



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**PAGO POR CAPACIDAD: ANÁLISIS FRENTE A NUEVAS TECNOLOGÍAS
DE GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO
NACIONAL**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

ALFRED VALENTINE BARRERA MERRY

PROFESOR GUÍA:
CRISTIÁN HERMANSEN REBOLLEDO

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
JUAN RICARDO INOSTROZA LÓPEZ
FRANCISCO JAVIER RIVERA SERRANO

SANTIAGO DE CHILE
2022

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: ALFRED VALENTINE BARRERA MERRY
FECHA: 2022
PROF. GUÍA: CRISTIÁN HERMANSEN REBOLLEDO

PAGO POR CAPACIDAD: ANÁLISIS FRENTE A NUEVAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Desde el proceso de liberalización del sistema eléctrico que experimentaron múltiples países a finales del siglo XX, diversas han sido las alternativas que se tomaron para enfrentar el problema de contar con un sistema eléctrico con recursos suficientes para abastecer la demanda de los consumidores sin elevar el costo de ello más allá de lo necesario. Dentro de este contexto, en este trabajo se busca estudiar las medidas y propuestas que permitan optimizar a nivel técnico-económico la organización del Sistema Eléctrico Nacional en lo que concierne al pago por capacidad.

Para ello, en una primera parte, se estudia la normativa actual que tiene el mercado eléctrico de Chile, observando también su desempeño en diversos puntos. Luego, se hace una revisión a nivel internacional, tomando algunos ejemplos representativos sobre cada una de las soluciones más comunes en este aspecto.

A partir de esta revisión, se da paso a identificar los puntos de mejora del mecanismo actual en el SEN y se dan diversas propuestas, tanto puntuales que se pueden integrar al pago por capacidad actual. Entre ellas están: aumentar el tamaño de la unidad de punta en los cálculos, actualizar la tasa de descuento, cambiar el método de asignar potencia de suficiencia, introducir una meta de confiabilidad y dar neutralidad de condiciones para este pago a recursos de almacenamiento y respuesta de demanda.

Por otra parte, se tienen 2 propuestas de tipo sistémicas, que involucran un cambio de modelo respecto del mecanismo actual. Estas propuestas son las subastas de capacidad y subastas de almacenamiento.

Los distintos puntos de análisis de estas propuestas muestran que todas pueden dar un nivel medio/alto de adecuación de recursos, que es el factor más relevante a considerar. Sin embargo, en otros factores como incentivo a la disponibilidad, competencia de costos o niveles de incertidumbre, se pueden dar resultados bastante diferentes entre ellas.

Como conclusión, se menciona que ninguna propuesta es la mejor en todos los aspectos, sino que esta decisión depende de a que puntos se les de mayor importancia. Si se busca mejorar el mecanismo actual, manteniendo bajas cuotas de incertidumbre, lo mejor podría ser implementar las propuestas puntuales. En cambio, si se desea un mecanismo más ambicioso en su desempeño pero que implica mayores cambios estructurales, se puede optar por las subastas de capacidad que cuentan con diversos países que las usan.

Agradecimientos

Quisiera agradecer a mi familia que siempre me ha alentado a continuar mis estudios y que siempre me han apoyado en lo he necesitado sin importar las circunstancias. En especial a mi papá Luis, y mis hermanas Grace y Lucy, que a pesar de la distancia me han acompañado desde principio a fin de esta carrera.

A mi polola, Eileen que durante estos últimos años me ha acompañado y apoyado dándome palabras de ánimo en los momentos de mayor estrés, además de soportar todas mis bromas sin perder el cariño.

A mis amigos que hice durante la carrera Mauricio, Nicolás, Ignacio, Tomás, David, y muchos otros que a través de todas las horas de estudio, trabajos grupales y ratos de descanso pudimos llevar adelante nuestros estudios.

A mi profesor guía, Cristián Hermansen, que con su preocupación y tiempo dedicado fue parte fundamental para poder realizar este trabajo.

A los profesores miembros de la comisión Juan Ricardo Inostroza y Francisco Rivera por su excelente disposición para atender mis dudas y brindar consejos.

Finalmente también quisiera agradecer a todas las personas anónimas en el mundo que con su emprendimiento, trabajo e ingenio logran que tengamos las condiciones para desarrollar nuestro conocimiento y nuestras vidas.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Objetivos	2
1.2.1. Objetivo General	2
1.2.2. Objetivos Específicos	2
1.3. Alcances	2
1.4. Estructura de la Memoria	3
2. Mercado Eléctrico de Chile	5
2.1. Estructura del mercado eléctrico	5
2.1.1. Mercado eléctrico chileno	5
2.1.2. Normativa	7
2.1.2.1. Ley General de servicios Eléctricos	7
2.1.2.2. Reglamento de la Ley General de servicios Eléctricos	7
2.1.2.3. Reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras	7
2.1.2.4. Fijación de precios de nudo	12
2.1.2.4.1. Reglamento para la fijación de precios de nudo	12
2.1.2.4.2. Plazos, requisitos y condiciones para la fijación de precios de nudo de corto plazo	13
2.1.2.4.3. Informe técnico de fijación de precios de nudo de corto plazo	13
2.1.2.4.4. Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta del SEN y de los SSMM	15
2.2. Desempeño del mercado eléctrico	16
2.2.1. Capacidad Instalada	16
2.2.2. Demandas máximas y Potencia de Suficiencia por tecnología	22
2.2.2.1. Demandas máximas	22
2.2.2.2. Demandas máximas en horas de control de punta	24
2.2.2.3. Potencia de suficiencia	25
2.2.3. Margen de reserva teórico	26
2.2.4. Precios de nudo de Potencia	27
3. Mercados Eléctricos Internacionales	30
3.1. Mercados de solo energía	30
3.1.1. Caso de Nueva Zelanda	31
3.1.2. Ventajas de un Mercado de solo energía	32
3.1.3. Desventajas de un Mercado de solo energía	32

3.2.	Mecanismos de Remuneración a la Capacidad	33
3.2.1.	Cobertura por precios y volumen	35
3.2.1.1.	Pago por capacidad a todo el mercado	36
3.2.1.1.1.	Caso de Perú	36
3.2.1.2.	Pago por capacidad objetivo	38
3.2.1.3.	Ventajas de la cobertura por precios y volumen	39
3.2.1.4.	Desventajas de la cobertura por precios y volumen	39
3.2.2.	Cobertura por volumen	39
3.2.2.1.	Sostenedor de nueva capacidad	40
3.2.2.1.1.	Caso de Irlanda y otros países	40
3.2.2.2.	Reservas estratégicas	41
3.2.2.2.1.	Caso de Suecia	41
3.2.2.3.	Obligaciones descentralizadas	42
3.2.2.3.1.	Caso de Australia occidental	43
3.2.2.3.2.	Caso de California	44
3.2.2.4.	Subastas de capacidad	45
3.2.2.4.1.	Caso de Reino Unido	46
3.2.2.5.	Contratos de Opciones	46
3.2.2.5.1.	Caso de Colombia	47
3.2.2.6.	Ventajas de la cobertura por volumen	48
3.2.2.7.	Desventajas de la cobertura por volumen	49
3.3.	Tendencia en los Mercados eléctricos	49
4.	Propuestas para el pago por capacidad en el SEN	52
4.1.	Análisis crítico del pago por capacidad en el SEN	52
4.1.1.	Precios de la capacidad	52
4.1.1.1.	Comparación con otros mercados	56
4.1.2.	Volumen de capacidad instalada	58
4.1.2.1.	Comparación con otros mercados	61
4.1.3.	Meta de confiabilidad	62
4.1.4.	Puntos de mejora del pago por capacidad en el SEN	62
4.2.	Propuestas para el pago por capacidad en el SEN	63
4.2.1.	Propuestas puntuales	63
4.2.1.1.	Aumentar el tamaño de la unidad de punta	63
4.2.1.2.	Actualizar la tasa de descuento	64
4.2.1.3.	Cambios en la asignación de Potencia de suficiencia	65
4.2.1.4.	Introducción de meta de confiabilidad	65
4.2.1.5.	Neutralidad de recursos de capacidad	66
4.2.2.	Propuestas sistémicas	67
4.2.2.1.	Subastas de capacidad	67
4.2.2.2.	Subastas de almacenamiento	68
4.2.2.3.	Perspectivas de las propuestas sistémicas	69
5.	Análisis de las Propuestas	70
5.1.	Puntos de análisis	70
5.1.1.	Adecuación de recursos	70
5.1.2.	Incentivo a la disponibilidad	71

5.1.3.	Competencia en costos	72
5.1.4.	Incertidumbre para los recursos	72
5.1.5.	Participación de la demanda	73
5.1.6.	Nivel de trabajo requerido de la autoridad	73
5.1.7.	Instalación eficiente de recursos	74
5.1.8.	Resumen de puntos de análisis	74
5.2.	Análisis de posibles factores futuros	76
5.2.1.	Metas estrictas de descarbonización	76
5.2.2.	Instalación de medidores inteligentes	76
5.2.3.	Aumento o disminución drástica de la demanda	77
5.2.4.	Reducción de costos de tecnologías	78
5.2.5.	Incidencia de posibles factores futuros	79
6.	Conclusiones	81
6.1.	Conclusiones del trabajo	81
6.2.	Trabajo futuro	83
	Bibliografía	85
	Anexo A.	89
A.1.	Conceptos	89
A.2.	Métricas de confiabilidad	91
A.2.1.	Métricas de confiabilidad del sistema	91
A.2.2.	Métricas de aporte a la confiabilidad	92

Índice de Tablas

2.1.	Razón de capacidad instalada a demanda máxima en el SEN en los años 2010 y 2020.	17
4.1.	Precio básico de la potencia en barra Nogales 220kV obtenido de Informe de precios de nudo de corto plazo Enero 2021 con unidad de 70 [MW] y Precio básico de la potencia con unidad de 150 [MW]	63
4.2.	Precio básico de la potencia de punta en barra Nogales 220kV obtenido de Informe de precios de nudo de corto plazo Enero 2021 con tasa de descuento de 10 % real anual y Precio básico de la potencia con tasa de descuento de 6 % real anual.	64
5.1.	Tabla comparativa del nivel esperado que entregue cada propuesta respecto a los puntos de análisis cualitativo.	75

Índice de Ilustraciones

2.1.	Factores para el cálculo del Precio básico de la potencia en el subsistema centro-norte.	14
2.2.	Factores para el cálculo del precio básico de la potencia en el subsistema sur. .	14
2.3.	Crecimiento de la Demanda máxima y de la Capacidad instalada en el SEN, entre los años 2010 (considera SIC y SING) y 2020 [4] [5].	17
2.4.	Cálculo de margen de potencia del SEN en el año 2019 [3].	18
2.5.	a) Matriz de generación eléctrica en el año 2010 (SIC y SING) y b) Matriz de generación eléctrica en el año 2020 (SEN) [5].	18
2.6.	Evolución de integración de nueva capacidad de generación en el SING desde el año 2000 al 2020 [3].	19
2.7.	Evolución de integración de nueva capacidad de generación en el Sistema del Norte Chico desde el año 2000 al 2020 [3].	20
2.8.	Evolución de integración de nueva capacidad de generación en el Sistema Centro desde el año 2000 al 2020 [3].	21
2.9.	Evolución de integración de nueva capacidad de generación en el Sistema Sur desde el año 2000 al 2020 [3].	21
2.10.	a) Generación por tecnologías en 52 horas de demanda máxima en el SEN, año 2019 y b) Generación por tecnologías en 208 horas de demanda máxima en el SEN, año 2019 [3].	22
2.11.	Generación por tecnologías en horas de demanda máxima en el SEN, año 2019 [3].	23
2.12.	a)Distribución de horas de demanda máxima en el SEN, año 2019 y b) Distribución de meses de demanda máxima en el SEN, año 2019 [3].	23
2.13.	a) Generación por tecnologías en 52 horas de demanda máxima en periodo de control de punta en el SEN, año 2019 y b) Generación por tecnologías en 208 horas de demanda máxima en periodo de control de punta en el SEN, año 2019 [3].	24
2.14.	Generación por tecnologías en horas de demanda máxima del periodo de control de punta en el SEN, año 2019 [3].	24
2.15.	a)Distribución de horas de demanda máxima en periodo de control de punta en el SEN, año 2019 y b) Distribución de meses de demanda máxima en periodo de control de punta en el SEN, año 2019 [3].	24
2.16.	Potencia instalada, Inicial y de Suficiencia por tecnología en cada subsistema del SEN, segundo semestre 2019 [3].	25
2.17.	a)Capacidad instalada por tecnología, b)Potencia Inicial por tecnología y c)Potencia de suficiencia por tecnología, SEN año 2019 [3].	25
2.18.	Evolución del margen de reserva teórico en el sistema centro que ha tenido distintos nombres (SIC, SIC centro, SEN SIC y SIC centro-sur).	26

2.19.	Evolución del margen de reserva teórico en el sistema norte que ha tenido distintos nombres (SING, SEN SING y SIC centro-norte).	27
2.20.	Evolución precio básico de la potencia en sistemas SIC centro-norte y SING (Desde 2017 precio SING se considera el precio de nudo en Crucero) [6].	28
3.1.	Diferentes mecanismos de capacidad que se estudian en este trabajo.	35
4.1.	Precio básico de la potencia estimado en función de la potencia y la ubicación, Informe técnico definitivo de unidad de punta de la CNE [29].	53
4.2.	Costo de los equipos principales de una turbina en función de su potencia y la ubicación, Informe técnico definitivo de unidad de punta de la CNE [29].	54
4.3.	Costo de la subestación eléctrica en función de su potencia y la ubicación, Informe técnico definitivo de unidad de punta de la CNE [29].	55
4.4.	Tasas de interés promedio para colocaciones comerciales de más de un año [32].	56
4.5.	Precio de la capacidad en distintos mercados eléctricos [6][34][35][36].	57
4.6.	Precio de nudo de la potencia pagado en barra Alto Jahuel, con el precio que recibe cada MW de potencia de suficiencia [37].	59
4.7.	Demandas máximas y capacidad instalada en distintos mercados eléctricos [4][5][39][40][41][42][43].	
4.8.	Precio básico de la potencia en barra Nogales 220 kV al introducir cambios en el tamaño de la unidad de punta y en la tasa de descuento.	64
A.1.	Niveles de potencia del sistema considerando las distintas incertidumbres en su disponibilidad.	90

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

En la historia de los sistemas eléctricos en el mundo, uno de los mayores cambios experimentados se dio en la década de los 80 y los 90 del siglo XX, donde gran parte de los sistemas introdujeron cambios en la dirección de reducir los monopolios públicos, especialmente en el sector de generación. Dentro de ellos, el sistema eléctrico chileno fue uno de los primeros en introducir criterios de competencia en su segmento de generación, mediante la privatización de este, junto a los segmentos de transmisión y distribución [1].

El sistema eléctrico chileno ha experimentado algunos cambios normativos desde su inicio, además de importantes transformaciones en su conformación. Donde vemos que se ha constatado una variación sustancial en el abanico de tecnologías de generación al instalarse las energías renovables no convencionales, además de los sistemas de almacenamiento masivo. Otro cambio considerable ha sido la interconexión SIC-SING que hace del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) un sistema de mayor volumen y con más interconexiones.

Al mismo tiempo, alrededor del mundo gran parte de los países, a través de los años, también han ido modificando sus modelos de mercado eléctrico, con metas de lograr un sistema más eficiente y de mayor confiabilidad.

En este ámbito existen dos grandes paradigmas, por una parte están quienes abogan por mercados de solo energía, en donde no hay un pago directo por la capacidad de los recursos, y son los equilibrios de oferta y demanda de energía los que permiten la financiación de ellos. Mientras que otros sostienen que son necesarios los mecanismos de capacidad con sus múltiples alternativas de mecanismos distintos para pagar directamente la capacidad y así obtener un sistema de mayor confiabilidad.

Dentro de los sistemas que abogan por mercados de solo energía, encontramos, entre los principales: a Nueva Zelanda, el este de Australia y Texas. Mientras que en el último tiempo la tendencia ha sido adoptar mecanismos de capacidad en la mayoría de países, con ejemplos como Reino Unido, que dejó atrás su mercado de solo energía para pasar a subastas de capacidad.

Si bien existe un mayor número de países con mecanismos de capacidad, hasta el mo-

mento no hay una sola respuesta a la pregunta de “¿cómo se deben organizar los mercados eléctricos?”. Sino que al contrario, en la actualidad es un tema de amplio debate y la respuesta debe atender, a su vez, a las características propias de cada país y su sistema eléctrico.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo General

Estudiar medidas que permitan optimizar a nivel técnico-económico el pago por capacidad en el Sistema eléctrico nacional, y que sean aptas para mantener niveles de seguridad y de calidad de servicio adecuados.

1.2.2. Objetivos Específicos

- 1. Caracterizar el pago por capacidad que se realiza actualmente en el SEN con la normativa vigente, e identificar las señales que se dan a los actores del mercado.
- 2. Realizar una revisión internacional de diferentes mercados eléctricos y sus mecanismos para remunerar la capacidad.
- 3. Estudiar los resultados que ofrece la normativa vigente en relación con la capacidad del SEN.
- 4. Proponer posibles soluciones desde experiencias internacionales y del análisis crítico del sistema vigente que permitan optimizar el pago por capacidad en el SEN.

1.3. Alcances

En el presente trabajo se realiza en una primera parte una revisión bibliográfica en relación con el pago por capacidad en Chile y en otros países. Con ello, se determinan puntos de análisis para evaluar los resultados que ofrece el pago por capacidad actualmente en el SEN.

Considerando el análisis previo, se desarrollan diversas propuestas que puedan optimizar a nivel técnico-económico los puntos considerados del análisis previo. Finalmente, con las propuestas planteadas, se realizan análisis en base a distintos aspectos de comparación, para determinar cuales propuestas son preferibles según cada característica estudiada.

Entre los alcances de este trabajo no se encuentra el realizar un estudio de detalles de índole técnica como podrían ser las congestiones en líneas de transmisión o estudios de falla.

Tampoco se encuentra entre los alcances, estudiar la aplicabilidad de las propuestas en sistemas eléctricos diferentes del SEN. Por lo tanto, se excluyen de este trabajo los sistemas medianos de Aysén y Magallanes.

A su vez, en este trabajo no se hace un estudio de los aspectos legales que se requieren para implementar las propuestas dentro de la normativa vigente.

1.4. Estructura de la Memoria

Con el fin de realizar un análisis crítico y proponer mejoras que se puedan efectuar en el Sistema Eléctrico Nacional, que permitan optimizar el pago por capacidad que se da al parque generador manteniendo niveles de seguridad adecuados en la red. Se desarrolló la siguiente estructura para esta Memoria:

En primer lugar, en el capítulo “Mercado Eléctrico de Chile”, se realiza una revisión bibliográfica acerca del mercado eléctrico nacional, incluyendo inspección de la normativa vigente que lo regula, de estudios relacionados con pago por capacidad y de su desempeño a nivel práctico. Con lo cual, se pretende determinar como se configura este mecanismo de capacidad para identificar los rasgos que lo caracterizan dentro del abanico de mecanismos de capacidad que existen, además de poder situar a nivel práctico su desempeño actual.

A continuación en el capítulo “Mercados Eléctricos Internacionales”, se sigue con una revisión bibliográfica de casos de estudio a nivel internacional. Esto incluye información sobre los mercados eléctricos de países como Australia, Nueva Zelanda, Reino Unido, Perú, Suecia, Colombia y el estado de California en los Estados Unidos. Con ellos, se busca poder explorar el funcionamiento de sus mercados eléctricos, especialmente en relación con sus mecanismos de remuneración a la capacidad y revisar cómo se desempeñan en cada caso. Así, desde estos casos de estudio se espera obtener directrices que sean posibles de aplicar en propuestas alternativas para el contexto del Sistema Eléctrico Nacional.

En el siguiente capítulo “Propuestas para el pago por capacidad en el SEN”, ya teniendo un contexto general y pudiendo situar el mecanismo de capacidad del SEN, en relación con las demás alternativas de mecanismos revisados, se da paso a plantear las propuestas que se considere que puedan cumplir con el objetivo principal planteado. Para ello, en primer lugar, se hace una revisión crítica del mecanismo de capacidad del SEN, examinando los principales puntos a considerar.

Luego, en el capítulo de “Análisis de las Propuestas”, se continua con el desarrollo de un análisis crítico de las propuestas planteadas dentro del contexto actual del Sistema Eléctrico Nacional, considerando los cambios que ha experimentado este sistema en los últimos años debido a la incorporación de nuevas tecnologías renovables, las cuales podrían continuar instalándose hacia el futuro. Este análisis apuntará a determinar los resultados que pueden entregar estas propuestas en términos de seguridad y calidad de servicio, de incentivos a la inversión y de optimización de recursos, considerando la participación de consumidores, distribuidoras, transmisoras y generadoras.

Por otra parte, se analizaron las propuestas en relación con posibles escenarios futuros, como son reducciones en los precios de tecnologías de generación y almacenamiento, cambios en las restricciones normativas, variaciones sustanciales en la demanda eléctrica o la instalación de medidores inteligentes. Este análisis permitió determinar que tan conveniente

es aplicar las propuestas que se señalen de cara al futuro en escenarios de mediano-largo plazo.

Finalmente, en el capítulo de “Conclusiones”, gracias a los análisis efectuados se obtienen las conclusiones del trabajo, destacando las propuestas que se plantearon para cumplir el objetivo principal que es optimizar a nivel técnico-económico el pago por capacidad en el SEN.

Capítulo 2

Mercado Eléctrico de Chile

2.1. Estructura del mercado eléctrico

2.1.1. Mercado eléctrico chileno

El mercado eléctrico chileno fue de los primeros en ser privatizado en sus sectores de generación, transmisión y distribución, además de incorporar competencia a su segmento de generación. Esto se mantiene en la actualidad con la participación de empresas privadas operando los monopolios naturales en los sectores de transmisión a nivel de cada línea y en distribución por zona de concesión. Mientras, el sector de generación opera en un régimen de competencia entre sus participantes [2].

El mecanismo que opera en el SEN, en sus orígenes abrazaba firmemente los principios de la teoría marginalista de Boiteux, principios como, por ejemplo, el cálculo de la potencia de suficiencia o la definición de las horas de punta, los cuales, con diversas modificaciones que muchas veces no guardan relación entre sí, han hecho que algunos aspectos del modelo resulten mal aplicados. Esto hace que hoy en día el sistema cuente con puntos que no son del todo coherentes con lo instaurado en un inicio.

Este sistema eléctrico también ha sufrido importantes cambios en la componente física. El conjunto del sistema ha aumentado de forma importante en las últimas décadas, considerando además el gran aumento de tamaño que experimentaron los dos principales sistemas: el SIC y SING, al darse su interconexión en el año 2017, y que hacen del SEN un sistema con mayor capacidad de generación, transmisión y demanda. Donde también, la matriz de generación ha cambiado en cuanto a su composición con la masiva instalación de energías renovables no convencionales, además de una alternativa cada vez más cercana por el lado de los sistemas de almacenamiento masivo.

En la actualidad, en cuanto a la remuneración de las centrales generadoras en Chile, esta se obtiene de diferentes formas. En primer lugar, todas las centrales convocadas al despacho por el Coordinador Eléctrico Nacional deben generar la energía requerida, la cual es remunerada al costo marginal de la energía. Además de esta remuneración por energía generada, las empresas generadoras pueden establecer contratos de suministro con clientes libres o por licitaciones de suministro con empresas distribuidoras. Estos contratos son suministrados con energía del sistema, por lo que la empresa generadora debe comprar la energía del contrato

al costo marginal de la energía y obtener la diferencia entre este costo y el precio del contrato de suministro.

Por parte del pago por potencia, este da ingresos a los generadores según su volumen de potencia de suficiencia definitiva, el cual se obtiene de un proceso de cálculo por parte de la entidad reguladora de manera que la suma de las potencias de suficiencia definitivas es igual a la demanda de punta del sistema o subsistema. De esta forma, se remunera a toda la capacidad que se le reconozca con potencia de suficiencia en el sistema y se paga al precio de nudo de corto plazo de potencia.

El precio al cual se remunera esta potencia de suficiencia, sigue un criterio marginalista, en el que se busca obtener el costo anualizado de instalar una unidad de punta junto a una subestación y a una línea de transmisión correspondiente, que en teoría deben constituir la alternativa más económica para lograr este fin. Este valor, a su vez es incrementado en un porcentaje llamado margen de reserva teórico. Obteniéndose con este ejercicio del ente regulador, el precio al cual se les paga a las centrales generadoras que aportan potencia de suficiencia al sistema o subsistema.

De esta manera, el mercado eléctrico chileno al contar con pagos a precios marginales tanto para la energía como para la potencia, se sigue considerando como uno de tipo marginalista que sigue el modelo de Boiteux.

Este modelo indica que aquellas centrales con menores costos de operación, como son las de tipo renovable, pero que cuentan con mayores costos de inversión, se financian con un mayor ingreso de la venta de energía, y con una menor parte proveniente de la venta de capacidad. Esto debido a que operan un mayor tiempo despachando energía como centrales de base, pero su capacidad no es suficiente en los momentos de mayor exigencia del sistema. Mientras que aquellas centrales con menores costos de inversión y mayores costos de operación, como generalmente son las centrales térmicas diésel, reciben un menor porcentaje de ingresos por parte de la venta de energía y una mayor parte de la venta de capacidad. Debido a que cuentan con mayores costos de operación, se prefiere no despachar estas centrales en base, en cambio, gracias a que sus costos de inversión son menores y que, además, cuentan con disponibilidad independiente de las condiciones del clima u horas de Sol, entonces son de utilidad en los cortos periodos de mayor exigencia del sistema.

Con este esquema, las distintas tecnologías reciben diferentes proporciones de remuneración, tanto por su despacho como por su capacidad, en base a sus costos de operación e inversión, para de esta forma, con un parque de generación con distintos tipos de tecnologías, cubrir las necesidades de despacho base y capacidad de punta a un menor costo.

Así, el modelo de remuneración a la capacidad que se emplea en Chile es uno de cobertura por precios y volumen, es decir la autoridad calcula el precio a remunerar por la capacidad y determina el volumen total de capacidad que se remunera. De esta forma, se realiza un pago por capacidad a todo el mercado que aporta a la suficiencia del sistema. Pago que incentiva la inversión en centrales generadoras que contribuyan a la suficiencia, a pesar de que su despacho en algunos casos pueda ser muy reducido.

2.1.2. Normativa

2.1.2.1. Ley General de servicios Eléctricos

La principal regulación que rige al sistema eléctrico chileno es la “Ley General de Servicios Eléctricos”. En ella se establece el marco que deben seguir las demás normativas. En cuanto a los pagos por potencia en el sistema, en su artículo 149°, señala que las transferencias de potencia se valorizan al precio de nudo de la potencia.

En su artículo 162°, menciona que los precios de nudo de la potencia se calculan considerando una previsión de demanda de punta para los siguientes 10 años y se determina el tipo de unidades generadoras más económicas para suministrar la potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual en una o más subestaciones troncales del sistema. Además, se calcula el costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada con estas unidades. Luego, los valores obtenidos se incrementan en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico. Valor al cual se le denomina precio básico de la potencia de punta en cada subsistema respectivo.

2.1.2.2. Reglamento de la Ley General de servicios Eléctricos

A partir de los lineamientos que establece la Ley, se presenta el “Reglamento de la Ley general de servicios eléctricos”, el cual es iniciado por el Decreto 327 y modificado en diversas ocasiones, la última de ellas en el Decreto 68. En este reglamento, entre otros puntos, se entregan mayores detalles sobre el cálculo de los precios de potencia.

Para este cálculo, la Comisión Nacional de Energía (CNE) debe determinar los costos de inversión y costos fijos de las unidades de punta en un estudio que se realiza cada cuatro años por un consultor externo y señala que, dentro del período de 4 años, los costos de inversión y operación se deben indexar en cada fijación de precios semestral que se hace para los precios de nudo.

2.1.2.3. Reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras

En cuanto a las transferencias y pagos por potencia, estos quedan definidos en el Decreto 62: “Reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras”.

En este reglamento se establece en el Título III, que el Coordinador debe llevar un control estadístico de las potencias máximas de las unidades generadoras en cada año en caso de haber sido despachadas. Si no son despachadas se usa el valor previo o se puede determinar mediante pruebas a dichas unidades generadoras. Además, el Coordinador debe mantener un control estadístico de: los estados disponibles, estados no disponibles y estados deteriorados de las unidades.

También se menciona que las unidades en estado de reserva estratégica pueden ser convocadas a despachar en un plazo de 60 días cuando se presenten condiciones que afecten a la seguridad del sistema, sin embargo no se menciona que se puedan imponer multas en caso

que la unidad no pueda despachar.

Luego, en el Título IV se refiere a la asignación de potencia de suficiencia. En primer lugar, respecto a la potencia inicial, para unidades térmicas esta se determina basándose en la menor disponibilidad media anual para el insumo principal, en los últimos 5 años. En el caso de unidades en estado de reserva estratégica, se usa el valor resultante del último proceso de cálculo definitivo de transferencias de potencia antes de pasar a estado de reserva estratégica. Si la unidad de generación es nueva en el sistema entonces su valor de potencia inicial se calcula considerando una disponibilidad media anual de su insumo principal igual al promedio de disponibilidades medias anuales del insumo principal de las unidades térmicas existentes.

A las centrales hidroeléctricas sin capacidad de almacenamiento diaria, se les reconoce una potencia inicial según la estadística de caudales afluentes correspondiente al promedio de los dos años hidrológicos de menor energía afluente. Mientras que a las centrales hidroeléctricas con capacidad de almacenamiento diaria o superior, se les considera una potencia inicial igual al promedio de la energía embalsada al 1 de abril, durante los últimos 20 años.

Para las unidades generadoras renovables no convencionales con fuente primaria distinta a la hidráulica, su potencia inicial se determina en base a la información estadística del insumo primario que aporta cada participante, y se considera el peor escenario de disponibilidad media anual del insumo principal de los 5 años anteriores, es decir, el menor factor de planta anual. En este punto, se debe agregar que la “Norma técnica de transferencias de potencia entre empresas generadoras”, en su artículo 9-3, menciona que la potencia inicial de centrales solares fotovoltaicas y eólicas se les calcula como el valor resultante de multiplicar su potencia máxima por el mínimo de los siguientes valores:

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

Para las unidades que tengan estadísticas de estados deteriorados, su potencia inicial se determina como el mínimo valor entre la potencia inicial calculada y la potencia equivalente que corresponde al promedio ponderado de estados deteriorados y estados disponibles. Y para las unidades en Estado de Reserva estratégica, la potencia equivalente, corresponde al menor valor entre el 60% de su potencia máxima y el valor de potencia equivalente determinado en el último proceso de cálculo.

Luego, en relación con la potencia de suficiencia preliminar, para su determinación, se reduce el valor de la potencia inicial en un factor proporcional a los consumos propios de cada unidad generadora. El valor resultante, a su vez, es reducido en un factor proporcional al periodo de mantenimiento mayor, proyectado o realizado en cada unidad generadora. Finalmente, para obtener la potencia de suficiencia preliminar, se debe reducir el valor obtenido por el factor del índice de indisponibilidad forzada de cada central, la cual se calcula en base al tiempo que la unidad estuvo en operación y el tiempo en que estuvo indisponible, para una ventana móvil de 5 años consecutivos.

La indisponibilidad forzada se determina en base al siguiente cálculo:

$$IFOR = \frac{T_{off}}{T_{on} + T_{off}} \quad (2.1)$$

Donde:

- IFOR: Indisponibilidad forzada.
- Toff: Tiempo medio acumulado donde la unidad estuvo indisponible. Considerando el tiempo acumulado en periodos de mantenimiento que exceden el periodo definido.
- Ton: Tiempo medio acumulado donde la unidad estuvo en operación.

A partir del valor de potencia de suficiencia preliminar, se obtiene el valor de potencia de suficiencia definitiva, escalando el valor anterior por un factor único, de manera que la suma de la potencia de suficiencia definitiva de las unidades generadoras de cada sistema o subsistema sea igual a la demanda de punta dentro del sistema o subsistema. Luego, se verifica que la potencia de suficiencia definitiva pueda transitar por las instalaciones de transmisión, en caso contrario, esta se reduce hasta que pueda transitar por la instalación congestionada y se aumenta la potencia de suficiencia de manera proporcional a las restantes unidades generadoras.

Cabe señalar que en los inicios del modelo marginalista en Chile, el cálculo de la potencia firme o potencia de suficiencia, se hacía considerando la potencia firme que el conjunto de centrales podía garantizar en las horas de punta, con una probabilidad mínima de 0,95 como señala el decreto 6 del Ministerio de minería de 1985. Luego, la potencia firme preliminar de cada unidad, era igual al valor en que disminuía el total de potencia firme al retirar la unidad.

A continuación, se obtenía el residuo total, es decir, la diferencia entre la suma de potencias firmes preliminares calculadas y el valor de potencia firme que se garantiza con probabilidad de 0,95 en las horas de punta. Finalmente, la potencia firme de cada unidad se obtenía restándole, a su potencia firme preliminar, un residuo igual a la prorrata del residuo total de acuerdo con su potencia instalada y su potencia media, donde la potencia media era la potencia instalada multiplicada por la disponibilidad media en horas de punta.

De esta manera, la forma de cálculo de la potencia firme reconocía el aporte de la central en concreto en las horas de punta y se contaba con un criterio de confiabilidad para esta remuneración, al considerar una probabilidad de excedencia de 0,95 dentro del cálculo del aporte de la central. En la actualidad, se pierde este criterio ya que el cálculo se hace considerando todas las horas del año, lo cual no aborda de manera directa las horas de mayor necesidad de capacidad en el sistema.

Por otra parte, volviendo al reglamento actual, a continuación del cálculo de potencia de suficiencia definitiva se indica el cálculo del margen de reserva teórico (MRT), que se utiliza en las respectivas fijaciones de precios de nudo de corto plazo. Este parámetro se encuentra definido conceptualmente en la “Ley general de servicios eléctricos” y de forma matemática en el presente reglamento.

Para su cálculo, se requiere conocer el margen de potencia de cada sistema o subsistema, el cual es proporcionado por el Coordinador según este reglamento. Se establece que si el margen de potencia es mayor a 1,25, el MRT será igual a un 10 %, y si el margen de potencia es menor o igual a 1,25, entonces el MRT será determinado según la siguiente expresión:

$$MRT = 15 \% - \left[\frac{\text{Margen de Potencia} - 1}{0,05} \right] \% \quad (2.2)$$

En el Título V, se señala que el Coordinador debe llevar un registro de los retiros de potencia promedio horaria de cada uno de los clientes de los participantes del balance de potencia. A partir de este registro, el retiro de potencia que se asigna horariamente a cada participante del balance de potencia, debe ser igual a la demanda de punta equivalente de cada cliente multiplicada por un factor único que iguale la suma de las demandas de punta equivalentes de todos los clientes, a la demanda de punta del sistema o subsistema. Para esto, la demanda de punta equivalente de cada cliente corresponde al promedio de los 52 registros físicos máximos observados durante el período de control de punta, que se establece en el Decreto que fija los precios de nudo de corto plazo.

A partir de la potencia de suficiencia definitiva o inyecciones, y los retiros de potencia, el Coordinador debe establecer un balance físico entre inyecciones y retiros de todos los participantes del balance de potencia. Inyecciones y retiros que se valorizan al precio de nudo de corto plazo de la potencia en cada barra de transferencia.

En la actualidad, se encuentra en discusión un nuevo “Reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras”. Este no es considerado vigente aún en la normativa, además de estar sujeto a cambios, por lo cual, en este trabajo, no se considera parte del mecanismo de capacidad del SEN. De todas formas, a continuación, se mencionan las principales diferencias que presenta respecto al “Reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras” vigente.

Una de las primeras diferencias respecto al reglamento vigente, es la forma de cálculo del índice de indisponibilidad forzada, el cual, en el nuevo reglamento, se calcula de la siguiente forma:

$$IFOR = \frac{T_{FA}}{T_{FA} + T_{DI} + T_{DE}} \quad (2.3)$$

Donde:

- IFOR: Indisponibilidad forzada.
- T_{FA} : Tiempo acumulado en que la Unidad Generadora se encuentra en Estado de Falla, para una ventana móvil de 5 años.
- T_{DI} : Tiempo acumulado en que la Unidad Generadora se encuentra en Estado Disponible, para una ventana móvil de 5 años.
- T_{DE} : Tiempo acumulado en que la Unidad Generadora se encuentra en Estado Deteriorado, para una ventana móvil de 5 años, exceptuando los periodos cuando se encuentre

en Estado de Reserva Estratégica.

De esta forma, se cambia el numerador de este índice pasando de “Tiempo medio acumulado donde la unidad estuvo indisponible. Considerando el tiempo acumulado en periodos de mantenimiento que exceden el periodo definido”, al tiempo acumulado en Estado de Falla, que hace referencia al tiempo fuera de servicio por desconexión programada o forzada; falla de las instalaciones que la conectan al sistema de transmisión o distribución; falla de instalaciones dedicadas al abastecimiento del insumo principal y alternativo; o falla de las instalaciones hidráulicas si corresponde. Además, se incluyen los periodos de mantenimiento que exceden el periodo definido. Por lo cual, esta última definición amplía el índice de indisponibilidad forzada respecto a la definición anterior.

El siguiente punto que supone una diferencia respecto al reglamento actual, es la incorporación de una métrica de suficiencia y de un objetivo de suficiencia definido por la CNE. Se menciona que a cada unidad generadora se le determinará una potencia ELCC, es decir, se usará la métrica de capacidad efectiva de suministro de demanda (esta se encuentra definida en el anexo A.2.2). Con esto, se obtiene el valor de potencia inicial de cada unidad.

Luego, este valor de potencia inicial es disminuido en relación con la menor disponibilidad media anual de su insumo principal, para los últimos 5 años anteriores. Mientras que para unidades que cuentan con insumo principal y alternativo, se les toma en consideración la disponibilidad de ambos insumos.

A continuación, a cada unidad generadora se le determina una potencia equivalente de la misma forma que en el reglamento actual.

Se menciona que a cada subsistema se le determina el conjunto suficiente de unidades generadoras para cumplir el objetivo de suficiencia. Para esto, se ordenan las unidades del subsistema desde la de menor costo variable promedio a la de mayor, y se suman sus potencias ELCC hasta cumplir el objetivo de suficiencia. Luego, el costo variable promedio de referencia será el mayor entre la unidad generadora utilizada en el informe técnico de precios de nudo de corto plazo y la unidad de punta obtenida con la metodología anteriormente descrita.

A cada unidad generadora se le calcula una potencia preliminar de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\text{Potencia preliminar} = \text{Potencia inicial} \cdot \frac{\text{Potencia equivalente}}{\text{Potencia máxima}} \cdot (1 - FCP) \cdot (1 - FMM) \cdot FE \quad (2.4)$$

Donde:

- *FCP*: Factor de consumos propios de la unidad generadora, obtenido a partir de lo dispuesto en el artículo 58.-del presente reglamento.
- *FMM*: Factor de mantenimiento mayor de la unidad generadora, obtenido a partir de lo dispuesto en el artículo 59.-del presente reglamento.
- *FE*: Factor de eficiencia de la unidad generadora, obtenido a partir de lo dispuesto en el artículo 60.-del presente reglamento.

Finalmente, se menciona que la potencia de suficiencia definitiva, corresponde a la potencia preliminar escalada por un factor único de manera que la suma de la potencia de suficiencia de las unidades del subsistema sea igual a la demanda de punta. Lo cual es igual a lo estipulado en el reglamento actual y que presumiblemente sera reemplazado para incorporar el objetivo de suficiencia en futuras modificaciones.

En cuanto al margen de reserva teórico, este también se ve modificado y pasa a ser obtenido en base al margen de potencia del subsistema. Si el margen de potencia es menor a 1, entonces el MRT se obtiene con la siguiente expresión:

$$MRT = 0,35 - 0,2 \cdot (\text{Margen de potencia}) \quad (2.5)$$

En caso de que el margen de potencia sea mayor a 1 y menor o igual a 1,2; entonces el MRT se obtiene con la siguiente expresión:

$$MRT = 0,9 - 0,75 \cdot (\text{Margen de potencia}) \quad (2.6)$$

Y en caso de que el margen de potencia sea mayor a 1,2; entonces el MRT será igual a 0.

De esta manera, si se aplica esta metodología, en la actualidad el MRT pasaría a ser 0 en los subsistemas del SEN.

2.1.2.4. Fijación de precios de nudo

2.1.2.4.1. Reglamento para la fijación de precios de nudo

En este reglamento, se define como se deben determinar los precios de nudo de energía y potencia, de corto y largo plazo, además de los precios de nudo promedio. Siendo los precios de nudo de corto plazo de potencia los que se utilizan para valorizar los balances de potencia entre empresas participantes. Los precios de nudo de largo plazo son aquellos que paga una empresa concesionaria de distribución a su suministrador. Y los precios de nudo promedio son aquellos que la empresa concesionaria de distribución le traspa a sus clientes finales sometidos a regulación de precios.

Para la determinación del precio de nudo de corto plazo de potencia, que es el más importante para este trabajo, se establece que se debe realizar un estudio de costos de unidades de punta, para de esta forma obtener el costo marginal de incrementar la capacidad instalada con estas unidades, lo que es igual al precio básico de la potencia de punta, que considera el porcentaje del margen de reserva teórico.

De esta forma, se determina el precio de nudo de la potencia de punta en cada subestación troncal. Esto se hace multiplicando el precio básico de la potencia de punta por factores de penalización de potencia que corresponden a cada subestación. Factores de penalización que son determinados por la CNE considerando la operación esperada en los bloques de mayor demanda.

El precio de nudo de largo plazo, es el que se utiliza para pagar los suministros por parte de las empresas de distribución. En el caso del precio de nudo de largo plazo de potencia, se

considera igual al precio de nudo de corto plazo de potencia. Tomando en cuenta las indexaciones correspondientes.

2.1.2.4.2. Plazos, requisitos y condiciones para la fijación de precios de nudo de corto plazo

Los requisitos para la fijación de precios de nudo de corto plazo se establecen en la Resolución 641. En ella se determina que estos precios sean fijados semestralmente, con un informe técnico previo de la CNE. Entrando en vigencia el 1° de abril y 1° de octubre de cada año.

Se establece que para la elaboración de los informes técnicos de fijación de precios de nudo de corto plazo, el Coordinador debe suministrar a la CNE una serie de datos en relación a las centrales generadoras, como sus costos variables, disponibilidad de combustibles, niveles de agua en caso de centrales hidráulicas y perfiles horarios de generación históricos, entre otros.

2.1.2.4.3. Informe técnico de fijación de precios de nudo de corto plazo

En el Informe técnico de fijación de precios de nudo de corto plazo, se presentan en primer lugar los antecedentes y factores que serán utilizados en la determinación de los precios de energía, los cuales escapan al foco de este trabajo.

En cuanto al precio básico de la potencia de punta, este se calcula en base al menor costo de las unidades generadoras para suministrar potencia de punta en las horas de demanda máxima. Los valores de la unidad de punta son obtenidos del estudio “Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la Unidad de Punta del SEN y de los SSMM”.

Por su parte, como indica el “Reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras”, los costos de la unidad de punta se deben incrementar en el Margen de reserva teórico (MRT) para cada subsistema centro-norte y sur. En el Informe técnico de Enero de 2021 indica que el margen de potencia es de 1,69 en el subsistema centro-norte y de 1,47 en el subsistema sur, por lo que el MRT en ambos casos según la ecuación vista en el “Reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras” es de un 10 %.

La fórmula para el cálculo del precio básico de la potencia es la siguiente:

$$P_{bpot}[US\$/kW/mes] = \{(C_{TG} \cdot FRC_{TG} + C_{SE} \cdot FRC_{SE} + C_{LT} \cdot FRC_{LT}) \cdot CF + C_{fijo}\} \cdot (1 + MRT) \cdot (1 + FP) \quad (2.7)$$

De esta manera, en el último Informe técnico los precios básicos de potencia para cada subsistema son los de las figuras 2.1 y 2.2, en donde se consideran unidades diésel de 70 MW para las subestaciones Nogales 220 KV y Puerto Montt 220 KV.

Precio Básico de la Potencia, Nogales 220 kV, unidad diésel 70 [MW]		
C_{TG} [US\$/kW]	570,72	Costo unitario de inversión de la unidad generadora del proyecto.
FRC_{TG}	0,008785	Factor de recuperación de capital de la unidad generadora, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 25 años.
C_{SE} [US\$/kW]	69,946	Costo unitario de la subestación eléctrica del proyecto.
FRC_{SE}	0,008459	Factor de recuperación de capital de la subestación eléctrica, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 30 años.
C_{LT} [US\$/kW]	13,713	Costo unitario de la línea de transmisión que conecta la subestación del proyecto al Sistema de Transmisión Nacional.
FRC_{LT}	0,009366	Factor de recuperación de capital de la línea de transmisión, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 20 años.
CF	1,048809	Costo financiero.
C_{fijo} [US\$/kW]	1,205	Costo fijo de operación y mantenimiento.
$1 + MRT$	1,1	Incremento por Margen de Reserva Teórico.
$1 + FP$	1,0047	Incremento por factor de pérdidas.
P_{bpot} [US\$/kW/mes]	7,9781	Precio Básico de la Potencia.

Figura 2.1: Factores para el cálculo del Precio básico de la potencia en el subsistema centro-norte.

Precio Básico de la Potencia, Puerto Montt 220 kV, unidad diésel 70 [MW]		
C_{TG} [US\$/kW]	544,28	Costo unitario de inversión de la unidad generadora del proyecto.
FRC_{TG}	0,008785	Factor de recuperación de capital de la unidad generadora, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 25 años.
C_{SE} [US\$/kW]	63,300	Costo unitario de la subestación eléctrica del proyecto.
FRC_{SE}	0,008459	Factor de recuperación de capital de la subestación eléctrica, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 30 años.
C_{LT} [US\$/kW]	8,444	Costo unitario de la línea de transmisión que conecta la subestación del proyecto al Sistema de Transmisión Nacional.
FRC_{LT}	0,009366	Factor de recuperación de capital de la línea de transmisión, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 20 años.
CF	1,048809	Costo financiero.
C_{fijo} [US\$/kW]	1,007	Costo fijo de operación y mantenimiento.
$1 + MRT$	1,1	Incremento por Margen de Reserva Teórico.
$1 + FP$	1,0043	Incremento por factor de pérdidas.
P_{bpot} [US\$/kW/mes]	7,3646	Precio Básico de la Potencia.

Figura 2.2: Factores para el cálculo del precio básico de la potencia en el subsistema sur.

Con el precio básico de la potencia en cada subsistema, luego se obtiene el precio de nudo de la potencia para cada subestación del Sistema de transmisión Nacional multiplicando por factores de penalización correspondientes a cada subestación que incorporan las exigencias de calidad de servicio.

A continuación, en el Informe se señalan las obtenciones de los precios de nudo de la potencia, las indexaciones de precio correspondientes, además de la determinación de la banda de precios de mercado que solo afecta al precio de energía y no de potencia. También, se explicitan los cargos por energía reactiva y los costos de racionamiento. Estos últimos obtenidos del estudio “Costo de Falla de Corta y Larga duración SIC, SING, y SSMM”. Estos puntos finales escapan al foco del trabajo.

Para obtener los costos utilizados en el cálculo del precio básico de la potencia, se desarrolla un estudio que es encargado a consultoras externas para determinar estos factores.

2.1.2.4.4. Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta del SEN y de los SSMM

Este estudio se realiza a más tardar cada 4 años por parte de la CNE o siendo contratado a un tercero, para determinar los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta en los distintos subsistemas.

El estudio considera diferentes alternativas de tecnologías, ubicación, tamaño de la unidad, infraestructura existente y conexión al sistema eléctrico, entre otros aspectos.

El estudio elaborado en 2021 [3] considera, en una primera parte, un análisis crítico del impacto de las definiciones de subsistemas de potencia y subestación básica de potencia, en donde revisa la evolución de las inversiones en generación, su desempeño en los últimos años y las implicancias que tiene la definición de subsistemas de potencia.

Continúa el estudio analizando las distintas alternativas tecnológicas de generación para suministrar la potencia de punta, en donde, tomando ciertos criterios, se determina que las alternativas a considerar para el SEN son las siguientes:

- Turbinas a Gas en ciclo simple o abierto: tamaños de 70 [MW], 150 [MW] y 300 [MW].
- Central Fotovoltaica + BESS (4hr): tamaños de 70 [MW] y 150 [MW].
- Parque Eólico + BESS (4hr): tamaños de 70 [MW] y 150 [MW].

A continuación, el estudio analiza las subestaciones necesarias según la ubicación, los diseños de los proyectos de cada tipo de unidad, los ítems que se deben incluir en los proyectos. También, se revisan las emisiones y dispositivos de mitigación de contaminación ambiental, el cumplimiento de la norma técnica de seguridad y calidad de servicio.

Luego, se continúa revisando la evolución de los costos de inversión que tendrían las tecnologías, los estudios eléctricos para la conexión de la unidad de punta y los costos que esto significa. En el capítulo 15, se determinan todos los costos de inversión y costos fijos de operación de las unidades de punta, a partir de ellos, se determina cómo varían, de acuerdo a las distintas localizaciones, y se obtiene un resumen de los costos de las unidades en distintas localizaciones.

También, se analizan los mayores costos por incorporar requerimientos de flexibilidad, los cuales no se consideran para el cálculo de los costos fijos de operación. Por otra parte, se muestra lo que es la estructura del precio básico de la potencia y los factores de pérdidas para trasladar los precios a las distintas barras del sistema.

En el capítulo 20, se determinan las fórmulas para indexar el costo de las unidades de punta y, luego, en los capítulos 21, 22 y 23, se presentan las herramientas de seguimiento de los distintos costos implicados en este cálculo.

En los últimos capítulos, se analiza el tamaño de la unidad de punta adecuado para los subsistemas donde se estima un tamaño adecuado de entre 100-150 [MW] para el sistema global y subsistema norte, mientras que para el subsistema sur el tamaño adecuado sería de 70 [MW]. También se realiza una crítica al margen de reserva teórico actual y se elabora una propuesta para determinar de diferente manera el margen de reserva teórico, llegando a una cifra entre 7 % y 8,18 % dependiendo del tamaño de la unidad de punta. Finalmente, el estudio analiza los distintos ingresos adicionales a la potencia que podrían tener las distintas tecnologías junto a estimaciones de los ingresos en general que requiere cada tipo de central para financiarse.

2.2. Desempeño del mercado eléctrico

Considerando las características propias del mercado eléctrico en Chile, revisadas en este capítulo, a continuación, se dará paso a examinar cómo ha sido su desempeño en diversos aspectos técnico-económicos, poniendo especial atención a los últimos años.

2.2.1. Capacidad Instalada

El crecimiento que ha experimentado la capacidad instalada junto con la demanda en los últimos años, queda reflejado en el gráfico de la figura 2.3.

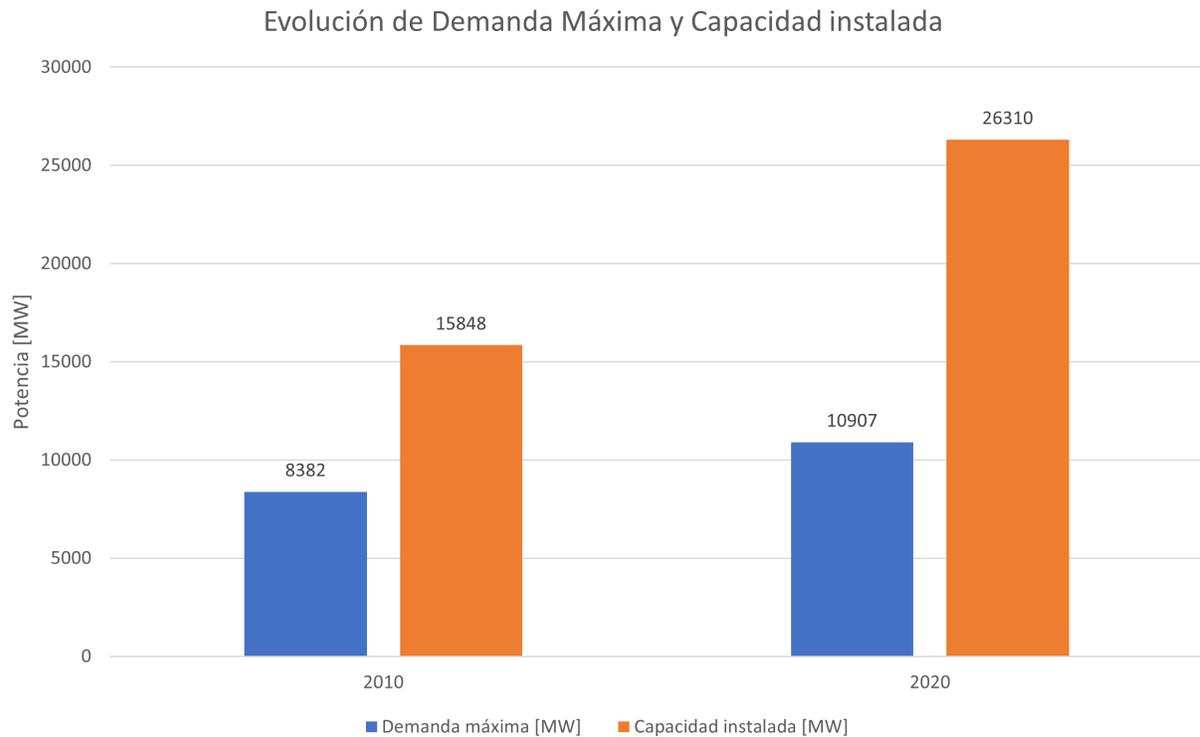


Figura 2.3: Crecimiento de la Demanda máxima y de la Capacidad instalada en el SEN, entre los años 2010 (considera SIC y SING) y 2020 [4] [5].

En la figura 2.3, podemos ver que mientras que la demanda máxima crece 2.525 [MW], la capacidad instalada lo hace en 10.462 [MW]. Esta última una cifra bastante mayor producto principalmente de grandes inversiones en generación fotovoltaica y eólica.

Si a partir de la capacidad instalada y la demanda máxima de cada año obtenemos el cociente, entonces se obtienen los valores de la tabla 2.1 para cada año:

Tabla 2.1: Razón de capacidad instalada a demanda máxima en el SEN en los años 2010 y 2020.

Año	Capacidad Instalada/Demanda Máxima
2010	1,89
2020	2,41

De la tabla 2.1, queda patente que, debido al gran aumento de esta proporción, la capacidad instalada de generación ha crecido a un ritmo mucho mayor a la demanda máxima en los últimos años, llegando ya a duplicar a esta última por un amplio margen.

Siguiendo con esta revisión, nos fijamos ahora en la relación entre la potencia inicial (que considera la indisponibilidad del insumo principal) y la demanda de punta del sistema. Relación que se conoce como “Margen de potencia”.

En la figura 2.4, se muestra el cálculo del margen de potencia del SEN, considerando sus dos subsistemas (Centro-Norte y Sur), junto a sus potencia inicial y demanda de punta.

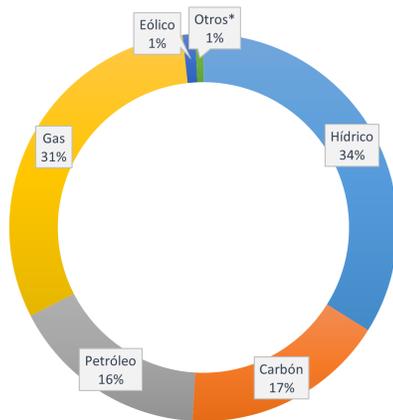
Subsistemas SEN	Subsistema 1	Subsistema 2	Total
	Paricanota - Cautín	Ciruelos - Chiloé	
ΣP_{ini} [MW]	16,316	680	16,997
Dda Punta [MW]	10,022	567	10,588
Margen de Potencia	1.63	1.20	1.61

Figura 2.4: Cálculo de margen de potencia del SEN en el año 2019 [3].

Vemos en la figura 2.4, que existe un gran margen de potencia en el SEN en el año 2019, que alcanza un 61 % por sobre la demanda de punta.

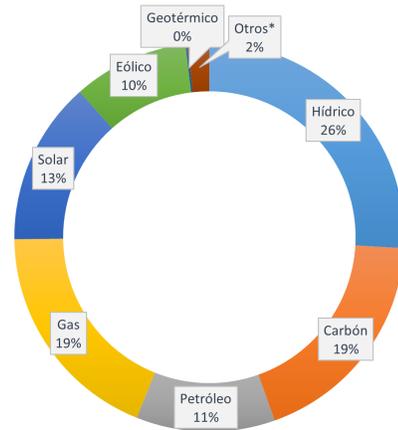
A continuación, se observa cómo se ha diversificado la capacidad instalada en el SEN, pasando de una matriz hidrotérmica, principalmente en el 2010, a una matriz con una importante componente renovable en el 2020, como vemos en la figura 2.5.

Porcentaje de capacidad instalada por tecnología de generación año 2010 SIC y SING



a

Porcentaje de capacidad instalada por tecnología de generación año 2020 SEN



b

Figura 2.5: a) Matriz de generación eléctrica en el año 2010 (SIC y SING) y b) Matriz de generación eléctrica en el año 2020 (SEN) [5].

Principalmente, en la figura 2.5, notamos cómo la suma de capacidad solar y eólica a pasado de un 1 % en el año 2010 a un 23 % en el 2020. Por otra parte, se observa como disminuye la participación de capacidad de gas, petróleo e hídrica. Y, particularmente, se observa un leve aumento de capacidad de generación a carbón.

A continuación, en la figuras 2.6, 2.7, 2.8 y 2.9, se muestra cómo se han desarrollado las inversiones en nueva capacidad de generación en cada uno de los subsistemas que actualmente

conforman al SEN.

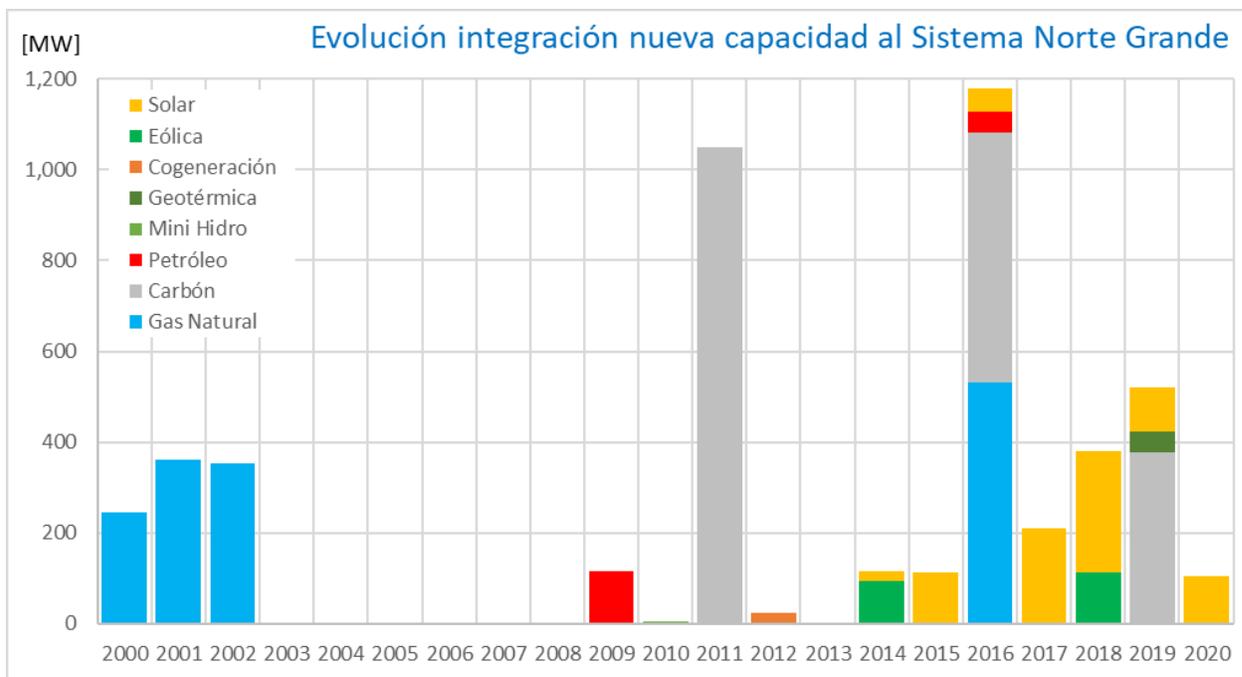


Figura 2.6: Evolución de integración de nueva capacidad de generación en el SING desde el año 2000 al 2020 [3].

Se observa en la figura 2.6, que en los últimos años se ha integrado un gran porcentaje de generación a carbón y en menor medida solar, en el sistema del Norte Grande. La integración de generación a carbón se produjo por el término del suministro de gas desde Argentina en el año 2007, lo cual obligó a los generadores a invertir en esta tecnología para cubrir las ampliaciones mineras de la zona.

Respecto a la incorporación de generación solar y eólica en este sistema, se espera que aumente aún más en los siguientes años con la construcción de la línea HVDC Kimal-Lo Aguirre, la que permitirá transportar grandes bloques de energía desde el norte grande a la zona central del país.

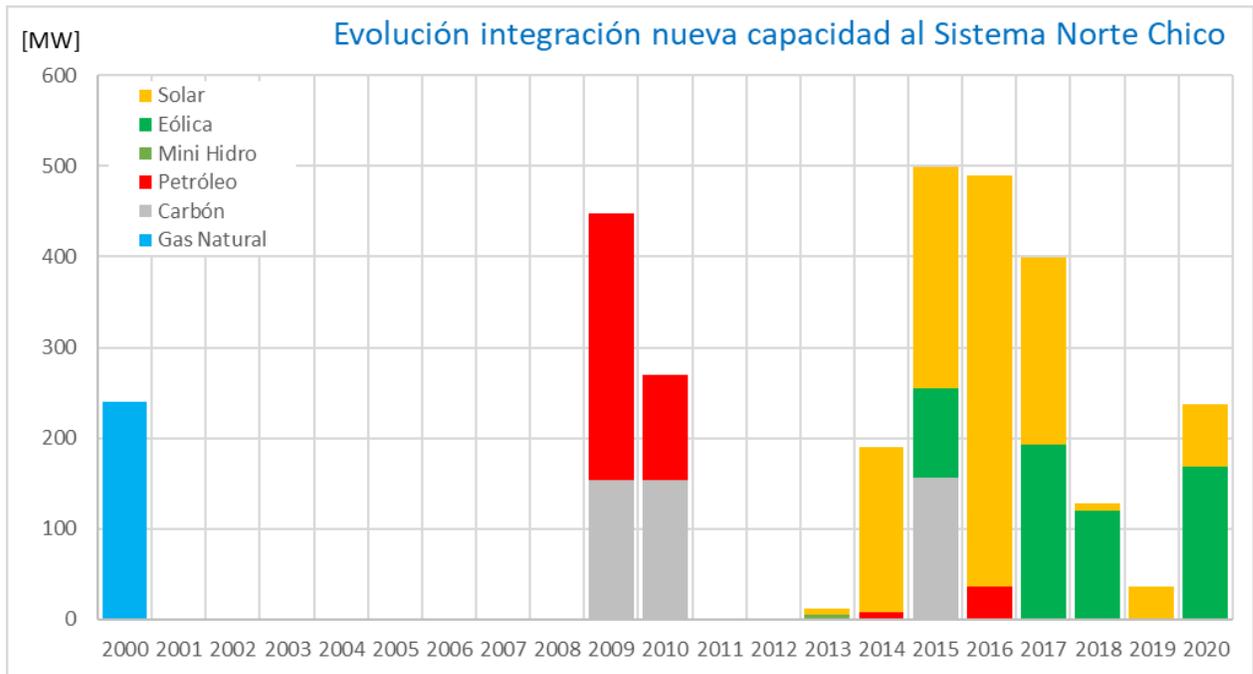


Figura 2.7: Evolución de integración de nueva capacidad de generación en el Sistema del Norte Chico desde el año 2000 al 2020 [3].

En la figura 2.7, se observa que en el sistema del norte chico se ha invertido bastante en los años 2009 a 2010 en generación a petróleo, la cual corresponde principalmente a motores de pequeño tamaño (17 a 23 MW) tales como TG Cardones, Termopacífico y Andes Generación.

Por otra parte, se observan importantes inversiones en generación solar y eólica, las cuales debido a la falta de capacidad de transmisión han provocado largos periodos de costo marginal de energía cero en la zona, así como limitaciones en la generación.

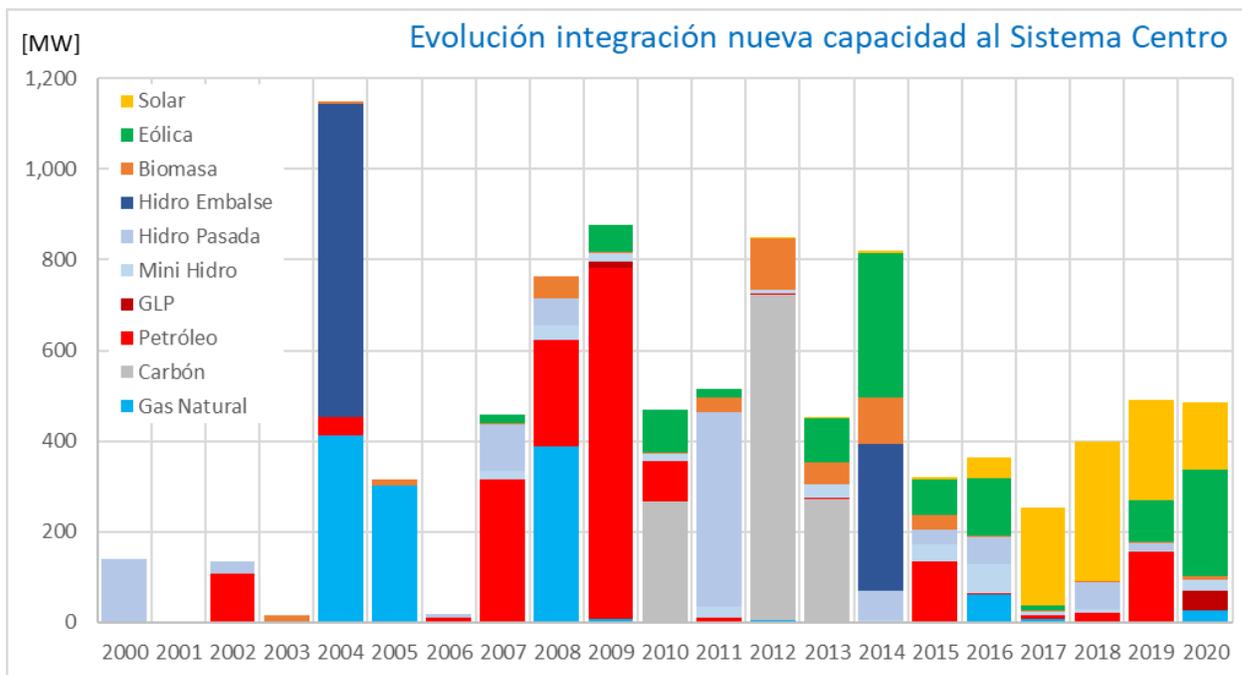


Figura 2.8: Evolución de integración de nueva capacidad de generación en el Sistema Centro desde el año 2000 al 2020 [3].

En la figura 2.8, vemos que las inversiones en centrales a carbón, petróleo e hídricas, al igual que en el sistema del norte grande, responden a la falta de suministro de gas en esos años. En los últimos años se observa una mayor entrada de generación solar y eólica.

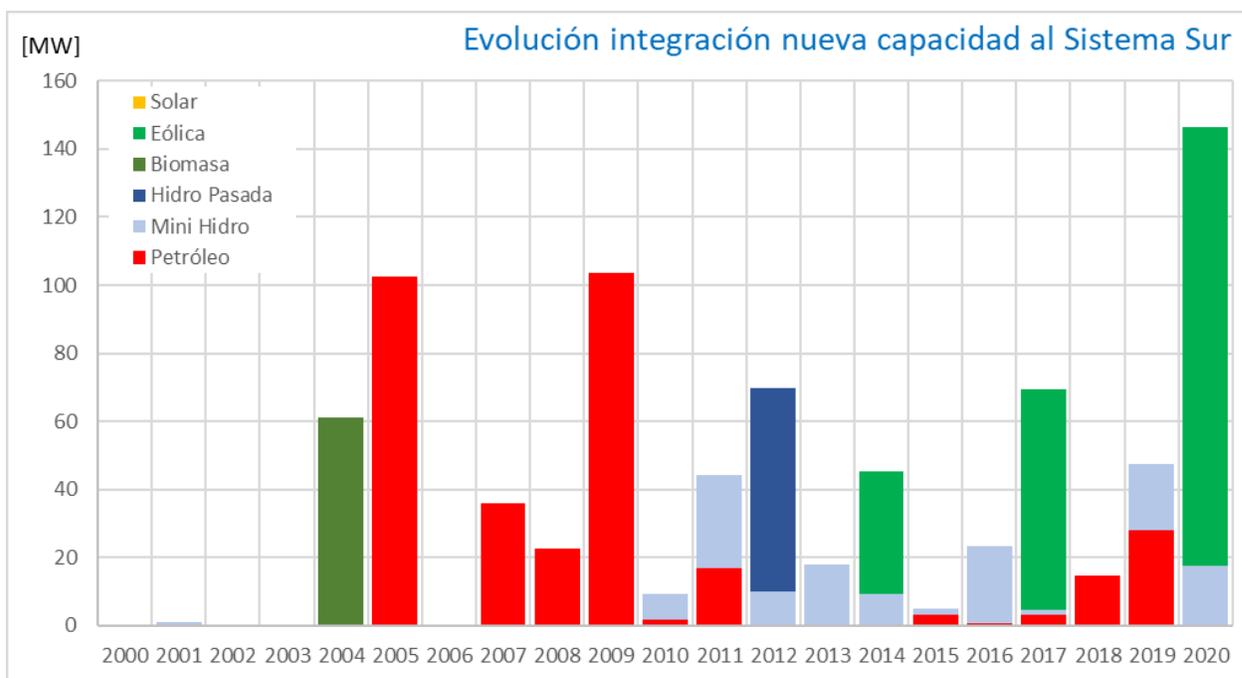


Figura 2.9: Evolución de integración de nueva capacidad de generación en el Sistema Sur desde el año 2000 al 2020 [3].

Por parte de las inversiones en el sistema sur, que vemos en la figura 2.9, y que es el de menor escala, observamos que igualmente se producen integraciones relevantes de generación a petróleo entre los años 2005 a 2011. A partir de entonces, se ven mayores inversiones en centrales hídricas y eólicas. Cabe mencionar que la operación de este sistema esta afectada por una baja capacidad de transmisión hacia la zona centro, lo cual le obliga a despachar unidades de alto costo variable cuando cae la generación renovable local.

Como se señala en el “Informe de costos de la unidad de punta” [3], se aprecia el aprovechamiento de un espacio de negocio para inversionistas de menor escala, que se basa en la captura de un precio de potencia, que se mantiene relativamente fijo en un rango de 7 – 8 dólares por kW al mes, con factores de reconocimiento que bordean 60% para unidades térmicas. Así, se tiene a la fecha del orden de 2.400 MW en pequeñas centrales (motores diésel y turbinas menores a 60 MW) ubicadas a lo largo del sistema de transmisión, generalmente cercanas o dentro de redes de distribución que, en cierta medida, cumplen un papel de unidades de respaldo. Dado sus altos costos variables de producción, estas unidades tienen una probabilidad muy baja de ser convocadas al despacho y, ciertamente, así lo muestran las estadísticas de generación.

2.2.2. Demandas máximas y Potencia de Suficiencia por tecnología

2.2.2.1. Demandas máximas

A continuación, en las figuras 2.10 y 2.11, se muestra la participación de cada tecnología de generación dentro de las horas de demanda máxima del año, es decir, considerando todas las horas del año.

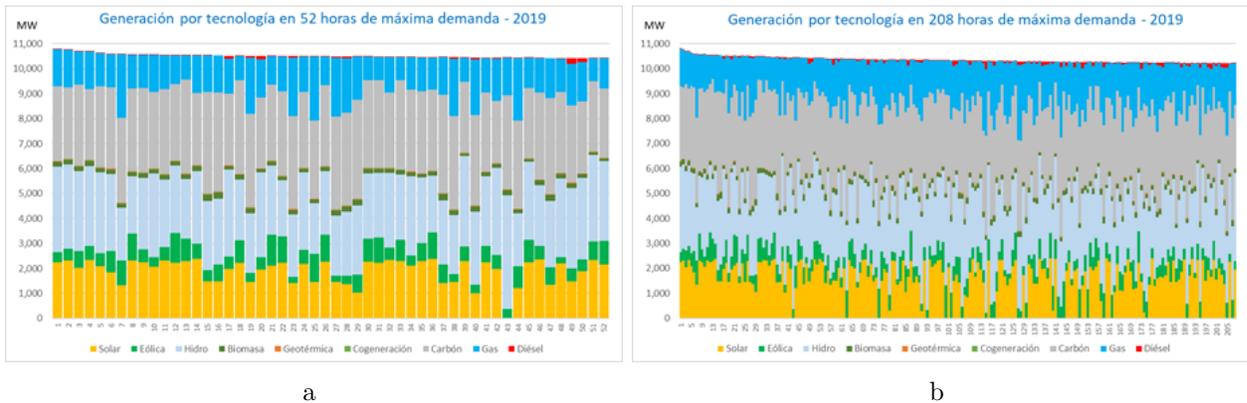


Figura 2.10: a) Generación por tecnologías en 52 horas de demanda máxima en el SEN, año 2019 y b) Generación por tecnologías en 208 horas de demanda máxima en el SEN, año 2019 [3].

Muestra	Solar	Eólica	Hidro	Biomasa	Geotérmica	Co-gener	Carbón	Gas	Diésel
52 horas	18.2%	6.3%	27.2%	1.6%	0.2%	0.1%	31.5%	14.4%	0.3%
104 horas	16.6%	6.0%	27.5%	1.7%	0.2%	0.1%	32.1%	15.4%	0.3%
156 horas	15.8%	6.0%	27.6%	1.7%	0.2%	0.1%	32.1%	16.0%	0.4%
208 horas	15.6%	5.9%	27.6%	1.7%	0.2%	0.1%	32.2%	16.2%	0.5%

Figura 2.11: Generación por tecnologías en horas de demanda máxima en el SEN, año 2019 [3].

Como se observa en las figuras 2.10 y 2.11, la participación promedio de cada tecnología es similar en las distintas muestras horarias, tanto si se consideran las 52 horas de demanda máxima como si se consideran las 208 horas de demanda máxima, solo con una leve baja en generación solar y un leve aumento en generación a gas al ampliar la muestra.

Se destaca la alta participación de generación a carbón e hídrica, además de la participación de generación solar y eólica que suman un 24,5% de despacho en las 52 horas de demanda máxima, en comparación con el 23% de capacidad instalada que suman en el año 2020, como se vió en la figura 2.5.

Y también se observa que el aporte de generación diésel es bastante bajo en estas horas de demanda máxima, considerando que es una tecnología de punta.

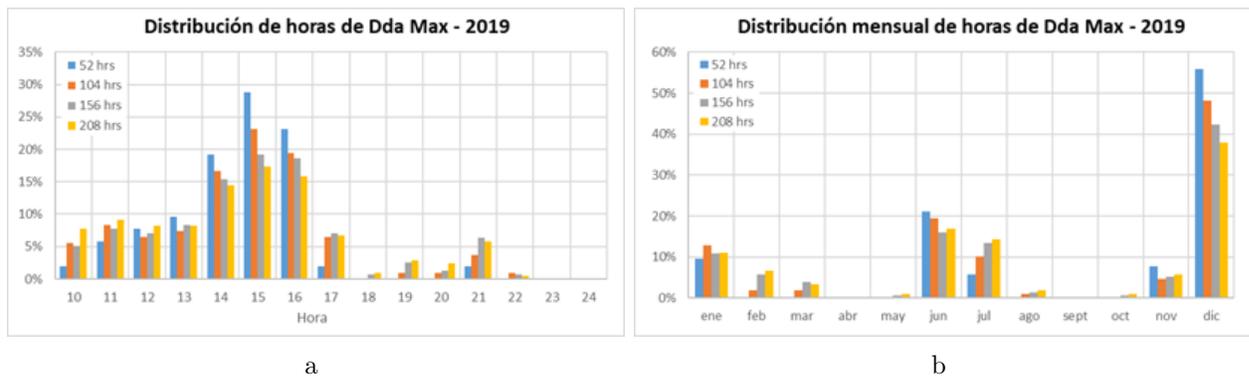


Figura 2.12: a) Distribución de horas de demanda máxima en el SEN, año 2019 y b) Distribución de meses de demanda máxima en el SEN, año 2019 [3].

Cabe mencionar que las horas en la figura 2.12 a), están aproximadas a su valor superior, de esta forma por ejemplo las demandas entre las 12:00 y 12:59 hrs, se encuentran representadas en la hora 13.

De la figura 2.12, notamos que las horas de demanda máxima están principalmente entre las 10 y las 17 hrs con algunas pocas que se encuentran entre las 18 y 22 hrs.

En cuanto a los meses de horas de demanda máxima, el que concentra una mayor cantidad es diciembre, seguido por junio, julio y enero. De esta forma, vemos que las demandas máximas en su mayoría se dan fuera del horario de control de punta que se ve a continuación.

2.2.2.2. Demandas máximas en horas de control de punta

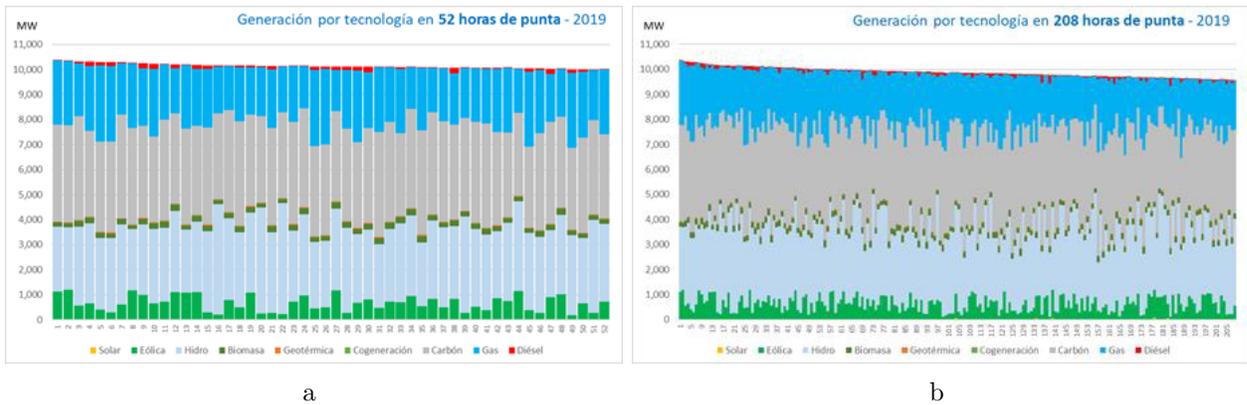


Figura 2.13: a) Generación por tecnologías en 52 horas de demanda máxima en periodo de control de punta en el SEN, año 2019 y b) Generación por tecnologías en 208 horas de demanda máxima en periodo de control de punta en el SEN, año 2019 [3].

Muestra	Solar	Eólica	Hidro	Biomasa	Geotérmica	ogeneración	Carbón	Gas	Diésel
52 horas	0.01%	6.6%	30.4%	2.1%	0.2%	0.2%	37.0%	22.7%	0.8%
104 horas	0.02%	6.4%	30.8%	2.1%	0.2%	0.2%	37.4%	22.3%	0.7%
156 horas	0.02%	6.4%	30.9%	2.1%	0.2%	0.2%	37.6%	22.0%	0.6%
208 horas	0.03%	6.4%	31.1%	2.1%	0.2%	0.2%	37.7%	21.7%	0.6%

Figura 2.14: Generación por tecnologías en horas de demanda máxima del periodo de control de punta en el SEN, año 2019 [3].

Se observa en las figuras 2.13 y 2.14 que desaparece la generación solar en este horario de control de punta, que recordemos va entre las 18 y 22 hrs entre los meses de abril a septiembre. Generación que es reemplazada con un aumento en la generación a carbón, gas e hídrica. Y por otra parte aumenta de forma leve el aporte de generación diésel.

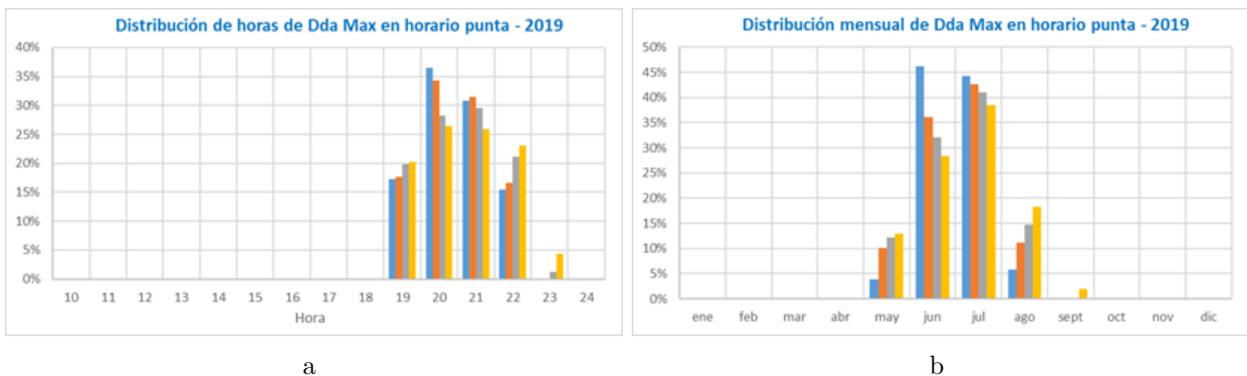


Figura 2.15: a) Distribución de horas de demanda máxima en periodo de control de punta en el SEN, año 2019 y b) Distribución de meses de demanda máxima en periodo de control de punta en el SEN, año 2019 [3].

Al igual que con la figura 2.12 a), en la figura 2.15 a) las horas están aproximadas a su valor superior, de esta forma las demandas máximas entre las 18:00 y 18:59 hrs, se muestran en la hora 19.

En la figura 2.15 vemos que las horas donde se concentran las mayores demandas en este horario son las 20 y 21 hrs, y entre los meses de junio y julio.

2.2.2.3. Potencia de suficiencia

A continuación, se presenta la figura 2.16, con el reconocimiento de Potencia de suficiencia que obtiene cada tecnología de generación en el SEN.

Centro Norte	Potencia [MW]			Sur	Potencia [MW]		
	Instalada	Inicial	Suficiencia		Instalada	Inicial	Suficiencia
Térmica	13,202	11,394	6,794	Térmica	373	289	176
Hidro	6,062	3,896	2,667	Hidro	439	382	241
Eólica	1,515	390	269	Eólica	101	10	6
Solar	2,714	637	435	Solar	0	0	0
Total	23,493	16,316	10,164	Total	913	680	424

Figura 2.16: Potencia instalada, Inicial y de Suficiencia por tecnología en cada subsistema del SEN, segundo semestre 2019 [3].

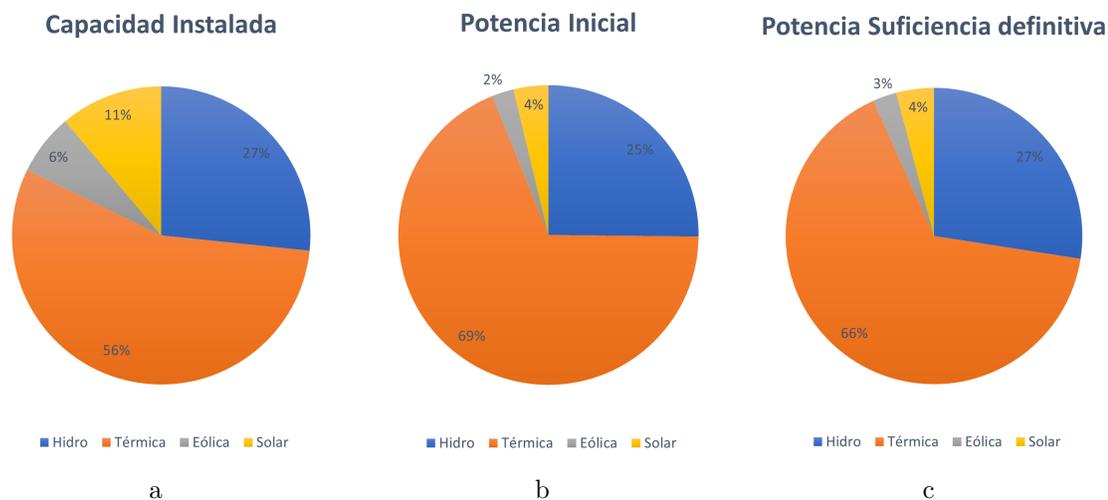


Figura 2.17: a) Capacidad instalada por tecnología, b) Potencia Inicial por tecnología y c) Potencia de suficiencia por tecnología, SEN año 2019 [3].

De las figuras 2.16 y 2.17, notamos como de la capacidad instalada de las tecnologías eólica y solar de un 17% se les reconoce aproximadamente un tercio como potencia inicial, para luego mantenerse prácticamente igual este porcentaje en la potencia de suficiencia definitiva, solo con un leve aumento para la eólica de un 1% del total.

Mientras que para las tecnologías térmicas que parten de una capacidad instalada de un 56 %, vemos como su reconocimiento de potencia inicial les favorece aumentando hasta un 69 %, y luego en la potencia de suficiencia definitiva disminuye este porcentaje hasta ser un 66 % del total.

Por otra parte, la tecnología hídrica, mantiene porcentajes similares de reconocimiento de potencia inicial y de suficiencia definitiva respecto a su capacidad instalada, por lo que prácticamente no tiene mayores cambios porcentuales, siendo su potencia de suficiencia definitiva un 27 % del total al igual que su capacidad instalada.

2.2.3. Margen de reserva teórico

En las figuras 2.18 y 2.19 se muestra la evolución que ha tenido el porcentaje de margen de reserva teórico desde el año 2004 en los sistemas centro y norte.

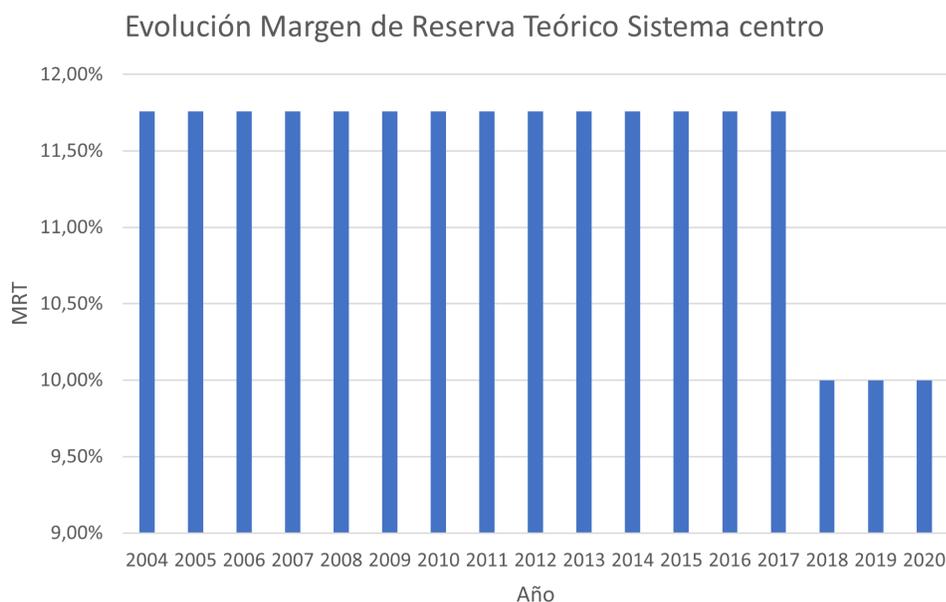


Figura 2.18: Evolución del margen de reserva teórico en el sistema centro que ha tenido distintos nombres (SIC, SIC centro, SEN SIC y SIC centro-sur).

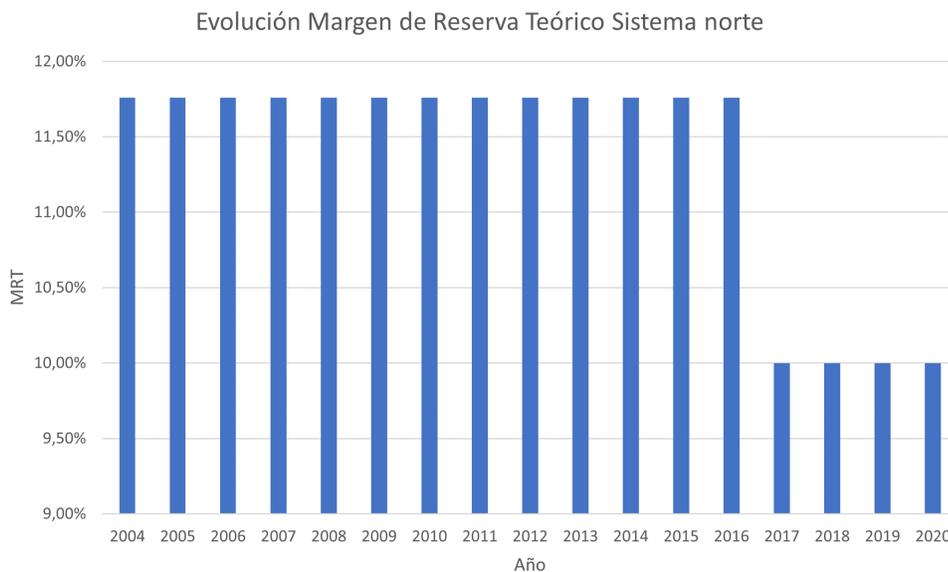


Figura 2.19: Evolución del margen de reserva teórico en el sistema norte que ha tenido distintos nombres (SING, SEN SING y SIC centro-norte).

De las figuras 2.18 y 2.19 se observa que el margen de reserva teórico se ha mantenido bastante constante en 11,76 % en ambos sistemas hasta el año 2017, donde disminuye un poco en el sistema norte y luego en el 2018 disminuye en el sistema centro hasta ubicarse en ambos en el mínimo que permite la normativa de un 10 %.

Esto muestra que en estos sistemas en esos años los márgenes de potencia han contado con una holgura amplia, ya que de no haber sido así se hubiese aumentado el margen de reserva teórico.

2.2.4. Precios de nudo de Potencia

Por otra parte, podemos ver como han evolucionado los precios básicos de la potencia, en las subestaciones básicas de potencia de los sistemas SIC y SING, como se muestra en la figura 2.20.

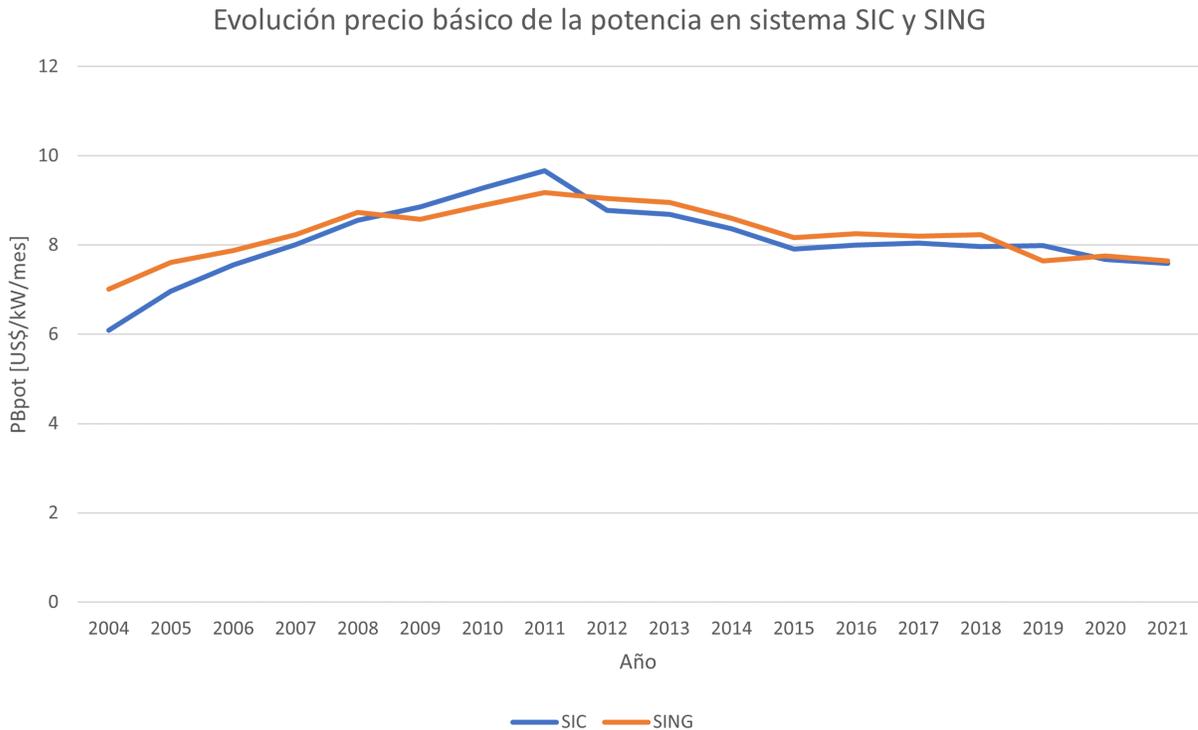


Figura 2.20: Evolución precio básico de la potencia en sistemas SIC centro-norte y SING (Desde 2017 precio SING se considera el precio de nudo en Crucero) [6].

De la figura 2.20, se aprecia como aumentan en general los precios básicos de la potencia hasta el año 2011, donde a partir de ese año comienzan a mantenerse en el nivel de los 9 [US\$/kW/mes] hasta el 2013, desde ahí disminuyen hasta los 8 [US\$/kW/mes] y se mantienen así hasta el 2021.

Cabe señalar que desde el 2004 al 2006, el tamaño de la unidad de punta para el sistema SIC era de 112,73 [MW], luego a partir del 2007 se baja a un tamaño de 70 [MW], lo cual contribuye a elevar los precios dado que se reducen las economías de escala para el cálculo.

Por otra parte, en el SING hasta el año 2008 se consideraba para el cálculo una unidad de 50 [MW], la cual pasó a ser de 70 [MW] en el año 2009, y que contribuye a moderar el aumento de precios, dado que al aumentar el tamaño de la unidad aumentan las economías de escala.

Un punto a considerar en esta evolución de precio básico de la potencia, es que los precios en la figura 2.20 se encuentran en valores nominales. Por lo tanto están influidos por la inflación propia de la moneda del dolar estadounidense. Tomando como referencia los US\$ 6 en el precio del SIC en el 2004, se calcula que estos son equivalentes a US\$ 7,13 de 2011 y a US\$ 8,47 del 2021 [7].

Por lo tanto, tomando en consideración la inflación, se puede decir que en el aumento de precios desde el 2004 a 2011 esta contribuye en aproximadamente US\$1,13. Y que si se compara en términos reales los precios entre el 2004 y 2021, este último es un poco menor,

ya que los precios de 2004 llevados a 2021 serían de alrededor de US\$8,5 y US\$9,9 para el SIC y SING respectivamente.

Entre otros factores que contribuyen a explicar el menor precio real que se tiene en 2021 en comparación al de 2004, uno de ellos son los distintos periodos de vida útil que se consideran para la central. En 2004 se consideraba una vida útil de 20 años, mientras en 2021 se considera una vida útil de 25 años, también se disminuye el margen de reserva teórico desde 11,76% a un 10% y el factor de pérdidas de transmisión baja de un 1% a un 0,47%.

Sin embargo, el factor más importante para explicar esta disminución real de precios es el precio de la turbina diésel: en 2004 tenía un precio de 434,1653 [US\$/kW], lo que en 2021 ajustado por inflación sería de 613 [US\$/kW] y que es bastante mayor al precio de la turbina que se usa en el cálculo de 2021 con un valor de 530,49 [US\$/kW], lo cual es de esperar dadas las mejoras en términos de eficiencia que experimentan las cadenas de producción y de abastecimiento en las economías a través de los años.

Capítulo 3

Mercados Eléctricos Internacionales

3.1. Mercados de solo energía

Uno de los esquemas generales de organización de los mercados eléctricos son los mercados de solo energía. En ellos se remunera a las centrales generadoras y demás recursos de suministro solo mediante sus ventas de energía. Estas ventas de energía pueden realizarse tanto en el mercado spot como por medio de contratos de suministro futuro, los cuales usualmente constituyen la mayor parte de las ventas de las empresas generadoras [8].

La principal característica de estos mercados, es que no remuneran de forma directa los recursos de capacidad que aportan suficiencia al sistema, sino que permiten que el valor de estos recursos se refleje en mayores precios de la energía en periodos de escasez, para de esta manera incentivar su construcción.

Estos mercados eléctricos de solo energía, a diferencia de los mecanismos de capacidad, no requieren que un ente centralizado (como puede ser el operador del sistema eléctrico) realice proyecciones de demanda u otros pronósticos, pues en los mercados de solo energía se asume que estas proyecciones de demanda las harán de forma descentralizada, los distintos agentes del mercado que se interesen en satisfacer esa demanda prevista [8].

Debido a esta sustancial diferencia, en cuanto a la responsabilidad para la toma de decisiones de aumentos de capacidad del sistema, donde en los mecanismos de capacidad la autoridad determina volúmenes de capacidad necesarios, además del precio en algunos de ellos, mientras que por parte de los mercados de solo energía esto se realiza de forma descentralizada. Por esta razón, este último tipo de mercado puede considerarse el más liberalizado entre la distinta gama de opciones.

En un esquema de mercado de solo energía, se permite que los precios de la energía sean iguales o superiores al costo variable de producción de la última central en entrar en operación en situaciones de oferta y demandas normales. Sin embargo, en periodos de escasez, cuando quedan pocas centrales generadoras disponibles para abastecer la demanda, los precios de la energía tenderán a ser mayores al costo variable de la producción, generándose las llamadas “rentas de escasez”, que permiten recuperar de esta forma los costos fijos de la central de punta [9].

Se dice que los precios spot que se alcanzan en el transcurso de los eventos de escasez deben poder llegar al valor de pérdida de carga, para así cubrir los costos fijos de las centrales de punta durante estos periodos de operación. Sin embargo, el valor de pérdida de carga suele corresponder a un precio muy elevado, por lo que en algunos casos se ponen límites máximos de precios.

Al ser el tipo de mercado eléctrico más liberalizado y, por consiguiente el modelo en que con mayor profundidad se aplican las medidas de liberalización de los mercados eléctricos que se vienen dando con buenos resultados en general desde la década de 1990, es de esperar que sea el esquema más eficiente en términos de costos para proveer energía eléctrica, pues cada agente invertirá buscando despachar energía de la forma más económica según la demanda que estima [8].

Como antecedente adicional, se puede mencionar que algunos mercados eléctricos han pasado de ser mercados de solo energía a mecanismos de capacidad como Reino Unido, Suecia, Francia y California, lo cual marca una tendencia en general a adoptar mecanismos de capacidad.

Sin embargo, subyace la pregunta que es de amplia discusión en tiempos actuales, sobre sí este esquema de mercado eléctrico es capaz de proveer un suministro lo suficientemente confiable para los consumidores, o sí en cambio la mejor alternativa es un modelo con mayor regulación y en general menos eficiente, pero que entregue un nivel de confiabilidad mayor.

3.1.1. Caso de Nueva Zelanda

Nueva Zelanda opera uno de los mercados eléctricos menos regulados en el mundo, siendo uno de solo energía desde el año 1996. Es un mercado que se basa en los precios spot de la energía y que cuenta con pocas restricciones. Incluso el ejercicio de poder de mercado se permite y se ve como una forma de recuperar los costos de inversión por parte de las empresas generadoras [10].

Este mercado se sostiene en los precios spot del despacho de energía, así como en los contratos de suministro que realicen los generadores con sus clientes. Siendo estos dos, los principales tipos de pago por los cuales reciben ingresos las empresas generadoras.

A pesar de ser un mercado muy libre, igualmente los precios spot en periodos de escasez están sujetos a ciertos límites. Si el precio spot promedio ponderado por la energía (GWAP, en inglés), es menor a NZ\$10.000/MWh (US\$7.200/MWh aprox.), entonces todos los precios son escalados hasta que el GWAP sea de NZ\$10.000/MWh. Si el GWAP es mayor a NZ\$20.000/MWh (US\$14.400/MWh aprox.), entonces todos los precios spot son escalados hacia abajo hasta que el GWAP sea de NZ\$20.000/MWh [11].

Este mecanismo de precios de escasez, busca mediante su límite inferior de precios reflejar el costo al que equivale la recuperación de los costos de inversión de la central de punta. Mientras el límite superior, refleja una estimación del valor de pérdida de carga para los clientes. De esta manera, igualmente incentiva a los clientes y comercializadores a lograr contratos

con las centrales de punta, lo cual incrementa la competencia entre estos recursos.

En cuanto a los contratos de suministro, estos pueden tomar diferentes formas en este mercado. Se pueden contratar directamente entre las partes, o también ser comprados como derivados futuros en la bolsa de valores de Australia (ASX). Entre los contratos directos estos pueden ser de diferentes tipos, cómo contratos por diferencias (CFD), precios fijos con volumen fijo, precio fijo con volumen variable y de opciones.

El sistema eléctrico de Nueva Zelanda, cuenta principalmente con recursos de generación hídricos que constituyen un 60 % del total. Por lo cual, es bastante sensible a eventos de sequía.

Este mercado ha mantenido un buen desempeño, sin tener eventos de pérdida generalizada de carga. En los primeros años, la autoridad realizaba campañas de conservación de los recursos eléctricos para reducir los efectos de las sequías de los años 2001, 2003 y 2008. A partir del año 2009, se decidió no continuar con estas campañas de conservación, ya que disminuían la confianza de los consumidores en el sistema eléctrico. En lugar de las campañas se decide monitorear activamente por parte de la autoridad los márgenes de capacidad del sistema. Desde el inicio de esta medida, los márgenes de capacidad no han disminuido del nivel óptimo [8].

En un estudio sobre las rentas obtenidas en base al poder de mercado en Nueva Zelanda, se obtuvo en base a un escenario simulado de competencia en contraste con las rentas reales del mercado entre los años 2010 al 2016, que las rentas obtenidas por poder de mercado fueron un 39 % del total de los ingresos recibidos, al comparar con los resultados de competencia simulados [12].

3.1.2. Ventajas de un Mercado de solo energía

Entre las principales ventajas de este tipo de mercado, está el que la toma de decisiones de inversión no se ve influenciada por cálculos centrales de precios y/o de capacidad a alcanzar, sino que estos valores se alcanzan por equilibrios de oferta y demanda, lo cual permite interiorizar en el mercado la distinta información con la que cuentan los agentes, y que así esto se traduzca en inversiones eficientes en términos económicos.

Por otra parte, este mercado al permitir que los precios spot en periodos de escasez alcancen altos niveles, cercanos al valor de pérdida de carga, les otorga un gran incentivo a los recursos de capacidad para que sea justamente en estos momentos en que estén disponibles para aprovechar estos elevados precios. Los cuales permiten recuperar la inversión en el caso de las centrales de punta. Así estos mercados alinean correctamente en el tiempo los incentivos a tener recursos de capacidad disponibles cuando más se requieren.

3.1.3. Desventajas de un Mercado de solo energía

En el lado de la demanda, muchos consumidores enfrentan una falta de información en tiempo real de los precios spot de la energía, debido a que no cuentan con la infraestructura necesaria para esto. Por lo cual, los consumidores son ajenos a las señales de precio del

mercado mayorista, haciendo que la respuesta de la demanda ante la variación de precios sean bastante menor. Así, al tener una demanda en gran parte inelástica, el mercado puede ser susceptible de enfrentar situaciones de escasez artificiales, producidas por centrales de generación que declaran algunos de sus recursos indisponibles, elevando los precios dado su poder de mercado por el lado de la oferta [9].

Por otra parte, en los mercados de solo energía, en la práctica muchas veces no se alcanzan precios que lleguen al valor de pérdida de carga, ya que se suelen fijar precios máximos por debajo de este valor por parte del ente regulador. Adicionalmente, es común que se apliquen por parte del regulador medidas de mitigación de poder de mercado, las cuales pueden distorsionar los precios en periodos de escasez.

Producto de los problemas antes señalados, en los mercados de solo energía se reducen los incentivos que perciben los agentes para invertir en centrales de punta y recuperar esa inversión en periodos de escasez. De esta manera, se origina el llamado como “missing money problem”, que esta asociado a la falta de ingresos durante los periodos de escasez y que provoca un inferior desarrollo de nueva capacidad en los sistemas con estos mercados.

Más aún, se argumenta que a pesar de la ausencia de respuesta de demanda por parte de muchos consumidores, los mercados de solo energía pueden dar precios eficientes y contar con inversiones en capacidad suficientes en el largo plazo, sí se cumplen algunas condiciones. Estas condiciones son (1) mercados perfectamente competitivos, (2) participantes del mercado con expectativas racionales y (3) que sigan una estrategia de inversión neutra al riesgo.

Sin embargo, en los mercados reales estas condiciones no se cumplen, pues muchas veces un pequeño número de productores dominan el mercado generando oligopolios y socavando las condiciones de competencia.

Además, en general los inversores son adversos al riesgo, haciendo que inviertan en menos capacidad en comparación a hipotéticos inversores neutros al riesgo. Adicionalmente, los agentes del mercado pueden no siempre tener expectativas racionales ante grandes incertidumbres como podría ser el desarrollo de los precios de electricidad y los largos periodos que suponen las inversiones en estos mercados. Facilitando de esta forma que se produzcan ciclos de inversión con la correspondiente alternancia entre sobre-inversión y sub-inversión que originan ineficiencias en la disposición de los recursos [13].

3.2. Mecanismos de Remuneración a la Capacidad

Para intentar corregir los problemas que se presentan en los mercados de solo energía, que si bien suele aceptarse que son más eficientes económicamente, pero que por los problemas planteados no entregan el nivel de confiabilidad que se requiere en la operación de los sistemas eléctricos. Entonces se recurre a los mecanismos de remuneración a la capacidad, en donde mediante diversos esquemas de regulación del mercado se busca alcanzar un nivel de confiabilidad mayor.

El principal problema que se busca corregir de los mercados de solo energía mediante los

mecanismos de capacidad, es el del “missing money”. Este problema surge en los mercados de solo energía ya que si no se tienen límites de precio de energía, los generadores con poder de mercado pueden crear condiciones artificiales de escasez lo que eleva de sobremana los precios ante una demanda inelástica. Luego, en el momento en que se intenta arreglar este problema mediante los límites de precios se produce una falta de ingresos para los generadores cuando hay condiciones reales de escasez, originando el “missing money”, y produciendo que no se invierta lo suficiente en capacidad.

Por esta razón, en los últimos años la mayoría de sistemas eléctricos utilizan algún mecanismo de remuneración a la capacidad, contando a algunos que han pasado de mercado de solo energía a mecanismo de remuneración a la capacidad. Como en el caso de Reino Unido que abandonó su modelo de mercado de solo energía por uno de subastas de capacidad.

En estos mecanismos de capacidad, se incentiva la inversión en capacidad, ofreciendo a los generadores un ingreso extra por sobre los ingresos que obtienen por la venta de energía en el mercado spot o por contratos de suministro. De esta forma, se espera aumentar la capacidad del sistema eléctrico para conseguir una mayor confiabilidad. Sin embargo, los mecanismos para remunerar la capacidad son variados en sus formas de determinar los volúmenes de capacidad y los precios que se pagan por ella.

Los estudios que tratan el tema de los mecanismos de capacidad tienen distintas maneras de clasificarlos. En estudios como los de la Comisión Europea [14], por ejemplo, se consideran 6 tipos de mecanismos distintos:

- (1) Sostenedor de nueva capacidad
- (2) Reservas Estratégicas
- (3) Pago por capacidad objetivo
- (4) Comprador central
- (5) Obligaciones descentralizadas
- (6) Pago por capacidad a todo el mercado

Una forma usual de clasificarlos, es dividirlos en dos grupos. Por un lado, aquellos mecanismos en que la autoridad calcula un precio al cual se remunera la capacidad y en donde también se puede determinar el volumen que será remunerado (cobertura por precios y volumen). Por otra parte, el grupo de los mecanismos en donde la autoridad solo determina el volumen a remunerar y el precio es determinado por un proceso de interacción de mercado (cobertura por volumen).

En ambos casos, el volumen requerido por el sistema o volumen remunerado por el mecanismo de capacidad suele obtenerse basado en un objetivo de confiabilidad del sistema, el cual es calculado con alguna métrica de confiabilidad (en el anexo A.2 se revisan distintas métricas de confiabilidad).

De esta manera, basados en los dos grandes grupos, uno el de cobertura por precios y volumen, y el otro de cobertura por volumen, se pueden agrupar distintos mecanismos de

capacidad como se muestran en la figura 3.1, en donde se presentan 7 tipos de mecanismos de capacidad. Se incluyen los mecanismos que utiliza la Comisión Europea, pero separando el mecanismo de comprador central en dos variantes, subastas de capacidad y contratos de opciones.

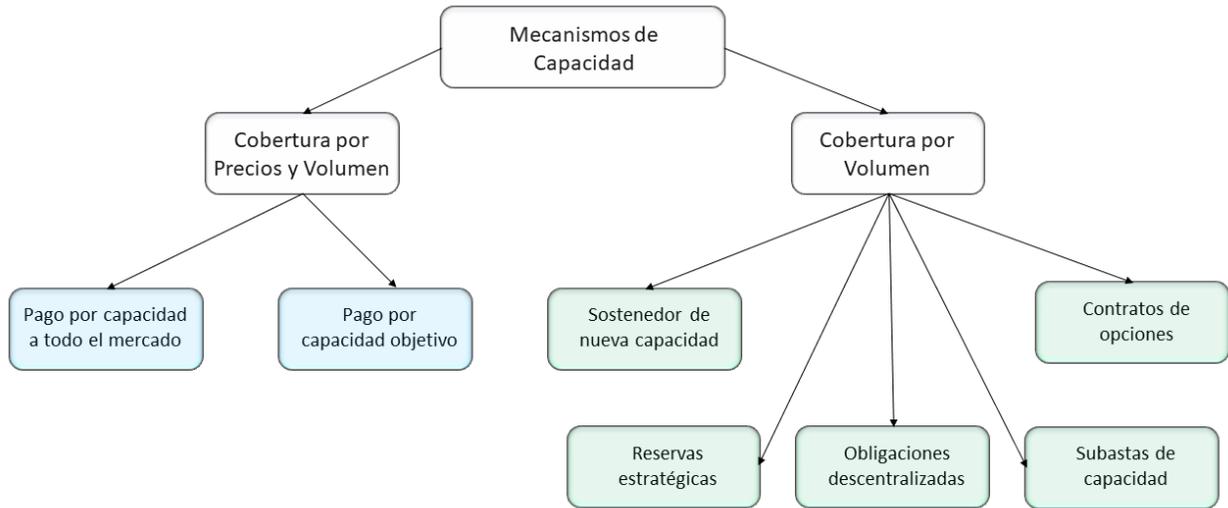


Figura 3.1: Diferentes mecanismos de capacidad que se estudian en este trabajo.

En este trabajo se continua con una revisión de los mecanismos de remuneración a la capacidad separados en cobertura por precios y volumen, y por otra parte, cobertura por volumen. En cobertura por precios y volumen, se encuentran el pago por capacidad a todo el mercado y pago por capacidad objetivo. Por el lado de la cobertura por volumen se revisan los mecanismos de sostenedor de nueva capacidad, reservas estratégicas, obligaciones descentralizadas, subastas de capacidad y contratos de opciones.

3.2.1. Cobertura por precios y volumen

Los mecanismos de cobertura por precios y volumen, se basan principalmente en la teoría marginalista propuesta por Marcel Boiteux. Esta teoría señala que dado un mix de tecnologías de generación para abastecer la demanda con distintos costos de inversión y costos de operación, las centrales de menores costos variables son despachadas en base y las de mayores costos variables se despachan en punta. Produciendo una competencia en la base por despachar al menor costo variable y competencia en la punta por ofrecer la potencia al menor costo de inversión, lo cual en teoría lleva a un óptimo global del sistema.

De esta forma, en el óptimo se remunera a la generación al costo marginal de despacho y al costo marginal de incrementar la capacidad del sistema, logrando así recuperar los costos

de inversión y de operación del sistema.

3.2.1.1. Pago por capacidad a todo el mercado

La forma más simple de mecanismo de capacidad, es pagar directamente con precios calculados a los recursos que cuenten con capacidad según ciertos estándares. De este modo, se incentiva de manera administrativa una mayor inversión en capacidad, dando un pago explícito por la capacidad.

El pago por capacidad es definido y administrado por un órgano regulatorio. Este organismo se encarga de fijar el precio que se pagará y determinar el volumen de capacidad que es remunerado para cada central según sus condiciones particulares, además de las condiciones del sistema en cuanto a necesidades de capacidad.

Este método puede presentar dos enfoques en su implementación: i) El precio basado en los costos de expansión del sistema, y ii) El precio basado en costos de falla del sistema.

El primero de ellos, se centra en determinar los menores costos que permiten expandir el sistema y que usualmente corresponde a los costos anualizados de una central de punta. Mientras el segundo enfoque, corresponde a establecer un precio tomando en cuenta el costo que tiene para los clientes el encontrarse sin suministro eléctrico. Este último, en la práctica, no es utilizado pues significa un costo mucho más alto para los clientes, al representar el límite superior de lo que estarían dispuestos a pagar.

Luego, además del precio se debe definir el volumen a remunerar en el sistema en su totalidad y también de forma individual a cada recurso. Para esto, lo usual es plantear un objetivo de confiabilidad del sistema basándose en una métrica de confiabilidad. Con esta métrica se determina el volumen total de capacidad necesario para cumplir el objetivo y cuánto aporta cada recurso para este objetivo.

En algunos mercados, como es el de Chile, no se establece meta y la confiabilidad resulta de la adaptación del pago al parque generador existente.

3.2.1.1.1. Caso de Perú

En Perú se utiliza el sistema de pago por capacidad a todo el mercado en base al costo de expansión del sistema. En donde el pago por capacidad corresponde al costo fijo anualizado de la central de punta. El mecanismo se encuentra vigente desde el año 1999 [9], y debido a que se adoptó en base al mecanismo que se utiliza en Chile, ambos sistemas cuentan con bastantes similitudes y conceptos análogos.

En este mecanismo, en primer lugar se recaudan los ingresos por potencia por parte de todos los generadores con contratos ya sea con distribuidoras o clientes libres, a la tarifa en barra de potencia. Luego, con esta recaudación se crea lo que se denomina una “Bolsa de Capacidad” donde los generadores deben depositar mensualmente lo recaudado para que esta

“Bolsa de capacidad” sea repartida sobre la base de ciertos criterios.

El 70 % del monto recaudado constituye el Ingreso Garantizado que se entrega a las centrales que cubren la máxima demanda mensual más el margen de reserva. Para ello, se ordenan todas las centrales, desde la que tiene menores costos variables hasta la que tiene mayores costos variables, y se suman sus potencias firmes hasta que sea igual a la máxima demanda mensual más el margen de reserva, por lo cual, este pago se entrega a las centrales con menores costos variables y se deja fuera a las centrales de mayores costos variables. Mientras que el 30 % restante constituye el Ingreso Adicional y se entrega a las centrales que despachan energía durante el mes.

El monto total recaudado que alcanza la Bolsa de capacidad, sigue la siguiente formula:

$$Bolsa\ de\ Capacidad = \sum PP_i \cdot Máxima\ Demanda\ Mensual, \quad (3.1)$$

Donde, PP_i es el precio de potencia en la barra i . Precio que se obtiene del precio básico de potencia del sistema y que es calculado en cada barra según los factores de pérdidas.

El Precio básico de la potencia del sistema, es calculado de la siguiente manera:

$$PBP = PTG \cdot (1 + MRFO) \cdot \left(\frac{1}{1 - TIF}\right) \quad (3.2)$$

Donde,

- PTG: precio del turbogenerador (anualidad de la inversión más los costos de operación y mantenimiento).
- MRFO: margen de reserva firme objetivo (30 %)
- TIF: tasa de indisponibilidad fortuita (3 %)

De este modo las centrales reciben el siguiente ingreso garantizado preliminar IPG_p :

$$IPG_p = PPG \cdot PF \quad (3.3)$$

Donde PF es la potencia firme de la unidad y PPG es el precio de potencia garantizado. El precio de potencia garantizado es:

$$PPG = PP \cdot f_{IG} \quad (3.4)$$

Donde PP es el precio de potencia en barra y f_{IG} es el factor de ajuste al ingreso garantizado (70 %).

Por otro lado, el ingreso adicional por potencia generada (IAPG) de una central es:

$$IAPG = \sum_t P_t \cdot PP_t \quad (3.5)$$

Donde P_t es la potencia horaria despachada y PP_t es el precio horario de la potencia en la barra de inyección. Luego, el ingreso adicional por potencia es igual al monto mensual del ingreso disponible (Bolsa de capacidad) multiplicado por el factor de incentivo al despacho (30 %).

Se señala que con este mecanismo se ha producido una disminución del margen de reserva, pasando de un 50 % en el año 2000 a un 30 % en el año 2007, debido al mayor crecimiento de la demanda por sobre la oferta. Adicionalmente, se han registrado hechos de racionamiento de energía producto de factores hidrológicos y a limitaciones en el transporte de gas natural [15].

Por otra parte, es importante mencionar que en el mecanismo de Perú la normativa hasta el año 2019 estableció que las centrales renovables de tecnología eólica, solar o mareomotriz no se les reconoce potencia firme, es decir, esta es igual a cero [16].

Sin embargo, para los recursos renovables, Perú cuenta con un mecanismo de subastas de recursos energéticos renovables con el que busca promover la instalación de estos recursos. El mecanismo opera con la autoridad fijando un volumen de energía objetivo a subastar para cada tecnología de forma independiente, el cual se adjudica a las ofertas que cumplan con los límites de precio y de volumen de energía. El periodo de contrato va desde los 20 a los 30 años, por lo que son de un plazo bastante largo. Luego, cuando los proyectos entren en operación sus ingresos provienen de la venta de energía a costos marginales, en caso de que sus ingresos anuales sean menores a lo adjudicado en la subasta entonces la autoridad les otorga una compensación mediante un proceso de liquidación de ingresos. El volumen al cual apunta este mecanismo es de abastecer un 5 % de la demanda nacional con estos recursos [17].

3.2.1.2. Pago por capacidad objetivo

Una variante al pago por capacidad a todo el mercado, es el pago por capacidad objetivo. El cual en principio sigue las mismas directrices descritas en el Pago por capacidad a todo el mercado, pero en lugar de remunerar a todos los recursos que aportan capacidad, se enfoca en remunerar solo a ciertas tecnologías.

Dentro de estas tecnologías objetivo a ser remuneradas, pueden encontrarse la generación renovable y el almacenamiento, si es que el regulador se plantea como deseable el incentivar las tecnologías de baja contaminación.

También, la autoridad podría decidir remunerar solo a aquellos recursos que puedan tener disponibilidad las 24 horas, dejando fuera a los recursos con periodos de disponibilidad acotados.

Sin embargo, al restringir las tecnologías elegibles para ser remuneradas, se introduce una restricción a la asignación de recursos. Debido a esta restricción, los clientes pasarían a subsidiar a estas tecnologías lo que probablemente conlleva un mayor costo respecto a no limitar la elección de tecnologías, si lo que se busca es conseguir la misma meta de confiabilidad en ambos casos.

3.2.1.3. Ventajas de la cobertura por precios y volumen

Una de las ventajas de los mecanismos basados en precios, es que para el ente regulador resulta bastante sencillo orientar el pago a tecnologías que entreguen el producto de capacidad buscado. Esto lo logra penalizando de forma administrativa a aquellas tecnologías con mayor variabilidad en su despacho.

Incluso esto lo puede lograr de manera más directa restringiendo el pago a ciertas tecnologías que no le parezcan deseables, como es el caso del pago por capacidad objetivo.

Otra ventaja de este mecanismo es que, en general, da mayores certezas a los inversores de centrales de punta de que recibirán flujos de dinero, mayormente predecibles por el pago por capacidad, y que a pesar de que podrían ser despachados menos de lo esperado igualmente este pago podría cubrir sus costos de inversión y costos fijos.

3.2.1.4. Desventajas de la cobertura por precios y volumen

El principal problema de los pagos por capacidad, en donde se fijan los precios a pagar, es determinar el nivel correcto para los precios sin contar con un proceso competitivo, como menciona la Comisión Europea [14]. Lo cual dificulta en gran medida el conseguir los objetivos de confiabilidad de forma eficiente.

También se genera el problema del cálculo de la potencia o capacidad firme que se le atribuye a cada tecnología. Esto ocurre sobretodo con las centrales hidroeléctricas, en las cuales su capacidad puede variar de una temporada a otra debido a las precipitaciones y su nivel de agua embalsada.

Por otra parte, su carácter discrecional en los parámetros utilizados, afectan a su predictibilidad a largo plazo. Lo que puede causar incertidumbre en los inversores si consideran que el ente regulador puede ceder ante ciertas presiones para cambiar los criterios de cálculo, tanto del precio como de la capacidad firme que se les reconoce a las tecnologías.

Este mecanismo por si mismo, no exige la entrega de un producto por parte de los generadores, por lo que no incentiva la disponibilidad de los generadores en periodos de escasez. Esto, en parte debido a que en los mercados de capacidad los precios spot usualmente son menores al valor económico del suministro [8].

En el caso que se establezcan requerimientos de disponibilidad o penalidades por indisponibilidad, esto se debe ejecutar manteniendo un balance muy cuidadoso. Debido a que penalidades muy altas pueden suponer un gran riesgo para los generadores y desincentivar su inversión, lo que en ultima instancia significaría mayores costos para los generadores que serían traspasados a los clientes finales [13].

3.2.2. Cobertura por volumen

3.2.2.1. Sostenedor de nueva capacidad

En este tipo de mecanismo de capacidad, la autoridad actúa financiando la construcción de centrales generadoras que en el futuro dan un mayor margen de capacidad al sistema eléctrico. Este mecanismo puede ser enfocado a ciertos tipos de tecnologías específicas o entregarse a toda clase de tecnología atendiendo a criterios de costos. También, puede tomarse en consideración para decidir, el tiempo que se tarda en construir una central generadora de un tipo u otro.

Una vez que la central de generación esta construida, en algunos modelos esta puede operar en el mercado eléctrico de forma normal sin asegurarse el despacho de energía o puede tomarse la decisión de mantener un contrato de disponibilidad.

Entre las ventajas de este sistema, está el que puede incentivar la construcción de centrales en determinadas ubicaciones donde se estime una falta de capacidad. Esto daría soluciones específicas para regiones específicas que podrían tener estos problemas, por ejemplo, ocasionados por congestiones de transmisión.

Este mecanismo puede traer una falta de incentivos a la construcción de nuevas centrales sin el subsidio de la autoridad. Lo que provocaría que constantemente la autoridad del sistema eléctrico tenga que financiar nueva capacidad para cumplir los requisitos de confiabilidad.

También en el lado negativo, este sistema al basarse en decisiones de tipo administrativo, corre el riesgo de que las soluciones alcanzadas sean poco eficientes y obedezcan a criterios fuera del ámbito técnico-económico, pues puede ser susceptible a presiones políticas o de lobby. Lo que conlleva a una falta de competencia en el mercado, dejando gran parte de la responsabilidad de las decisiones sobre la autoridad.

3.2.2.1.1. Caso de Irlanda y otros países

En la Unión Europea han habido 4 países que han adoptado mecanismos de sostenedor de nueva capacidad en algún momento. Estos son Bélgica, Croacia, Francia e Irlanda. En los cuales este mecanismo ha sido de corta duración y usado en varios casos solo de manera puntual [14].

En Bélgica se inició un mecanismo de sostenedor de nueva capacidad en el año 2014 para atraer inversión en generadores a gas de entre 700 a 900 MW de potencia lo cual corresponde a un 4% del total de capacidad de Bélgica de 21.554 MW en el año 2015 [18]. Sin embargo, el mecanismo se abandonó al año siguiente.

En Croacia, se utilizó este mecanismo por parte de la empresas estatal de energía “Hrvatska elektroprivreda” en el año 2012, para una inversión en una central térmica a carbón de 515 MW, equivalente a un 3,4% de los 15.000 MVA de capacidad total instalada en el año 2014 [19].

Francia inició este proceso en el año 2011, para la construcción de una central de ciclo combinado de 450 MW, para aumentar el suministro de una región. Esta construcción repre-

senta un 0,4% de los 128 GW que alcanzó el sistema eléctrico de Francia en el año 2013 [20].

Mientras en Irlanda, este mecanismo fue usado desde el año 2003 en razón de pronósticos de bajos niveles de capacidad hacia el año 2005. Con este sistema se construyó en 2005 una central de cogeneración y en 2006 una central de ciclo combinado de gas, sumando unos 500 MW. Esto representa un 8% de los 6.000 MW del sistema eléctrico de Irlanda en el año 2005 [21]. Los generadores construidos recibieron pagos por su disponibilidad, y se les permitió operar en el mercado eléctrico obteniendo ingresos separados. Sin embargo, los generadores debían devolver la diferencia si los precios de mercado superaban cierto límite establecido.

Este mecanismo, a pesar de durar algunos años más en Irlanda, igualmente fue sustituido en el año 2007 para pasar a un mecanismo de Pago por capacidad a todo el mercado [14].

3.2.2.2. Reservas estratégicas

Los sistemas de reservas estratégicas consisten en que el regulador del sistema eléctrico, adquiere reservas de capacidad, mediante contratos que pueden tener diferentes duraciones. Estas reservas no operan dentro del mercado como lo hacen las demás centrales generadoras, sino que mediante el contrato se comprometen a estar disponibles cuando se requieran como último recurso por parte del operador del sistema eléctrico, lo que usualmente corresponde a situaciones de escasez o de precios muy elevados en el mercado spot.

La cantidad a remunerar con este mecanismo se determina con la potencia firme que aportan los recursos, medidos mediante alguna métrica como puede ser LOLE. De esta manera, el generador recibe un pago periódico por su capacidad disponible, además de sus costos de operación. Y los costos de adquirir esta reserva estratégica se traspasan a los consumidores.

Uno de los problemas principales que podría tener este esquema, es que, los participantes del mercado pueden tomar en consideración la existencia de las reservas estratégicas y con ello cambiar sus decisiones de inversión. Por ejemplo, si los inversores prevén que su central de punta no formará parte de las reservas estratégicas y que debido a ello perderán ingresos cuando se activen las reservas estratégicas dado que no se permitirá que los precios spot pasen de cierto nivel, entonces, finalmente, preferirán no invertir en aquella central de punta.

Debido a este efecto, la capacidad total del sistema puede no aumentar por causa de las reservas estratégicas. Con lo cual, el regulador se verá obligado a adquirir cada vez un mayor volumen de reservas estratégicas, convirtiéndose en la principal fuente de ingreso de las nuevas inversiones en capacidad y con ello pareciéndose a un mecanismo de pago por capacidad.

3.2.2.2.1. Caso de Suecia

Suecia es un mercado que forma parte del sistema eléctrico “Nord Pool”, que un inicio integraban los países nórdicos Dinamarca, Finlandia, Noruega, Suecia y Estonia, y que en la actualidad incluye a otros como Reino Unido y Alemania. Siendo en general un mercado de tipo solo energía, al igual que lo era Suecia hasta el año 2003. En los años previos al 2003, Suecia, luego de liberalizar su mercado eléctrico, experimentó cierres de centrales de base que

utilizaban combustibles fósiles, lo cual les trajo problemas en la confiabilidad del sistema y, ante esto, decidieron iniciar un mecanismo de reservas estratégicas [22].

El mecanismo funciona a través del operador del sistema eléctrico, el cual contrata recursos de capacidad para operar en punta en caso de necesitarlos durante el periodo del 16 de noviembre al 15 de marzo de cada temporada, es decir, en época de invierno en Suecia.

El operador adquiere estas reservas cada año, por medio de un proceso de subasta, donde pueden participar recursos de generación y de respuesta de demanda. A estos recursos se les exige que puedan iniciar su despacho en menos de 12 horas.

En primera instancia, a los recursos contratados no se les permitía participar en el mercado. Luego, desde el 2009 se les permite participar en el “day ahead market” (mercado con un día de antelación), bajo condiciones que no les permitían influir en los precios. A partir del año 2012, también se le permite a los recursos de respuesta de demanda participar en el “day ahead market”.

En general, el mecanismo implementado en Suecia ha significado un costo menor en comparación al valor de pérdida de carga del sistema. El costo del mecanismo sumó en los años 2013 y 2014, 14 y 13 millones de Euros, respectivamente, lo cual es menor al estimado del valor de pérdida de carga de 90 millones de Euros [13].

Durante el uso de este mecanismo, el sistema eléctrico de Suecia no ha sufrido problemas ocasionados por falta de capacidad. El volumen de capacidad preliminar a contratar en un principio era de de 400 a 600 MW, sin embargo luego se tuvo que aumentar hasta los 2000 MW. Además, se pretendía usar este mecanismo solo durante 5 años, luego se extendió hasta el año 2020 y hace unos años su uso se ha extendido hasta por lo menos el año 2025 [14].

3.2.2.3. Obligaciones descentralizadas

Este sistema se basa en que el ente regulador establece una meta de capacidad para los compradores del mercado mayorista de electricidad. Por lo cual, empresas distribuidoras, comercializadores y grandes consumidores deben adquirir contratos o derechos de capacidad para cumplir con la meta de capacidad impuesta. Esta capacidad puede adquirirse por parte de estas empresas de diferentes modos, ya sea invirtiendo en nueva capacidad, contratando respuesta de demanda o, de forma más simple, comprando certificados de capacidad a las empresas generadoras.

La capacidad adquirida por los consumidores, primero, debe cumplir ciertos requisitos de forma que se certifique su nivel de capacidad por parte del ente regulador y, con ello, cumplir las obligaciones de capacidad. Para conocer el cumplimiento de las obligaciones de capacidad y de los generadores contratados en esas obligaciones, el ente regulador debe llevar un registro de los contratos efectuados. Y de esta forma, poder sancionar ya sea al consumidor que no adquiere contratos de capacidad suficientes o a empresas generadoras que no disponen de la capacidad comprometida cuando se requiere.

Este esquema de capacidad es descentralizado, en el sentido que los precios a los cuales se contrata la capacidad son acordados entre las partes por medio de compras en un mercado bilateral sin participación del ente regulador. Y por tanto, los precios se forman de manera competitiva en el mercado.

Un punto positivo de este esquema de mercado de capacidad, es la menor necesidad de regulación en cuanto a precios y a no tener compras por parte del ente regulador. Sin embargo, este esquema si exige una buena definición del nivel de capacidad que requiere cada comprador, y del nivel de capacidad que se le certifica a cada vendedor o generador. Además de tener un especial cuidado en la magnitud de las penalidades hacia los compradores o vendedores que incumplan sus obligaciones.

En cuanto a los aspectos negativos, uno de ellos es el posible ejercicio de poder de mercado en el mercado de obligaciones de capacidad. Si la oferta esta organizada de forma oligopólica, estos agentes pueden verse incentivados a aumentar los precios por sobre los niveles competitivos, aprovechando que para un consumidor pequeño puede suponer un alto costo tener que negociar con distintos agentes. Esto es especialmente relevante en mercados pequeños donde los recursos tienden a estar concentrados.

A su vez también, resulta importante establecer mecanismos que incentiven la obtención de menores costos de capacidad por parte de las empresas distribuidoras, si es que estos son traspasados directamente a los consumidores por ellas, ya que en este caso podría no importarles contratar capacidad a un alto precio. Una alternativa que puede remediar esta condición, es que en el caso de compras de capacidad por parte de empresas distribuidoras, estas se hagan en forma de subastas por parte de la autoridad del mercado, para evitar sobre costos a los consumidores regulados.

3.2.2.3.1. Caso de Australia occidental

El mercado de obligaciones descentralizadas opera en Australia occidental en el sistema South west interconnected system (SWIS), por medio del mecanismo llamado “Reserve Capacity Mechanism” (RCM). En este mecanismo la autoridad “Independent market operator” (IMO), determina los requisitos anuales de reserva de capacidad y los proyecta hacia 10 años adelante. En base a estos requisitos de reserva de capacidad, a cada consumidor del mercado mayorista, incluyendo empresas distribuidoras y clientes libres, se les asigna una parte individual de estos requisitos, los cuales cada cliente debe cubrir con “Créditos de capacidad” [23].

Los Créditos de capacidad, reflejan la capacidad de generación instalada o de respuesta de demanda que ha certificado el IMO. Cada crédito equivale a 1 MW de capacidad de reserva, por lo cual, cada cliente puede adquirirlos bilateralmente con empresas que suministran créditos o a través de IMO. En caso de que los consumidores no logren adquirir los créditos de forma bilateral, entonces IMO realiza una subasta anual para conseguir los créditos de los consumidores.

Como condición de certificación que establece el IMO a las instalaciones que no han sido verificadas, les exige una garantía de alrededor de un 25 % del pago anual que recibe la ins-

talación en caso de ser contratada. Esta garantía, se le devuelve a la instalación en caso de que su cliente no complete sus créditos de capacidad, o cuando por primera vez la instalación alcance un despacho que satisfaga completamente sus obligaciones de capacidad. Si la instalación opera a un nivel del 90 % de su nivel requerido en dos periodos, junto con un reporte de un experto independiente señalando que la instalación puede operar al nivel requerido, entonces se le devuelve el pago al final del año. Si la instalación opera al 100 % de su nivel requerido en dos periodos, entonces se le puede devolver el pago inmediatamente. Y en caso de que durante el año de contrato, la instalación no cumpla con estos requisitos, entonces el IMO se queda con la garantía.

También las instalaciones que no han participado del mecanismo pueden obtener la certificación previamente a integrarse al mecanismo, cumpliendo los requisitos de despacho mencionados.

Por otra parte, a aquellas instalaciones que no cumplan sus obligaciones de capacidad, se les exige que paguen una cantidad en función del valor de pérdida de carga del sistema. Esta multa se aplica con diferentes proporciones, dependiendo del horario del día o la época del año, y son menores cuando hay abundante capacidad en el sistema y altas cuando el riesgo de pérdida de carga es alto. Estas multas no son mayores al pago que reciben las instalaciones durante el año de contrato. Y son entregadas a todos los consumidores del mercado en proporción a su contribución de la demanda máxima.

Desde la introducción de este mecanismo de capacidad en Australia occidental en el año 2005, el suministro ha sido bastante confiable desde entonces. Solo con algunos eventos menores, como en enero de 2020, donde desconexiones no planificadas de generación, causaron cortes de energía a 98.000 consumidores (un 7,5 % de la demanda), la cual fue restablecida en una hora [8].

3.2.2.3.2. Caso de California

California es un mercado eléctrico en donde se establecen requerimientos de capacidad para las empresas distribuidoras, los cuales pueden alcanzar mediante suministro propio o por medio de contratos bilaterales. Estos requisitos de capacidad de igual forma se basan en aspectos como la ubicación y las características de los recursos. Con este mecanismo, a nivel sistémico cada mes las distribuidoras deben garantizar que la potencia contratada satisface la demanda máxima más un margen de reserva que es del 15 %.

Por otra parte, en este mercado también se establecen requisitos locales de recursos flexibles. Estos recursos son requeridos para asegurar que el sistema pueda sostenerse durante periodos de rampa. Para esto, los recursos flexibles deben contar con características específicas que les permiten tomar parte de ofertas de obligaciones únicas para proveer recursos flexibles.

De esta forma, las empresas distribuidoras deben enviar sus “planes de adecuación de recursos” al ente operador del mercado “CAISO”, detallando la capacidad con que se cuenta para cumplir los distintos requerimientos de capacidad. En caso de que no se cumplan los requisitos de adecuación de recursos, CAISO tiene la autoridad para contratar capacidad de

reserva adicional, lo que se conoce como “Capacity Procurement Mechanism” el cual es un mecanismo de ofertas competitivas de subastas con un precio límite máximo a pagar [24].

En caso de que una distribuidora no cumpla con sus requerimientos garantizados, se paga una multa y el costo de la capacidad suministrada por CAISO.

3.2.2.4. Subastas de capacidad

En este tipo de mercado se busca asegurar la confiabilidad del sistema eléctrico, obteniendo el producto de capacidad de una manera competitiva usando subastas de capacidad. El ente encargado de realizar las subastas es el regulador u operador del sistema eléctrico, que establece metas de capacidad para el sistema utilizando alguna métrica de confiabilidad. Al ser un ente regulador u operador del sistema el que lleva a cabo las subastas, entonces se considera este mecanismo como centralizado.

Las subastas se establecen con la autoridad representando a los consumidores en la compra de derechos de capacidad, mientras los generadores ofrecen una capacidad disponible que se comprometen a tener disponible en el futuro. El periodo durante el cual se contrata la capacidad, al igual que el plazo en el que inicia el contrato, puede variar desde un año hasta varios años, llegando hasta 15 años.

Las subastas usualmente se hacen utilizando una curva de demanda, considerando un rango de volumen de capacidad óptimo para disminuir la volatilidad de precios que podría haber si solo se considera un volumen preciso, lo que igualmente le quita discrecionalidad administrativa al volumen de capacidad alcanzado. Adicionalmente, para lograr precios más competitivos, se suele establecer la subasta de tipo reloj descendente, donde el precio se determina al llevar a cabo múltiples rondas de negociación en las que los oferentes pueden actualizar sus precios según la nueva información de cada ronda al considerar las ofertas que realizan los demás oferentes.

En cuanto a las ventajas que ofrece este mecanismo, se encuentra el que el precio se obtiene en un proceso competitivo y transparente, además de que la autoridad puede establecer penalidades para las empresas generadoras que incumplan sus obligaciones de capacidad. Sin embargo, debe tener un especial cuidado al determinar estos montos de multa, pues si son muy altos pueden suponer un mayor riesgo y traspasarse al precio de las subastas y, consecuentemente con ello, incrementar los costos para los clientes.

Por otra parte, entre las desventajas que presenta este mecanismo esta la complejidad que supone para la autoridad el supervisar los contratos de capacidad y su cumplimiento, es decir, que realmente las centrales estén disponibles cuando se requieren. Respecto a este punto, para incentivar la operación de las centrales en periodos de escasez, se han introducido, en algunos mercados, pagos adicionales que incentivan a las centrales que sean despachadas durante estos periodos.

3.2.2.4.1. Caso de Reino Unido

En el año 2014, el Reino Unido deja su esquema de mercado eléctrico de solo energía para pasar a un mercado de capacidad basado en subastas. Esto ocurre producto de los decrecientes niveles de margen de capacidad que se proyectaban hacia los años 2021/22, donde se estimaba que llegarían a niveles cercanos al 0 % o menor si se mantenía un mercado de solo energía [25].

En este mercado, en primera instancia la autoridad realiza un pronóstico de la demanda futura para poder traducir estos valores en requisitos de capacidad que la puedan satisfacer. A partir de estos requisitos de capacidad, se realizan subastas centralizadas en donde pueden participar recursos de respuesta de demanda, almacenamiento y generación.

Estas subastas son de tipo “reloj descendente”, y se realizan unas para ser despachadas dentro de 4 años (T-4) y otras para dentro de un año (T-1). De igual forma, se establecen multas para aquellos recursos que no cumplan con su disponibilidad contratada, las cuales se decidió fijar en $\frac{1}{24}$ del precio alcanzado en la subasta, con algunos límites máximos para ciertos casos. Estas bajas multas se tradujeron en precios más bajos de lo esperado para las dos primeras subastas, lo que de acuerdo a algunos expertos, reduce el incentivo a que los recursos estén disponibles [26]

Por otra parte, a pesar de tener un enfoque neutral hacia los distintos recursos de capacidad, en las tres primeras subastas T-4, los recursos de respuesta de demanda obtuvieron entre un 0,4 % y 2,5 %, mientras las nuevas inversiones entre un 4,2 % y un 6,5 %. Los recursos de almacenamiento solo a partir de la subasta T-4 del 2016, obtuvieron un 6 % del total contratado [13].

Otra de las críticas que ha recibido este mecanismo, es que con este proceso se les está pagando a muchos recursos de generación ya construidos y que habrían estado disponibles igualmente sin este pago o con un pago muy menor al que reciben en las subastas, lo que generaría un mal uso del dinero de los consumidores [27].

3.2.2.5. Contratos de Opciones

Este mecanismo corresponde a mercados de capacidad que se basan en opciones financieras y físicas. Esto quiere decir que el operador del mercado eléctrico, compra a las empresas generadoras el derecho a obtener en el futuro una cantidad determinada de energía a un precio acordado en la compra. Si en el futuro, los precios aumentan por sobre el del contrato de opciones, entonces es el comprador el que decide si ejercer la opción o no, y de esta forma evitar pagar los altos precios spot que podrían haber en ese momento. Por su parte, la empresa generadora que vende las opciones, recibe el pago de una prima que le compensa el riesgo al que se enfrenta.

Se habla de opciones financieras cuando la empresa que vende la opción no dispone de centrales generadoras o recursos de capacidad que vayan a estar disponibles, sino que, esta se compromete a pagar la diferencia entre el alto precio spot y el precio de la opción al operador del sistema en el momento que se ejerce la opción. Por lo que, en este caso, el operador del sistema solo compra energía en el mercado spot, pero si el precio spot es mayor al de la opción, entonces recibe la compensación por parte de la empresa con la que contrató la opción.

En cambio, se habla de opciones físicas cuando la empresa que vende la opción, cuenta con recursos de capacidad que se compromete a tener disponibles en caso de que el operador del sistema decida ejercer la opción. Así, en este caso el operador del sistema si ejerce la opción, entonces recibe energía de la empresa generadora y al precio acordado en la opción.

Los contratos de opciones generalmente se compran por parte del operador del sistema eléctrico que luego traspasa los costos de las opciones a los consumidores. Estas compras de opciones se suelen realizar por medio de subastas, en donde la autoridad debe definir el producto que se adquiere en las opciones y el volumen a adquirir. Estos contratos de opciones, pueden establecerse de forma que entren en vigencia algunos años después de su compra, para que permitan la participación de generación existente y nueva.

En el caso de opciones financieras, el mercado de energía sigue operando de forma similar a un mercado de solo energía, por lo cual es probable que se presenten eventos de escasez artificial iniciados por el ejercicio de agentes con poder de mercado. Por lo que de ser frecuentes estos eventos igualmente provocaría un aumento del precio de las opciones financieras.

Adicionalmente, y al igual que otros mecanismos de capacidad, se deben definir con cuidado las penalidades para aquellas empresas que incumplan sus contratos de opciones. Y contar con supervisiones de disponibilidad de las centrales que tengan contratos de confiabilidad.

3.2.2.5.1. Caso de Colombia

En Colombia el cargo por confiabilidad se inició en el año 2004 buscando proveer de mayor confiabilidad al sistema, lo que se denominó “energía firme”. Esta “energía firme” corresponde a la capacidad de producir energía de una central en condiciones de baja hidrología. La hidrología toma un papel preponderante en Colombia, donde hasta hace unos años contaba con un 77% de generación hidráulica y por otra parte con un 18% de generación térmica, por lo que este sistema es especialmente vulnerable en épocas de sequía.

En este sistema la autoridad realiza subastas de obligaciones de energía firme (OEF), en donde estos contratos corresponden a opciones físicas. Los recursos de capacidad que puede vender cada empresa dependen del tipo de tecnología que posea. Para centrales hídricas se les reconoce una capacidad que corresponde a los caudales mínimos registrados, mientras que para centrales térmicas su energía firme depende de la capacidad instalada y de su historial de indisponibilidad así como del combustible.

Este esquema de opciones físicas de capacidad, a diferencia de otros mecanismos de capacidad, esta hecho para proveer de confiabilidad al sistema eléctrico durante largos periodos de tiempo. Mientras que en la mayoría de mecanismos de capacidad se pretende cubrir estos requisitos durante periodos de alta escasez que se mantienen por intervalos breves, de horas o días.

Durante los años 2009 a 2010, Colombia sufrió un evento de sequía que puso a prueba su mecanismo de capacidad. Durante este periodo el regulador se percató de que las centrales

hídricas estaban consumiendo sus embalses de agua antes de que inicien los meses más críticos de la sequía. Por lo que, para evitar faltas de suministro futuro, el regulador intervino cambiando las reglas del despacho y favoreciendo a las centrales térmicas.

Posteriormente, se presentaron problemas en el suministro de combustibles de las centrales térmicas que mantenían contratos de obligaciones de energía firme. Esto ocasionó que del total de 93 GWh por día de obligaciones de energía firme contratada con centrales térmicas, solo 80 GWh por día fueron despachados. A pesar de estos problemas, el sistema eléctrico de Colombia se mantuvo sin pérdida de suministro durante la sequía.

Este evento trajo consigo variadas críticas en torno a la baja contribución que tuvieron las centrales de gas y de combustibles líquidos, y sobre cómo se adjudicaron obligaciones de energía firme a pesar de los riesgos en el suministro de combustibles. Al mismo tiempo, los generadores hídricos, criticaron la intervención del regulador que les negó la oportunidad de generar por sobre las obligaciones de energía firme que se les contrató.

Esta experiencia ilustra los problemas que se presentan para la autoridad al tener que medir la energía firme durante periodos prolongados de tiempo, ya que las centrales hídricas sostenían que contaban con mayores recursos para despachar. Y también muestra la necesidad de establecer incentivos a la disponibilidad durante periodos de escasez como pueden ser las multas por indisponibilidad, con las cuales no cuenta este sistema en Colombia.

En lugar de adoptar multas que penalicen a aquellas centrales que no cumplen sus contratos, en este sistema se ha mantenido una postura de intervención de la autoridad sobre los despachos de la generación hídrica [8].

3.2.2.6. Ventajas de la cobertura por volumen

La principal ventaja de los mecanismos de cobertura por volumen, es que la autoridad dispone de un mayor control y precisión para fijar la cantidad que estime adecuada de capacidad en el sistema. Con esto resulta más sencillo evitar pagar por una sobre-instalación de capacidad en el sistema, al igual que permite administrar este volumen de forma que no baje de niveles críticos según las métricas.

Asimismo, el que sea el mercado el que compita por ofrecer la capacidad que se contrate, da mayores certezas de que el precio a pagar no es excesivo, siempre que se mantengan condiciones de competencia adecuadas, lo cual es más difícil de lograr en mercados pequeños. De igual forma, al ser obtenido el precio por intermedio del mercado, entonces esto da mayores certezas a los agentes de que este precio no cambiará de forma administrativa por razones políticas, reduciendo los riesgos que están fuera de las dinámicas técnico-económicas.

Sumado a lo anterior, al obtenerse el producto y el precio de manera competitiva, se reducen los riesgos de que los agentes ejerzan presión de lobby sobre las autoridades involucradas en la remuneración a la capacidad.

3.2.2.7. Desventajas de la cobertura por volumen

Una desventaja primordial de los mecanismos de capacidad, y a su vez de los que cuentan con cobertura por volumen, es la falta de incentivos que ven los recursos de capacidad para estar disponibles y ser despachados en los periodos de escasez. Esto se debe a que a diferencia de los mercados de solo energía donde los precios spot reflejan más fielmente los elevados precios que se dan en periodos de escasez, y con ello dan un fuerte incentivo a los recursos para que estén disponibles, en los mercados de capacidad no se permiten estos elevados precios spot y en cambio se busca que los recursos estén disponibles en base a remuneraciones que reciben en periodos previos a la situación de escasez. Por lo que, el incentivo a estar disponible y el momento en que se requiere disponibilidad no están alineados en el tiempo, causando muchas veces problemas de no disponibilidad cuando más se requieren los recursos.

Una forma de remediar la no disponibilidad que se da muchas veces en periodos de escasez, es dar directamente un incentivo a los recursos según su desempeño durante estos periodos. Sin embargo, esto supone encarecer el mecanismo de capacidad y socava en cierta medida la base de estos mecanismos al tener que pagar ex-ante por la instalación de la capacidad y luego pagar ex-post por el despacho de la capacidad, lo que puede interpretarse como un doble pago a los recursos.

Un problema que se acentúa en los mecanismos de cobertura por volumen, es el mayor trabajo que supone para la autoridad el tener que verificar la disponibilidad de las centrales contratadas y si se puede contar con sus recursos en los momentos críticos. Esto va de la mano con definir un adecuado régimen de penalidades sobre aquellas empresas que no cumplan sus compromisos de capacidad, lo que requiere un especial cuidado en definir los montos de estas penalidades y las condiciones en las que se apliquen. Debido a que regímenes de penalidades muy severos con altas probabilidades de sanción y con montos elevados, elevarán los costos de la capacidad a los consumidores, mientras que regímenes de penalidades muy laxos con bajos montos no supondrán un costo considerable a los recursos que incumplan sus contratos y se perderían los incentivos a estar disponible.

3.3. Tendencia en los Mercados eléctricos

De esta revisión internacional, en primer lugar, notamos que existen diversas alternativas que se han implementado en los sistemas eléctricos. La más simple de ellas es el mercado de solo energía, que opera como lo hace la mayoría de mercados de productos y servicios en el mundo, es decir, sin mayor regulación sobre los volúmenes de producción o límites de precios. En el caso de Nueva Zelanda que opera este tipo de mercado, vemos que aceptan que se produzca el ejercicio de poder de mercado por parte de los generadores, esto para evitar que se origine el problema del “missing money”. Sin embargo, en la mayor parte de los países no es aceptable que las generadoras ejerzan poder de mercado sobre consumidores que en su mayoría tienen una demanda inelástica. Debido a esto, la opción de un mercado de solo energía no se ve conveniente de implementar.

Por esta razón, vemos que surgen múltiples alternativas de mecanismos de remuneración a la capacidad, en donde en general se impide el ejercicio de poder de mercado mediante

límites de precios y se cubre el problema de missing money mediante el ingreso adicional por capacidad.

Dentro de estos mecanismos, se revisan sus modos de operar y con ello se pueden descartar algunos debido a ciertos puntos débiles que los hacen poco deseables.

Uno de los mecanismos poco deseables es el de pago por capacidad objetivo, debido a que al restringir el pago a un tipo de tecnología se disminuyen las opciones de entregar capacidad y, con ello, probablemente se aumenten los costos. En el caso de que la tecnología elegida para este pago sea claramente la mejor opción, entonces el mecanismo puede ser una opción viable frente a las demás.

Por parte de los mecanismos de cobertura por volumen, entre los poco deseables esta el de sostenedor de nueva capacidad, debido a que desincentiva la inversión en capacidad sin subsidios, obligando a la autoridad a cada vez subsidiar más capacidad. También, tiene en contra que es un mecanismo muy susceptible de verse afectado por presiones políticas administrativas que escapan de criterios técnico-económicos. Vemos que en los países que se implementó solo se hizo de forma puntual y luego se dejó.

En cuanto al mecanismo de reservas estratégicas, vemos que este opera como un mecanismo de subastas de capacidad pero a menor escala donde solo se busca contratar recursos de punta. Esto tiene el inconveniente de separar los recursos de punta de los demás, pues si la reserva solo se deja para momentos de escasez y no para operar día a día, entonces los recursos que estén fuera de la reserva optarán por no invertir en capacidad, haciendo que cada vez aumenten más las necesidades de reserva. Por otra parte, si se deja que estos recursos operen normalmente en el día a día, esto produce una competencia desequilibrada con medios que no reciben el pago por reserva estratégica, además de estar operando recursos que podrían requerirse en periodos de escasez. En el caso de Suecia vemos también que es difícil mantener el mecanismo en una reserva acotada y que se vuelve muy complicado desprenderse de él en un régimen de transición.

En el caso del mecanismo de obligaciones descentralizadas, este tiene un inconveniente en el posible ejercicio de poder de mercado por parte de algunos recursos de capacidad debido a los altos costos que puede suponer para un consumidor pequeño tener que entablar múltiples negociaciones en un mercado de contratos bilaterales con distintos oferentes. También, se encuentra la dificultad de como incentivar a las empresas distribuidoras para que busquen contratar capacidad a un menor precio, suponiendo que el costo de la capacidad se traspasa directamente a los clientes de distribución.

También aparece como alternativa poco deseable el mecanismo de contratos de opciones. Por parte de las opciones físicas, vemos que tienen el inconveniente, como ocurre en Colombia, de que la autoridad se ve muy tentada a intervenir el despacho de los recursos contratados para evitar que se produzca un periodo de escasez grave que implique cortes de suministro, ya que esto implicaría altos costos políticos, pero al mismo tiempo esto produce un descontento por parte de los recursos contratados al no permitirles despachar todo lo que quisieran. Por otro lado, en el mecanismo con opciones financieras, el mercado sigue siendo susceptible al ejercicio de poder de mercado por parte de algunos agentes, lo que provoca a

su vez un aumento en el costo de las opciones.

En cuanto a los mecanismos más deseables de cada tipo de cobertura, esta por el lado de la cobertura por precios y volumen, el pago por capacidad a todo el mercado, que emplea la teoría marginalista para realizar un pago eficiente. Sin embargo, la eficiencia de este método recae fuertemente en los cálculos de la autoridad acerca del precio al cual se van a remunerar los recursos y el volumen de recursos que serán remunerados. Es por esto que muchas veces el cálculo puede quedar desactualizado ya que no hay una competencia de agentes que lo impulse a ello.

En el lado de los mecanismos de cobertura por volumen destacan las subastas de capacidad, que resuelven algunos inconvenientes de otros mecanismos, por ejemplo no tiene el dilema de las reservas estratégicas de permitir o no permitir a los recursos despachar normalmente, ya que en las subastas se contrata toda la capacidad que requiere el mercado. También, se solventan los problemas presentados de las obligaciones descentralizadas, por una parte, ya no es necesario que consumidores pequeños enfrenten altos costos de negociación y los clientes de distribución ya no tienen el problema de que su distribuidora les traspase costos poco competitivos, debido a que las subastas las realiza un ente externo en un proceso competitivo. Es por ello que diversos mercados en Europa y América del Norte están optando por este mecanismo. Sin embargo, el principal problema sigue siendo el incentivo a que los recursos estén disponibles cuando hay periodos de escasez.

Capítulo 4

Propuestas para el pago por capacidad en el SEN

4.1. Análisis crítico del pago por capacidad en el SEN

4.1.1. Precios de la capacidad

En el mercado eléctrico chileno la determinación de los costos anualizados de construir una unidad de punta, resulta un eje primordial para el pago por capacidad. Esto es así debido a que justamente el precio al cual se remunera la potencia de suficiencia definitiva de cada central, corresponde a los costos anualizados de construir una central de punta. Por lo cual esta fijación de precios requiere de una especial atención.

Desde el año 2007, la CNE ha determinado año a año que la unidad de punta corresponde a una turbina gas-diésel de 70 [MW] para el subsistema centro (anteriormente consideraba una turbina de 112,73 [MW]) y, desde el año 2009, ha determinado lo mismo para el SING (donde anteriormente se consideraba una turbina de 50 [MW]). Estos subsistemas han cambiado de nombre y actualmente son parte del SEN, manteniendo el mismo tamaño de cálculo para la unidad de punta.

En el Informe técnico de precios de nudo de corto plazo de enero 2021, se determina que el costo unitario de la unidad generadora diésel de 70 [MW] para el subsistema centro-norte, corresponde a 570,72 [US\$/kW]. Esta cifra resulta llamativa considerando que en el Informe de costos de tecnologías de generación de junio 2021 [28], se obtiene que los costos de inversión de una unidad térmica diésel son de 291 [US\$/kW] en base a los proyectos en construcción y estudio y, más adelante, señala el estudio que se considera como cifra estimada un costo de inversión en esta tecnología de 448 [US\$/kW]. Por lo cual, ambas cifras del informe de costos de tecnologías de generación, tanto la obtenida por proyectos en construcción y estudio así como la estimada por el estudio, resultan bastante menores al costo que se utiliza en la fijación de precios de nudo de corto plazo.

Un factor que afecta a esta dispar obtención de costos de inversión en la unidad de punta por parte de la CNE, es justamente el tamaño de la unidad. Pues, si se consideran unidades de mayor tamaño, se generan economías de escala en sus costos. Por lo que si los costos que fija la CNE son en base a una unidad de 70 [MW], esto da espacio a que los inversores cons-

truyan unidades de mayor tamaño, por ejemplo, de 150 [MW] y aprovechen las economías de escala que se presentan.

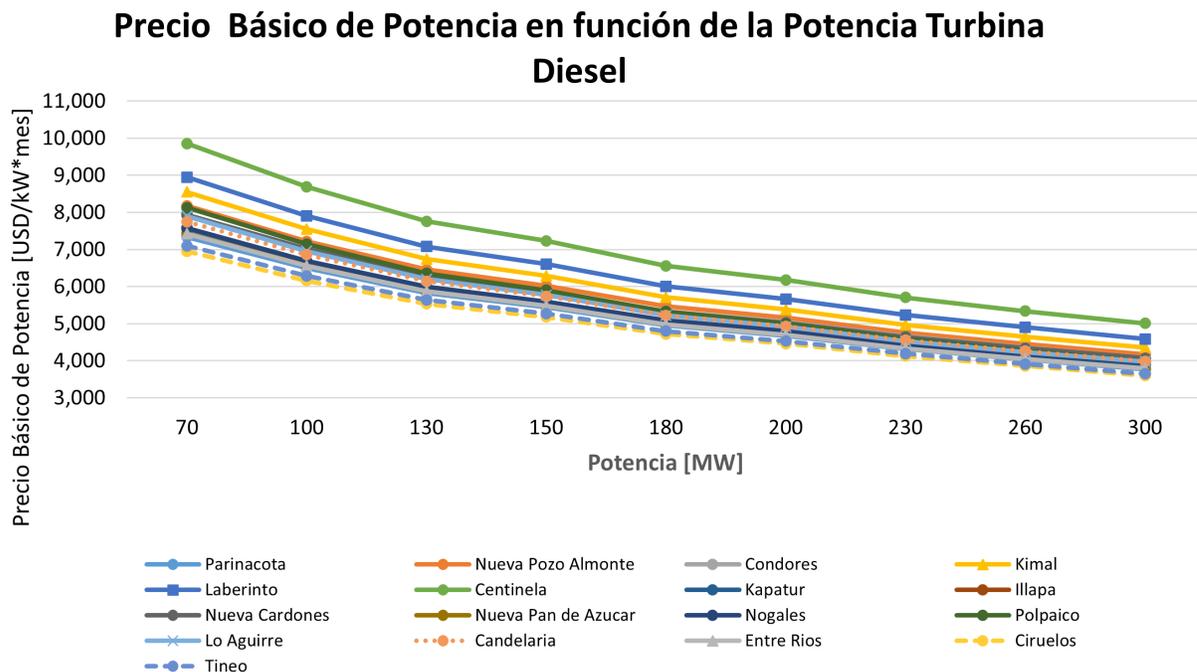


Figura 4.1: Precio básico de la potencia estimado en función de la potencia y la ubicación, Informe técnico definitivo de unidad de punta de la CNE [29].

En la figura 4.1, se observa la disminución de costos unitarios en el precio básico de la potencia a medida que se consideran unidades de mayor tamaño, evidenciándose las economías de escala mencionadas.

Costos Equipos Principales en función de la Potencia Turbina Diesel

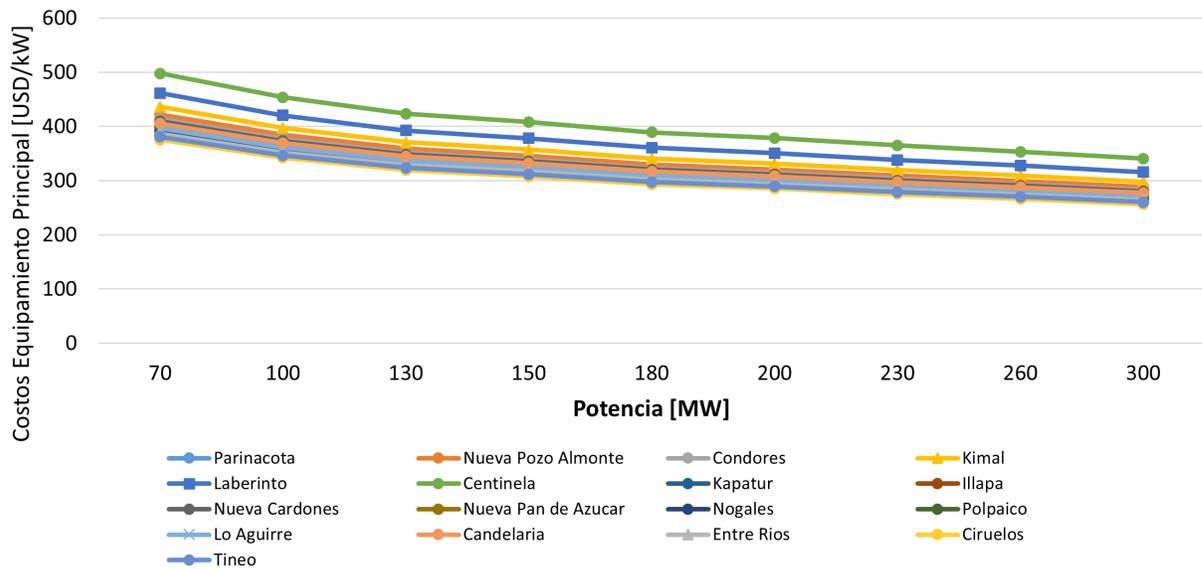


Figura 4.2: Costo de los equipos principales de una turbina en función de su potencia y la ubicación, Informe técnico definitivo de unidad de punta de la CNE [29].

De la figura 4.2 se observa la disminución de costos unitarios que se producen al aumentar el tamaño de la turbina. Por otra parte, igualmente es llamativo de la figura que en torno a los 70 [MW] los costos de inversión que se muestran sean del orden de 400 [US\$/kW], una cifra bastante menor al valor de 570,72 [US\$/kW] que se utiliza en la fijación de precios.

Otro de los factores que contribuye a producir las economías de escala en la unidad de punta, es el tamaño de la subestación asociada a la unidad de punta.

Subestación en función de la Potencia Turbina Diesel

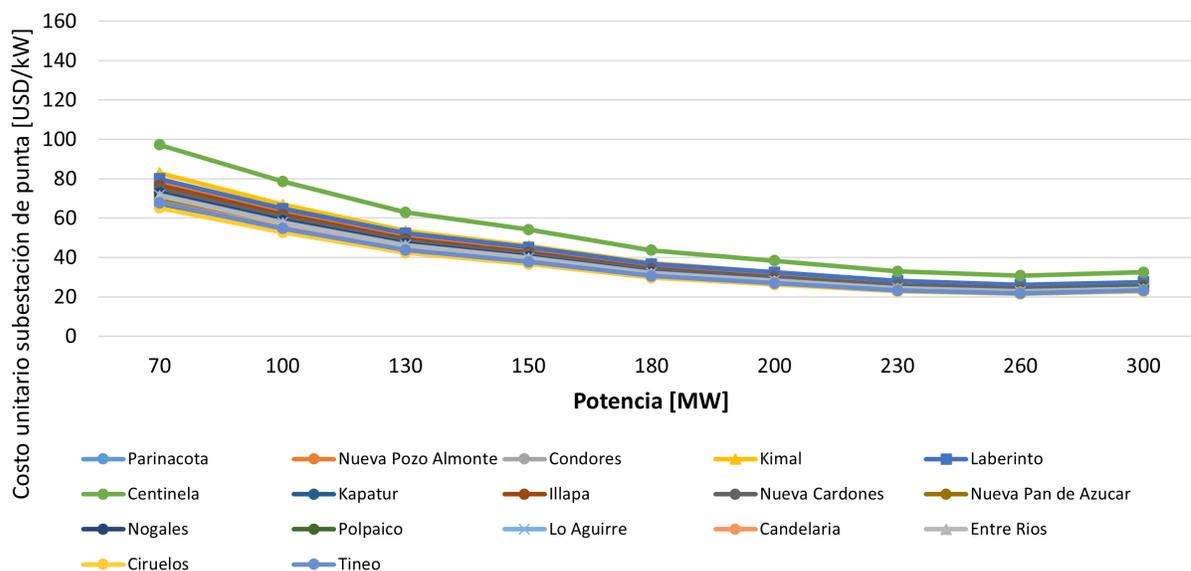


Figura 4.3: Costo de la subestación eléctrica en función de su potencia y la ubicación, Informe técnico definitivo de unidad de punta de la CNE [29].

Vemos de la figura 4.3 que los costos unitarios de la subestación asociada a la unidad de punta, disminuyen desde un rango de 60-80 [US\$/kW] si se considera un tamaño de 70 [MW] a ser de entre 40-60 [US\$/kW] cuando el tamaño de la unidad es de 150 [MW].

Por lo demás, en el propio estudio de la unidad de punta en el capítulo 24 [3], se recomienda utilizar para el cálculo de los costos una unidad de tamaño entre 100 a 150 [MW] para el sistema global o el subsistema norte, y para el subsistema sur, mantener una unidad de 70 [MW]. Por lo cual, el tamaño de 70 [MW] que escoge la CNE en su cálculo de costos de la unidad de punta va en contradicción con lo que indica el estudio.

Por otra parte, desde la base estadística de capacidad instalada de generación de la CNE [30], se obtiene que de las unidades gas-diésel del SEN que suman 7.551 [MW] de potencia bruta. El promedio del tamaño de estas unidades es de 140 [MW], con 29 centrales de un tamaño mayor a 70 [MW] de un total de 54 centrales, es decir, la mayoría de ellas.

Por lo tanto, no se entiende la decisión de la CNE de calcular los costos basándose en una unidad de 70 [MW], que es más costosa por kW y que, además, no es del tamaño recomendado por el estudio ni tampoco el más utilizado en las instalaciones existentes.

Adicionalmente, se puede mencionar que en Perú donde se utiliza un sistema de remuneración a la potencia similar al chileno, para el cálculo de los costos de la unidad de punta, se usa un tamaño de 183 [MW] [31], incluso teniendo un mercado eléctrico menor al del SEN, con demanda máxima del orden de 7.300 [MW] en comparación al SEN donde esta alcanza los 10.900 [MW].

Otro ítem que afecta directamente al precio básico de la potencia, es el correspondiente a la tasa de descuento empleada en el cálculo. Esta tasa de descuento corresponde en la actualidad a un 10% real anual la cual se viene usando desde hace más de 30 años por la CNE, como indica el artículo 165° de la Ley General de Servicios Eléctricos. Esto a pesar de que desde hace bastantes años han disminuido las tasas de descuento exigidas por los inversionistas, al igual que lo han hecho las tasas de interés ofrecidas por las entidades financieras para créditos comerciales como lo muestra la figura 4.4.

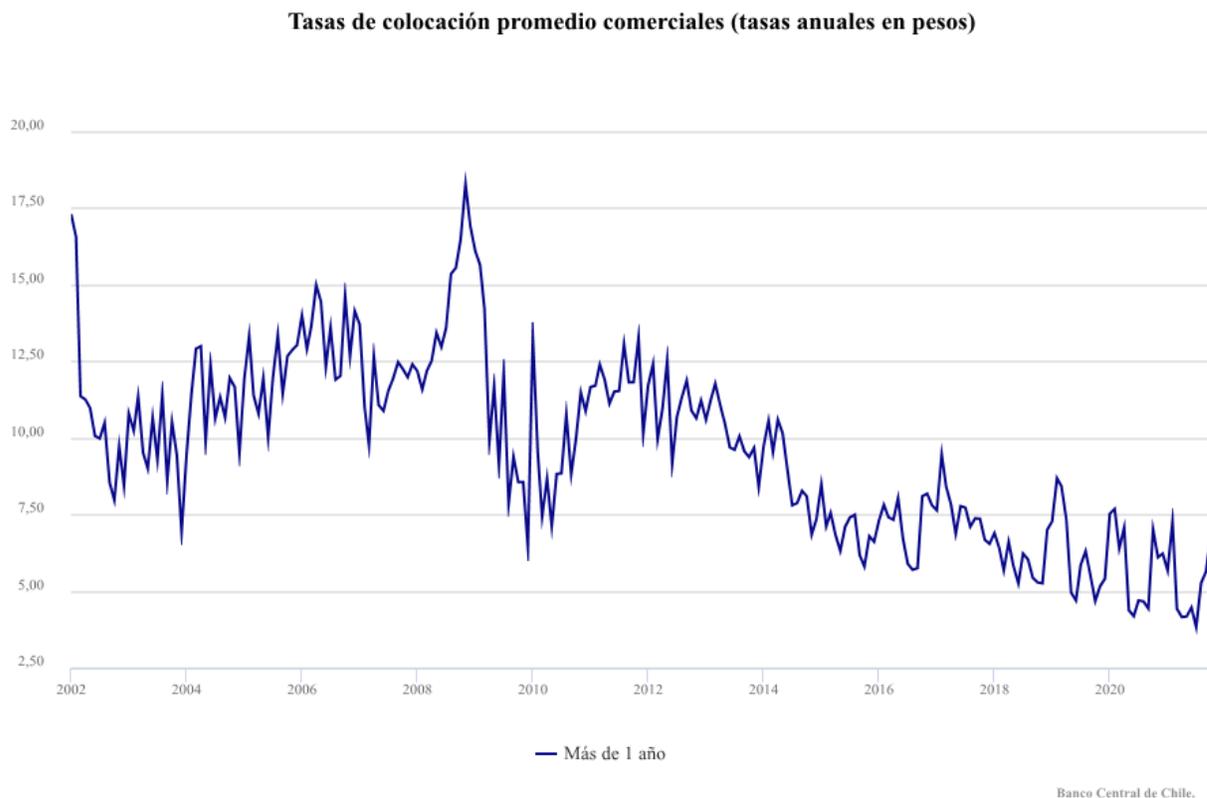


Figura 4.4: Tasas de interés promedio para colocaciones comerciales de más de un año [32].

Un punto de comparación respecto a la tasa de descuento que utiliza la CNE, lo encontramos en la tasa social de descuento que utiliza el Ministerio de Desarrollo Social y Familia de Chile, la cual representa el costo de oportunidad que tienen los fondos públicos cada vez que financian un proyecto. Esta tasa actualmente es de un 6% real anual [33].

4.1.1.1. Comparación con otros mercados

En esta sección se comparan los precios que en el mercado eléctrico del SEN se le pagan a las empresas generadoras por su potencia de suficiencia, con los precios que se han obtenido en otros mercados eléctricos para el pago de la capacidad. Aunque se debe tener en mente, que en los distintos sistemas pueden existir factores externos al mecanismo de capacidad que influyan en los precios y, por lo tanto, en la comparación, como por ejemplo: la capacidad

instalada, los patrones de demanda, los factores del clima, entre otros.

Como base de comparación se utiliza el precio básico de la potencia del subsistema Centro-Norte del SEN, el cual es el subsistema de mayores dimensiones del SEN.

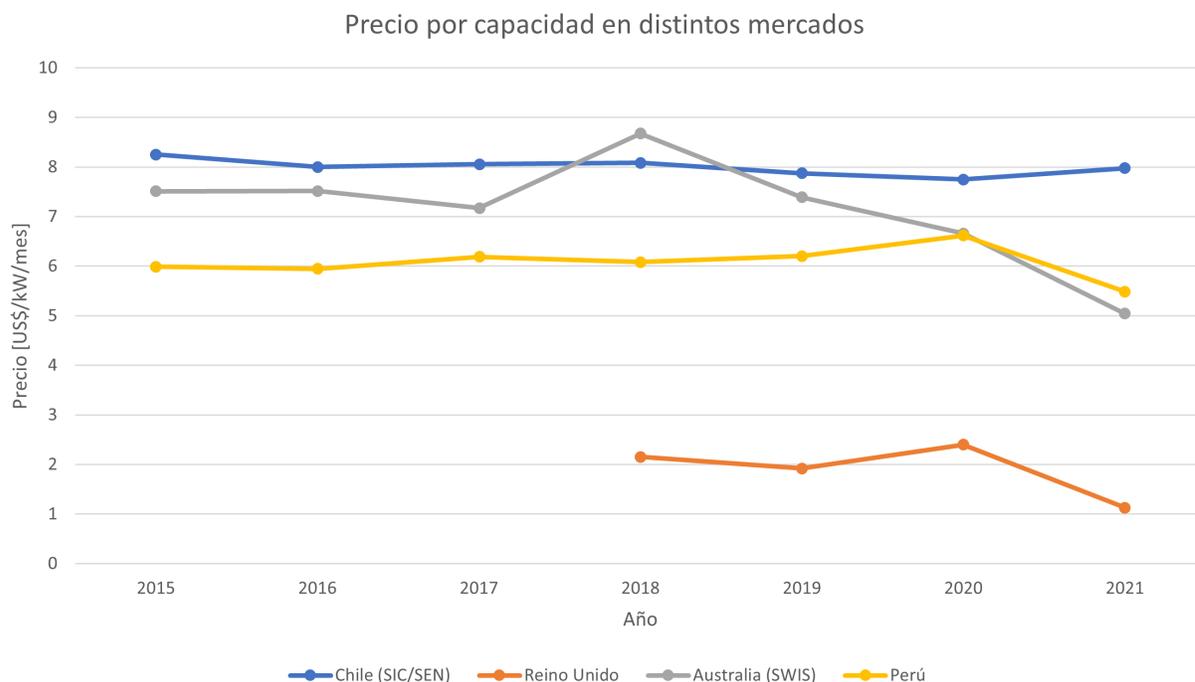


Figura 4.5: Precio de la capacidad en distintos mercados eléctricos [6][34][35][36].

De la figura 4.5, se observa que en 6 de los 7 años desde el 2015, el mercado chileno ha tenido los mayores precios por capacidad. Solo en un año fue superado por el mercado SWIS de Australia, sin embargo vemos como en este mercado han caído los precios ubicándose 3 [US\$/kW/mes] por debajo del mercado chileno en el año 2021.

Por parte del Reino Unido, vemos que es el mercado que ha conseguido los menores precios por capacidad en los últimos años, gracias a su mayor oferta de capacidad que incluye también respuesta de demanda y almacenamiento, la cual es mayor a la demanda de capacidad en las subastas. Cabe mencionar que en la subasta T-1 para despachar en el 2021, se obtuvieron precios bastante más altos equivalentes a unos 5 [US\$/kW/mes], sin embargo, en ella solo se subastó un volumen de 2,25 [GW], el cual es bastante menor al volumen de 50,4 [GW] que se compró en la subasta T-4, que también se despacha en 2021 y con un precio de 0,95 [US\$/kW/mes] (en la figura 4.5 se utiliza el promedio ponderado de ambos precios) [34].

Los precios del mercado eléctrico en Perú son bastante relevantes como punto de comparación con los precios en Chile, debido a que Perú posee el mismo tipo de mercado de “Pago por capacidad a todo el mercado” y en donde, al igual que en Chile, los precios son fijados por la autoridad en base a los costos anualizados de una unidad de punta.

Considerando lo anterior, resulta llamativo como constantemente los precios por capacidad en Perú son menores que en Chile, manteniendo una diferencia aproximada de 2 [US\$/kW/mes], es decir, alrededor de un 25 % menores.

Esta comparación, junto con la revisión del tamaño de la unidad de punta y la tasa de descuento, nos muestran que estos factores se encuentran en valores que implican costos que están por encima de los que deberían ser, considerando los valores mencionados a nivel nacional como también los precios que se observan a nivel internacional.

4.1.2. Volumen de capacidad instalada

Como se vio en el capítulo 2, en el “Reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras”, se menciona que en la asignación de potencia inicial, el cual es un paso intermedio para obtener la potencia de suficiencia, en general, se calcula considerando las menores disponibilidades de recursos que presentan las diferentes centrales, durante 5 años en el caso de centrales térmicas o renovables no convencionales, o el promedio de energía embalsada al 1 de abril de los últimos 20 años para centrales hidroeléctricas de embalse. Luego, para obtener la potencia de suficiencia preliminar se consideran factores como los estados deteriorados, los consumos propios de la central, periodos de mantenimiento y el índice de indisponibilidad forzada.

Como se aprecia en este proceso de cálculo, en ningún momento se considera la disponibilidad de las centrales durante las 52 horas de mayor demanda del año, que corresponden a las horas de donde se obtiene el promedio de demanda máxima para igualar la potencia de suficiencia definitiva con esta cifra. Tampoco en este cálculo se considera la disponibilidad de las centrales en el periodo de control de punta, que es aquel en donde se les cobra la potencia utilizada a los clientes regulados.

Por lo cual, se evidencia una clara desconexión entre el cálculo de potencia de suficiencia definitiva que remunera a las centrales y que considera todas las horas del año, con las 52 horas en que se calcula la demanda máxima y que es el volumen que se remunera con este mecanismo y, por otra parte, con las horas del periodo de control de punta en las cuales se les cobra por potencia a los clientes regulados.

Estas desconexiones entre los diferentes horarios implican para las empresas generadoras, que no tienen incentivos a estar mayormente disponibles ni durante las 52 horas de demanda máxima ni durante el periodo de control de punta, pues, su cálculo se realiza considerando todas las horas del año.

Además, uno de los efectos del cálculo de la potencia de suficiencia, es que, el precio que se le paga a cada MW de potencia de suficiencia, es menor en la práctica al precio de nudo de potencia. Dado que, se escala la potencia de suficiencia preliminar para que coincida en volumen con la demanda máxima.

De esta manera, vemos en la figura 4.6 el precio que se le termina pagando a cada MW.

Precio de nudo de la potencia en la barra de Alto Jahuel (desde abril de 2008 hasta abril de 2018, en USD/kw-mes)

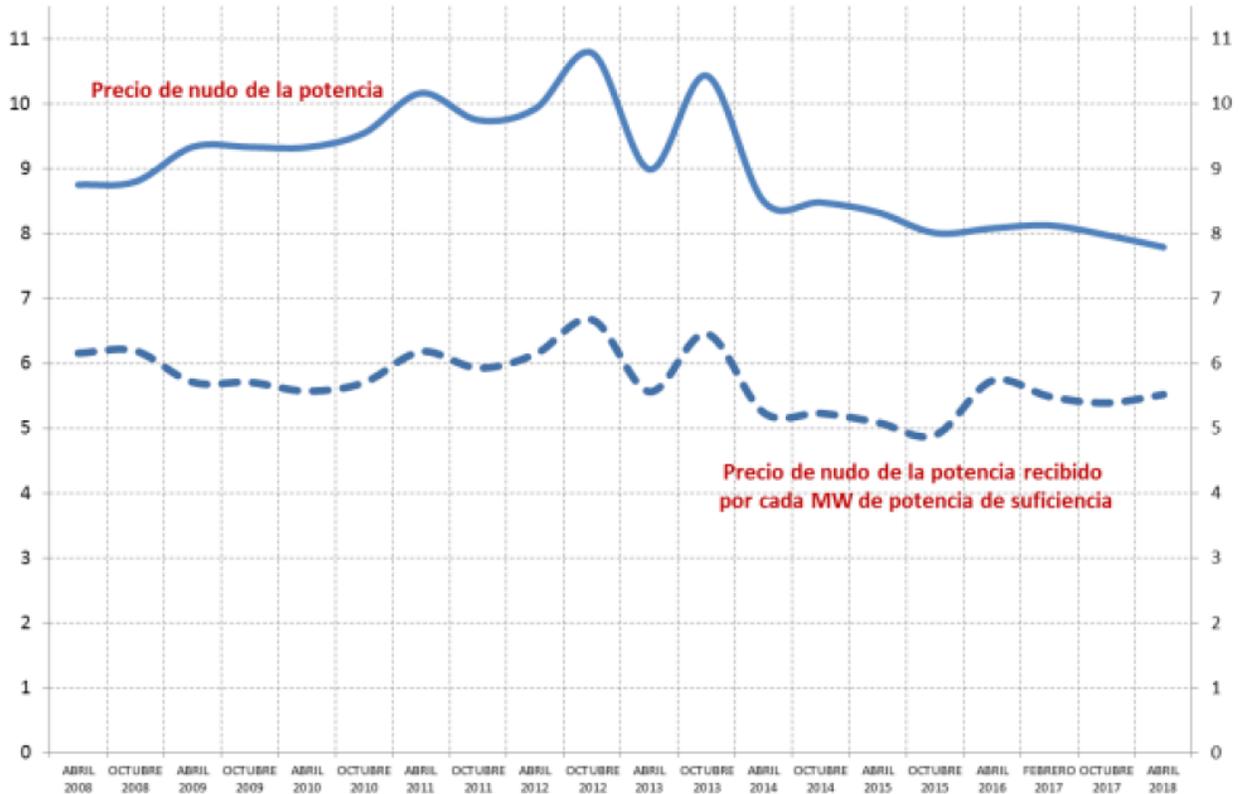


Figura 4.6: Precio de nudo de la potencia pagado en barra Alto Jahuel, con el precio que recibe cada MW de potencia de suficiencia [37].

De la figura 4.6 vemos que el precio que recibe cada MW de potencia de suficiencia en realidad es menor al fijado por la autoridad, ya que al realizarse el escalamiento de la potencia de suficiencia preliminar con ajuste a la demanda máxima. Esto es equivalente a reducir el precio como se ve en la figura 4.6, en donde el precio recibido por las centrales es alrededor de 2 [US\$/kW/mes] menor al fijado. Por lo cual, se infiere que si se construyen unidades de punta, en particular de tipo gas-diésel aún con este escalamiento hacia abajo en su remuneración, indica que el precio fijado se encuentra por sobre el que se requiere para costear estas unidades, de otra forma no se produciría la instalación.

Por otra parte, en relación al cálculo de potencia inicial de las tecnologías esta se calcula según la menor disponibilidad de recursos primarios de las centrales en los años anteriores considerando todo tipo de horario. Mientras que para las tecnologías solar fotovoltaica y eólica se introduce una restricción adicional al considerar el promedio de los factores de planta en las 52 horas de mayor demanda anual, siendo el resultado de la potencia inicial para ellas, su potencia máxima por el menor factor entre: 1) La menor disponibilidad de recursos de años anteriores y 2) El promedio del factor de planta en las 52 horas de mayor demanda.

Esta restricción adicional para las centrales fotovoltaicas y eólicas tendría sentido si el sis-

tema eléctrico no contara con recursos de regulación, pues no estarían aportando en las horas en que según esta definición el sistema sufre un mayor estrés. Sin embargo, el SEN si cuenta con recursos de regulación en las centrales hidroeléctricas de embalse que son desplazadas en parte de su despacho hacia las horas en que baja el factor de planta de las tecnologías fotovoltaica y eólica, por lo cual estas últimas si aportan suficiencia en aquellas horas de punta al permitir una mayor disponibilidad en ellas de los recursos de regulación hidroeléctricos.

Dentro del mercado eléctrico chileno hasta el momento solo se permite el pago por capacidad a recursos de tipo generación, como recoge el “Reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras”.

El almacenamiento solo es considerado cuando forma parte de una central de generación y que contribuye a su mayor disponibilidad, como es el caso de las centrales hidroeléctricas de embalse. Sin embargo, el almacenamiento por si solo no es reconocido como un recurso que aporte a la suficiencia del sistema y, por lo tanto, no recibe este pago.

De la misma forma, tampoco los recursos de respuesta de demanda tienen la posibilidad de participar en el aporte a la suficiencia del sistema eléctrico, debido a que la legislación los ve solo como clientes del sistema y no como posibles participantes que aporten suficiencia al disminuir su consumo.

Este punto del mercado eléctrico chileno contrasta con la incorporación que han tenido tanto la respuesta de demanda como el almacenamiento en otros mercados eléctricos como es el caso de Reino Unido, donde se permite que estos recursos participen de las subastas de capacidad [13]. Al igual que en España donde su nuevo mecanismo de capacidad basado en subastas también permitirá la participación de recursos de almacenamiento y respuesta de demanda [38].

De esta manera, al limitar la participación dentro del pago por capacidad solo a las centrales generadoras, el mercado de capacidad en el SEN pierde competencia en la oferta de recursos de capacidad que puedan contribuir a la suficiencia del sistema.

4.1.2.1. Comparación con otros mercados

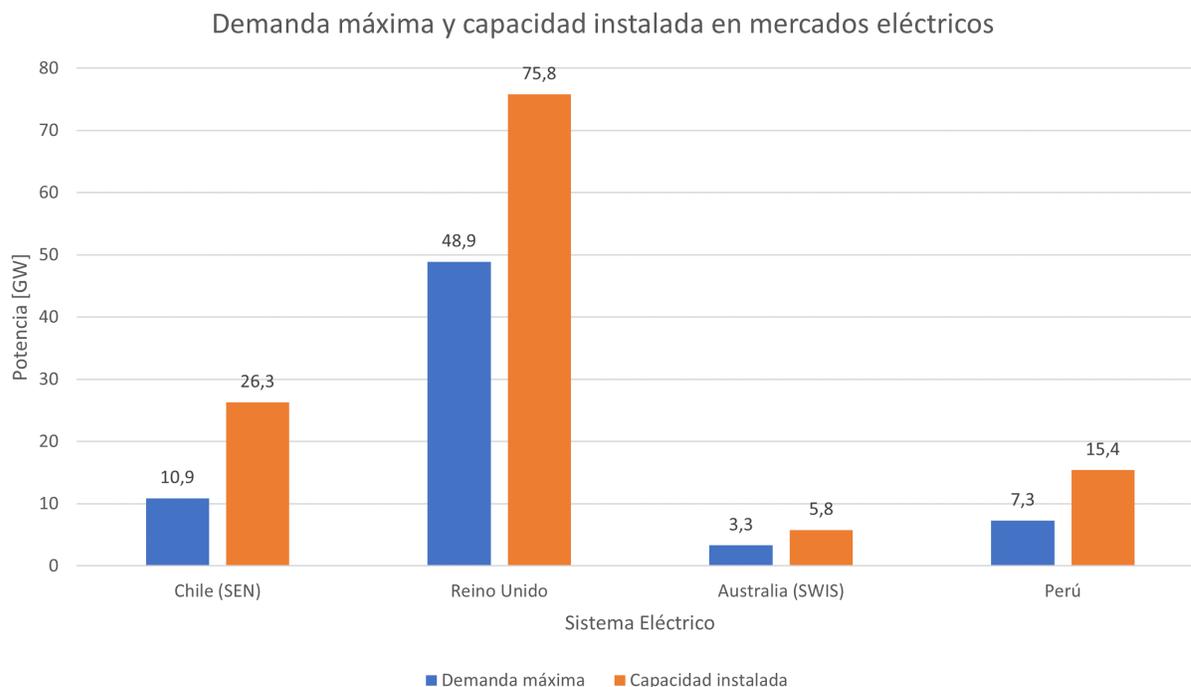


Figura 4.7: Demandas máximas y capacidad instalada en distintos mercados eléctricos [4][5][39][40][41][42][43].

De la figura 4.7, se observan las distintas proporciones de capacidad instalada respecto a su demanda máxima en los 4 mercados eléctricos. De ellos, Chile es el que presenta una mayor capacidad instalada respecto a su demanda máxima, siendo su capacidad instalada de un 241 % respecto a su demanda máxima. Luego, está Perú, que posee un sistema de remuneración a la capacidad similar al chileno y que tiene una capacidad instalada de un 211 % de su demanda máxima.

En el caso de Australia y su mercado eléctrico del sur oeste (SWIS), el cual es el más pequeño de los 4, su capacidad instalada es alrededor de un 175 % de su demanda máxima según las últimas estadísticas, sin embargo, cabe mencionar que en años anteriores en este sistema se registró una demanda máxima de 4,0 [GW] con lo cual su capacidad instalada correspondería a un 145 % de su demanda máxima.

En cuanto al Reino Unido, este posee el mayor mercado eléctrico de entre los 4 representados, con una capacidad instalada de un 155 % de su demanda máxima. Porcentaje que se encuentra disminuyendo debido a que se está retirando el exceso de capacidad que no es contratada en las subastas, pues en ellas solo se paga a un volumen de alrededor de 55 [GW] en donde también puede participar la respuesta de demanda y el almacenamiento [40].

Al igual que con los precios de la capacidad que se encuentran por encima de lo que deberían ser, encontramos algo similar en el volumen de capacidad del sistema, puesto que este se encuentra en un nivel de cobertura de la demanda que sobrepasa al de los demás siste-

mas. En esto pueden tener un papel muy importante los altos precios de la capacidad que incentivan a tener bastantes recursos, pero también el no disponer de una participación en igualdad de condiciones hacia recursos como la respuesta de demanda y el almacenamiento, que de integrarse permitirían mantener altos niveles de confiabilidad con menor instalación de recursos de generación.

4.1.3. Meta de confiabilidad

Como menciona el “Reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras”, en el SEN se paga un volumen de capacidad igual al promedio de las 52 horas de mayor demanda en el sistema, es decir, la demanda de punta. Sin embargo, esta remuneración luego es prorrateada entre todas las centrales del sistema sin importar si realmente estas aportan a la confiabilidad del sistema en las horas de mayor estrés.

Por lo tanto, en el SEN no se realiza una estimación de la confiabilidad, la cual debería hacerse para en base a ella definir el volumen de recursos que se requiere pagar.

Según estimaciones del investigador Esteban Gil, para el año 2019, el SEN contaba con un valor de LOLE (pérdida de carga esperada) = $4,33 \cdot 10^{-9}$ [h/año] [44], es decir, un LOLE muy bajo si se compara con el valor utilizado en el sistema eléctrico de Francia y Reino Unido de LOLE = 3 [h/año] o con el LOLE = 0,1 [h/año] que se utiliza en el sistema PJM de Estados Unidos [45]. Esto indica que en el SEN existe una muy alta confiabilidad con los recursos instalados y, por lo tanto, se esta pagando por una cantidad de recursos que van más allá de los necesarios.

4.1.4. Puntos de mejora del pago por capacidad en el SEN

A partir de la revisión de los factores principales que inciden en el pago por capacidad como son el tamaño de la unidad de punta y la tasa de descuento, los cuales se encuentran en rangos que están fuera de lo que cabe esperar de ellos y que forman un precio que sobrepasa a los de otros mercados. Junto a factores que además del precio inciden sobre el volumen de recursos instalados, donde vemos que la asignación de potencia de suficiencia considera directrices que son ajenas al aporte de las unidades en las horas de mayor estrés del sistema y que por otra parte no se incentiva a que se genere respuesta de demanda o instalación de recursos de almacenamiento.

Todos los factores analizados, culminan en que el SEN posee un precio por capacidad en comparación elevado y una cantidad de recursos instalados que sobrepasan bastante la mayor necesidad de capacidad del sistema. Sistema que además no cuenta con una meta de confiabilidad objetivo a lograr y que, considerando que se cuenta con un pérdida de carga esperada muy baja, sería conveniente de poner en práctica junto a otras mejoras para hacer un uso más eficiente de los recursos.

4.2. Propuestas para el pago por capacidad en el SEN

Vistos los puntos de mejora que podría tener el pago por capacidad del SEN, a continuación, se pasa a dar las propuestas que en base a lo estudiado tanto del mercado eléctrico nacional como de mercados eléctricos en otros países, podrían contribuir a lograr un pago por capacidad más eficiente y manteniendo adecuados estándares de calidad del servicio eléctrico.

Para ello, estas propuestas se dividen en dos categorías, en primer lugar, aquellas consideradas como “Propuestas puntuales” que implicarían cambios menores en el sistema actual y que se abocan a la solución de puntos específicos dentro del mercado eléctrico. Y, por otra parte, se presentan las “Propuestas sistemicas” y que consisten en un cambio global del mecanismo de capacidad actual por otro tipo de mecanismo de capacidad, las cuales, en base a lo estudiado en otros mercados, podrían solventar estos puntos y dar un buen resultado de largo plazo.

4.2.1. Propuestas puntuales

4.2.1.1. Aumentar el tamaño de la unidad de punta

El estudio de la unidad de punta recomienda en su capítulo 24 [3], un tamaño para el sistema en su conjunto o para el subsistema centro-norte de entre 100 [MW] y 150 [MW]. Además, en base a las estadísticas de la CNE [30], se observa que el tamaño promedio de las unidades gas-diésel del SEN es de 140 [MW]. Por estas razones, se recomienda, como medida puntual, aumentar el tamaño de la unidad de punta para el cálculo del precio básico de la potencia en el subsistema centro-norte hasta los 150 [MW].

Con este aumento de tamaño, y atendiendo a las economías de escala que se observan en las figuras 4.2 y 4.3, el nuevo costo de la unidad de punta y de la subestación asociada sería de aproximadamente 400 [US\$/kW] y 50 [US\$/kW], respectivamente. De esta forma, manteniendo todos los demás parámetros y solo cambiando estos costos en la ecuación 2.7, se obtiene el precio básico de la potencia que se observa en la tabla 4.1.

Tabla 4.1: Precio básico de la potencia en barra Nogales 220kV obtenido de Informe de precios de nudo de corto plazo Enero 2021 con unidad de 70 [MW] y Precio básico de la potencia con unidad de 150 [MW]

Tamaño de unidad	Pbpot [US\$/kW/mes]
Unidad de 70 [MW]	7,9781
Unidad de 150 [MW]	6,0440

Como vemos de la tabla 4.1, al aumentar el tamaño de la unidad de punta a 150 [MW], el precio básico de la potencia se reduce un 24 % hasta los 6,0440 [US\$/kW/mes].

4.2.1.2. Actualizar la tasa de descuento

Como se ve en la figura 4.4, las tasas de interés han disminuido bastante en las últimas 2 décadas, por lo cual parece incorrecto que se siga utilizando la misma tasa de descuento de décadas anteriores. Por lo tanto, se ve necesario ajustar esta tasa de descuento al contexto actual y un punto de referencia para esta cifra es la tasa de descuento que utiliza el Ministerio de Desarrollo Social y Familia, la cual es de un 6 % real anual [33].

En la tabla 4.2, se obtiene la comparación entre en el precio básico de la potencia al utilizar la tasa actual de 10 % real anual y una tasa de 6 % real anual.

Tabla 4.2: Precio básico de la potencia de punta en barra Nogales 220kV obtenido de Informe de precios de nudo de corto plazo Enero 2021 con tasa de descuento de 10 % real anual y Precio básico de la potencia con tasa de descuento de 6 % real anual.

Tasa de descuento	Pbpot [US\$/kW/mes]
10 % real anual	7,9781
6 % real anual	6,1207

Observamos de la tabla 4.2, que bajando la tasa de descuento a un 6 % real anual y manteniendo los demás parámetros, el precio básico de la potencia disminuye un 23 % hasta los 6,1207 [US\$/kW/mes].

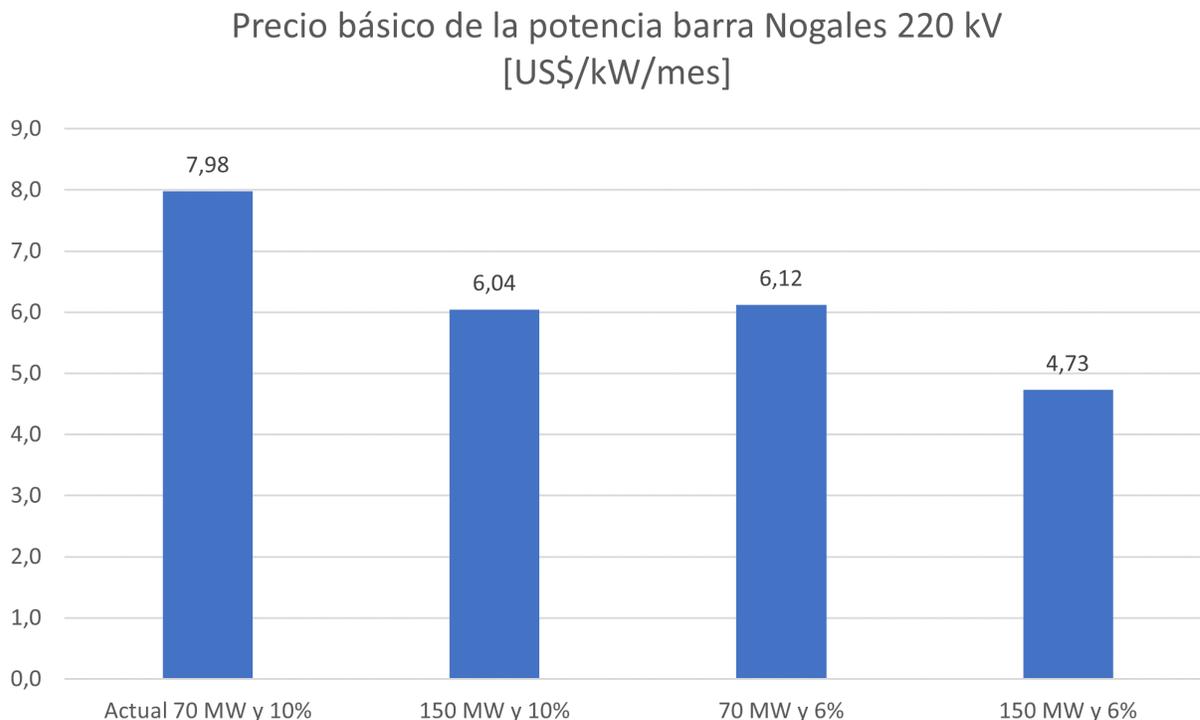


Figura 4.8: Precio básico de la potencia en barra Nogales 220 kV al introducir cambios en el tamaño de la unidad de punta y en la tasa de descuento.

En la figura 4.8 se observa como disminuye el precio básico de la potencia al aumentar el tamaño de la unidad de punta, luego al disminuir la tasa de descuento y finalmente al introducir ambos cambios en conjunto. Se observa que al cambiar estos 2 parámetros, el precio disminuye de forma significativa hasta los 4,73 [US\$/kW/mes], es decir, una disminución de un 41 %. Con este nuevo precio, Chile con el SEN se ubicaría en la figura 4.5 con un precio inferior a los precios por capacidad de Perú y Australia (SWIS) en 2021.

4.2.1.3. Cambios en la asignación de Potencia de suficiencia

Como se aprecia en la sección anterior, existe una importante desconexión entre los periodos en que se calcula la potencia de suficiencia de las centrales y potencia de clientes libres, el periodo en donde se obtiene el volumen de capacidad a remunerar (promedio de 52 horas de demanda máxima) y el periodo en que se les cobra la potencia a los clientes regulados (periodo de control de punta).

En relación al cálculo de la potencia de suficiencia, se propone dejar de aplicar las exigencias adicionales que tienen las tecnologías fotovoltaica y eólica, en donde se les considera la restricción adicional de su promedio de factor de planta en las 52 horas de demanda máxima anual. Factor que no se considera en el cálculo de otras tecnologías.

Se propone pasar a un cálculo en base a una métrica de aporte a la confiabilidad (en el anexo A.2.2 se explican distintas métricas de aporte a la confiabilidad). Esta métrica sería la ECP (Equivalent Conventional Power). Que, como indica el “Estudio y propuesta metodológica para reconocimiento de potencia de suficiencia en sistemas eléctricos flexibles” [46], cuantifica de mejor manera, el aporte a la suficiencia de las centrales bajo distintas configuraciones de la matriz eléctrica, tales como sistemas con y sin capacidad de almacenamiento, y sistemas con y sin generación renovable en horas de demanda máxima.

De esta forma, con la métrica señalada se puede medir el aporte a la suficiencia por parte de las centrales, además de hacer esta medición en base a los periodos de mayor probabilidad de pérdida de carga ya que se basa en el uso de la meta de confiabilidad LOLE. Por lo tanto, con este cálculo se mide de manera más precisa el aporte de las centrales cuando el sistema requiere de su capacidad.

Además, se propone con esta métrica determinar el conjunto de unidades que logran cumplir la meta de confiabilidad del sistema con el menor costo variable. Es decir, aquellas centrales de mayores costos variables y que no sean necesarias para cumplir la meta de confiabilidad tendrían una potencia de suficiencia nula. De esta manera se optimizan los recursos y solo se remunera los medios necesarios.

4.2.1.4. Introducción de meta de confiabilidad

Se propone introducir una meta de confiabilidad basada en una métrica, como puede ser LOLE (en el anexo A.2.1 se explican distintas métricas de confiabilidad). Un valor estimado al cual se puede apuntar, y que es bastante exigente comparándolo a nivel internacional, es un $LOLE = 0,1[h/año]$, es decir, una pérdida de carga esperada de 1 hora en 10 años, que

es la utilizada en el sistema eléctrico PJM de Estados Unidos [45]. Este valor a pesar de ser bastante exigente, a su vez es bastante menor al LOLE que se estima en el SEN.

Relacionado con esto, se debería dejar de añadir el margen de reserva teórico en el precio básico de la potencia, ya que al introducir una meta de confiabilidad resultaría redundante añadir un margen adicional al precio con la finalidad de que aumente la confiabilidad.

4.2.1.5. Neutralidad de recursos de capacidad

Una forma de mejorar la oferta de capacidad del sistema eléctrico, es permitir que nuevos recursos puedan participar en el abastecimiento de suficiencia. En la actualidad la normativa chilena no les reconoce potencia de suficiencia a los recursos de almacenamiento y respuesta de demanda como si se hace en otros países, como, por ejemplo, Reino Unido. Para esto bastaría determinar el cálculo para obtener la potencia de suficiencia que aportan estos recursos y que de esta manera entren a competir con las centrales de generación por brindar el producto de capacidad al sistema.

En el caso de Reino Unido se ha visto que recursos de almacenamiento y de respuesta de demanda se han adjudicado participación en las subastas de capacidad [13]. Por lo tanto, estos recursos están siendo competitivos en ciertos contextos frente a las tecnologías de generación tradicionales.

Sin embargo, en la actualidad existe muy poco almacenamiento instalado en el SEN. Según ACERA existen 64 [MW] de almacenamiento instalados en Chile en octubre de 2021, representando un 0,2 % de la capacidad instalada [47].

Una medida adicional que beneficiaría a la instalación de sistemas de almacenamiento, es la de aumentar la resolución temporal de los precios de la energía. Actualmente, en el SEN, el precio de la energía se determina cada 1 hora, en la cual se toma el promedio ponderado de los costos variables de las centrales marginales. Por lo cual, se propone aumentar la resolución temporal de este cálculo a 5 minutos, para que de esta forma se refleje de mejor manera el costo real del sistema en cada intervalo de operación.

Al aumentar la resolución temporal hasta los 5 minutos, los sistemas de almacenamiento verían mayores oportunidades de realizar arbitraje de energía, es decir, cargarse cuando el costo marginal es bajo y despacharse cuando el costo marginal es alto, lo que podría aumentar sus ingresos por este concepto hasta 8 veces respecto al cálculo actual con una resolución temporal de 1 hora. Aunque cabe mencionar que en este cálculo no se consideran los mayores costos de degradación y de cambios en costos marginales ex post debido a contingencias [48].

Esta propuesta de mayor neutralidad de recursos de capacidad junto a las demás propuestas puntuales, configuran a este paquete de propuestas como una opción sencilla de ser implementada gracias a que no modifica aspectos estructurales del pago por capacidad vigente y que, de actualizar ciertos parámetros, podría alcanzar niveles de precios de capacidad que son eficientes comparados a nivel internacional. Por otro lado, de implementarse en el futuro los parámetros de costos, estos pueden volver a quedar desactualizados, por lo que

igualmente sería conveniente darles seguimiento para verificarlos.

4.2.2. Propuestas sistémicas

4.2.2.1. Subastas de capacidad

Esta propuesta consiste en sustituir el actual “Pago por capacidad a todo el mercado”, por un mecanismo de “Subastas de capacidad”, de esta forma, el precio a pagar dejaría de calcularse en base a los costos anualizados de expandir el sistema, es decir, los costos anualizados de una unidad de punta calculados por la autoridad, y pasaría a determinarse como resultado de ofertas en un proceso de subastas.

Esto implica dejar atrás la filosofía de Boiteux basada en remunerar de acuerdo a los costos marginales de producción y de expansión del sistema. Por lo cual, se deja de tener como factor fijo el precio, ya que este pasa a ser determinado por el mercado, y solo se mantiene como variable fija el volumen al cual remunerar que va de acuerdo con los requisitos de confiabilidad del sistema.

De esta manera, la propuesta consiste en realizar subastas de capacidad con 5 años de anticipación al periodo de contrato para permitir la participación de nuevos proyectos, y adicionalmente una subasta con un año de anticipación para contratar más recursos en caso de que el pronostico requiera mayor volumen. El volumen de capacidad a contratar en la subasta cubriría la demanda de todo el sistema y debe estar determinado por una métrica de confiabilidad la cual podría ser un LOLE de 0,1 horas al año, como se establece en el sistema PJM de Estados Unidos. Para determinar la potencia firme a remunerar de cada recurso, puede utilizarse el cálculo de potencia de suficiencia mencionado en las propuestas puntuales, e incorporar en las subastas recursos de almacenamiento y respuesta de demanda.

Para incentivar la disponibilidad de los recursos contratados en la subasta, se puede requerir, como en el caso del mercado SWIS de Australia occidental, que aquellas instalaciones que no cumplan con su despacho, en caso de ser necesario, paguen una multa en función del valor de pérdida de carga del sistema. Esta multa se aplica en mayor proporción cuando el riesgo de pérdida de carga es alto, y en menor proporción cuando el riesgo es bajo.

Adicionalmente, utilizando el ejemplo de Australia occidental, se puede establecer un régimen para verificar la capacidad de las instalaciones. Si es contratada la capacidad de una instalación que no ha sido verificada, entonces, se le exige una garantía del 25 % del ingreso anual por capacidad. Esta garantía será devuelta cuando la instalación alcance un nivel de despacho que satisfaga su capacidad contratada. Si la instalación es despachada al 100 % en dos periodos, entonces, se le devuelve la garantía inmediatamente. Si es despachada al 90 % de su capacidad contratada en dos periodos, junto a un reporte de un experto independiente diciendo que puede operar al nivel requerido, entonces, se le devuelve el pago al final del año. En caso de que la instalación no cumpla con estos requisitos la autoridad no devolverá la garantía. Si la instalación contratada ya ha cumplido con estos niveles de despacho previamente, entonces, se considera verificada.

4.2.2.2. Subastas de almacenamiento

La idea de focalizar el pago por capacidad solo en las tecnologías de almacenamiento, surge, debido a que es precisamente la falta de sistemas de almacenamiento a gran escala en el sistema eléctrico lo que lo hace un mercado complejo y diferente a otro tipo de productos. En la mayoría de las industrias, entre el proceso de producción y de consumo, existe un tiempo durante el cual el producto permanece almacenado esperando a ser adquirido, lo que tiene costos asociados en función del tipo de producto, la forma de almacenamiento y el volumen entre otros factores. De manera que, en estos mercados que cuentan con almacenamiento, las empresas producen en función del stock que se encuentra disponible, y son remuneradas por los productos generados, no por su capacidad de producción, mientras por otra parte aquellas empresas que se encargan de la logística y el almacenamiento reciben su remuneración directamente por este servicio.

De esta forma, la propuesta consiste en entregar el pago por capacidad solo a los recursos de almacenamiento en base a un coeficiente que tome en cuenta su potencia y sus horas de despacho durante un día. Así, los recursos de almacenamiento, por una parte son remunerados por tener capacidad disponible en los momentos de estrés del sistema y, por otra parte, pueden realizar el arbitraje de energía consistente en almacenar energía cuando los costos marginales son menores en el día y luego despachar esta energía cuando los costos marginales son mayores, obteniendo el diferencial de precios. Para potenciar la eficiencia de los recursos de almacenamiento, a su vez es necesario como se menciona en las propuestas puntuales, aumentar la resolución temporal del cálculo de los precios de energía hasta los 5 minutos, de esta manera los recursos de almacenamiento que cuentan con un reducido tiempo de respuesta como los de tipo BESS pueden aprovechar las diferencias de precio que se dan en el orden de minutos.

En cuanto al precio al cual se remunera la capacidad de almacenamiento, se considera apropiado que este se obtenga de un proceso de subasta en el cual se busque contratar el volumen necesario de capacidad que apunte a satisfacer la meta de confiabilidad establecida. De esta manera, se realizarían subastas con 5 años de anticipación y otra subasta un año antes del periodo de despacho en caso de requerir un mayor volumen. Esto se haría de forma similar a lo visto en el mecanismo de subastas de capacidad, pero con la participación de solamente recursos de almacenamiento.

De esta forma, el mecanismo apunta a reemplazar los recursos de punta que se encuentren instalados por recursos de almacenamiento, debido a que los recursos ya instalados no podrían participar de las subastas, con lo cual se verían muy mermados sus ingresos. Por lo tanto, con este mecanismo gran parte de las centrales térmicas de mayores costos variables y que tienen pocas horas de despacho, verían que se hace inviable su continuidad, lo que daría paso a una importante transición en el sistema.

Cabe mencionar que en el resto de sistemas eléctricos estudiados no se han observado propuestas como está. Por lo tanto, esta propuesta de ser implementada sería una muy diferente a lo ya experimentado, pero que puede ser una buena opción a considerar dependiendo de como evolucionen los costos del almacenamiento, de cara a buscar un sistema mucho más sustentable.

4.2.2.3. Perspectivas de las propuestas sistémicas

La primera de las propuestas sistémicas mencionadas, corresponde a un mecanismo que es de los más utilizados en la actualidad, lo cual le otorga buenos antecedentes desde la parte de la experiencia. También, es un mecanismo que puede llegar a ofrecer precios de capacidad muy reducidos como se observa en las subastas de Reino Unido 4.5, por lo cual, en general se estima que opere con menores precios por capacidad.

Sin embargo, presenta un costo significativo para la autoridad y los participantes del sistema eléctrico, dada la implementación de un mecanismo muy diferente a lo actualmente utilizado. Estos costos se verían reflejados en tener un periodo de aprendizaje de los participantes para adaptarse a él, en la generación de diversas normativas por parte de la autoridad y la realización de subastas cuidadosamente planificadas cada año.

En cuanto a las subastas de almacenamiento, esta propuesta a grandes rasgos supone implementar subastas de capacidad limitadas únicamente al almacenamiento, por lo que, de la misma forma supone un cambio de paradigma importante para el sistema que puede ser muy importante de cara a optar por un sistema eléctrico de bajas emisiones.

Por otra parte, en un futuro donde se vaya adoptando una instalación masiva de almacenamiento, incluso por parte de los clientes, implicaría que se podría trasladar la generación fuera de las horas de punta, para evitar los mayores costos de energía y potencia que hay en estas horas. Con lo cual, las necesidades de capacidad del sistema se verían reducidas y con ello también la necesidad de realizar subastas de almacenamiento.

Capítulo 5

Análisis de las Propuestas

En base a las propuestas mencionadas, se procede a realizar diferentes análisis cualitativos de cada una de ellas, para de esta forma, contar con una perspectiva general de cómo sería el desempeño de cada una. Para llevar a cabo estos análisis, se escogen diversos puntos, que son relevantes para determinar si un mecanismo puede ofrecer buenos resultados en ese ámbito o no.

Por otra parte, se analiza cómo podrían afectar a los distintos mecanismos propuestos, el que se desarrollen ciertos escenarios futuros que podrían influir en el desempeño de los mecanismos propuestos.

5.1. Puntos de análisis

5.1.1. Adecuación de recursos

La adecuación de recursos hace referencia al aspecto que indica si el sistema cuenta con los recursos de capacidad necesarios para dar un nivel de confiabilidad satisfactorio, de acuerdo a la métrica de confiabilidad empleada. Este es el principal factor que se busca cubrir cuando se emplea un mecanismo de capacidad, por lo cual, es un objetivo prioritario para cualquier mecanismo que se emplee.

Empezando por el mecanismo que involucra el pago por capacidad actual en el SEN junto con las propuestas puntuales de mejora, este posee un alto nivel de adecuación de recursos, ya que el pago es calculado de forma que se cubren los costos fijos de las centrales de punta y gran parte de los costos fijos de las demás centrales, por lo cual, incentiva fuertemente a que se mantenga instalada la capacidad necesaria. Esto se constata observando el alto nivel de volumen de capacidad que posee el SEN actualmente, de un 241 % de la demanda máxima. Por otra parte, al introducirse una meta de confiabilidad, la autoridad puede cambiar este parámetro en algún momento si percibe que no hay recursos suficientes y, consecuentemente, aumentar el volumen de capacidad que se remunera.

Las subastas de capacidad, al tener disponible la modificación del parámetro de volumen de capacidad a subastar, permite a la autoridad aumentarlo en caso de que se requiera un mayor nivel de confiabilidad. Como ejemplo, se puede tomar el caso de Reino Unido, que a

pesar de que no tiene un volumen de capacidad tan alto en relación a su demanda máxima como en el SEN, si cuenta con un margen de capacidad amplio y ha podido contratar toda la capacidad requerida en las subastas.

Las subastas de almacenamiento entregan un nivel medio de adecuación de recursos, debido a que por una parte la autoridad puede incentivar fuertemente la instalación de estos recursos al elevar los requisitos de confiabilidad del sistema. Sin embargo, el almacenamiento no es un recurso de capacidad que produzca energía, por lo que depende de que otras centrales generen la suficiente energía para cubrir tanto los periodos en que no se despache el almacenamiento como en los periodos en que si se despacha, así este mecanismo depende en buena medida del despacho de energía.

5.1.2. Incentivo a la disponibilidad

Una de las principales desventajas que tienen los mecanismos de capacidad, es precisamente la falta de incentivos que perciben los recursos de capacidad para estar disponibles en los periodos en que se requieren. Esto generalmente se produce porque la remuneración que reciben los recursos, es entregada de forma anticipada o con un periodo de retraso respecto a cuando deben estar disponibles. De esta forma, no se alinean temporalmente sus incentivos. Junto a esto, en los sistemas que cuentan con mecanismos de capacidad se suelen fijar precios límite máximos a la energía despachada, reduciendo aún más los incentivos a la disponibilidad.

Por otra parte, diversos sistemas han buscado soluciones a este problema aplicando multas o pagos adicionales a los recursos dependiendo de si se encuentran o no disponibles, esto requiere de un mayor trabajo por parte de la autoridad y de un especial cuidado en que estas multas o pagos no se traduzcan en costos mayores de la capacidad que finalmente pagan los clientes.

Por parte de las propuestas puntuales, estas no entregan un mecanismo que incentive una mayor disponibilidad de las centrales, por lo cual, bajo este sistema las centrales siguen recibiendo ingresos de forma similar a como es en la actualidad, en donde se calcula un factor promedio de indisponibilidad que no toma en cuenta los momentos en que realmente se requiere la disponibilidad de la central. Por lo cual, este mecanismo entrega un nivel bajo de incentivo a la disponibilidad.

Dentro del mecanismo de subastas de capacidad, se contempla un sistema de multas para las centrales en caso de que se encuentren no disponibles, y el cual va de acuerdo a los requisitos de recursos que tiene el sistema en el momento en que se solicita a la central. De esta forma, las multas son mayores si el sistema tiene gran necesidad de recursos o menores si el requerimiento es menor, así los recursos contratados interiorizan los costos de no estar disponibles en los momentos en que más son requeridos. Además, se cuenta con un mecanismo que debe comprobar la capacidad de una central para recibir el pago completo de capacidad, lo que ayuda a aumentar el incentivo a estar disponible. Sin embargo, este sistema puede fallar al ser difícil discernir si la indisponibilidad de la central se debe a situaciones causadas de forma involuntaria o voluntaria por parte de los operadores de la central. Por lo cual, se estima un nivel medio de incentivo a la disponibilidad.

Por su parte, las subastas de almacenamiento no ofrecen ningún incentivo adicional a la disponibilidad del recurso más allá de los precios de la energía en el corto plazo, por lo cual, se ubica en un nivel bajo de incentivo a la disponibilidad de forma similar a las propuestas puntuales y las subastas de capacidad.

5.1.3. Competencia en costos

En esta sección, se analiza que tanta competencia en costos se espera que se genere en los distintos mecanismos, por parte de los recursos por ofrecer el producto que se remunera.

En cuanto al mecanismo actual junto con las propuestas puntuales, este no introduce mayor competencia en la obtención de los costos, ya que estos, se siguen calculando en base a estudios y parámetros definidos, que de forma centralizada no recogen toda la información que tienen los agentes y, por lo cual, es susceptible de reflejar costos que van quedando desfasados respecto a los que perciben los agentes. Como muestra de esto se puede observar la figura 4.5, donde el SEN presenta el precio por kW al mes más elevado. De esta forma, este mecanismo da un bajo nivel de competencia en costos.

Respecto a las subastas de capacidad, al estar basadas en precios obtenidos por medio de la participación de oferentes en subastas, sí integran un alto nivel de competencia en los costos del sistema. En estos mecanismos, los distintos agentes competirán entre sí para dar mejores ofertas, por lo cual, deben buscar ser eficientes en sus costos para adjudicarse licitaciones o subastas. Por esta razón, en la mencionada figura 4.5, se observa que el mecanismo de subastas de Reino Unido tiene los precios por kW al mes más bajos entre los 4 mecanismos.

A pesar de que el mecanismo de subastas de almacenamiento también incorpora dinámicas de competencia en los costos, al restringirse a un solo recurso entonces no habrá tanta competencia como en los otros mecanismos, quedando en un nivel medio en este ítem.

5.1.4. Incertidumbre para los recursos

Este punto de análisis, se enfoca en cuanta incertidumbre perciben los recursos en sus inversiones en base a si serán contratados o no, y que seguridad tienen de recuperar su inversión.

En este punto, las propuestas puntuales al integrar dentro del pago solo a las unidades de menor costo variable que cumplen la meta de confiabilidad del sistema, puede provocar una incertidumbre algo mayor respecto al estado actual para los recursos de punta, ya que de instalarse nuevos recursos con menores costos variables, los primeros podrían ser desplazados. Por otra parte, al mantener en general el mismo tipo de mecanismo que el actual, esto supone solo cambios menores por lo cual no se generaría un aumento de incertidumbre en este sentido. De esta manera, en comparación a los demás mecanismos esta propuesta entrega un bajo nivel de incertidumbre.

Por parte de las subastas de capacidad y las subastas de almacenamiento, estas se realizan

con años de anterioridad al periodo contratado, dando ciertas garantías a un inversionista que aún no empieza a construir su central. Sin embargo, el mecanismo no les asegura a los inversionistas que seguirán siendo contratados en el futuro o que los precios serán suficientes para su inversión, este punto es más acentuado aún en las centrales que dependen en mayor medida de los pagos que reciben por su capacidad. Por lo cual, estos mecanismos entregan un nivel medio de incertidumbre a los recursos.

5.1.5. Participación de la demanda

En general, la demanda dentro de los sistemas eléctricos se comporta de forma bastante inelástica y, por lo tanto, con una baja participación de su parte. Sin embargo, las propuestas difieren en como incentivan esta participación.

En relación al nivel de participación de la demanda, tanto las propuestas puntuales como las subastas de capacidad tienen en común que la demanda puede participar al ofrecer recursos de capacidad dentro del sistema y ser remunerada por disminuir su demanda de capacidad en cuanto se solicite. Sin embargo, esta participación es contratada en el largo plazo donde los consumidores pueden haber previsto una reducción de su demanda que de una u otra forma se hubiera producido igualmente. Y es por esto que se considera que la participación de la demanda en estos mecanismos es de término medio.

Por parte de las subastas de almacenamiento, este mecanismo no permite el pago por capacidad hacia la demanda, por lo cual, la participación de la demanda en el mecanismo de capacidad es bastante reducida. De esta forma, se considera que su nivel es bajo en este punto.

5.1.6. Nivel de trabajo requerido de la autoridad

Cada uno de los mecanismos propuestos requiere algún nivel de control y de dedicación por parte de la autoridad incluyendo modificaciones normativas, lo cual puede variar bastante entre una propuesta y otra. Estas tareas en la práctica pueden ser realizadas directamente por la autoridad o ser encargadas a un tercero, en cualquier caso ambas alternativas suponen un costo para la autoridad.

Respecto al mecanismo de pago por capacidad con propuestas puntuales, este requiere trabajo de la autoridad en materias como calcular la potencia de suficiencia de cada recurso, calcular los costos anualizados de la unidad de punta, comprobar la disponibilidad de los recursos y requiere solo modificaciones menores a la normativa, lo cual deja a esta propuesta en un nivel medio de trabajo de la autoridad.

En cuanto a las subastas de capacidad, este mecanismo requiere por parte de la autoridad realizar pronósticos de demanda, subastas cada año, cálculos de potencia firme de los recursos, la supervisión del cumplimiento de los contratos al igual que de las posibles multas, además de muchos cambios normativos. De esta manera, esta propuesta supone un nivel de trabajo alto para la autoridad.

Finalmente, en cuanto al pago al almacenamiento, esta propuesta requiere de parte de la autoridad calcular pronósticos de demanda, realizar subastas cada año, hacer cálculos de potencia firme solo para las unidades de almacenamiento, control de la disponibilidad de las unidades y también importantes cambios a la normativa. En cuanto a fiscalización, esto representa una exigencia menor en comparación a las demás propuestas ya que se trata de un solo tipo de recurso, pero por otra parte, introduce la necesidad de realizar cambios significativos de las regulaciones, por lo cual se estima un nivel medio de exigencia para la autoridad.

5.1.7. Instalación eficiente de recursos

En este punto de análisis se busca dilucidar que propuestas serían más proclives a resultar en instalaciones más eficientes de los recursos, es decir, lograr un parque de recursos de capacidad que entreguen la confiabilidad y el suministro necesario a un menor costo económico.

En primer lugar, el mecanismo actual junto a las propuestas puntuales, debido a la nueva manera de obtener la potencia de suficiencia de las unidades, en donde se toma en consideración el costo variable que estas tienen en su despacho. Permite que se focalice el pago por capacidad hacia centrales que son eficientes y que en su conjunto cumplen el nivel de confiabilidad requerido. Por lo cual, esto propicia que este mecanismo apunte a tener un parque de generación bien adaptado a los requisitos de confiabilidad y, de esta manera, entregar un alto nivel de instalación eficiente de recursos.

Siguiendo con el mecanismo de subastas de capacidad, este también se basa en un proceso competitivo en donde si la oferta de recursos es bastante amplia los precios disminuyen de forma notoria, como es el caso de Reino Unido, por lo cual desincentiva la instalación de recursos poco eficientes que solo se mantengan por las subastas de capacidad. Por lo tanto, este mecanismo entrega un alto nivel de instalación eficiente de recursos.

En cuanto al mecanismo de subastas de almacenamiento, al basarse en subastas para la obtención de los precios se espera que de un buen grado de competencia al igual que con las subastas de capacidad. Sin embargo, este mecanismo restringe la participación de recursos de capacidad a un solo tipo de tecnología, por lo cual, al incorporar una restricción bastante significativa en los recursos, se espera que queden fuera tecnologías que podrían ser bastante competitivas. De esta manera, se anticipa que el pago al almacenamiento entregue un nivel medio de instalación eficiente de recursos.

5.1.8. Resumen de puntos de análisis

Los puntos de análisis mencionados en las secciones anteriores a continuación se reúnen en la tabla 5.1 para cada una de las propuestas.

Tabla 5.1: Tabla comparativa del nivel esperado que entregue cada propuesta respecto a los puntos de análisis cualitativo.

Puntos de análisis	Propuestas puntuales	Subastas de capacidad	Subastas de almacenamiento
Adecuación de recursos	Alto	Alto	Medio
Incentivo a disponibilidad	Bajo	Medio	Bajo
Competencia de costos	Bajo	Alto	Medio
Incertidumbre para recursos	Bajo	Medio	Medio
Participación de demanda	Medio	Medio	Bajo
Trabajo de la autoridad	Medio	Alto	Medio
Instalación eficiente	Alto	Alto	Medio

De la tabla 5.1, cabe señalar en primer lugar, que hay puntos de análisis en donde es mejor para las propuestas tener una ponderación alta, como por ejemplo en la adecuación de recursos. Mientras que en los puntos de análisis como incertidumbre para recursos y trabajo de la autoridad, es mejor tener una ponderación baja.

Por una parte, vemos que destacan las propuestas puntuales con una alta adecuación de recursos, ya que se incentiva de forma importante la instalación de estos. También, notamos que gracias a su propia naturaleza de consistir en ajustes al mecanismo actual, supone una baja incertidumbre, por lo cual, sería la más sencilla de implementar en un corto plazo en el contexto del SEN. Destaca finalmente, en dar un alto nivel de instalación eficiente de recursos, ya que en ella se dirige el pago hacia aquellos recursos que son más eficientes y que cumplen con el volumen de capacidad requerido.

Vemos por otra parte, que las subastas de capacidad se muestran como una importante alternativa, dado que entregan un nivel alto de adecuación de recursos y un incentivo a la disponibilidad medio, además de una alta competencia en costos e instalación eficiente. Sin embargo, presenta un nivel algo mayor en cuanto a incertidumbre y un alto nivel de trabajo de la autoridad, por tratarse de una propuesta muy diferente a lo practicado en la actualidad.

En cuanto a la propuesta de subastas de almacenamiento, no se ve como una propuesta fuerte en comparación a las otras, debido principalmente a que no tiene niveles altos de adecuación de recursos ni tampoco un alto incentivo a la disponibilidad. Es por ello que esta propuesta queda relegada a un segundo plano frente a las 3 primeras producto de este análisis.

5.2. Análisis de posibles factores futuros

5.2.1. Metas estrictas de descarbonización

En un escenario en donde se establecen metas de absoluta descarbonización en la generación, provocaría la incorporación de restricciones al funcionamiento de centrales que emitan gases de efecto invernadero, por lo cual, dejarían de operar unidades térmicas a gas, carbón y diésel.

En este tipo de escenario, el mecanismo de pago por capacidad actual junto a las propuestas puntuales tendría que dejar de obtener los costos de la unidad de punta en base a una central diésel, y tendría que empezar a calcularlos en base a unidades de tipo renovable, probablemente junto a recursos de almacenamiento. Esto produciría costos bastante mayores a los actuales. Por ejemplo, según el informe de costos de tecnologías de generación de la CNE de 2021, una unidad de tipo solar fotovoltaica junto a un almacenamiento de 5 horas con un 25 % de la potencia nominal de la central, tiene un costo unitario de 1.552 [US\$/kW], mientras que una unidad diésel tiene un costo de 448 [US\$/kW] [28]. Por lo cual, el precio de la capacidad con este mecanismo podría triplicarse en el corto plazo.

Por parte del mecanismo de subastas de capacidad, igualmente es de esperar que en él se eleven los precios de las subastas en el corto plazo, debido a que la restricción impuesta obligaría a aumentar la oferta de generación renovable y de almacenamiento para reemplazar a los recursos térmicos. En cuanto al largo plazo, igualmente se esperaría que se mantengan elevados los precios considerando los altos costos de inversión de estas unidades, tomando en cuenta que para soportar financieramente estas nuevas centrales, que solo se despacharían en punta en reemplazo de las centrales térmicas, se requiere un ingreso por capacidad mayor que complemente el escaso ingreso por venta de energía que tendrían estos nuevos recursos de punta.

En cuanto a las subastas de almacenamiento, este mecanismo por si solo dejaría de remunerar la capacidad de centrales térmicas, pero considerando que en este escenario tampoco podrían despachar energía este tipo de centrales, supone que las unidades de almacenamiento tendrían que cubrir una mayor capacidad del sistema. Esto con el objetivo principal de cubrir la capacidad del sistema cuando se reduce el despacho de energías renovables, lo que resulta en que se deban destinar recursos de almacenamiento no solo para la punta, sino que además, para una gran porción de la base, por ejemplo en las horas nocturnas de nula generación solar.

5.2.2. Instalación de medidores inteligentes

La instalación de medidores inteligentes en los puntos de consumo de los clientes, permite entre otros beneficios, el contar con una información actualizada sobre los horarios de consumo y la potencia de consumo en cada horario. De esta manera, los medidores inteligentes gracias a esta mayor información pueden permitir a los clientes participar de forma indirecta en el mercado mayorista de electricidad, trasladando su consumo según los precios horarios al introducirse este incentivo dentro de las tarifas. Por lo cual, esto supondría un mayor volumen de respuesta de demanda y una mayor elasticidad de la demanda sobre el precio, lo

que repercute en el volumen de capacidad requerido.

En este escenario de instalación de medidores inteligentes, todas las propuestas verían incrementados sus niveles de participación de la demanda, ya sea que lo hagan de forma directa, como recursos de respuesta de demanda o de forma indirecta con una mayor elasticidad respecto al precio de la energía, suponiendo que los precios de la energía aumentan al requerirse más recursos de capacidad. En cualquier caso, esta tecnología al implementarse de manera correcta resultaría en una menor necesidad de recursos de capacidad para alcanzar el mismo nivel de confiabilidad del sistema y, por lo tanto, con una instalación más eficiente de los recursos y unos costos de inversión en recursos totales menores.

5.2.3. Aumento o disminución drástica de la demanda

En primer lugar, en caso de producirse un aumento drástico del consumo eléctrico, esto puede suponer un problema serio para los distintos mecanismos suponiendo que sus recursos se encuentran adecuados a la demanda preexistente. Dentro de las 4 propuestas presentadas podrían darse importantes problemas de confiabilidad del sistema en el corto plazo, pues estos mecanismos sirven principalmente para disponer de recursos suficientes en el largo plazo, y en la mayoría de ellos no se incentiva de gran manera la disponibilidad de corto plazo, al utilizar precios de energía en base a costos marginales o en otros casos al imponer precios máximos de la energía si se tiene un sistema de precios basados en oferta.

Dentro de las propuestas, la que mejor respuesta se espera que de ante aumentos bruscos de demanda son las subastas de capacidad, al ser compatible con mercados de corto plazo basados en ofertas de energía, que al permitir elevar los precios hasta cierto límite incentiva una mayor disponibilidad de recursos.

Considerando la potencia inicial del SEN, que cubre con holgura la demanda de punta, parece poco probable que ante un aumento algo más acelerado de la demanda se produzca una falta de recursos de capacidad en el sistema, pues existe un gran margen para ello. De igual forma, a pesar de contar con recursos de capacidad suficiente, el sistema podría verse sumamente exigido en este escenario por factores de disponibilidad de combustibles para la generación.

Por otra parte, en un escenario de disminución drástica de la demanda los mayores problemas serían para los inversionistas de los recursos de capacidad que verían disminuidos sus ingresos.

Por parte del mecanismo actual con las propuestas puntuales, los recursos de capacidad de mayores costos variables podrían verse fuera del pago por capacidad ya que dependiendo de la demanda, sus recursos podrían no ser necesarios para alcanzar la meta de confiabilidad del sistema.

En cuanto a las subastas de capacidad, dado que se realizan con 5 años de anticipación, podrían cubrir durante esos años los ingresos de los recursos de punta que hayan sido contratados. Sin embargo, al bajar la demanda las siguientes licitaciones se harían por volúmenes

menores dejando fuera a los recursos más costosos.

Por el lado de las subastas de almacenamiento, ocurriría un escenario muy similar a las subastas de capacidad, donde se podría cubrir durante unos 5 años parte de los costos de las unidades de almacenamiento que entreguen energía en punta, y en adelante se reduciría el volumen de almacenamiento contratado.

Por parte de los consumidores, en este escenario verían una reducción del costo de la capacidad al reducirse el volumen a remunerar y al producirse, en algunos mecanismos, una mayor competencia de precios al darse una sobre instalación respecto a la demanda.

5.2.4. Reducción de costos de tecnologías

En un primer escenario en que se reduzcan de forma importante los costos de las tecnologías renovables, esto daría paso a una mayor competencia de costos de la capacidad, además, la mayor parte del despacho de energía probablemente sería cubierto por estas tecnologías.

Dentro del mecanismo actual con propuestas puntuales, con este escenario parece improbable en el mediano plazo que aún reduciéndose los costos de las tecnologías renovables estos sean menores a los costos de una unidad de punta térmica, pues estas últimas tienen un reconocimiento de potencia de suficiencia bastante mayor en términos porcentuales. Sin embargo, con este mecanismo si se produciría una mayor instalación renovable destinada al despacho de energía, disminuyendo a su vez el pago por capacidad que reciben las unidades de forma proporcional a la mayor instalación.

Por parte de las subastas de capacidad, con esta reducción de costos se espera que consecuentemente se reduzcan los precios de los contratos de capacidad, ya que las ofertas de las centrales renovables podrían ser más agresivas. Cabe notar que podría haber un límite máximo para la dependencia del sistema eléctrico de la generación renovable, ya que estos recursos pueden tener una correlación notoria en su disponibilidad e indisponibilidad debido a las condiciones del recurso renovable, por ejemplo el Sol para la tecnología fotovoltaica. Esto haría necesario contar con recursos de otro tipo que puedan estar disponibles cuando disminuya el recurso renovable, y con ello, no reflejar completamente la reducción de precios en las subastas que podría esperarse.

En cuanto a las subastas de almacenamiento, estas no se verían mayormente afectadas, pues en cuanto a los contratos de potencia, estos están limitados al almacenamiento. Por lo tanto, a pesar de disminuir los costos de tecnologías renovables y de haber una mayor instalación de estas, no afectarían directamente en los ingresos por potencia del almacenamiento.

Por otra parte, un segundo escenario sería que disminuyan de forma importante los costos del almacenamiento que unidos a los costos en buena medida competitivos de las tecnologías renovables de la actualidad las potenciaría de forma notable frente a las tecnologías convencionales.

De esta manera, las centrales que combinen generación renovable junto al almacenamiento

económico, podrían contar con una menor variabilidad en su despacho y de esta forma cubrir la principal debilidad de la generación renovable.

Dentro del pago por capacidad actual con propuestas puntuales, podría ser reemplazado el tipo de unidad de punta que se utiliza para obtener el precio de la capacidad por una central renovable junto con almacenamiento, esto provocaría que dados los menores precios ya no sea rentable la instalación de unidades térmicas y que a su vez se reduzcan los costos de la capacidad para los clientes dentro de este mecanismo.

Las subastas de capacidad igualmente reflejarían menores precios y pasarían a contar con una importante adjudicación por parte del almacenamiento, pareciéndose cada vez más a un mecanismo de subastas de almacenamiento. Por parte de las subastas de almacenamiento, en este escenario el mecanismo tendría buenas ventajas como para ser implementado dado que sus costos de inversión serían menores y permitiría aprovechar aún más los recursos renovables que aportan energía de bajo costo al suplir la variabilidad de su despacho.

Dado un menor precio del almacenamiento y una instalación generalizada de medidores inteligentes, se puede dar una dinámica en el sistema de una gran instalación de almacenamiento, por parte de generadores y clientes, con el fin de trasladar el consumo desde horas de mayor demanda a horas de menor demanda, ya sea por conveniencia en cuanto a precios de la potencia o energía. De esta forma, con una curva de consumo más plana podría hacerse innecesario el uso del almacenamiento contratado en las subastas, pues ya no se tendrían horas de punta.

5.2.5. Incidencia de posibles factores futuros

Vemos de los posibles factores futuros revisados, que pueden tener efectos variados sobre las propuestas. Donde algunos las pueden beneficiar mientras otros las perjudiquen.

El primer factor consistente en las metas estrictas de descarbonización, observamos que en general implica aumentos de costos para las distintas propuestas dado que se tendrían que reemplazar unidades de punta de bajo despacho por generación renovable que suele tener costos de inversión mayores. Por otra parte, la propuesta de subastas de almacenamiento podría ser la menos afectada con este factor dado que de por si esta propuesta no remunera centrales térmicas por su capacidad, por lo cual se esperaría que en ella las centrales de punta térmicas de menor despacho hayan sido reemplazadas por almacenamiento de todas formas, dado que los bajos ingresos de energía no las harían rentables.

Si vemos el punto de instalación de medidores inteligentes, este sería un factor que podría beneficiar bastante a todas las propuestas, al dar mayor información a los consumidores lo cual les permitiría optimizar de mejor forma su consumo.

Respecto al aumento drástico de la demanda, este escenario es complicado para las diferentes propuestas ya que toma tiempo aumentar la capacidad, por lo cual, la propuesta que mejor desempeño puede tener en este caso es la que más incentivos da a la disponibilidad de recursos, es decir, las subastas de capacidad, pues con ello se puede contar con una mayor

proporción de la capacidad para enfrentar la alta demanda.

Por otra parte, de darse una disminución importante de la demanda, los más perjudicados son los inversores en recursos de generación por la falta de ingresos que esto significa, dentro de las propuestas la que mayor seguridad da a los inversores es la de propuestas puntuales en caso de que se trate de generación de base, si consideramos generadores de punta estos igualmente pueden quedar fuera del pago por capacidad debido a sus altos costos variables.

El escenario de reducción de costos de tecnologías, es uno que en general disminuye los costos para todas las propuestas. Sin embargo, el mecanismo que más se vería beneficiado es el de subastas de almacenamiento, ya que este se basa principalmente en la generación de energía por parte de centrales renovables, junto con almacenamiento para abastecer los periodos de punta, por lo cual, podría verse beneficiado en ambas categorías y así mejorar su principal desventaja que son los altos costos que implica la instalación de estos recursos actualmente.

Tomando los distintos factores futuros que podrían darse, vemos que las 3 propuestas pueden verse beneficiadas en algunos de los posibles factores futuros. Por lo tanto, de darse alguno de ellos o una combinación de ellos, esto podría beneficiar particularmente a unas propuestas por sobre otras y cambiar la elección que se pueda hacer. También, cabe mencionar que siempre existe la posibilidad de que se produzcan escenarios que hasta la actualidad son insospechados, los que igualmente pueden cambiar la elección del mecanismo.

Particularmente, uno de los escenarios que parece cada vez más cercano (aunque aún es de largo plazo), y donde vemos que se están haciendo esfuerzos de avanzar en esa dirección es el de las metas estrictas de descarbonización. Por lo cual, podría ser conveniente en los próximos años avanzar hacia un mecanismo que considere restricciones de las tecnologías permitidas o directamente subastas de almacenamiento.

Capítulo 6

Conclusiones

6.1. Conclusiones del trabajo

En primera instancia, en este trabajo se realizó una revisión del mercado eléctrico de Chile mostrando los principios que se siguen de acuerdo con la teoría marginalista de Boiteux, además de repasar las normativas que lo rigen para esclarecer aquellos detalles que son relevantes de considerar, para notar porque este mercado opera de cierta manera en relación con los demás mercados. Dentro de estos elementos importantes acerca del mercado eléctrico de Chile, se encuentran el procedimiento de cálculo de la potencia de suficiencia, el margen de reserva teórico, el cálculo del precio básico de la potencia y los distintos horarios en que se remunera y tarifica la potencia, entre otros.

Una vez revisados los puntos mencionados, se vuelve más sencillo entender el desempeño que ha tenido el SEN llegando a tener un gran margen de capacidad instalada en relación con otros mercados, pero a costa de igualmente tener precios más elevados que otros mercados. De la misma forma, gracias a la revisión inicial del mercado eléctrico de Chile, luego al realizar la inspección de mercados eléctricos internacionales se va notando el contraste que cada uno de ellos tiene respecto a nuestro mercado eléctrico, abriendo un amplio abanico de opciones para configurar los mercados que incluyen mercados de solo energía, pago por capacidad a todo el mercado, pago por capacidad objetivo, sostenedor de nueva capacidad, reservas estratégicas, obligaciones descentralizadas, subastas de capacidad y contratos de opciones. Cada uno de ellos con sus ventajas y desventajas dependiendo de la situación, y que nos permiten determinar las alternativas más deseables de ser implementadas como son las subastas de capacidad y el pago por capacidad a todo el mercado.

Gracias a esta primera parte de revisión bibliográfica, en donde se observaron diferentes alternativas, se analizan los puntos identificados del mercado eléctrico de Chile que son susceptibles de mejora y con ello se plantean las diferentes propuestas que buscan dar solución. Estas propuestas incluyen: propuestas puntuales al mercado eléctrico de Chile, las subastas de capacidad y subastas de almacenamiento.

De estas propuestas, se logra identificar sobre la base de distintos puntos de análisis que por el lado de las propuestas puntuales estas tendrían una alta adecuación de recursos pero con bajos incentivos a la disponibilidad y con baja competencia en costos, principalmente porque bajo este sistema los recursos ven remunerada su capacidad en periodos diferentes a

cuando se requiere su disponibilidad, y no se produce competencia en costos debido a que estos se fijan en base al cálculo del precio básico de la potencia. Por parte de este mecanismo, sus puntos fuertes son una alta adecuación de recursos, baja incertidumbre para los agentes y una alta eficiencia en la instalación de recursos, mientras que sus puntos en contra son un bajo incentivo a la disponibilidad y baja competencia en costos.

Respecto a la propuesta de subastas de capacidad, destaca que entrega un alto nivel de adecuación de recursos, dado que en las subastas se ajusta el volumen a contratar de acuerdo con la meta de confiabilidad, al mismo tiempo tiene alta competencia en costos y un grado alto de instalación eficiente de recursos, gracias a la competencia que introducen las subastas. Sus puntos a favor incluyen la alta adecuación de recursos, alta competencia en costos y la instalación eficiente de recursos, mientras sus puntos desfavorables son un incentivo medio a la disponibilidad, un alto nivel de trabajo para la autoridad y una incertidumbre para los agentes de nivel medio, algo mayor que la primera propuesta.

La última de las propuestas corresponde a las subastas de almacenamiento, en la cual destaca que ofrece solo un nivel medio de adecuación de recursos, ya que en última instancia su capacidad depende de que otros recursos generen suficiente energía para disponer de esa capacidad. Además, de un bajo grado de incentivo a la disponibilidad dado que el almacenamiento sería contratado en subastas que se dan con anterioridad a cuando sería requerida su disponibilidad. Entre sus puntos fuertes está el nivel medio de trabajo que requiere por parte de la autoridad, al tener que gestionar un solo tipo de recurso, además de ser la única propuesta que dada su construcción restringe el pago por capacidad a recursos térmicos que no son sustentables, mientras que sus puntos negativos son que no da un nivel alto de adecuación de recursos y tampoco ofrece un buen incentivo a la disponibilidad.

En cuanto a los factores futuros que pueden influir en el mecanismo de capacidad del sistema eléctrico, se observa que una meta estricta de descarbonización es improbable que se imponga en el corto plazo debido a los altos costos que esto supondría para cualquiera de los mecanismos y, en realidad, se espera que esta transición ocurra de manera gradual. De los mecanismos propuestos el que mejor podría enfrentar este tipo de cambio es el de subastas de almacenamiento, debido a que este desde un inicio ya apunta a esta transición retirando el pago por capacidad a las centrales térmicas.

En caso de implementarse una masiva instalación de medidores inteligentes, esto podría ser muy beneficioso para todas las propuestas, al permitir una mayor respuesta por parte de la demanda, produciendo una menor necesidad de recursos de capacidad para lograr el mismo nivel de confiabilidad.

En el escenario de aumento drástico de la demanda, se observó que esto ocasionaría principalmente una falta de recursos de capacidad en el corto plazo, dado que los mecanismos en general apuntan a tener recursos de capacidad instalados en el mediano o largo plazo. Entre las propuestas planteadas, la que mejor podría adaptarse a este escenario son las subastas de capacidad, dado que tienen la posibilidad de que aumenten los precios de la energía en el corto plazo hasta cierto límite, para incentivar a que una mayor capacidad esté disponible.

En el caso contrario de darse una disminución drástica de la demanda, esto supone un

problema para los inversores de los recursos de punta. La propuesta que menor riesgo conlleva para los inversores de estos recursos es la de propuestas puntuales, si se trata de recursos que no son de punta. Mientras que si se consideran recursos de punta, estos pueden dejar de recibir cualquier tipo de pago en un corto o mediano plazo en las distintas propuestas.

En un escenario con una disminución sustancial de los costos de las tecnologías renovables, esto sería muy favorable para cualquier mecanismo pero en especial para el de subastas de almacenamiento, ya que en este mecanismo el principal problema es justamente el alto costo de estas tecnologías, por lo que de darse este cambio, le permitiría ponerse prácticamente a la par en cuanto a costos respecto a otros mecanismos.

Al observar las propuestas, cada una con sus puntos favorables y desfavorables, es posible concluir que hasta el momento no existe una única solución al decidir el mecanismo de remuneración a la capacidad, y que la elección de alguno de ellos depende de a que aspecto se le de mayor importancia. Si lo que se busca es un mecanismo que entregue altos niveles de adecuación de recursos, un nivel algo mayor de incentivos a la disponibilidad y buena competencia en costos, una opción adecuada serían las subastas de capacidad. Considerando que es un mecanismo que se usa en diversos países, pero que por otro lado, al ser bastante diferente a lo empleado actualmente, supone una incertidumbre mayor para los participantes y un nivel de trabajo mayor para la autoridad.

Si por otro lado, se busca no realizar intervenciones demasiado grandes al sistema manteniendo niveles bajos de incertidumbre, con una alta adecuación de recursos y un nivel alto de instalación eficiente, una buena opción sería optar por las propuestas puntuales para optimizar el mecanismo actual, lo cual podría lograrse de forma más sencilla y expedita que con las subastas de capacidad, al no consistir en cambios estructurales.

Como conclusión final, es importante destacar que se cumple con los objetivos planteados al inicio del trabajo los cuales incluyen la revisión tanto nacional como internacional de diferentes mercados eléctricos y, también, se ven los resultados en términos de mecanismo de capacidad que nos ofrece el modelo vigente. Con estos puntos, luego se pueden plantear y analizar las distintas propuestas que buscan lograr un mejor desempeño técnico-económico, pudiendo obtener algunas directrices cualitativas para el pago por capacidad del SEN que sean un aporte para futuros estudios o desarrollos en la materia.

6.2. Trabajo futuro

Como trabajo futuro y para complementar el análisis en general cualitativo de las propuestas que ha sido expuesto, se propone continuar con un estudio que involucre un modelamiento matemático de las propuestas planteadas para de esta manera analizar de forma cuantitativa sus posibles resultados. Siempre teniendo en cuenta que el estudio predictivo de mercados es una tarea muy compleja, ya que estos están sujetos a múltiples variables y a la participación de agentes que no siempre son racionales en sus decisiones.

Este trabajo se centra en el lado del mercado que ve como son remunerados los recursos de capacidad, pero por otra parte también es primordial estudiar el como se realiza la ta-

rificación de estos servicios a los consumidores, lo cual puede influir en cierto grado en un consumo más eficiente para tener menores requisitos de capacidad total y en los incentivos a la respuesta de demanda para adaptarla a la generación horaria, por lo que este punto igualmente merece ser estudiado.

Por otra parte, se sugiere continuar el trabajo estudiando los detalles de índole más técnica para determinar las implicaciones sobre el sistema eléctrico de aplicar las diferentes propuestas. Además, se recomienda estudiar los detalles que apliquen al ámbito legal de la incorporación de las propuestas en la normativa vigente.

Bibliografía

- [1] Inter-American Development Bank, “Privatization, institutional reform, and performance in the latin american electricity sector.” <https://publications.iadb.org/publications/english/document/Privatization-Institutional-Reform-and-Performance-in-the-Latin-American-Electricity-Sector.pdf>.
- [2] F. D. Muñoz, C. Suazo-Martínez, E. Pereira, and R. Moreno, “Electricity market design for low-carbon and flexible systems: Room for improvement in chile,” *Energy Policy*, vol. 148, p. 111997, 2021.
- [3] Consorcio KAS Mercado y Regulación S.A. y Krea Energía Limitada para CNE, “Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta del sen y de los ssmm - informe final.” <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/costos-de-unidad-de-punta/>, 2021.
- [4] Coordinador eléctrico nacional, “Estadísticas - histórico de demandas máximas.” <https://www.coordinador.cl/reportes-y-estadisticas/>.
- [5] Coordinador eléctrico nacional, “Estadísticas - histórico de capacidad instalada por tecnología.” <https://www.coordinador.cl/reportes-y-estadisticas/>.
- [6] Comisión nacional de energía (CNE), “Precios de nudo de corto plazo.” <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/>.
- [7] U.S. Bureau of labor statistics, “Cpi inflation calculator.” https://www.bls.gov/data/inflation_calculator.htm.
- [8] Concept consulting, “Capacity markets and energy-only markets - a survey of recent developments.” https://www.concept.co.nz/uploads/1/2/8/3/128396759/eom_cm_design_-_final.pdf, 2020.
- [9] Osinergmin, “Mercados de capacidad y confiabilidad en el sector eléctrico: Aspectos conceptuales y experiencias internacionales.” https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento-Trabajo-32.pdf, 2014.
- [10] A. Philpott, G. Read, S. Batsone, and A. Miller, “The new zealand electricity market: challenges of a renewable energy system.” <http://www.epoc.org.nz/papers/IEEEMagazineArticlev2.pdf>, 2018.
- [11] Electricity Authority, “Scarcity pricing - overview.” <https://www.ea.govt.nz/assets/dms-assets/11/11824Scarcity-Pricing-Overview.pdf>, 2011.
- [12] S. Poletti, “Market power in the nz wholesale market 2010-2016.” <https://cdn.auckland.ac.nz/assets/auckland/business/our-research/docs/energy-centre/>

- market-power-nz-wholesale-market-2010-2016.pdf, 2018.
- [13] A. Bublitz, D. Keles, F. Zimmermann, C. Fraunholz, and W. Fichtner, “A survey on electricity market design: Insights from theory and real-world implementations of capacity remuneration mechanisms,” *Energy Economics*, vol. 80, pp. 1059–1078, 2019.
 - [14] European Commission, “Final report of the sector inquiry on capacity mechanisms.” <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52016SC0385&from=EN>, 2016.
 - [15] R. de la Cruz, “Remuneración a la potencia y composición del parque de generación eléctrica.” <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/102407>, 2010.
 - [16] OSINERGMIN, “Aprueban nuevo reglamento de la generación de electricidad con energías renovables.” https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/PlantillaMarcoLegalBusqueda/DS-012-2011-EM.pdf.
 - [17] OSINERGMIN, “Generación eléctrica con recursos energéticos renovables no convencionales en el Perú.” https://www.osinergmin.gob.pe/newweb/pages/Publico/cop20/uploads/Oct_2014_Generacion_Electrica_RER_No_Convencionales_Peru.pdf.
 - [18] Economie, “Energy key data 2016.” <https://economie.fgov.be/nl/file/5577/download?token=7wkhrbow>, 2016.
 - [19] European Commission, “Country reports - croatia.” https://energy.ec.europa.eu/system/files/2014-10/2014_countryreports_croatia_0.pdf, 2014.
 - [20] Deloitte, “European energy market reform - country profile: France.” <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/global/Documents/Energy-and-Resources/gx-er-merket-reform-france.pdf>, 2013.
 - [21] Trading economics, “Ireland - total installed generation capacity (gw).” <https://tradingeconomics.com/ireland/total-installed-generation-capacity-gw-wb-data.html>.
 - [22] Regulatory commission for electricity and gas, “Capacity remuneration mechanisms.” <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F1182EN.pdf>, 2012.
 - [23] Independent Market Operator, “Wholesale electricity market design summary.” <https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/wem/wem-design-summary-v1-4-24-october-2012.pdf>, 2012.
 - [24] J. Bushnell, M. Flagg, and E. Mansur, “Electricity capacity markets at a crossroads.” <https://www.haas.berkeley.edu/wp-content/uploads/WP278Updated.pdf>, 2017.
 - [25] F. McNamara, “Capacity market presentation.” https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/335760/capacity_market_policy_presentation.pdf, 2014.
 - [26] F. Maier-Rigaud, S. Gammons, and G. Anstey, “The uk energy market investigation: A desperate search for evidence of a lack of competition?.” https://www.nera.com/content/dam/nera/publications/archive2/PUB_CPI_0414.pdf, 2013.
 - [27] B. Orme, “Understanding the uk’s capacity market.” <https://energypost.eu/understanding-uks-capacity-market/>, 2016.

- [28] CNE, “Informe de costos de tecnologías de generación.” <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2021/06/Informe-Costos-Tecnolog%C3%ADas-de-Generaci%C3%B3n-ICTG-Junio-2021.pdf>, 2021.
- [29] CNE, “Resolución exenta n°198 aprueba informe técnico definitivo “determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta del sen y de los ssmm”.” https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2021/06/REx_N%C2%B0198-2021-Aprueba-IT-Definitivo-Costos-Unidad-de-Punta.pdf, 2021.
- [30] CNE, “Estadísticas - infraestructura: capacidad instalada - capacidad instalada de generación.” <https://www.cne.cl/normativas/electrica/consulta-publica/electricidad/>.
- [31] Osinergmin, “Proceso de regulación de los precios en barra.” <https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2020/Informe-Tecnico-502-2020-GRT.pdf>, 2020.
- [32] Banco Central de Chile, “Tasas de interés - tasas de colocación promedio comerciales (tasas anuales en pesos).” https://si3.bcentral.cl/Siete/ES/Siete/Cuadro/CAP_TASA_INTERES/MN_TASA_INTERES_09/TSF_25/T5212.
- [33] Subsecretaría de Evaluación Social, “Precios sociales 2021.” http://sni.gob.cl/storage/docs/Precios_Sociales_Vigentes.pdf.
- [34] E. Bell, “Capacity at what cost: How do the latest em auctions impact you?.” <https://inspiredenergy.co.uk/latest-capacity-market-auctions-impact/>.
- [35] Australian energy market operator (AEMO), “Reserve capacity price - historical reserve capacity prices.” <https://aemo.com.au/energy-systems/electricity/wholesale-electricity-market-wem/wa-reserve-capacity-mechanism/reserve-capacity-price>.
- [36] Osinergmin, “Pliegos tarifarios - precios en barra en subestaciones base.” <https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/Paginas/VisorPliegosTarifarios.aspx?Codigo=PBA>.
- [37] F. Wolak, A. Galetovic, and J. R. Inostroza, “Eficiencia de la señal de costo de la potencia.” https://acenor.cl/documentos/Eficiencia_de_la_Se%C3%B1al_de_Costo_de_la_Potencia.pdf, 2021.
- [38] Revista El Economista, “El gobierno prepara subastas de capacidad para finales de año.” https://s03.s3c.es/pdf/c/5/c5aea4260bfb2a7a2ec309b19ec26e2f_energia.pdf.
- [39] Department for business, energy & industrial strategy, “Historical electricity data.” <https://www.gov.uk/government/statistical-data-sets/historical-electricity-data>.
- [40] Department for business, energy & industrial strategy, “Digest of uk energy statistics (dukes) 2021 chapter 5: Electricity.” https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1006701/DUKES_2021_Chapter_5_Electricity.pdf.
- [41] Acil Allen Consulting, “Peak demand and energy forecast.” https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/wem/planning_and_forecasting/esoo/2019/acil-allen---2019-peak-demand-and-energy-forecasts-for-the-swis.pdf?la=en.
- [42] AEMO, “About the wholesale electricity market (wem).” <https://aemo.com.au/energy-systems/electricity/wholesale-electricity-market-wem/about-the-wholesale-electricity-market-wa-wem>.

- [43] Osinergmin, “Producción, máxima demanda y reserva fría - evolución de potencia instalada nacional.” <https://observatorio.osinergmin.gob.pe/produccion>.
- [44] E. Gil, “Criterios y modelos para el cálculo de la potencia de suficiencia.” https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/20201022_presentacion_reglamento_de_potencia_-_esteban_gil.pdf.
- [45] L. Söder, E. Tómasson, A. Estanqueiro, D. Flynn, B.-M. Hodge, J. Kiviluoma, M. Korpás, E. Neau, A. Couto, D. Pudjianto, G. Strbac, D. Burke, T. Gómez, K. Das, N. A. Cutululis, D. Van Hertem, H. Höschle, J. Matevosyan, S. von Roon, E. M. Carlini, M. Caprastianca, and L. de Vries, “Review of wind generation within adequacy calculations and capacity markets for different power systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 119, p. 109540, 2020.
- [46] ACERA, “Estudio y propuesta de metodología para reconocimiento de potencia de suficiencia en sistemas eléctricos flexibles.” <https://acera.cl/wp-content/uploads/2019/04/Estudio-Potencia-de-Suficiencia-ACERA.pdf>.
- [47] ACERA, “Estadísticas - sector de generación de energía eléctrica renovable - octubre 2021.” <https://acera.cl/wp-content/uploads/2021/11/2021-10-Bolet%C3%ADn-Estad%C3%ADsticas-ACERA.pdf>.
- [48] C. Toro, “Propuestas regulatorias para la incorporación de sistemas de almacenamiento en el mercado mayorista de electricidad en Chile.” <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/176119>.

Anexo

Anexo A

A.1. Conceptos

- **Potencia Máxima:** Máximo valor que puede sostener de manera continua una Unidad Generadora, considerando, si corresponde, sus componentes de generación y de almacenamiento, ambas con el mismo punto de conexión al sistema eléctrico, de acuerdo a la norma técnica y la verificación que realice el Coordinador a través de pruebas destinadas especialmente para este fin.
- **Capacidad instalada:** Suma de las potencias máximas de las unidades dentro del sistema eléctrico.
- **Potencia Inicial:** Valor de potencia, menor o igual a la Potencia Máxima, que cada unidad generadora puede aportar, en función de la incertidumbre asociada a la disponibilidad del Insumo Principal de generación.
- **Potencia de Suficiencia preliminar:** Potencia que una Unidad Generadora aporta a la Suficiencia de Potencia del sistema o subsistema. Se obtiene a partir de la potencia inicial reduciéndola en base a los consumos propios y periodos de mantenimiento mayor de la unidad.
- **Potencia de suficiencia definitiva:** Potencia que una Unidad Generadora aporta a la Suficiencia de Potencia del sistema o subsistema y que se escala de forma proporcional de manera que la suma de potencia de suficiencia definitiva sea igual a la demanda de punta del sistema. A partir de dicha potencia, se determina la remuneración que resulte de las transferencias de potencia para cada Participante del Balance de Potencia.

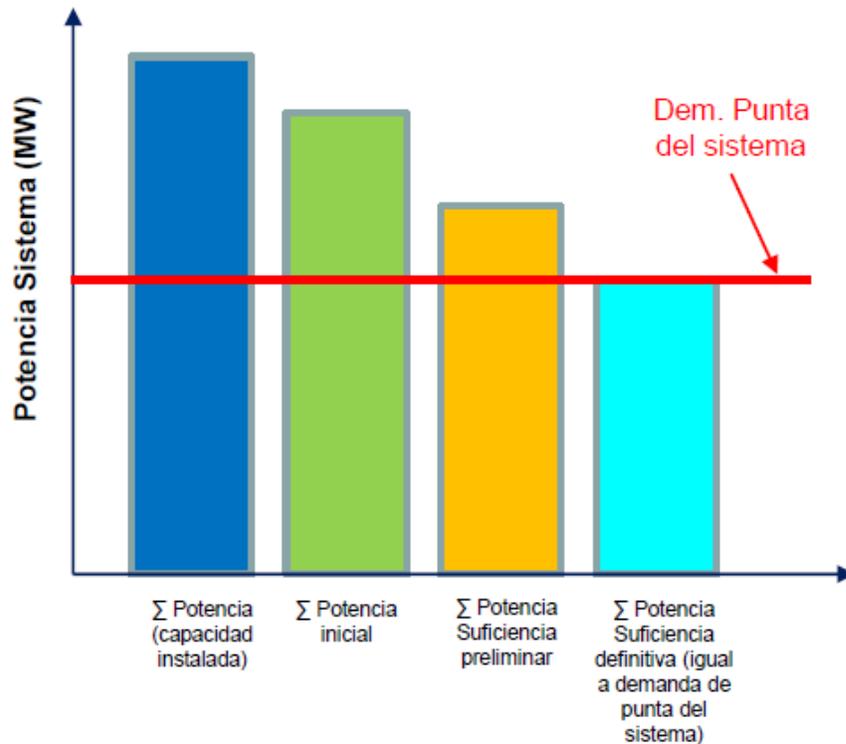


Figura A.1: Niveles de potencia del sistema considerando las distintas incertidumbres en su disponibilidad.

- **Demanda de Punta:** Demanda promedio de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual.
- **Margen de Potencia:** Cociente entre la sumatoria de la Potencia Inicial de las Unidades Generadoras y la Demanda de Punta.
- **Retiro de Potencia:** Compromiso de potencia de un Participante del Balance de Potencia para el suministro a clientes.
- **Suficiencia de Potencia:** Capacidad de un sistema o subsistema para abastecer la Demanda de Punta, considerando para cada Unidad Generadora una oferta de potencia confiable en función de la incertidumbre asociada a la disponibilidad del Insumo Principal y Alternativo, la indisponibilidad forzada de las unidades, y la indisponibilidad de las instalaciones que conectan la unidad al Sistema de Transmisión o Distribución. Se expresa como una probabilidad y es igual a uno menos LOLPdm.
- **Precios de Nudo de Largo Plazo de energía y potencia:** Son aquellos precios que debe pagar una concesionaria a su suministrador en virtud del contrato de suministro respectivo, suscrito a partir de las licitaciones públicas reguladas en conformidad a los artículos 131^o y siguientes de la ley.
- **Precios de Nudo de Corto Plazo de energía y potencia de punta:** Son aquellos precios fijados semestralmente conforme a lo establecido en el artículo 160^o de la ley y demás normativa vigente.

- **Margen de potencia:** Corresponde al porcentaje de potencia inicial en relación a la demanda de punta dentro de cada sistema o subsistema.
- **Day ahead market (Mercado del día anterior):** Mercado de energía donde las empresas generadoras hacen ofertas de venta y los clientes hacen ofertas de compra, que se liquida un día antes de ser despachado.
- **Costo marginal:** Mayor costo variable entre las unidades que se encuentran despachando a determinada hora.
- **Precio spot:** Precio de la energía en determinado tiempo y ubicación, puede corresponder al costo marginal en cierta barra del sistema y a cierta hora.

A.2. Métricas de confiabilidad

A.2.1. Métricas de confiabilidad del sistema

En los mercados internacionales se suelen utilizar dos métricas muy similares para medir la confiabilidad del sistema, una de ellas es LOLP y la otra es LOLE.

Probabilidad de pérdida de carga (LOLP)

La primera métrica, LOLP (Loss of load probability) corresponde a la probabilidad de que en algún momento la potencia generada en el sistema no alcance a cubrir la demanda del sistema. Esta métrica puede escribirse de la siguiente manera:

$$LOLP_t = Prob(G_t < D_t), \quad \forall t = 1, \dots, T \quad (\text{A.1})$$

Donde G_t y D_t son la generación total disponible y la demanda en el tiempo t respectivamente.

Esperanza de pérdida de carga (LOLE)

Luego, la métrica LOLE (Loss of load expectation) se obtiene a partir de LOLP, e indica la cantidad de horas en un periodo (un año comúnmente) en que se espera que el sistema no pueda suministrar la demanda. Se puede escribir de la siguiente forma:

$$LOLE = \sum_{t=1}^T LOLP_t \quad [h] \quad (\text{A.2})$$

Esperanza de energía no suministrada (EENS)

Otra métrica de confiabilidad menos usada, pero que a diferencia de LOLP y LOLE permite conocer la profundidad de la falla, es EENS (Expected energy not supplied) la esperanza de energía no suministrada, que cuantifica la falta de suministro en un periodo dado. Se escribe de la siguiente manera:

$$EENS = \sum_{t=1}^T LOLP_t \cdot PNS_t \quad [MWh] \quad (A.3)$$

Con PNS_t siendo la potencia no servida en el tiempo t .

Luego, en cuanto a las métricas que permiten determinar la confiabilidad que aporta cada recurso al sistema están los siguientes indicadores:

A.2.2. Métricas de aporte a la confiabilidad

Capacidad de carga efectiva (ELCC)

El indicador ELCC (Effective load carrying capability) muestra respecto a una central, la demanda adicional que se puede agregar al sistema manteniendo el mismo nivel de confiabilidad que tenía antes de integrar la central.

En primera instancia se calcula el LOLE del sistema sin la central:

$$LOLE = \sum_{t=1}^T LOLP_t = \sum_{t=1}^T Prob(G_t < D_t) \quad (A.4)$$

Luego, al ingresar la central se espera que disminuya el LOLE al haber mayor capacidad en el sistema. Por lo cual, se procede a calcular el nuevo LOLE considerando la nueva central:

$$LOLE^* = \sum_{t=1}^T Prob(G_t + G_t^g < D_t + D^*) \quad (A.5)$$

Donde G_t^g corresponde a la generación disponible de la nueva central y D^* es la demanda adicional que puede soportar el sistema manteniendo la confiabilidad. El valor D^* se obtiene ajustándolo iterativamente hasta que $LOLE = LOLE^*$, y este valor D^* que logra la igualdad es el ELCC de la nueva central.

Potencia convencional equivalente (ECP)

Otro indicador que permite medir la confiabilidad que aporta una central, es el ECP (Equivalent conventional power) que corresponde a la capacidad de una unidad de referencia que puede reemplazar a la central en estudio manteniendo el mismo LOLE. Se supone que la unidad de referencia tiene una tasa esperada de falla mayor a 0.

De esta forma en primer lugar, se calcula el LOLE con la central en estudio.

$$LOLE^g = \sum_{t=1}^T Prob(G_t + G_t^g < D_t) \quad (A.6)$$

En el paso siguiente, la central g es reemplazada en el cálculo por una unidad de referencia e .

$$LOLE^e = \sum_{t=1}^T Prob(G_t + G_t^e < D_t) \quad (A.7)$$

La capacidad nominal de la unidad de referencia se ajusta hasta que $LOLE^g = LOLE^e$ y el valor de capacidad resultante de la unidad de referencia corresponde a el EPC de la nueva central.

Capacidad de generación equivalente sustituida (EGCS)

Un indicador especialmente útil para evaluar el aporte de unidades de almacenamiento y de respuesta de demanda es el EGCS (Equivalent generation capacity substituted) que cuantifica las centrales de punta que podrían ser reemplazadas por estos recursos manteniendo el mismo nivel de confiabilidad.

Para esto, se ordenan las unidades desde la de menos costos variables de operación a la de mayores costos variables de operación. Se agrega a la operación el almacenamiento o respuesta de demanda, y luego se van quitando de una en una las unidades de mayor costo variable al tiempo que se calcula la energía no suministrada esperada EENS. Cuando se alcanza un EENS mayor o igual al EENS original del sistema, se detiene el reemplazo de unidades y el EGCS corresponde a la cantidad de generación que fue reemplaza hasta ese momento.