se está exigiendo al sistema a la hora de responder a las contingencias evaluadas.
    ii. El factor MRT propiamente tal se plantea como un factor que amplifica el precio de la unidad de punta de tal forma de permitir, vía ese sobreprecio, recaudar desde los clientes finales los recursos necesarios para financiar el sobre equipamiento necesario para el sistema. En función del cálculo de precio, se pueden plantear las siguientes relaciones:

$$Ingresos\ por\ Potencia_{base} = \widehat{D}_{recaudación} \cdot Precio_{potencia\ base} \quad (1)$$

$$\Delta Ingresos\ por\ Potencia_{sobre\ equipamiento} = \widehat{D}_{recaudación} \cdot \Delta Precio_{potencia\ base} \quad (2)$$

$$\Delta Precio_{potencia\ base} = \frac{\Delta Ingresos\ por\ Potencia_{\ sobre\ equipamiento}}{\widehat{D}_{recaudación}} \quad (3)$$

$$Ingresos\ por\ Potencia_{\ base} + \Delta Ingresos\ por\ Potencia_{\ sobre\ equipamiento} = \widehat{D}_{recaudación} \cdot Precio_{potencia\ base} \cdot f \quad (4)$$

$$\widehat{D}_{recaudación} \cdot Precio_{potencia\ base} + \widehat{D}_{recaudación} \cdot \Delta Precio_{potencia\ base} = \widehat{D}_{recaudación} \cdot Precio_{potencia\ base} \cdot f \quad (5)$$

$$f \coloneqq (1 + \frac{\Delta Precio_{potencia\ base}}{Precio_{potencia\ base}}) \quad (6)$$

$$f \coloneqq (1 + \frac{\Delta Ingresos\ por\ Potencia_{\ sobre\ equipamiento}}{\widehat{D}_{recaudación} \cdot Precio_{potencia\ base}}) \quad (7)$$

$$f \coloneqq (1 + MRT) \quad (8)$$

Finalmente, el Margen de Reserva Teórico se determina como:

$$MRT \coloneqq \frac{\Delta Ingresos\ por\ Potencia_{\ sobre\ equipamiento}}{\widehat{D}_{recaudación} \cdot Precio_{potencia\ base}} \quad (9)$$

Donde:

$\widehat{D}_{recaudación}$ = Demanda máxima de potencia

$Precio_{potencia\ base}$ = Precio de la potencia, calculado para la unidad de punta

$\Delta Ingresos\ por\ Potencia_{sobre\ equipamiento}$ = Variación de los ingresos debido al sobre equipamiento

c. Finalmente, para definir el MRT a partir de la expresión anterior, se debe considerar la demanda proyectada de recaudación de la potencia y sobre el mismo horizonte de tiempo calcular el diferencial de ingresos necesarios para financiar el sobre equipamiento eficiente requerido.
d. El diferencial de ingresos para pagar el sobre equipamiento corresponderá a las anualidades requeridas para pagar las unidades de punta adicionales para responder a las contingencias evaluadas.

Como una reducción adicional del cálculo del MRT, se puede plantear de soluciones parametrizadas como múltiplos de la unidad de punta, la generalización es con unidades de punta de distinto tamaño, que relacionan la recaudación adicional y el precio base de la potencia, como sigue:

$$MRT := \frac{n \cdot Anualidad\ Unidad\ de\ Punta}{\widehat{D}_{recaudación} \cdot \frac{Anualidad\ de\ la\ unidad\ de\ Punta}{Capacidad\ Unidad\ de\ Punta}} \quad (10)$$

$$MRT := \frac{n \cdot Capacidad\ Unidad\ de\ Punta}{\widehat{D}_{recaudación} \cdot} \quad (11)$$

Este ejercicio se puede aplicar tanto de manera sistémica como por subsistema. En el caso de ser una combinación de unidades de distinto tamaño, el procedimiento sigue siendo válido ya que en el numerador se requiere información financiera de los proyectos y es el en el denominador donde se incorpora la unidad de punta utilizada como referencia, que será de un único tamaño por sistema o subsistema.

Como se mencionó anteriormente, la determinación del sobre equipamiento necesario se realiza mediante el análisis de contingencias detallado en el apartado 24.2, luego, a partir de lo señalado en el punto b.ii se debe calcular cual es el pago anual asociado a estas unidades de punta y, de esta manera, se obtiene el MRT mediante la ecuación (11).

Considerando los ejercicios de simulación del Capítulo 24, donde se prueba unidades de punta de 70, 150 y 300 MW, y una demanda máxima anual estimada en 11000 MW, los siguientes son los valores requeridos sólo para el año 2021:

Tamaño unidad	Sobre equipamiento	Demanda	MRT
70 MW	770 MW	11000 MW	7,00%
150 MW	750 MW	11000 MW	6,82%
300 MW	900 MW	11000 MW	8,18%

Tabla 25.1 Estimación del MRT en función a los ejercicios de simulación del Capítulo 24

26

DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA DEL SEN Y DE LOS SSMM

DETERMINACIÓN DE INGRESOS ADICIONALES A LA POTENCIA

26 DETERMINACIÓN DE INGRESOS ADICIONALES A LA POTENCIA

26.1 INTRODUCCIÓN

Junto a la sostenida baja en los costos de inversión de unidades de generación renovable, en especial solar fotovoltaica y eólica, otros elementos tal como los planes de descarbonización o disminución de uso de fuentes basadas en hidrocarburos para la producción de electricidad, y los compromisos ambientales a nivel mundial, configuran escenarios de crecimiento de la generación renovable a niveles insospechados hasta hace algunos años.

La conformación del parque generador junto a las variaciones de demanda de clientes finales impone al sistema eléctrico necesidades de flexibilidad o ajustes en los niveles de producción cada vez mayores. Esta mayor necesidad de flexibilidad está recibiendo atención a nivel global y en Chile el tema está siendo discutido a diversos niveles (Estrategia de Flexibilidad, Mesa de Potencia, entre otras iniciativas). El desafío es dotar al mercado eléctrico con un marco regulador robusto, que permita al sector privado desarrollar las inversiones que se vislumbran necesarias, lo que abre la puerta a diversos productos y mercados, entre ellos:

i. Almacenamiento de energía a gran escala
ii. Control de frecuencia en sus diversas dimensiones (primario, secundario, terciario)
iii. Rampas de subida y/o bajada de generación (demanda)
iv. Soporte de potencia reactiva

Es decir, los inversionistas podrán optar a otras fuentes de ingresos, además de los tradicionales productos energía y reconocimiento de potencia de suficiencia.

Los requerimientos son variados y dependen del nivel de penetración de las ERV, tal como lo explica la Agencia Internacional de Energía[6].

Fase 1. La generación ERV no tiene impacto que se note sobre el sistema

Fase 2. La ERV tiene un impacto menor a moderado sobre el sistema

Fase 3. La generación ERV determina el patrón de operación del sistema

Fase 4. Periodos en que casi toda la generación es ERV

Fase 5. Grandes cantidades de excedentes ERV (de días a semanas)

Fase 6. Excedentes o déficit de ERV estacionales o interanuales

A diferencia de otros países, Chile cuenta con una importante cantidad de embalses, lo que da un piso para manejar adecuadamente la variabilidad de la ERV, sin embargo, estos recursos podrían no ser suficientes en el largo plazo.

[6] Status of Power System Transformation. Power System Flexibility, May 2019. IEA.

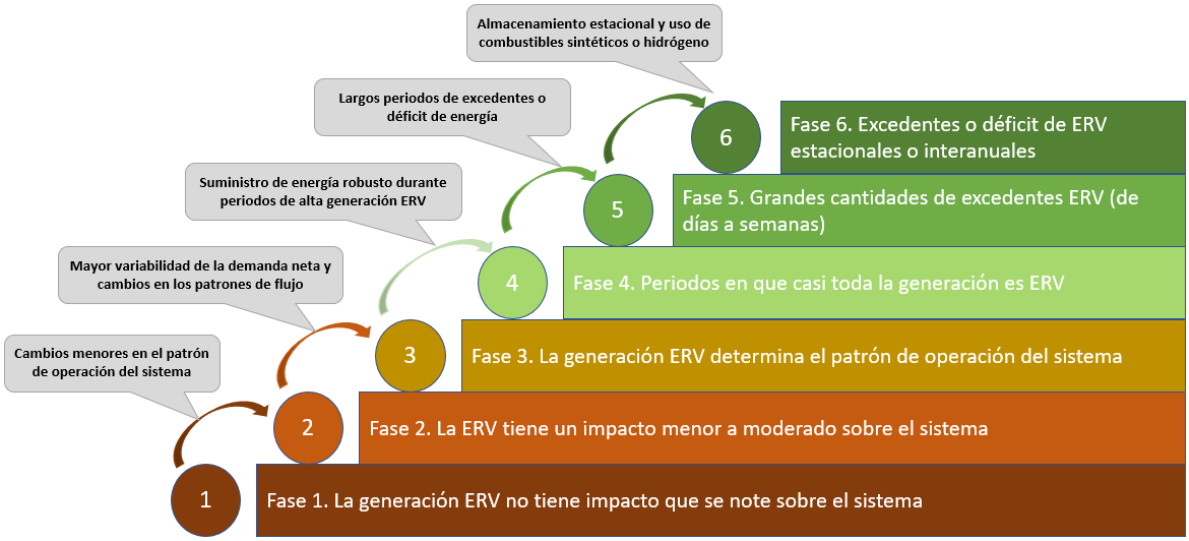
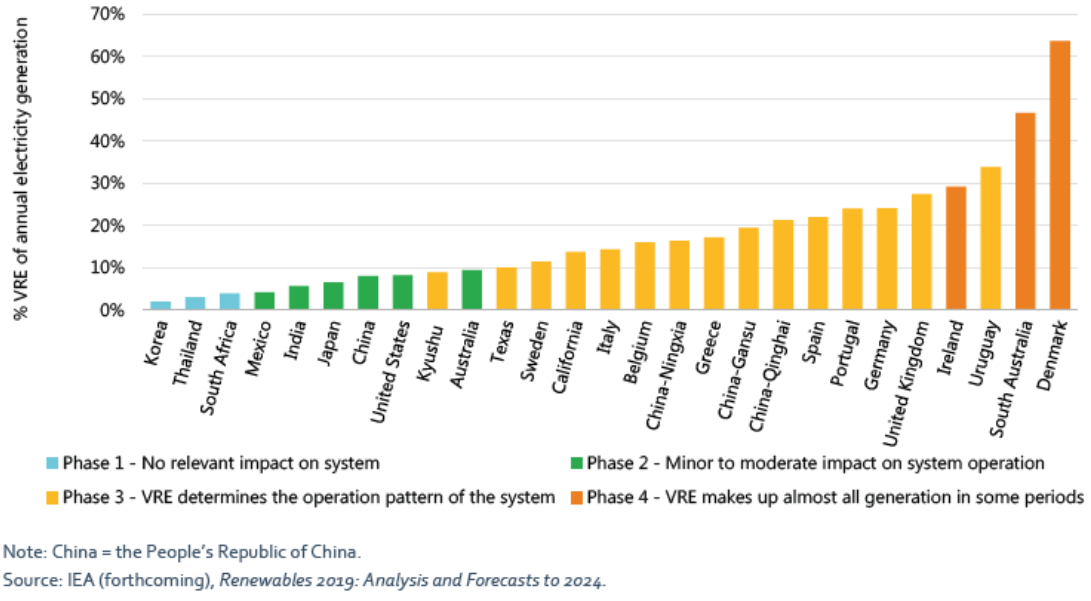


Figura 26.1 Características claves y desafíos en las diferentes fases de integración de ERV al sistema eléctrico

De acuerdo con la clasificación que realiza la IEA, por el nivel de generación ERV actual, Chile estaría en la Fase 3 (14,4% de generación ERV en 2019, 15,2% de enero a octubre de 2020).



Note: China = the People's Republic of China.
Source: IEA (forthcoming), *Renewables 2019: Analysis and Forecasts to 2024*.

Figura 26.2 Participación anual de la ERV y fase de integración al sistema, para países seleccionados.

Con los actuales proyectos fotovoltaicos y eólicos en construcción, prontamente Chile empezará a enfrentar los desafíos de la denominadas Fase 4 y 5.

26.2 PLANTAS RENOVABLES CON SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO

En el Capítulo 20 y Anexo 3 se muestran costos de inversión determinados para plantas fotovoltaicas y eólicas con sistemas de almacenamiento de energía con baterías. Al considerar estos proyectos como unidades de punta alternativas, recibiendo sólo pago por capacidad, el costo por kW instalado es muy superior al que se obtiene para la unidad tradicionalmente utilizada para este fin.

Las tablas siguientes muestran un resumen de los costos determinados en este Estudio y el valor de la energía nivelada (LCOE), que repaga la inversión suponiendo una vida útil de 20 años y una tasa de descuento de 10%.

Costo de inversión Central FV + BESS, 150 MW, 4 horas almacenamiento	Cóndores 220 kV	Nueva Pozo Almonte 220 kV	Kimal 220 kV	Laberinto 220 kV	Centinela 220 kV	Kapatur 220 kV	Illapa 220 kV	Nueva Cardones 220 kV	Polpaico 220 kV
Planta fotovoltaica	108,885,268	108,890,297	108,880,911	108,886,342	108,880,526	108,883,876	108,884,592	108,890,642	109,162,415
BESS	249,092,066	249,103,569	249,082,098	249,094,522	249,081,219	249,088,882	249,090,519	249,104,359	249,726,082
Subestación	4,743,529	4,940,775	5,047,978	4,659,212	5,208,283	4,855,448	5,017,258	4,865,150	4,495,126
Línea de Transmisión	1,312,035	1,317,836	1,340,784	1,346,425	1,356,827	1,335,771	1,339,084	1,330,693	1,355,069
Total Inversión, MUSD	**364,032,897**	**364,252,476**	**364,351,771**	**363,986,501**	**364,526,855**	**364,163,978**	**364,331,454**	**364,190,844**	**364,738,692**
Energía generada, MWh (FP 33%)	433,620	433,620	433,620	433,620	433,620	433,620	433,620	433,620	433,620
Repago a 20 años, 10%	42,759,168	42,784,959	42,796,622	42,753,718	42,817,188	42,774,564	42,794,236	42,777,720	42,842,070
LCOE, USD/MWh	98.61	98.67	98.70	98.60	98.74	98.65	98.69	98.65	98.80
Precio Básico P. Punta USD/kW-mes	32.15	32.16	32.17	32.14	32.18	32.15	32.16	32.16	32.20

Costo de inversión Central FV + BESS, 70 MW, 4 horas almacenamiento	Cóndores 220 kV	Nueva Pozo Almonte 220 kV	Kimal 220 kV	Laberinto 220 kV	Centinela 220 kV	Kapatur 220 kV	Illapa 220 kV	Nueva Cardones 220 kV	Polpaico 220 kV
Planta fotovoltaica	52,283,424	52,288,332	52,280,135	52,285,993	52,280,276	52,282,612	52,283,678	52,289,025	52,561,440
BESS	116,695,851	116,706,806	116,688,510	116,701,586	116,688,826	116,694,038	116,696,419	116,708,352	117,316,379
Subestación	3,954,625	4,151,336	4,198,719	3,801,777	4,317,599	4,046,793	4,179,135	4,069,683	3,729,803
Línea de Transmisión	1,299,475	1,305,206	1,304,679	1,310,514	1,320,649	1,299,739	1,302,866	1,305,149	1,352,310
Total Inversión, MUSD	**174,233,375**	**174,451,679**	**174,472,043**	**174,099,870**	**174,607,351**	**174,323,182**	**174,462,099**	**174,372,208**	**174,959,932**
Energía generada, MWh (FP 33%)	202,356	202,356	202,356	202,356	202,356	202,356	202,356	202,356	202,356
Repago a 20 años, 10%	20,465,387	20,491,029	20,493,421	20,449,705	20,509,314	20,475,936	20,492,253	20,481,694	20,550,728
LCOE, USD/MWh	101.14	101.26	101.27	101.06	101.35	101.19	101.27	101.22	101.56
Precio Básico P. Punta USD/kW-mes	33.16	33.20	33.20	33.15	33.22	33.18	33.20	33.18	33.29

Tabla 26.1 Estimación del LCOE para plantas FV + BESS en distintas SS/EE

Para una planta solar fotovoltaica de 150 y un sistema de almacenamiento con baterías (BESS) de 150 MW y 4 horas de almacenamiento, el precio de venta monómico de la energía generada por la planta debería ser 98,6 USD/MWh. En caso de que la inversión fuera recuperada sólo como pago por capacidad, el Precio Básico de la Potencia de Punta alcanza los 32,2 USD/kW-mes.

Si el tamaño de la planta es 70 MW, también con 4 horas de almacenamiento, los valores de LCOE y Precio Básico de la Potencia de Punta serían 101,2 USD/MWh y 33,2 USD/kW-mes.

Para estos cálculos se ha supuesto un factor de planta de 33%.

Realizando el mismo ejercicio para las plantas eólicas consideradas, se tiene lo siguiente:

Costo de inversión Central Eólica & BESS, 150 MW, 4 horas almacenamiento	Entre Ríos 220 kV	Tineo 220 kV
Planta eólica	161,689,682	161,652,838
BESS	246,212,295	246,156,192
Subestación	4,866,592	4,723,153
Línea de Transmisión	1,302,634	1,268,645
Total Inversión MUSD	**414,071,203**	**413,800,827**
Energía generada, MWh (FP 36%)	473,040	473,040
Repago a 20 años, 10%	48,636,648	48,604,890
LCOE, USD/MWh	102.82	102.75
Precio Básico P. Punta USD/kW-mes	36.57	36.55

Costo de inversión Central Eólica & BESS, 70 MW, 4 horas almacenamiento	Entre Ríos 220 kV	Tineo 220 kV
Planta eólica	82,656,237	82,618,946
BESS	116,444,467	116,391,932
Subestación	4,155,752	4,011,145
Línea de Transmisión	1,318,663	1,283,968
Total Inversión, MUSD	**204,575,119**	**204,305,990**
Energía generada, MWh (FP 36%)	220,752	220,752
Repago a 20 años, 10%	24,029,317	23,997,705
LCOE, USD/MWh	108.85	108.71
Precio Básico P. Punta USD/kW-mes	39.18	39.14

Tabla 26.2 Estimación del LCOE para una planta Eólica + BESS en distintas SS/EE

Para el caso de las centrales eólicas, el precio monómico que repaga la inversión a 20 años y tasa de descuento de 10% resulta en 102,8 USD/MWh para el parque de 150 MW y 108,8 USD/MWh para el parque de 70 MW. Se ha supuesto un factor de planta anual de 36%.

Si la central se recuperara su inversión sólo como pago por potencia, los valores serían 36,6 y 39,2 USD/kW-mes para los tamaños de parque eólico de 150 y 70 MW, respectivamente.

De acuerdo con estos valores, esta alternativa todavía resulta cara, tomando en cuenta los precios esperados de venta de energía y el actual precio de capacidad.

Sin embargo, considerando la naturaleza renovable de las plantas y la inexistencia de costo variable, este tipo de unidades sí participaría del mercado de venta de energía, arbitrando precio con el sistema de almacenamiento, además de otros servicios que el sistema requiera, como por ejemplo el control de frecuencia y control de tensión.

26.3 SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN DE PLANTAS CON ALMACENAMIENTO

Para la determinación de los ingresos por venta de energía se utilizó el modelo de simulación de la operación Ose2000. Se muestra en este ejercicio la forma de modelar el perfil de generación de la planta, para considerar su capacidad de almacenamiento.

Adicionalmente, se ha agregado al modelo Ose2000 una opción para simular unidades de almacenamiento, para las cuales sólo se requiere indicar los ciclos de carga y descarga.

De acuerdo con la información contenida en la base de datos del modelo OSE2000 utilizado por la CNE para el proceso de fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del segundo semestre de 2020, el siguiente es el perfil de generación para una planta fotovoltaica localizada en la zona de la Región de Antofagasta:

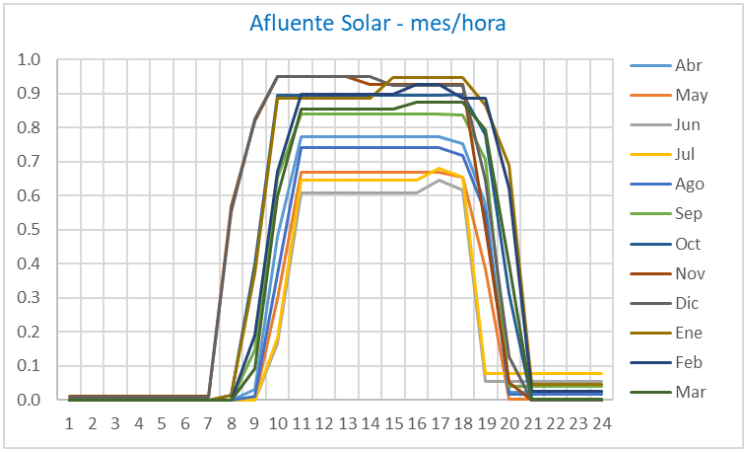


Gráfico 26.1 Perfil de generación horario de una planta fotovoltaica en Antofagasta.

Con el propósito de generar potencia plena en las horas de punta, este perfil se modifica, manteniendo la generación total que la planta fotovoltaica es capaz de producir (en una primera etapa se ha obviado las pérdidas en el proceso de carga de la batería). El perfil propuesto es el siguiente:

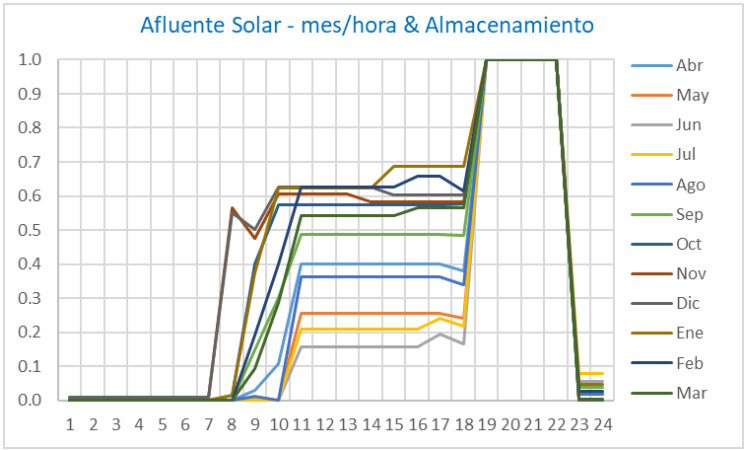


Gráfico 26.2 Perfil de generación de una planta fotovoltaica con almacenamiento de 4 horas.

Para la evaluación de una planta en la barra de Polpaico se utilizó como modelo de radiación solar el asociado a la planta Quilapilún, ya que, debido a su ubicación geográfica, tiene diferencias respecto de un perfil de generación solar en la zona norte de Antofagasta.

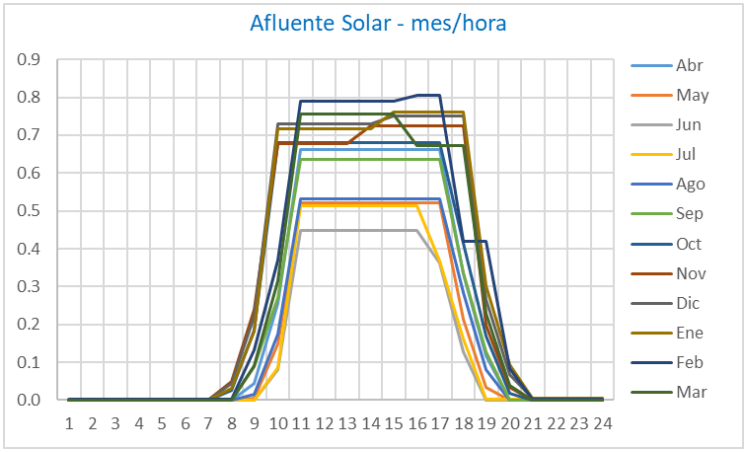


Gráfico 26.3 Perfil de generación horario de una planta fotovoltaica en RM.

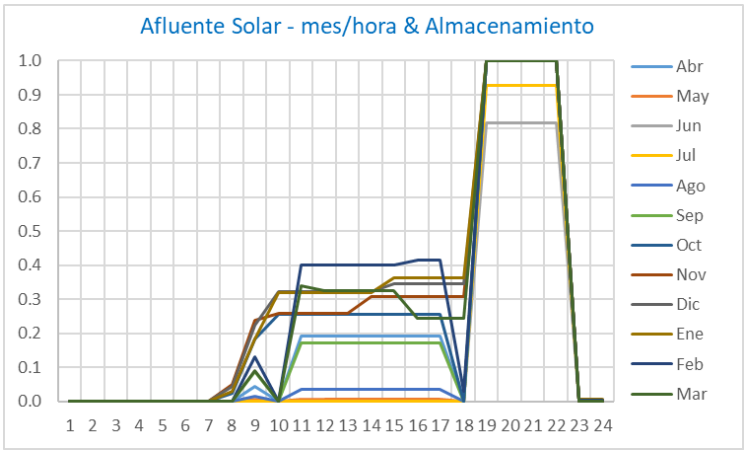


Gráfico 26.4 Perfil de generación de una planta fotovoltaica con almacenamiento de 4 horas, RM.

Se puede observar que, para este perfil, durante los meses de junio y julio no se alcanza a copar la capacidad de almacenamiento.

Dado que no se vuelve a realizar un proceso de optimización del recurso hidroeléctrico, se asume que los costos marginales se mantienen, por lo tanto, los ingresos se calculan directamente como producto de la energía horaria por el costo marginal horario.

Los resultados que se obtienen son los siguientes:

Ingreso anual Esperado	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
FV [MUSD]	6.22	4.05	3.67	2.22	2.73	2.88	2.97	3.22	3.24	3.40
FV+BESS [MUSD]	9.85	7.88	7.66	6.87	8.85	9.42	9.70	10.19	10.66	10.72
Ingreso anual Mínimo	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
FV [MUSD]	1.69	0.45	0.55	0.41	0.48	0.54	0.50	0.47	0.53	0.48
FV+BESS [MUSD]	6.07	5.12	5.24	5.05	5.50	5.79	5.60	5.68	6.12	5.93
Ingreso anual Máximo	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
FV [MUSD]	10.28	8.33	7.77	5.01	5.91	6.40	6.70	7.46	7.69	9.93
FV+BESS [MUSD]	16.26	13.23	13.25	11.29	15.35	16.18	17.06	18.23	18.77	20.25

Tabla 26.3 Estimación de ingresos anuales para una planta localizada en S/E Nueva Pozo Almonte.

Ingreso anual Esperado	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
FV [MUSD]	7.09	3.89	3.79	3.03	3.56	3.75	4.01	4.40	4.62	6.12
FV+BESS [MUSD]	9.97	7.59	7.59	7.14	9.01	9.59	10.19	11.02	11.69	13.15
Ingreso anual Mínimo	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
FV [MUSD]	1.84	0.43	0.53	0.40	0.46	0.53	0.48	0.46	0.51	0.47
FV+BESS [MUSD]	6.00	4.89	5.00	4.81	5.28	5.56	5.37	5.44	5.86	5.67
Ingreso anual Máximo	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
FV [MUSD]	11.56	8.76	8.49	5.00	5.90	6.40	6.70	7.47	7.70	11.44
FV+BESS [MUSD]	16.80	13.16	13.34	10.90	14.90	15.71	16.55	17.68	18.20	20.60

Tabla 26.4 Estimación de ingresos anuales para una planta localizada en S/E Kimal.

Ingreso anual Esperado	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
FV [MUSD]	7.09	4.28	3.94	2.27	2.81	2.97	3.06	3.32	3.33	3.70
FV+BESS [MUSD]	10.44	7.95	7.76	6.84	8.85	9.42	9.69	10.18	10.63	10.80
Ingreso anual Mínimo	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
FV [MUSD]	1.90	0.45	0.55	0.41	0.48	0.54	0.50	0.48	0.53	0.48
FV+BESS [MUSD]	6.21	5.07	5.19	5.01	5.47	5.76	5.57	5.64	6.08	5.88
Ingreso anual Máximo	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
FV [MUSD]	11.92	9.05	8.77	5.18	6.13	6.65	6.96	7.76	7.99	11.84
FV+BESS [MUSD]	17.31	13.57	13.75	11.27	15.44	16.26	17.14	18.32	18.84	21.32

Tabla 26.5 Estimación de ingresos anuales para una planta localizada en S/E Centinela.

Ingreso anual Esperado	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
FV [MUSD]	5.09	2.83	3.71	2.22	2.75	2.91	3.00	3.26	3.27	3.51
FV+BESS [MUSD]	8.94	6.93	7.41	6.58	8.56	9.13	9.39	9.85	10.29	10.41
Ingreso anual Mínimo	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
FV [MUSD]	1.38	0.40	0.49	0.36	0.42	0.49	0.45	0.42	0.48	0.46
FV+BESS [MUSD]	5.49	4.66	4.71	4.58	5.09	5.40	5.21	5.28	5.69	5.61
Ingreso anual Máximo	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
FV [MUSD]	8.62	6.01	8.18	5.20	6.18	6.70	6.99	7.77	8.00	10.72
FV+BESS [MUSD]	15.24	11.63	13.27	11.20	15.34	16.21	17.03	18.18	18.72	20.42

Tabla 26.6 Estimación de ingresos anuales para una planta localizada en S/E Illapa (Nueva Diego de Almagro).

Ingreso anual Esperado	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
FV [MUSD]	6.00	4.42	4.56	3.94	4.95	5.65	5.56	5.22	5.02	4.52
FV+BESS [MUSD]	8.43	7.02	7.11	6.80	8.76	9.55	9.72	9.85	10.20	10.08
Ingreso anual Mínimo	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
FV [MUSD]	1.91	0.16	0.36	0.10	0.11	0.14	0.19	0.12	0.14	0.13
FV+BESS [MUSD]	5.25	4.07	4.16	3.99	4.50	4.78	4.63	4.70	5.07	5.05
Ingreso anual Máximo	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
FV [MUSD]	13.71	13.32	12.93	12.57	17.79	18.94	19.28	18.57	18.27	14.72
FV+BESS [MUSD]	16.16	14.45	14.50	13.91	19.93	21.17	21.91	22.07	22.43	21.10

Tabla 26.7 Estimación de ingresos anuales para una planta localizada en S/E Polpaico.

Para la evaluación de las centrales eólicas, se utiliza una aproximación para la componente de acumulación, cargando la batería durante el periodo solar, asumiendo que igualmente en estas horas los costos marginales esperados serán más bajos, al igual que en el resto del sistema. Esto se debe a que el perfil de generación eólico no está concentrado a algunas horas, como lo es en el caso solar.

Ingreso anual Esperado	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
PE [MUSD]	10.60	8.85	9.16	8.69	10.85	11.92	11.32	11.20	11.12	10.91
PE+BESS [MUSD]	12.23	10.56	10.88	10.61	13.43	14.62	13.81	13.95	14.09	14.24

Tabla 26.8 Estimación de ingresos anuales para un PE localizado en S/E Entre Ríos.

Ingreso anual Esperado	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
PE [MUSD]	6.89	7.43	7.67	9.65	10.79	9.39	8.12	8.36	9.88	16.94
PE+BESS [MUSD]	7.72	8.32	9.08	11.62	12.83	10.96	9.50	10.03	12.94	21.18

Tabla 26.9 Estimación de ingresos anuales para un PE localizado en S/E Tineo.

De los resultados obtenidos se puede observar lo siguiente:

(a) El aumento de ingresos producto del arbitraje de precios entre horas-día y horas de punta todavía no es suficiente para pagar la inversión en almacenamiento, el diferencial de costos marginales esperado es muy bajo;

(b) El arbitraje tiene mejores resultados en la zona norte (plantas fotovoltaicas), debido al mayor diferencial en costos marginales hora de punta versus horario solar;

(c) Para el caso de plantas solares con almacenamiento, se debe hacer un ejercicio sobre el dimensionamiento de la planta fotovoltaica, dado que, de acuerdo con los valores de costo marginal esperado en horas de sol, no resulta atractivo generar en estas horas (esto, mirado desde el punto de vista de ingresos sólo por ventas a costo marginal).

26.4 MERCADO DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

Las plantas ERV también pueden participar entregando servicios complementarios, sin embargo, todavía no es posible disponer de una senda de precios que entregue una señal clara de los montos a los que se puede optar. Hasta el momento en Chile ha predominado el concepto de repagar los costos adicionales que implica la entrega de alguno de estos servicios.

Una mirada a mercados más desarrollados, como por ejemplo el de California, muestra que los costos medios pagados por estos servicios (divididos entre toda la demanda) se encuentran por debajo de 1 USD/MWh[7]. Sin embargo, es necesario decir que ciertos eventos de déficit pueden gatillar precios tanto o más elevados que los costos marginales de energía. En este mercado se observa que los precios de la "rampa-bajar" pueden alcanzar 250 USD/MWh, aun cuando sólo son valores esporádicos.

El siguiente gráfico muestra un resumen de los costos medios pagados por estos servicios entre 2017 y 2020, separados por productos:

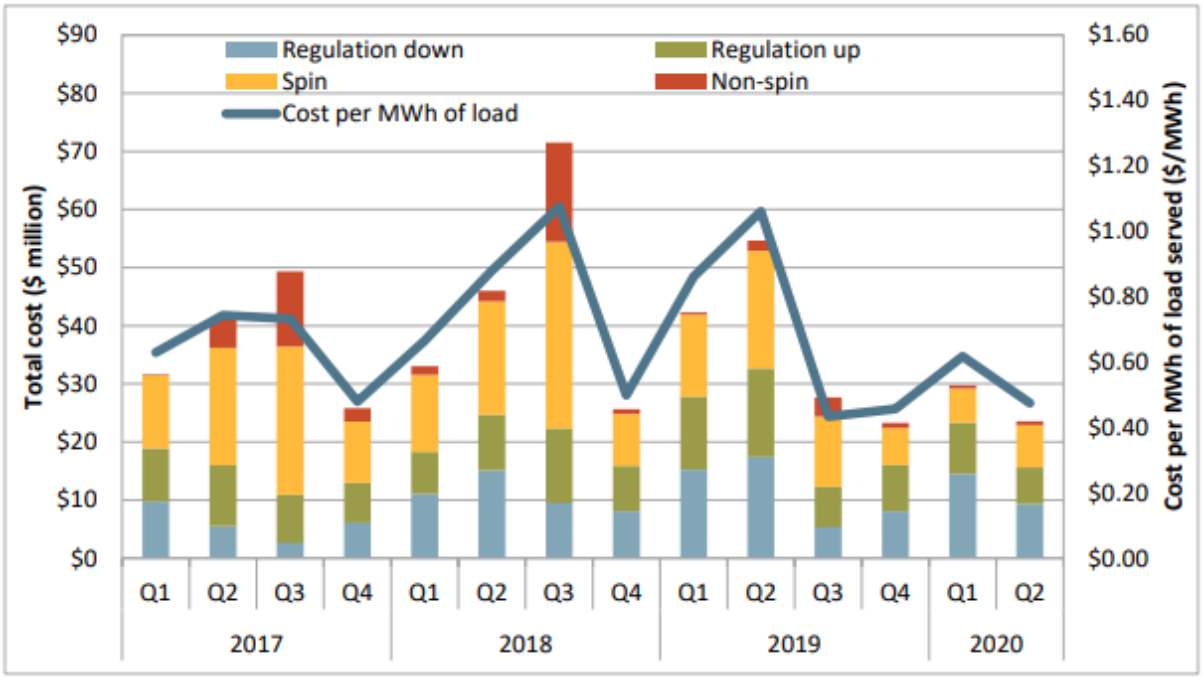


Gráfico 26.5 Costo de servicios complementarios CAISO

Los servicios complementarios (*ancillary services*) requeridos por el operador CAISO son: reserva en giro, reserva pronta, regulación subir y regulación bajar. Todos estos productos son ofertados mediante subastas.

[7] California ISO. Q2 2020 Report on Market Issues and Performance. October 6, 2000

26.5 ESTIMACIÓN PAGO POR POTENCIA REQUERIDO

De acuerdo con los valores recibidos en las cotizaciones solicitadas a diversos proveedores de equipos, todavía un sistema de planta renovable más almacenamiento no sería competitivo frente a la tecnología que tradicionalmente ha fijado el precio de la unidad de punta. El valor referencial que se dispone para una unidad puesta en Chile es de 415 USD/kWh.

Una revisión de publicaciones especializadas[8] [9] muestra tendencias de precios más bajos que el disponible para nuestras cotizaciones, luego es razonable suponer que en los próximos años el avance de la tecnología y el crecimiento del mercado a nivel mundial harán bajar estos precios para proyectos desarrollados en Chile.

Se realiza una estimación del LCOE en función del costo de inversión unitario de la unidad de almacenamiento, para un rango de 100 a 400 USD/kWh.

Los cálculos se han realizado manteniendo todas las partidas de costos, excepto la unidad de almacenamiento, evaluada con una tasa de 10% y 20 años de vida útil. Los resultados se muestran en el Gráfico 26.8.

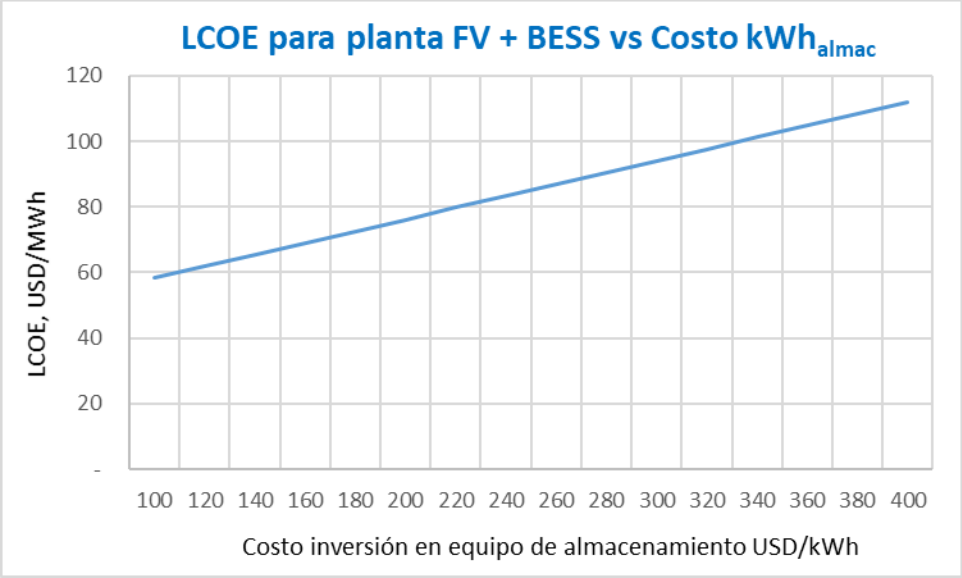


Gráfico 26.6 Estimación de LCOE para planta FV & BESS, en función del costo de inversión del almacenamiento.

De acuerdo con estos cálculos, para un rango de 100 a 120 USD/kWh como costo unitario de almacenamiento, una planta solar con almacenamiento sería competitiva con otras tecnologías.

[8] Energy-Storage.news. BloombergNEF: 'Already cheaper to install new-build battery storage than peaking plants' Apr 30, 2020
[9] Microgrid Knowledge. Bloomberg Forecasts Another Large Drop in Battery Energy Storage Prices. December 4, 2019

Considerando los costos de la Tabla 26.1 para una planta fotovoltaica de 150 MW localizada en la S/E Nueva Pozo Almonte, sus ingresos por venta de energía (incluyendo arbitraje en horas de punta), más 2 USD/MWh como ingreso por SSCC, se determina el siguiente vector de precios de potencia de punta[10]:

Ingreso Esperado

Valores en MUSD	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Anualidad	42.76	42.76	42.76	42.76	42.76	42.76	42.76	42.76	42.76	42.76
Venta Energía	9.85	7.88	7.66	6.87	8.85	9.42	9.70	10.19	10.66	10.72
Venta SSCC	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87
Diferencial	**32.04**	**34.01**	**34.23**	**35.03**	**33.04**	**32.47**	**32.19**	**31.70**	**31.23**	**31.18**
USD/kW-mes	**17.80**	**18.90**	**19.02**	**19.46**	**18.36**	**18.04**	**17.88**	**17.61**	**17.35**	**17.32**

Ingreso Mínimo

Valores en MUSD	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Anualidad	42.76	42.76	42.76	42.76	42.76	42.76	42.76	42.76	42.76	42.76
Venta Energía	6.07	5.12	5.24	5.05	5.50	5.79	5.60	5.68	6.12	5.93
Venta SSCC	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87
Diferencial	**35.82**	**36.78**	**36.65**	**36.85**	**36.40**	**36.10**	**36.29**	**36.21**	**35.77**	**35.96**
USD/kW-mes	**19.90**	**20.43**	**20.36**	**20.47**	**20.22**	**20.05**	**20.16**	**20.12**	**19.87**	**19.98**

Ingreso Máximo

Valores en MUSD	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Anualidad	42.76	42.76	42.76	42.76	42.76	42.76	42.76	42.76	42.76	42.76
Venta Energía	16.26	13.23	13.25	11.29	15.35	16.18	17.06	18.23	18.77	20.25
Venta SSCC	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87
Diferencial	**25.64**	**28.66**	**28.64**	**30.61**	**26.54**	**25.71**	**24.83**	**23.66**	**23.13**	**21.65**
USD/kW-mes	**14.24**	**15.92**	**15.91**	**17.00**	**14.74**	**14.29**	**13.79**	**13.14**	**12.85**	**12.03**

Tabla 26.10 Estimación de precio básico de la potencia para planta fotovoltaica, S/E Nueva Pozo Almonte.

Similar ejercicio se realiza para una planta eólica de 150 MW ubicada en S/E Entre Ríos, obteniendo lo siguiente:

Ingreso Esperado

Valores en MUSD	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Anualidad	48.64	48.64	48.64	48.64	48.64	48.64	48.64	48.64	48.64	48.64
Venta Energía	12.23	10.56	10.88	10.61	13.43	14.62	13.81	13.95	14.09	14.24
Venta SSCC	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95
Diferencial	**35.46**	**37.13**	**36.81**	**37.09**	**34.26**	**33.07**	**33.88**	**33.74**	**33.60**	**33.45**
USD/kW-mes	**19.70**	**20.63**	**20.45**	**20.60**	**19.03**	**18.37**	**18.82**	**18.75**	**18.67**	**18.58**

Tabla 26.11 Estimación de precio básico de la potencia para planta eólica, S/E Entre Ríos.

Es decir, con el precio de referencia obtenido de las cotizaciones solicitadas, el precio que resulta para la potencia de punta es el doble del calculado para la tecnología turbina diésel.

[10] El cálculo se realiza considerando los 150 MW de capacidad instalada

Las siguientes tablas muestran un ejercicio de sensibilidad, considerando un costo unitario de almacenamiento de 150 USD/kWh (en línea con proyecciones de algunas empresas de consultoría internacionales):

Ingreso Esperado

Valores en MUSD	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Anualidad	24.10	24.10	24.10	24.10	24.10	24.10	24.10	24.10	24.10	24.10
Venta Energía	9.85	7.88	7.66	6.87	8.85	9.42	9.70	10.19	10.66	10.72
Venta SSCC	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87
Diferencial	**13.38**	**15.35**	**15.57**	**16.36**	**14.38**	**13.81**	**13.53**	**13.04**	**12.57**	**12.51**
USD/kW-mes	**7.43**	**8.53**	**8.65**	**9.09**	**7.99**	**7.67**	**7.51**	**7.24**	**6.98**	**6.95**

Tabla 26.12 Estimación de precio básico de la potencia, planta fotovoltaica y 150 USD/kWh costo almacenamiento.

Valores en MUSD	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Anualidad	30.29	30.29	30.29	30.29	30.29	30.29	30.29	30.29	30.29	30.29
Venta Energía	12.23	10.56	10.88	10.61	13.43	14.62	13.81	13.95	14.09	14.24
Venta SSCC	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95
Diferencial	**17.12**	**18.78**	**18.46**	**18.74**	**15.91**	**14.72**	**15.53**	**15.40**	**15.25**	**15.10**
USD/kW-mes	**9.51**	**10.43**	**10.26**	**10.41**	**8.84**	**8.18**	**8.63**	**8.55**	**8.47**	**8.39**

Tabla 26.13 Estimación de precio básico de la potencia, planta eólica y 150 USD/kWh costo almacenamiento.

Esto quiere decir que, si el costo total de inversión para un sistema de almacenamiento instalado en Chile alcanza los 150 USD/kWh, entonces, para las condiciones de operación y costos marginales esperados, esta tecnología resulta realmente competitiva con la unidad tradicional que ha fijado el precio de la potencia de punta. No obstante, se debe recordar que, en caso de evaluar un proyecto privado, la asignación de potencia de suficiencia no alcanza al 100%, debido al ajuste de la potencia a la demanda máxima anual del sistema y nivel de oferta de capacidad.

En el siguiente gráfico se puede apreciar a qué distancia está el financiamiento requerido en función del costo de inversión en almacenamiento (costo en USD/kWh) y el rango de precios esperados para una planta ubicada en la subestación Nueva Pozo Almonte.

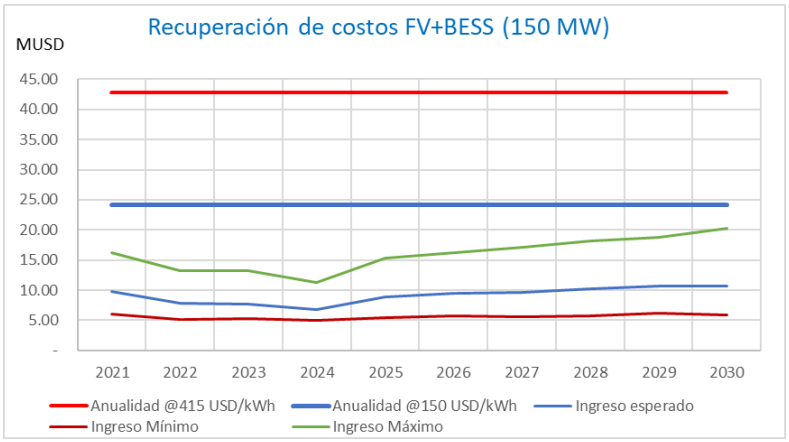


Gráfico 26.7 Comparación ingresos vs costo de inversión para FV de 150 MW y almacenamiento de 4 horas.

26.6 ESTIMACIÓN DE INGRESOS TECNOLOGÍA CONVENCIONAL

Para determinar los ingresos esperados de plantas reales de tecnología convencional, similares a las unidades de punta, se considera los resultados de la simulación de la operación utilizada para la confección del Informe de Precios de Nudo de Corto Plazo correspondiente al primer semestre de 2021.

Como muestra se tomó las unidades Los Pinos, Los Vientos y Santa Lidia, por ser de tamaño comparable con las unidades de punta a las cuales se determinó el costo de inversión.

Las siguientes tablas muestran los resultados anuales esperados para las tres unidades: generación [GWh], ingresos por generación [MUSD] y margen operacional [MUSD] como la diferencia entre los ingresos por venta de energía y sus costos variables:

Gen[GWh]	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Los Pinos	1.16	2.59	9.21	6.81	9.50	11.15	13.22	13.55	9.43	12.31
Los Vientos	0.00	0.23	0.93	0.22	2.44	2.73	4.23	5.31	5.01	4.82
Santa Lidia	0.00	0.13	1.10	0.06	0.90	1.66	1.66	3.12	1.61	1.61

Tabla 26.14 Generación anual esperada, simulación PNCP 2021-S1.

Ing. Gen [MUSD]	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Los Pinos	0.11	0.27	0.96	0.70	1.06	1.26	1.59	1.73	1.24	1.60
Los Vientos	0.00	0.03	0.12	0.03	0.33	0.38	0.59	0.77	0.73	0.72
Santa Lidia	0.00	0.02	0.14	0.01	0.12	0.23	0.23	0.47	0.24	0.25

Tabla 26.15 Ingresos anuales esperados por venta de energía, simulación PNCP 2021-S1.

Margen [MUSD]	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Los Pinos	0.01	0.04	0.14	0.08	0.17	0.20	0.30	0.38	0.29	0.33
Los Vientos	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.02	0.03	0.02	0.03
Santa Lidia	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.03	0.01	0.02

Tabla 26.16 Márgenes anuales esperados por venta de energía, simulación PNCP 2021-S1.

Respecto a los ingresos por potencia de suficiencia, se ha considerado la información disponible en el informe de Potencia de Suficiencia Preliminar 2021, preparado por el Coordinador, realizando una estimación de demanda máxima anual en base a la proyección de demanda del Informe PNCP 2021-S1 y un modelo simplificado de asignación de potencia de suficiencia, considerando además el plan de obras de generación y la salida de unidades a carbón, información disponible en el mismo Informe PNCP 2021-S1. Los resultados obtenidos se muestran en las siguientes tablas:

PSuf [MW]	Cap. [MW]	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Los Pinos	107.70	54.05	54.54	56.82	57.92	59.61	61.77	62.99	62.71	62.58	62.86
Los Vientos	133.60	75.15	75.84	79.00	80.54	82.89	85.90	87.59	87.20	87.02	87.41
Santa Lidia	142.36	80.94	81.68	85.09	86.74	89.27	92.51	94.34	93.91	93.72	94.14

Tabla 26.17 Estimación de potencia de suficiencia TGs seleccionadas.

Ing. PSuf [MUSD]	Cap. [MW]	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Los Pinos	107.70	4.56	4.60	4.79	4.88	5.03	5.21	5.31	5.29	5.28	5.30
Los Vientos	133.60	7.27	7.34	7.64	7.79	8.02	8.31	8.47	8.44	8.42	8.46
Santa Lidia	142.36	6.82	6.89	7.17	7.31	7.53	7.80	7.95	7.92	7.90	7.94

Tabla 26.18 Estimación de ingresos anuales por Potencia de Suficiencia.

Para el cálculo de los ingresos se ha tomado el valor de la potencia de nudo vigente en las barras de Charrúa (Los Pinos y Santa Lidia) y Quillota (Los Vientos).

Respecto a eventuales ingresos por Servicios Complementarios, se ha considerado que este tipo de unidades podría participar de las subastas de Control Terciario de Frecuencia (CTF). Para estimar el precio que podría ofertar, se ha revisado las subastas de febrero de 2021 realizadas por el Coordinador, obteniendo un gran abanico de valores entre 1 y 8 USD/MW, cuyo valor depende de la hora, tal como se muestra en los siguientes gráficos, que representan el día 3 de febrero y 28 de febrero (el rango sombreado muestra la diferencia entre precio mínimo y máximo para una hora, la línea azul representa la capacidad total ofertada).

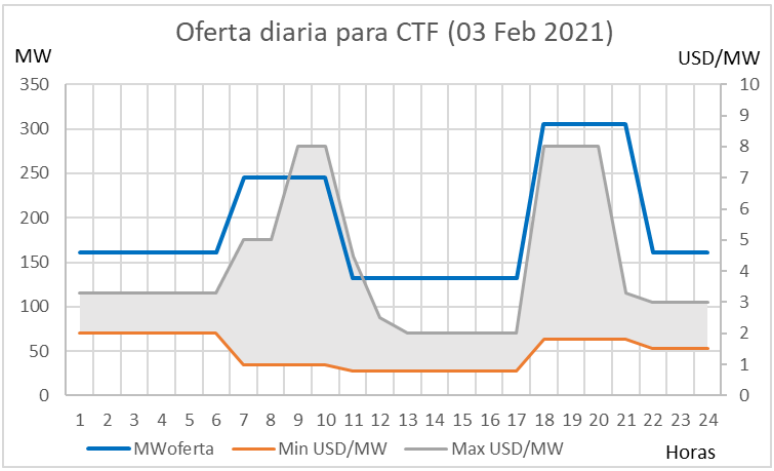


Gráfico 26.8 Subasta CTF día 3 de febrero 2021.

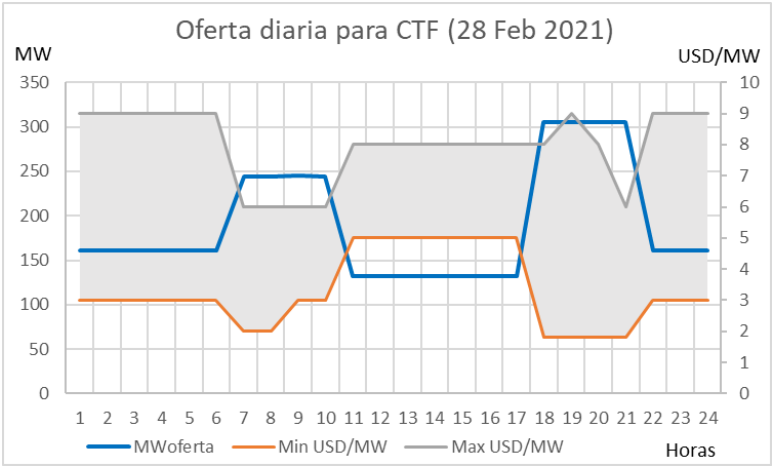


Gráfico 26.9 Subasta CTF día 28 de febrero 2021.

Considerando que cada unidad TG participe 4380 horas en el año, a un precio conservador de 2 USD/MW, los ingresos anuales que se obtiene serían los siguientes:

Ing. SSCC [MUSD]	Cap. [MW]	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Los Pinos	107.70	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94
Los Vientos	133.60	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17
Santa Lidia	142.36	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25

Tabla 26.19 Estimación de ingresos anuales por CTF (SSCC).

Finalmente, los ingresos anuales totales por venta de energía, potencia de suficiencia y servicios complementarios para estas unidades TG son los que se muestran en la siguiente tabla:

Ingresos [MUSD]	Cap. [MW]	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Los Pinos	107.70	5.51	5.58	5.87	5.90	6.14	6.35	6.56	6.61	6.51	6.58
Los Vientos	133.60	8.44	8.51	8.82	8.96	9.20	9.49	9.66	9.64	9.61	9.66
Santa Lidia	142.36	8.07	8.13	8.42	8.56	8.77	9.05	9.20	9.19	9.15	9.20

Tabla 26.20 Estimación de ingresos anuales totales, para TGs seleccionadas.

De este ejercicio se puede apreciar que más del 80% de los ingresos anuales de una unidad de punta provienen de la Potencia de Suficiencia. En caso de que no se considere ingresos por venta de SSCC, los ingresos anuales provienen casi exclusivamente de las ventas de potencia ya que el margen por ventas de energía es muy pequeño.