

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



Profesor Patrocinante:

Dr. Claudio Roa Sepúlveda

Informe de Memoria de Título
para optar al título de:

Ingeniera Civil Eléctrica

Análisis del Mercado de Potencia Chileno: Propuestas de mejora basadas en experiencias internacionales

Concepción, diciembre de 2025

Gabriela Patricia Varas Aliaga

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN
Facultad de Ingeniería
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Profesor Patrocinante
Dr. Claudio Roa Sepúlveda

Análisis del Mercado de Potencia Chileno: Propuestas de mejora basadas en experiencias internacionales



Gabriela Patricia Varas Aliaga

Informe de Memoria de Título
para optar al Título de

Ingeniera Civil Eléctrica

Diciembre 2025

Resumen

Asegurar la suficiencia de capacidad es esencial para la confiabilidad del sistema eléctrico, motivo por el cual distintos mercados han desarrollado mecanismos específicos que les permiten contar con generación, almacenamiento u otros recursos incluso bajo condiciones de estrés del sistema. A nivel internacional, estos mecanismos se implementan mediante esquemas administrativos o procesos competitivos, como las ofertas selladas empleadas en PJM (Estados Unidos) o las subastas descendentes del mercado de capacidad de Gran Bretaña. En Chile, en cambio, la remuneración por potencia de suficiencia se determina a partir de una metodología regulatoria basada en costos, lo que configura un esquema administrativo sin interacción competitiva entre oferentes.

El objetivo de este trabajo es evaluar en qué medida las experiencias internacionales de PJM y Gran Bretaña pueden ser extrapoladas al contexto chileno para avanzar hacia un mercado de potencia basado en ofertas. Para ello, se desarrolló un modelo de subasta holandesa que simula una convocatoria realizada en Chile en 2020 para la entrega en 2024. La propuesta incorpora parámetros del sistema nacional en la construcción de una curva de demanda y la estimación de la capacidad ofertable. A partir de información histórica del operador británico, se definieron tres escenarios de competencia que representan distintos niveles de sobreoferta, cuya intersección con la curva de demanda adaptada permite obtener precios de adjudicación bajos, intermedios y altos según con la intersección de la curva de demanda adaptada.

El análisis comparado muestra que, si bien el diseño de PJM presenta similitudes con los procesos de licitación utilizados en Chile para el suministro de energía de clientes regulados, su estructura no puede replicarse directamente debido a la falta de información detallada sobre los oferentes y su comportamiento competitivo. En contraste, el modelo británico basado en subastas ofrece un marco más estructurado para simular precios y asignaciones; sin embargo, representa un cambio más profundo respecto del esquema chileno actual, lo que podría dificultar su adopción inmediata.

En cuanto a la implementación de un mercado competitivo, ya sea mediante licitaciones o subastas, es necesario modificar la Ley General de Servicios Eléctricos y actualizar sus reglamentos asociados. Estos cambios constituyen un proceso extenso que debe ser analizado en detalle, considerando no solo aspectos técnicos, sino también regulatorios e institucionales.



A quienes me acompañaron en esta etapa.

Agradecimientos

A mi familia, en especial a Erika y Alonso, gracias por abrirme las puertas de su hogar y hacerme sentir parte de él, por cada once y cumpleaños que hemos compartido juntos. A mi mamá, gracias por enseñarme que el valor de una persona no se puede medir en números y siempre recordarme quien soy.

A Matías, gracias por creer en mí y darme ánimo cada vez que lo necesité. A mis amigas y amigos, por enfrentar cada desafío con humor. Gracias por todos los almuerzos, paseos, trabajos y laboratorios que hicimos juntos.

A mi profesor guía, Dr. Claudio Roa, gracias por su disposición y buen trato con el que me orientó durante este proceso. Sus preguntas me impulsaron a mirar más allá de lo evidente y a explorar caminos que no había considerado. También agradezco su apoyo y confianza, tanto en lo académico como en mi crecimiento profesional.



Tabla de Contenidos

LISTA DE TABLAS	VII
ABREVIACIONES.....	IX
1. INTRODUCCIÓN	X
1.1 INTRODUCCIÓN	X
1.2 TRABAJOS PREVIOS	XI
1.2.1 De los Contenidos	xi
1.2.2 Discusión	xiii
1.3 HIPÓTESIS DE TRABAJO	XIV
1.4 OBJETIVOS	XIV
1.4.1. Objetivo General.....	xiv
1.4.2 Objetivos Específicos.....	xiv
1.5 ALCANCES Y LIMITACIONES	XV
1.6 TEMARIO Y METODOLOGÍA.....	XV
2. EL MERCADO CHILENO	1
2.1 VISTA GENERAL	1
2.2 MARCO NORMATIVO	1
2.3 PROCEDIMIENTOS Y METODOLOGÍAS.....	2
2.3.1 Sobre el Balance de Potencia	2
2.3.2 Sobre los Precios de Nudo de Corto Plazo	4
2.3.3 Debilidades del mecanismo actual.....	6
3. EL MODELO DE PRECIOS DE CONFIABILIDAD DE PJM	8
3.1 INTRODUCCIÓN A LOS MERCADOS ESTADOUNIDENSES	8
3.2 MECANISMOS PARA CUMPLIR LA OBLIGACIÓN DE CAPACIDAD	8
3.2.1 Requisito de Recursos Fijos (FRR)	8
3.2.2 Modelo de Precios de Confiabilidad (RPM)	8
3.3 PROCESO DE ASIGNACIÓN DE CAPACIDAD [18]	9
3.3.1 Curva de Demanda.....	10
3.3.2 Requisito de Confiabilidad	11
3.3.3 Mecanismo de Compensación.....	11
3.3.4 Áreas restringidas y Agregadores de precio local.....	12
3.4 OTRAS CARACTERÍSTICAS DEL MERCADO [18].....	12
3.5 RESULTADOS DEL RPM	13
4. EL MERCADO DE CAPACIDAD DE GRAN BRETAÑA	21
4.1 LAS SUBASTAS.....	21
4.1.1 Curva de Demanda [24].....	22
4.1.2 Factores de reducción de capacidad.....	23
4.1.3 Proceso de clearing.....	24
4.2 OTRAS CARACTERÍSTICAS DEL MERCADO [25].....	24
4.3 RESULTADOS DEL CAPACITY MARKET	25
5. ADAPTACIÓN DEL DISEÑO BRITÁNICO AL CONTEXTO CHILENO	34
5.1 METODOLOGÍA	35
5.2 DESARROLLO	35
5.2.1 Configuración de la Curva de Demanda.....	35
5.2.2 Estimación de la capacidad ofertable.....	37
5.2.3 Evaluación de escenarios de oferta	38
5.2.4 Adaptación de las curvas de oferta al contexto chileno.....	40
5.3 TRANSICIÓN NORMATIVA HACIA UN ESQUEMA DE SUBASTAS DE POTENCIA	43

6.	CONCLUSIONES.....	45
6.1	CONCLUSIONES	45
6.2	TRABAJO FUTURO	46
	REFERENCIAS.....	51
A.	MERCADO CHILENO	LII
A.1.	GLOSARIO [8].....	LII
B.	MERCADO PJM	LIII
B.1.	CURVA VRR.....	LIII
B.2.	AJUSTES A LA CURVA	LIV
B.3.	PARÁMETROS DEL REQUISITO DE CONFIABILIDAD	LV
B.4.	RECURSOS DE CAPACIDAD	LVII
B.5.	GLOSARIO	LVIII
B.6.	RESULTADOS HISTÓRICOS	LIX
C.	MERCADO UK	LX
C.1.	GLOSARIO	LX
C.2.	RESULTADOS HISTÓRICOS	LX
C.3.	MATCH EXACTO [23]	LXI
C.4.	ALGORITMO NWA [23].....	LXIII
D.	APLICACIÓN.....	LXVI
D.1.	CURVAS DE OFERTA DE LOS CASOS DE ANÁLISIS	LXVI
D.2.	CURVAS ADAPTADAS.....	LXVII



Lista de Tablas

Tabla 2: “Factores para cálculo del Precio Básico de la Potencia de Punta – Subsistema Centro - Norte” [11]	5
Tabla 2.1: “Factores para cálculo del Precio Básico de la Potencia de Punta – Subsistema Sur” [11]	6
Tabla 3: “MW ofrecidos y liquidados por tipo de recurso en RPM y compromisos FRR para las BRA anteriores” [19]	15
Tabla 3.1: “Variación del requisito de Confiabilidad”,	16
Tabla 3.2: “MW ofrecidos y liquidados y sus precios asociados por LDA para el año de entrega 2025/2026” [19]	17
Tabla 3.3: “Comparación de los precios de liquidación entre la BRA y la 3ª IA para el año de entrega 2025/2026” [22].....	18
Tabla 3.4: “Obligación de UCAP y precio final por zonas” [22].....	19
Tabla 5: Comparación de los mercados analizados	34
Tabla 5.1:P. Inicial, P de Suficiencia Preliminar y P. de Suficiencia definitiva al año 2020 [31]	38
Tabla 5.2: Capacidad ofertada, asignada y objetivo de contratación por año de entrega”	39
Elaboración propia [27], [32]	39
Tabla B: Resultados históricos para las BRA en el RTO[19]	lix
Tabla C: Resumen de los resultados históricos de las subastas T-4 en Gran Bretaña [27], [32]	lx
Tabla C1: Resumen de los resultados históricos de las subastas T-1 en Gran Bretaña [27], [32]	lxi
Tabla C2: Errores de estimación [32].....	lxi
Tabla D: Capacidad remanente por ronda adaptada al contexto nacional-Caso 1	lxvii
Tabla D1: Capacidad remanente por ronda adaptada al contexto nacional-Caso 2	lxviii
Tabla D2: Capacidad remanente por ronda adaptada al contexto nacional-Caso 3	lxviii

Lista de Figuras

Fig. 3: “Trazado de la curva VRR” [18]	11
Fig. 3.1: “Organización de las 27 LDA definidas por PJM”	12
Fig. 3.2: “Capacidad y Precios liquidados en las BRA”	14
Fig. 3.3: “Variación del RR en el periodo 2021/2022 a 2025/2026”	16
Fig. 4: “Curva de demanda Capacity Market” [24]	23
Fig. 4.1: “Comportamiento subasta T-4 para entrega en 2018” [26]	26
Fig. 4.2: “Duración de Contratos establecida para subasta T-4 para entrega en 2018” [26]	27
Fig. 4.3: “Capacidad adjudicada y precio de clearing para el periodo 2018-2025”	27
Fig. 4.4: “Compromisos de capacidad adquiridos en el año 2025” [28]	28
Fig. 4.5: “Relación entre precios de clearing y proporción en las ofertas”	29
Fig. 4.6: “Relación entre % de capacidad no asignado y N° de rondas”	30
Fig. 4.7: “Capacidad ofertada y adjudicada v/s precio de clearing”	31
Fig. 4.8: “Error de estimación respecto al objetivo establecido en subastas T-4”	32
Fig. 4.9: Comportamiento de la curva de oferta para 3 años de entrega	33
Fig. 5: Curva de Demanda propuesta para Chile	37
Fig. 5.1: Curva de Demanda propuesta y escenarios de oferta en Gran Bretaña	40
Fig. 5.2: Estimación de la oferta en Chile bajo los escenarios seleccionados	42
Fig. C2: “Búsqueda de la coincidencia exacta”	lxii
Fig. D1: Curva de oferta para año de entrega 2021-Caso 1 [33]	lxvi
Fig. D2: Curva de oferta para año de entrega 2024-Caso 2 [34]	lxvi
Fig. D3: Curva de oferta para año de entrega 2025-Caso [35]	lxvii



Abreviaciones

Mayúsculas

BRA	: Base Residual Auction - Subasta Residual Base
CEN	: Coordinador Eléctrico Nacional
CMU	: Capacity Market Unit-Unidad del mercado de capacidad
CNE	: Comisión Nacional de energía
CONE	: Cost of New Entry - Costo de Nueva Entrada
E&AS	: Energy & Ancillary Services - Energía y Servicios Auxiliares
ELCC	: Effective Load Carrying Capability - Capacidad Efectiva de Carga
FERC	: Federal Energy Regulatory Commission - Comisión Federal Reguladora de Energía
FRR	: Fixed Resource Requirement - Requisito de Recursos Fijos
IA	: Incremental Auction - Subasta Incremental
IRM	: Installed Reserve Margin - Margen de Reserva Instalada
ISO	: Independent System Operator - Operador Independiente del Sistema
LDA	: Locational Deliverability Area - Área de Entrega Local
LOLE	: Loss of Load Expectation - Expectativa de Pérdida de Carga
LOLPdm	: Loss of Load Probability- Probabilidad de Pérdida de Carga para la demanda de punta del sistema.
LSE	: Load Serving Entity - Entidad de Servicio de Carga
MRT	: Margen de Reserva Teórico
NERC	: North American Electric Reliability Corporation - Corporación Norteamericana de Confiabilidad Eléctrica
NESO	: National System Operator-Operador Nacional del Sistema
NWA	: Net Welfare Algorithm-Algoritmo de Bienestar Neto
PI	: Potencia Inicial
PJM	: Pennsylvania–New Jersey–Maryland Interconnection - Interconexión de Pennsylvania–New Jersey–Maryland
PSD	: Potencia de Suficiencia Definitiva
PSP	: Potencia de Suficiencia Preliminar
RPM	: Reliability Pricing Model - Modelo de Precios de Confiabilidad
RTEPP	: Regional Transmission Expansion Planning Process - Proceso de Planificación de Expansión de la Transmisión Regional
RTO	: Regional Transmission Organization - Organización Regional de Transmisión
UCAP	: Unforced Capacity - Capacidad No Forzada
VRR	: Variable Resource Requirement - Requisito de Recursos Variables

1. Introducción

1.1 Introducción

Los mercados mayoristas de electricidad a lo largo del mundo operan bajo diversos diseños. Cada país, según su estructura institucional y marco regulatorio, estructura como se adquiere la energía, los servicios complementarios, y cuando corresponde, la potencia o capacidad.

Por un lado, mercados exclusivamente energéticos o “Energy only” como ERCOT (Texas) o el NEM en Australia, dependen señales de precios (como la escasez) para incentivar la inversión y la disponibilidad de las unidades generadoras. Por otra parte, se diseñan mercados que incorporan mecanismos de remuneración por capacidad, por ejemplo, PJM o el Reino Unido. Chile también reconoce pagos por potencia de suficiencia, definidos administrativamente.

Los mercados de potencia garantizan la suficiencia del suministro a través de otros dos mercados, el mercado de la capacidad se asocia al volumen, es decir, busca determinar una cantidad de MW que sea capaz de suplir la demanda futura. Por otro lado, el mercado de la reserva busca suplir peaks o errores en la estimación de la demanda. En este contexto, el primero, asegura que generadores “grandes” (como los térmicos) obtengan ingresos que los hagan rentables, mientras que el segundo busca que generadores “pequeños” pero flexibles sean bien remunerados. Notar que estos mercados pueden o no estar separados en estas dos componentes.

En términos de diseño, los pools basados en costos tienden a tener precios más estables y a presentar mayor control regulatorio, pero generan menos incentivos a reducir sus costos que mercados donde se incorpora la competencia. En contraste, los pools basados en ofertas promueven la competencia en precio y calidad, lo que incentiva la reducción de los costos, lo que a su vez conlleva una mayor volatilidad en los precios y el riesgo de que se ejerza poder de mercado[1].

Este trabajo se centra en dos mercados con mecanismos de remuneración por capacidad. PJM que adquiere la capacidad a través de su Modelo de Precios de Confiabilidad y el Mercado de la Capacidad del Reino Unido. A través del análisis de estos mercados se busca extraer lecciones de diseño útiles para que Chile avance hacia un mercado basado en ofertas. En estos esquemas, la adjudicación de la capacidad se realiza mediante pagos de precio uniforme o “Pay as Clear”, donde a todos los oferentes se les adjudica el mismo precio por MW y que corresponde al valor de la última oferta aceptada.

1.2 Trabajos Previos

1.2.1 De los Contenidos

Como punto de partida para el análisis se realizó una revisión bibliográfica en tres áreas. Primero, se analizaron estudios internacionales que describen el diseño de distintos mercados de capacidad y esquemas basados en ofertas. Luego, se revisaron trabajos nacionales que identifican las principales limitaciones del mecanismo de potencia vigente y su carácter administrativo. Finalmente, se consideraron estudios sobre dinámicas y comportamiento de los oferentes en subastas de tipo reloj descendente.

A. Sobre los mercados internacionales

♣ECCO International, “Design of a Bid-based Wholesale Energy Market, Ancillary Services and Capacity Market in Chile: Consolidated Report,” Prepared for Coordinador Eléctrico Nacional, San Francisco, CA, USA, May 1, 2024.[1]

El informe preparado por ECCO para el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) desarrolla un estudio exhaustivo de los principales mercados eléctricos de Estados Unidos, examinando tanto el funcionamiento de sus mercados de energía como los mecanismos utilizados para asegurar la suficiencia de los recursos. El informe propone, además, un marco conceptual para avanzar hacia un mercado centralizado con ofertas de sobre cerrado y precio de liquidación uniforme, inspirándose en prácticas consolidadas como las utilizadas en PJM. Sin embargo, su alcance no incluye el diseño de la curva de demanda adaptada al mercado chileno ni ejercicios de estimación de precios. En cuanto a los mercados estudiados, no incluye el análisis del mercado de capacidad de Gran Bretaña. Aun así, el estudio constituye una referencia relevante para comprender la lógica y los principios detrás de los mercados basados en ofertas.

♣A. Simoglou and P. Biskas, “Capacity mechanisms in Europe and the US: A comparative analysis and a real-life application for Greece,” *Energies*, vol. 16, no. 2, 2023.[2]

El estudio realiza un amplio análisis comparativo de mecanismos de remuneración por capacidad aplicados en Europa y Estados Unidos, analizando elementos centrales como tipo de producto, diseño de las subastas, duración de los contratos y penalizaciones, además de presentar una aplicación al mercado de Grecia. El paper contribuye al reunir y ordenar información que normalmente está dispersa en regulaciones y documentos técnicos, facilitando la comprensión

comparativa de cómo cada país enfrenta el problema de la suficiencia. No obstante, no aborda en detalle aspectos metodológicos como el diseño específico de curvas de demanda ni el cálculo del CONE. Aun así, el estudio es útil para este trabajo porque ayuda a situar el caso chileno dentro de las distintas experiencias internacionales, mostrar en qué se parece y en qué se diferencia, y apoyar la discusión sobre cómo podría ajustarse o evolucionar el actual esquema de suficiencia, especialmente considerando el debate sobre mecanismos basados en subastas.

B. Sobre las falencias del mercado chileno

♣M. Alé, C. Mujica, H. Sandoval, and R. Moreno, “Evaluación de la capacidad de generación térmica de respaldo diésel conectada a nivel de transmisión: Desafíos para la eficiencia y la descarbonización,” ISCI para Fundación Chile Sustentable, Santiago, Chile, Aug. 22, 2025.[3]

El informe identifica debilidades en el mecanismo actual de cálculo y remuneración de la potencia, señalando limitaciones metodológicas y de diseño que reducen la eficiencia del esquema vigente. A partir de este análisis, propone ajustes al cálculo de suficiencia y sugiere, como alternativa de desarrollo futuro, avanzar hacia un mercado de capacidad basado en subastas competitivas, en las cuales los oferentes compitan por proveer un servicio de confiabilidad definido mediante requisitos mínimos de disponibilidad, respuesta operativa, capacidad de despacho y estándares de emisiones. Aunque el estudio no desarrolla el diseño específico de dicho mercado, resulta útil para comprender los desafíos estructurales del sistema actual y las condiciones necesarias para evaluar opciones de asignación más eficientes en el largo plazo.

♣A. Barrera Merry, “Pago por capacidad: análisis frente a nuevas tecnologías de generación y almacenamiento,” Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Eléctrico, Universidad de Chile, Santiago, Chile, 2022.[4]

En esta tesis se desarrolla una revisión detallada de la metodología vigente para calcular la potencia de suficiencia definitiva y la asignación de los precios de nudo de corto plazo, identificando debilidades en el proceso administrativo utilizado para su determinación. A partir de este diagnóstico, el trabajo propone mejoras en aspectos metodológicos asociados al cálculo de suficiencia y al tratamiento de los Precios de Nudo de Corto Plazo. Asimismo, examina distintos esquemas internacionales de remuneración por capacidad y propone avanzar hacia un mecanismo basado en ofertas, pero sin desarrollar su diseño específico. En conjunto, la tesis ofrece una visión clara de las limitaciones del marco actual y propone ajustes que podrían mejorar el cálculo y reducir las ineficiencias asociadas al proceso administrativo vigente.

♣Narvik Ingeniería, “Estudio de Potencia de Suficiencia del Sistema Eléctrico Nacional,” Ministerio de Energía, Santiago, Chile, 2017.[5]

Este informe analiza críticamente la metodología chilena de cálculo y ajuste de la potencia de suficiencia, identificando brechas respecto de las prácticas internacionales en materia de confiabilidad. Si bien se trata de un documento elaborado varios años atrás y algunos de los cambios propuestos han sido incorporados posteriormente en la regulación, persiste la falta de un criterio explícito de confiabilidad basado en un nivel objetivo de LOLP/LOLE.

C. Sobre las dinámicas de las subastas

♣H. C. Torres-Valderrama and L. E. Gallego-Vega, “Modeling Dynamic Procurement Auctions of Standardized Supply Contracts in Electricity Markets Including Bidders Adaptation,” *DYNA*, vol. 82, no. 192, pp. 168–176, Medellín, Colombia, Aug. 2015.[6]

Este trabajo es particularmente útil porque proporciona una base metodológica para entender cómo los participantes se comportan en subastas dinámicas, específicamente en subastas tipo reloj descendente, que son fundamentales en el diseño del Mercado de Capacidad de Gran Bretaña. Además, evidencia la importancia de variables estructurales como la elasticidad de la demanda, el precio de inicio y el tamaño de las rondas sobre los resultados de la subasta. Si bien el estudio se centra en el mercado de energía y no aborda mercados de capacidad ni esquemas de remuneración por suficiencia, sus conclusiones resultan igualmente valiosas para el análisis del comportamiento estratégico de los generadores ante cambios en el diseño del mercado.

1.2.2 Discusión

La revisión bibliográfica muestra que la literatura internacional proporciona marcos conceptuales robustos para entender cómo distintos mercados eléctricos abordan la suficiencia mediante mecanismos de capacidad. Estudios como los de ECCO International y Simoglou & Biskas describen en detalle la arquitectura de estos mercados, donde se observan soluciones variadas según el diseño institucional de cada país. Por ejemplo, mercados como New England y Gran Bretaña emplean subastas descendentes con múltiples rondas, que permiten revelar información progresivamente y ajustar la participación de los oferentes a medida que el precio disminuye, mientras que esquemas como el de PJM utilizan subastas de una sola ronda con ofertas de sobre cerrado (sealed bid), lo cual se asemeja más a procesos de licitación tradicionales. Estas diferencias reflejan enfoques distintos respecto de la competencia, la formación de precios y la gestión del riesgo. Sin embargo,

pese a la amplitud del análisis comparativo, los estudios revisados no desarrollan metodologías específicas para construir curvas de demanda aplicadas a otros sistemas ni estiman parámetros como el CONE en contextos distintos a los estudiados, lo que limita su aplicabilidad directa al caso chileno.

En contraste, la literatura nacional se centra en diagnosticar las limitaciones del esquema actual de potencia, caracterizado por una asignación administrativa de remuneraciones basada en cálculos de potencia de suficiencia. Trabajos como los realizados por ISCI, Barrera (2022) y Narvik (2017) identifican ineficiencias, falta de criterios explícitos de confiabilidad y dificultades asociadas al proceso administrativo, destacando la ausencia de mecanismos competitivos similares a los utilizados en mercados internacionales. No obstante, estos estudios no desarrollan el diseño detallado de un mercado de capacidad ni definen elementos esenciales como curvas de demanda u ofertas de capacidad competitivas, limitándose principalmente a proponer ajustes al esquema vigente. En consecuencia, aunque existe un diagnóstico consistente de las debilidades del modelo chileno y un panorama amplio de experiencias internacionales, se observa un vacío relevante: la falta de una propuesta técnica que explore cómo podría implementarse un mecanismo competitivo de capacidad adaptado al contexto nacional. Este vacío constituye la motivación central del presente trabajo.

1.3 Hipótesis de Trabajo

Es posible identificar, a partir del análisis de experiencias internacionales relevantes, las condiciones mínimas necesarias para establecer un proceso de licitaciones o subastas en el mercado de potencia chileno, considerando las particularidades de su diseño actual y sus desafíos regulatorios.

1.4 Objetivos

1.4.1. Objetivo General

Identificar variables de contorno necesarias para la implementación de licitaciones en el mercado de potencia chileno, considerando replicar total o parcialmente elementos provenientes de experiencias internacionales relevantes.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Revisar el funcionamiento y diseño del mercado de potencia en Chile, identificando su estructura actual y principales desafíos.
- Analizar experiencias internacionales relevantes, identificando características, ventajas y

desventajas.

- Comparar el sistema chileno con las experiencias seleccionadas destacando similitudes, diferencias y potenciales aprendizajes.
- Identificar variables de contorno necesarias para implementar licitaciones en el mercado de potencia chileno, considerando la posibilidad de replicar total o parcialmente elementos de las experiencias analizadas.

1.5 Alcances y Limitaciones

El estudio se centra en el mercado de potencia en Chile sin abordar en detalle otros componentes del mercado eléctrico. Se considerarán experiencias internacionales relevantes en mercados eléctricos seleccionados a fin de extraer aprendizajes y determinar su posible aplicabilidad en el contexto chileno. El trabajo es de carácter académico y analítico por lo que las propuestas de mejora estarán orientadas a nivel normativo y de diseño sin llegar a la implementación práctica. La investigación se basa principalmente en fuentes bibliográficas, documentos regulatorios y estudios técnicos disponibles públicamente por lo que la disponibilidad de la información puede restringir la profundidad del análisis en algunos casos.

1.6 Temario y Metodología

El documento se organiza en siete capítulos que avanzan desde la caracterización del mercado chileno hasta la posible adaptación de algún mecanismo utilizado en mercados competitivos de capacidad. El análisis internacional se centra en dos mercados ampliamente documentados: el “Reliability Pricing Model (RPM)” de PJM en Estados Unidos, cuyo proceso de asignación es similar a una licitación de ofertas selladas, y el “Capacity Market” de Gran Bretaña, que opera mediante subastas de tipo reloj descendente. La revisión de estos dos enfoques permite identificar elementos relevantes para evaluar si el mercado chileno podría avanzar hacia un esquema competitivo, ya sea a través de un modelo basado en licitaciones o en subastas.

El Capítulo 2 describe el funcionamiento del mercado de potencia en Chile, presentando su marco normativo, los procedimientos necesarios para determinar la Potencia de Suficiencia Definitiva y los Precios de Nudo de Corto Plazo, junto con las principales debilidades identificadas en el diseño actual.

Posteriormente, los Capítulos 3 y 4 desarrollan el análisis de los mercados internacionales seleccionados. En ambos casos se describe la estructura de sus mecanismos de asignación de

capacidad, la forma en que se define la curva de demanda, los criterios de acreditación, los requisitos de confiabilidad, la participación de recursos y los resultados observados en los procesos de subasta, lo que permite identificar elementos de diseño relevantes para evaluar su adaptación al contexto chileno.

El Capítulo 5 presenta la propuesta metodológica del trabajo. Se construye una curva de demanda adaptada al sistema chileno siguiendo el enfoque del mercado británico, se estima la capacidad ofertable y se analizan distintos escenarios de oferta utilizando información histórica del Reino Unido. Asimismo, se discuten los ajustes normativos requeridos para habilitar un esquema competitivo de potencia en Chile. Finalmente, el Capítulo 7 reúne el sumario, las conclusiones del estudio en función de los objetivos planteados y las líneas de trabajo futuro orientadas a profundizar el análisis y avanzar hacia la implementación de mecanismos competitivos en el mercado de potencia.



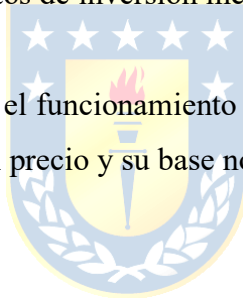
2. El mercado chileno

2.1 Vista General

En Chile las empresas generadoras obtienen ingresos por dos vías principales. Primero a través del mercado de la energía, donde las centrales seleccionadas por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) despachan la energía requerida y el precio debe asumir los costos variables de corto plazo. Segundo, a través del mercado de la potencia, en el que los generados reciben ingresos por la venta de potencia de suficiencia definitiva, cuyo total debe ser igual a la demanda de punta del sistema y que es retribuida al Precio Nudo de Corto Plazo (PNCP) de potencia.

Bajo este esquema, las unidades que cubren la demanda de punta del sistema, en general, no son despachadas y no cuentan con contratos por energía. Por ello, centrales con costos variables bajos y altos costos de inversión capturan mayores ingresos por venta de energía, esto sumado a que su capacidad no es suficiente en los momentos de mayor exigencia del sistema. En contraste, centrales con costos de operación más altos y costos de inversión menores obtienen mayores ingresos a través de la venta de potencia.

En la siguiente sección se revisa el funcionamiento actual del mercado de potencia en Chile, haciendo énfasis en la determinación del precio y su base normativa.



2.2 Marco Normativo

El Decreto Supremo N°62, que aprueba el Reglamento de Transferencias de Potencia establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos, constituye el marco normativo que regula la asignación, cálculo y valorización de la potencia en el sistema eléctrico chileno. Su propósito es asegurar que la capacidad de generación y almacenamiento disponible sea suficiente para abastecer la demanda de punta en condiciones de seguridad, eficiencia y continuidad del suministro. En este contexto, el reglamento introduce y articula una serie de conceptos técnicos fundamentales entre ellos la potencia inicial, la potencia de suficiencia preliminar y definitiva, la indisponibilidad forzada, el margen de potencia, el margen de reserva teórico y los precios de nudo de corto plazo que permiten establecer un mecanismo transparente de cálculo y transferencia de potencia entre los distintos agentes del mercado eléctrico[7], [8].

Por otro lado, la fijación de los Precios de Nudo de Corto Plazo (PNCP) se encuentra regulada principalmente por la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), específicamente en su artículo

160, el cual establece que la Comisión Nacional de Energía (CNE) debe determinar estos precios semestralmente, reflejando los costos marginales de suministro de energía y potencia en el corto plazo. Este proceso se desarrolla conforme a lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 86 del Ministerio de Energía (2012), que aprueba el Reglamento para la Fijación de Precios de Nudo, y al Decreto Supremo N° 62 (2006), que regula las transferencias de potencia entre empresas generadoras. Complementariamente, la Resolución Exenta N° 641 de la CNE (2016) fija los plazos, requisitos y condiciones bajo los cuales se lleva a cabo la determinación de estos precios, estableciendo la metodología, antecedentes técnicos y procedimientos que deben emplearse para su cálculo. Finalmente, los valores obtenidos son formalizados mediante decreto del Ministerio de Energía, asegurando la coherencia del proceso con el marco normativo vigente y la transparencia en las transacciones entre los agentes del mercado eléctrico [7], [9], [10].

2.3 Procedimientos y metodologías

En esta sección se revisan los procesos asociados al balance de potencia y fijación de precios de nudo mencionados en la sección anterior.

2.3.1 Sobre el Balance de Potencia

El balance de potencia es el procedimiento mediante el cual se determinan los compromisos y las transferencias de potencia entre empresas generadoras, sistemas de almacenamiento y consumidores. Su finalidad es verificar que la capacidad instalada del sistema cubra los compromisos de demanda de punta asignados a cada participante. Los participantes del balance incluyen las unidades generadoras y de almacenamiento con potencia de suficiencia, junto con las empresas que poseen retiros asociados. El proceso es coordinado por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), que define los balances para cada sistema o subsistema utilizando los informes técnicos de precios de nudo de corto plazo (PNCP). Los excedentes o déficits que resulten del balance pueden transarse al PNCP, el cual refleja el valor económico de la suficiencia en cada barra del sistema.

Inicialmente, se determina la potencia inicial (PI) de cada unidad generadora, la cual representa la capacidad que puede aportar al sistema o subsistema. Este valor es siempre menor o igual a la potencia máxima de la unidad y considera factores asociados a la incertidumbre operacional, la disponibilidad de insumos, restricciones ambientales y limitaciones logísticas. En el caso de unidades que operen con más de un insumo, la PI se calcula ponderando la potencia máxima de cada fuente según su disponibilidad media anual durante los últimos cinco años. En tanto, para las instalaciones

de almacenamiento, la PI se obtiene a partir del aporte de la instalación a la curva de carga del sistema, reflejando su capacidad para reducir la demanda de punta. Este procedimiento permite caracterizar técnicamente la potencia que cada unidad puede ofrecer al sistema eléctrico, estableciendo la base del proceso de suficiencia posterior.

Con la potencia inicial determinada, se calcula la Potencia de Suficiencia Preliminar (PSP). Primero, la Potencia Inicial se reduce por un factor que refleja los consumos propios, entendidos como la porción de potencia bruta utilizada exclusivamente para los servicios auxiliares de la unidad o del sistema. Luego, el valor resultante se vuelve a reducir mediante un factor proporcional al período de mantenimiento mayor (proyectado o realizado) de cada unidad o sistema, aplicable tanto al cálculo preliminar como al definitivo. Los mantenimientos mayores pueden efectuarse en cualquier momento del año. Si se realizan dentro del programa vigente, no afectan la Indisponibilidad Forzada (IFOR).

Con estos elementos, PSP de cada unidad o sistema se obtiene mediante un análisis probabilístico, evaluando el valor esperado de la potencia que aporta a la suficiencia de potencia para cubrir la demanda de punta. En esta evaluación se consideran el conjunto de unidades y sistemas, sus Potencias Iniciales ya ajustadas por las reducciones descritas y la indisponibilidad forzada de cada uno. A nivel del sistema, la suficiencia de potencia se interpreta como uno menos el LOLPdm.

Posteriormente, se determina la potencia de suficiencia definitiva (PSD), la cual se obtiene a partir de la PSP ajustada mediante un factor de escalamiento único aplicado a todas las unidades generadoras y sistemas de almacenamiento. Este ajuste garantiza que la suma de las potencias de suficiencia definitiva sea igual a la demanda de punta de cada sistema o subsistema. Una vez obtenido este valor, el Coordinador debe verificar que la potencia resultante pueda transitar sin congestiones por las redes de transmisión. Si se identifican restricciones, la PSD se reduce proporcionalmente para eliminar la saturación, redistribuyendo el excedente entre las demás unidades que participan en el cálculo.

El proceso continúa con la evaluación del margen de potencia y el Margen de Reserva Teórico (MRT). El margen de potencia cuantifica la relación entre la capacidad total de generación y la demanda máxima esperada, siendo un indicador clave del nivel de suficiencia del sistema. A partir de este margen, el Coordinador informa a la Comisión Nacional de Energía (CNE) los resultados para cada sistema o subsistema, con el fin de que esta determine el MRT. Dicho margen representa el sobre equipamiento mínimo necesario en capacidad de generación para garantizar el abastecimiento de la potencia de punta en condiciones seguras. Cuando el margen de potencia supera un valor de 1,25, el

MRT se fija en 10%; si es menor o igual a dicho valor, se calcula según la expresión definida en el reglamento y que se adjunta en la sección 2.3.2.

Finalmente, el decreto regula el balance y valorización de inyecciones y retiros de potencia. En este proceso, el Coordinador asigna a cada participante un retiro horario equivalente a su demanda de punta, multiplicada por un factor que asegura la igualdad entre la suma de demandas y la potencia disponible. Las inyecciones y retiros son valorizadas al precio de nudo de corto plazo de la potencia (PNCP), determinado para cada barra de transferencia. Dicho precio refleja las variaciones de valor asociadas a las condiciones del sistema y a las indexaciones definidas por la normativa vigente.

Los conceptos asociados a este proceso se encuentran en el Anexo A

2.3.2 Sobre los Precios de Nudo de Corto Plazo

La metodología utilizada para determinar los PNCP se realiza en base al Informe Técnico Definitivo publicado en enero del año 2024 [11].

Para determinar el Precio Básico de la Potencia de Punta es necesario determinar las unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual en una o más subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional. Estos valores, se incrementan en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico del respectivo subsistema. El valor resultante da origen al Precio Básico de la Potencia de Punta en el subsistema respectivo.

Por otro lado, se debe definir el Margen de Reserva Teórico (MRT), este fijará en función de los valores que adopte el Margen de Potencia, que corresponde al cociente entre la suma de las potencias iniciales de las unidades generadoras y la demanda de punta de cada sistema o subsistema. En caso de que el Margen de Potencia sea mayor a 1.25, el MRT será igual a 10%. En caso de que el Margen de Potencia sea menor o igual a 1.25 el MRT será determinado conforme a la siguiente expresión:

$$MRT = 15\% - \left[\frac{\text{Margen de Potencia} - 1}{0,05} \right] \% \quad (2.1)$$

Conforme a los márgenes de potencia de los subsistemas entregados por el CEN a la CNE para el primer semestre del año 2024, se identifican los siguientes subsistemas:

a) Subsistema Centro-Norte: Constituido por las subestaciones localizadas a partir de la subestación Parinacota 220 kV, y al norte de la subestación Ciruelos 220 kV, siendo la subestación básica de potencia Nogales 220 kV.

b) Subsistema Sur: Constituido por las subestaciones localizadas entre las subestaciones Ciruelos 220 kV y Chiloé 220 kV, ambas incluidas, siendo la subestación básica de potencia Puerto Montt 220 kV. En este subsistema se considera como unidad de punta una turbina diésel de 70 MW.

Ambos subsistemas con MRT=10%.

Luego el Precio básico de la potencia se obtiene, del costo de ampliar la capacidad instalada en turbinas diésel, a partir de la siguiente expresión:

$$P_{bpot} \left[\frac{\$}{\frac{kW}{mes}} \right] = Dol_i * \{ [(C_{TG}FRC_{TG} + C_{SE}FRC_{SE} + C_{LT}FRC_{LT})CF + C_{fijo}] (1 + MRT)(1 + FP) \} \quad (2.2)$$

Donde los valores para cada variable y parámetro son los indicados a continuación según subsistema:



a) Subsistema Centro Norte:

Tabla 2: “Factores para cálculo del Precio Básico de la Potencia de Punta – Subsistema Centro -Norte” [11]

Precio Básico de la Potencia, Nogales 220 kV, unidad diésel 70 [MW]		
C_{TG} [US\$/kW]	631,85	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]	88,148	Costo unitario de la subestación eléctrica del proyecto.
FRC_{SE}	0,008138	Factor de recuperación de capital de la subestación eléctrica, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 41 años.
C_{LT} [US\$/kW]	13,822	Costo unitario de la línea de transmisión que conecta la subestación del proyecto al Sistema de Transmisión Nacional.
FRC_{LT}	0,008085	Factor de recuperación de capital de la línea de transmisión, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 45 años.
CF	1,048809	Costo financiero.
C_{fijo} [US\$/kW]	1,262	Costo fijo de operación y mantenimiento.
1 + MRT	1,10	Incremento por Margen de Reserva Teórico.
1 + FP	1,0047	Incremento por factor de pérdidas.
P_{bpot} [US\$/kW/mes]	8,7903	Precio Básico de la Potencia en dólares por kW/mes.
Dol_i [\$ /US\$]	886,61	Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente al promedio del segundo mes anterior al cual se aplique la indexación.
P_{bpot} [\$/kW/mes]	7.793,57	Precio Básico de la Potencia en pesos por kW/mes.

b) Subsistema Sur:

Tabla 2.1: “Factores para cálculo del Precio Básico de la Potencia de Punta – Subsistema Sur” [11]

Precio Básico de la Potencia, Puerto Montt 220 kV, unidad diésel 70 [MW]		
C_{TG} [US\$/kW]	606,29	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]	82,911	Costo unitario de la subestación eléctrica del proyecto.
FRC_{SE}	0,008138	Factor de recuperación de capital de la subestación eléctrica, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 41 años.
C_{LT} [US\$/kW]	8,925	Costo unitario de la línea de transmisión que conecta la subestación del proyecto al Sistema de Transmisión Nacional.
FRC_{LT}	0,008085	Factor de recuperación de capital de la línea de transmisión, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 45 años.
CF	1,048809	Costo financiero.
C_{fijo} [US\$/kW]	1,087	Costo fijo de operación y mantenimiento.
$1 + MRT$	1,10	Incremento por Margen de Reserva Teórico.
$1 + FP$	1,0043	Incremento por factor de pérdidas.
P_{bpot} [US\$/kW/mes]	8,2374	Precio Básico de la Potencia en dólares por kW/mes.
Dol_i [\$/US\$]	886,61	Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente al promedio del segundo mes anterior al cual se aplique la indexación.
P_{bpot} [\$/kW/mes]	7.303,36	Precio Básico de la Potencia en pesos por kW/mes.

Así, el precio básico de la potencia es el valor que resulta de: identificar, para cada subsistema eléctrico, el tipo de unidades generadoras más económicas capaces de suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual en una o más subestaciones troncales, conforme a los balances de demanda y oferta de potencia; reconocer como oferta de potencia tanto la aportada por centrales generadoras como la proveniente de los sistemas de transmisión; calcular el costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada del subsistema con ese tipo de unidades; y aumentar ese costo en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico del subsistema.

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.

2.3.3 Debilidades del mecanismo actual

Si bien el procedimiento descrito permite determinar de manera ordenada la potencia inicial, la potencia de suficiencia preliminar, la potencia de suficiencia definitiva y, finalmente, los precios de nudo de corto plazo, a través de la literatura técnica y regulatoria se observa que la metodología vigente para determinar la PSD y los PNCP presenta inconsistencias que limitan su capacidad para reflejar adecuadamente el aporte real de cada tecnología a la seguridad del sistema.

En particular, el cálculo administrativo se basa en parámetros teóricos y supuestos de disponibilidad que no siempre representan las condiciones reales de operación. Por ejemplo, la capacidad firme asociada a centrales diésel asume una disponibilidad total y constante de la cadena de suministro de combustibles, sin incorporar restricciones operativas como la limitada capacidad logística diaria de transporte, lo que ha derivado en discrepancias significativas entre la operación real y los supuestos metodológicos [3]. Al mismo tiempo, se observa una desconexión horaria importante: mientras la potencia inicial y preliminar se calcula en base a disponibilidades anuales, la remuneración efectiva se determina considerando solo las 52 horas de mayor demanda, sin exigir que las unidades estén disponibles precisamente en esos períodos críticos ni en el horario de control de punta [4]. Esto reduce los incentivos para que los generadores aseguren desempeño en los momentos donde la confiabilidad es realmente necesaria. Incluso se identifican tratamientos asimétricos entre tecnologías, como las restricciones adicionales aplicadas a solar y eólica, que no siempre reflejan su contribución efectiva cuando el sistema cuenta con recursos de regulación que permiten desplazar energía hacia las horas de mayor estrés [4].

Finalmente, tanto en la normativa vigente como en los estudios independientes se advierte la ausencia de un objetivo explícito de confiabilidad que guíe la determinación de la PSD. Aunque el DS N°62 menciona el LOLPdm, no establece un rango objetivo que permita relacionar de forma transparente el volumen de capacidad remunerada con un estándar cuantificable de seguridad; en consecuencia, el sistema termina pagando por niveles de capacidad que exceden ampliamente lo necesario, tal como sugieren los valores extremadamente bajos de LOLE registrados para el SEN [4], [5], [12].

A partir de las limitaciones observadas en el diseño actual del mercado de potencia chileno, se vuelve relevante examinar esquemas internacionales que incorporen criterios explícitos de confiabilidad en la determinación y remuneración de la capacidad, así como mecanismos de asignación basados en ofertas que permitan introducir competencia en el mercado y favorecer una formación de precios más consistente con los costos asociados a la suficiencia del sistema.

3. El Modelo de Precios de Confiabilidad de PJM

3.1 Introducción a los mercados estadounidenses

A diferencia de Chile, el sistema eléctrico de Estados Unidos se caracteriza por una estructura descentralizada, sin una red eléctrica nacional unificada, organizada en grandes interconexiones regionales y sujeta a marcos regulatorios que varían entre estados [13]. La confiabilidad del sistema es supervisada por la North American Electric Reliability Corporation (NERC), entidad designada como Organización de Fiabilidad Eléctrica (ERO) de Norteamérica y sujeta a la supervisión de la Comisión Federal Reguladora de la Energía (FERC), así como de las autoridades gubernamentales de Canadá [14], [15]. La operación y coordinación de los mercados eléctricos mayoristas recae en entidades independientes como las Organizaciones Regionales de Transmisión (RTO) y los Operadores Independientes del Sistema (ISO).

En este contexto, PJM Interconnection opera como una Organización Regional de Transmisión (RTO), responsable de la coordinación del sistema eléctrico y de la administración de los mercados mayoristas dentro de su área de influencia, incluyendo los mercados de energía, capacidad y servicios auxiliares [16]. En particular, el mercado de capacidad cumple un rol central al exigir que los agentes aseguren recursos suficientes para cubrir tanto la demanda presente como la futura, con el fin de garantizar la confiabilidad del sistema eléctrico. Desde 2007, este objetivo se aborda mediante un esquema de mercado basado en ofertas, denominado “Reliability Pricing Model” (RPM), a través del cual los participantes cumplen con sus obligaciones de suficiencia de recursos, y cuyo diseño y funcionamiento se desarrollan en las siguientes secciones [17].

3.2 Mecanismos para cumplir la obligación de capacidad

3.2.1 Requisito de Recursos Fijos (FRR)

La alternativa FRR permite que las Entidades de Servicio de Carga (LSE) presenten un plan de capacidad propio y cumplan con un requisito fijo de recursos, en reemplazo a la alternativa de participar en el RPM.

3.2.2 Modelo de Precios de Confiabilidad (RPM)

El RPM es el mecanismo mediante el cual PJM asegura la suficiencia de recursos de capacidad para garantizar un suministro confiable. Su objetivo es establecer señales de precios de largo plazo

coherentes con la planificación de la expansión de la transmisión regional (RTEPP), orientar las obligaciones de las LSE y reflejar diferencias geográficas en el valor de la capacidad mediante precios diferenciados.

El RPM se sustenta en tres elementos principales que permiten cumplir su propósito:

- Precios de capacidad por ubicación: reconocen y cuantifican el valor de la capacidad según su localización geográfica.
- Mecanismo de requisitos de recursos variables: ajusta el precio de la capacidad en función del nivel de recursos adquiridos, mediante la curva de demanda.
- Compromiso a plazo de suministro: incluye recursos de generación, respuesta de la demanda, eficiencia energética y mejoras en la transmisión, liquidados a través de una estructura de subastas múltiples.

Los mecanismos de subasta que permiten adquirir los recursos necesarios para satisfacer la obligación de capacidad no forzada (UCAP) de la región son los siguientes:

- Subasta Residual Base (BRA): se realiza en mayo, tres años antes del inicio del año de entrega, y permite adquirir los recursos requeridos para cubrir la obligación de capacidad no forzada (UCAP) del sistema.
- Subastas Incrementales (IA): se desarrollan a continuación de la BRA, al menos tres por ciclo, para ajustar la capacidad comprometida frente a variaciones en los requisitos de confiabilidad o en la disponibilidad de recursos. Estas subastas permiten reemplazar recursos o modificar compromisos existentes.

Por otro lado, el mercado bilateral ofrece a los proveedores de recursos la posibilidad de cubrir cualquier déficit de compromisos de subasta.

Cabe señalar que PJM utiliza el término “subasta” para describir el proceso de presentación de ofertas y asignación del precio de la capacidad. Este uso se mantiene por razones históricas y regulatorias, ya que el mercado determina un precio de compensación uniforme de forma competitiva a partir de las ofertas presentadas; sin embargo, en sentido estricto, se trata de un proceso de licitación.

3.3 Proceso de asignación de Capacidad [18]

En el mercado de capacidad de PJM, la asignación de recursos y la determinación del precio de compensación (clearing price) se realiza mediante una subasta de oferta sellada. Para cada año de

entrega se construye una curva de oferta, que ordena las propuestas de los participantes en forma ascendente según su precio y acumula sus respectivas capacidades. Paralelamente, se define una curva de demanda, la cual representa el valor que el sistema está dispuesto a pagar por distintos niveles de capacidad. El punto de intersección entre ambas curvas determina la capacidad adjudicada y el precio de clearing del mercado.

3.3.1 Curva de Demanda

La Curva de Requisitos de Recursos Variables (VRR) presenta pendiente negativa y establece la relación entre el precio y la cantidad de capacidad que el mercado está dispuesto a adquirir en función del Margen de Reserva Instalada (IRM). Si el precio se sitúa por encima del límite superior de la curva, la cantidad adquirida será inferior al requerimiento del IRM; en cambio, precios bajos permiten obtener capacidad adicional, incluso por encima del margen objetivo.

Los parámetros que se utilizan para construir la curva son los siguientes:

- i. Costo de nueva entrada (CONE): Corresponde al costo anualizado de construir e incorporar una nueva unidad de generación de referencia, se expresa en términos de su capacidad instalada como US\$/MW-día. El recurso de referencia es una central de turbina de combustión (CT) equipada con una sola turbina General Electric Frame 7HA.
- ii. Compensación por ingresos de Energía y Servicios Auxiliares (E&AS): Representa los ingresos esperados que obtendría una planta tipo en los mercados de energía y servicios auxiliares. Este valor se resta del CONE para calcular el CONE Neto, de modo que el mercado de capacidad cubra únicamente la fracción de costos no recuperada en dichos mercados. La compensación E&AS mantiene la coherencia de las señales de inversión: si los ingresos por energía son mayores, el E&AS aumenta y el CONE Neto disminuye; si los ingresos son menores, el CONE Neto se incrementa, enviando una señal de escasez y necesidad de inversión.
- iii. CONE Neto: Se define como la diferencia entre el CONE bruto y la compensación E&AS. Este valor se calcula a nivel regional y zonal.

En una curva típica, la capacidad no forzada (UCAP) se representa en el eje x y el precio en el eje y. La curva consta de tres tramos definidos por los puntos (a), (b) y (c), cuyos valores se calculan según lo indicado en el anexo B.1. El trazado de la curva se adjunta en la Fig. 3.

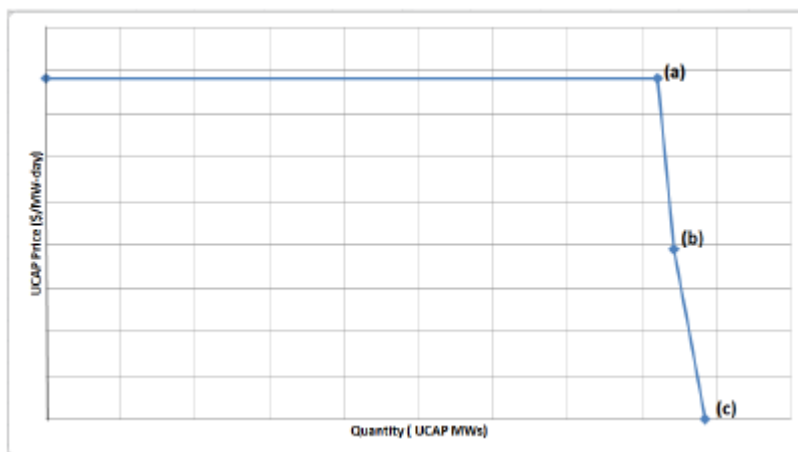


Fig. 3: “Trazado de la curva VRR” [18]

En general, la capacidad en cada punto es proporcional al CONE o al CONE Neto, mientras que los precios se definen en función del Requisito de Confiabilidad. Además, la curva puede ajustarse por la incorporación de recursos de Demanda Sensible al Precio (PRD) y de Eficiencia Energética (EE), los cuales se descuentan conforme a lo establecido en el Anexo B.2.

En las Subastas Incrementales (IA), PJM recalcula el Requisito de Confiabilidad tanto para la región como para cada Área de Entrega Local (LDA) restringida. La comparación entre este valor actualizado y el correspondiente a la subasta anterior determina si debe adquirirse capacidad adicional, en caso de aumento de la demanda, o liberarse capacidad cuando ésta disminuye.

3.3.2 Requisito de Confiabilidad

El Requisito de Confiabilidad (en adelante, RR) determina la cantidad de UCAP que debe adquirir para cada año de entrega. Se define a partir de una Expectativa de Pérdida de Carga (en adelante, LOLE) máxima de un evento en diez años. Para satisfacer este criterio, se determina un Margen de Reserva Instalada, expresado como porcentaje de la carga máxima prevista. La planificación de la capacidad se apoya en un conjunto de parámetros técnicos que permiten traducir el criterio de confiabilidad en requerimientos concretos para el sistema eléctrico. Estos parámetros más la determinación del UCAP de cada unidad se explican en el Anexo B.3.

3.3.3 Mecanismo de Compensación

El proceso de adjudicación del UCAP y su precio se realiza mediante un algoritmo de optimización que minimiza el costo total de adquisición de capacidad, considerando las ofertas de suministro, las curvas de requerimiento y las restricciones de ubicación.

El precio de liquidación para cada LDA resulta de la suma del valor marginal de la capacidad del sistema, correspondiente al área sin restricciones, y los agregadores de precio local determinados durante el posprocesamiento.

3.3.4 Áreas restringidas y Agregadores de precio local

El RPM reconoce el valor de la capacidad según su ubicación geográfica, integrando señales en la formación de precios. Para ello, PJM ha definido 27 Áreas de Entrega Local, las cuales reflejan las limitaciones de transmisión identificadas en RTEPP. Cada LDA recibe un requisito de confiabilidad y una curva VRR, que se publican junto con los parámetros de planificación de la BRA.

En la Fig. 3.1 se puede observar la organización de las LDA, note que las más pequeñas se agrupan dentro de LDA más grandes, que adquieren el nombre de madres/padres, además la cantidad de UCAP requerida es liquidada desde las más pequeñas a las más grandes, generando los agregadores de precio local responsables de la tarifa diferenciada.

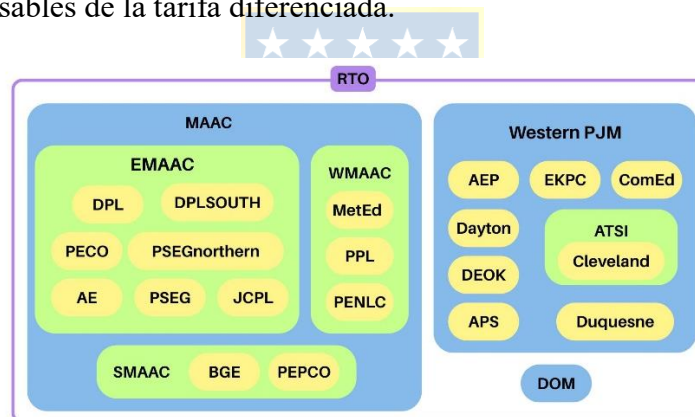


Fig. 3.1: “Organización de las 27 LDA definidas por PJM”

Elaboración propia a partir de [18]

3.4 Otras características del mercado [18]

A. Participación en el Mercado de la capacidad

Las LSE están obligadas a participar del RPM, a menos que opten por la alternativa de recursos fijos, presenten un plan FRR y éste sea aprobado para su carga en una zona de servicio FRR.

B. Participación en el mercado de la energía

Todos los recursos de generación que mantengan compromisos en el RPM deben ofrecer energía en el mercado diario (Day-Ahead Market) de PJM.

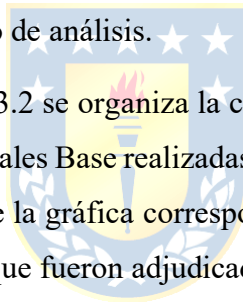
C. Recursos que participan del mercado

El RPM admite la participación de diversas categorías de recursos: generación, productos de generación de carga, recursos de eficiencia energética, mejoras en la transmisión y recursos estacionales de capacidad. Las principales características de cada tipo de recurso se adjuntan en el Anexo B.4, relativo al mercado PJM.

3.5 Resultados del RPM

En esta sección se revisa el comportamiento del mercado en términos de la capacidad adquirida y su precio de liquidación a través de los años, se explican los factores que influyen sobre la variación de la cantidad de recursos liquidados y se incorporan las características expuestas en las secciones anteriores. Es importante recalcar que hasta el año de entrega 2018 el modelo RPM admitía 2 tipos de recursos que gradualmente se convirtieron recursos de rendimiento de capacidad, utilizados desde el año de entrega 2020 y que se adjuntan en el Anexo B.4, por otro lado, se incorporan otros cambios metodológicos, lo cual reduce el período de análisis.

En la gráfica superior de la Fig. 3.2 se organiza la cantidad de capacidad no forzada (UCAP) adquirida a través de las Subastas Residuales Base realizadas para los años de entrega 2016/2017 hasta el año en curso, notar que cada punto de la gráfica corresponde a miles de MW. Por otro lado, en la curva naranja, se organizan los precios que fueron adjudicados al UCAP adquirido para cada año.



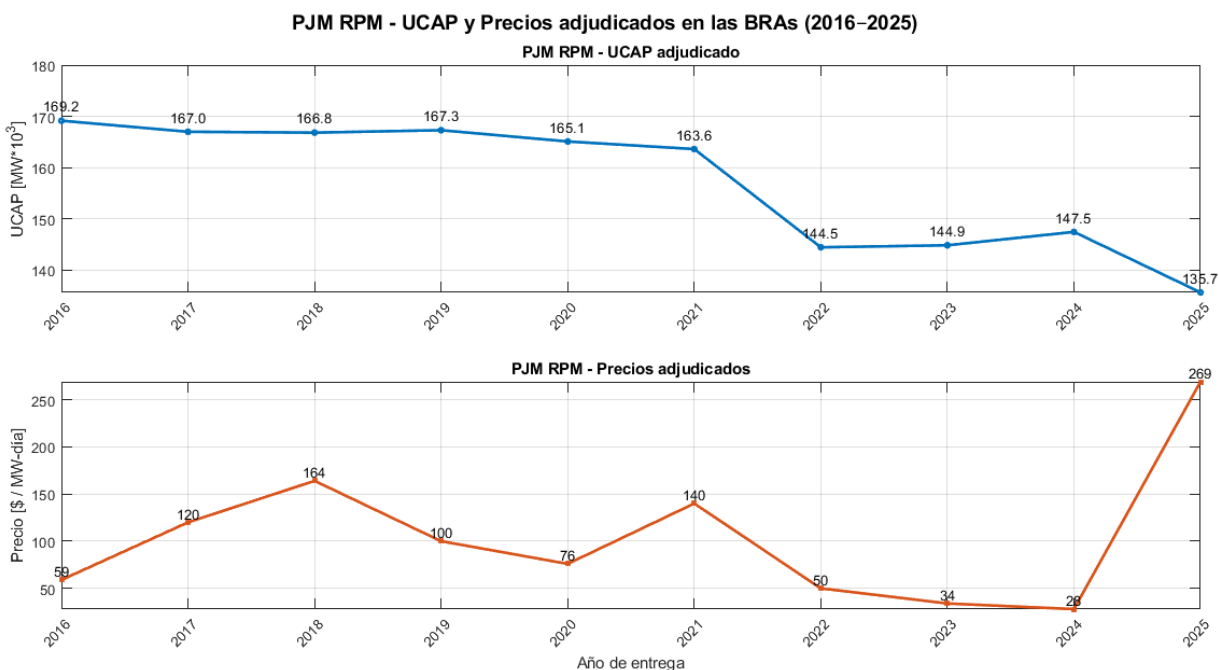


Fig. 3.2: “Capacidad y Precios liquidados en las BRA”

Elaboración propia a partir de “2025/2026 Base Residual Auction Report”[19]

Si bien el año de entrega 2025/2026 llama inmediatamente la atención por amplificar el precio del año anterior en al menos 9 veces, no es posible comparar directamente los cambios en la oferta y demanda respecto al año anterior (2024/2025) pues se debe tener en cuenta que para el año 2025/2026 se aplica la metodología ELCC al calcular el UCAP acreditado, lo cual reduce significativamente la oferta de recursos.

En la Tabla 3 se presenta la variación de las ofertas de suministro para el mismo periodo. La cantidad de UCAP ofertada se organiza según la tecnología de generación y añade los recursos del lado de la demanda recursos de eficiencia energética y otros recursos como keroseno, madera otros gases y otros líquidos.

Es importante tener en cuenta que la tabla considera los recursos ofertados y adjudicados tanto para la alternativa FRR como para RPM, lo cual causa la diferencia con las cantidades presentadas en la Fig. 3.2, por otro, los recursos de EE se agregan en una fila aparte pues no son contabilizados para cumplir con el requisito de confiabilidad.

Tabla 3: “MW ofrecidos y liquidados por tipo de recurso en RPM y compromisos FRR para las BRA anteriores”
[19]

Type	2022/2023		2023/2024		2024/2025		2025/2026 (Reflects ELCC Accreditation)	
	Offered	Cleared	Offered	Cleared	Offered	Cleared	Offered	Cleared
Coal	45.754	39.230	37.164	31.811	35.114	31.532	30.081	30.081
Distillate Oil (No.2)	3.178	2.897	2.894	2.855	2.776	2.674	2.408	2.408
Gas	85.562	79.329	85.297	81.463	85.469	83.256	66.354	66.354
Nuclear	31.944	26.140	31.960	31.960	31.835	31.629	30.549	30.549
Oil	2.674	2.527	2.350	2.269	2.493	2.220	578	578
Solar	2.633	2.096	2.945	2.935	4.234	4.232	1.337	1.337
Water	6.917	6.749	6.375	6.375	6.137	6.137	5.365	5.361
Wind	2.595	1.839	1.608	1.416	1.398	1.396	2.618	1.676
Battery/Hybrid			16	16	36	36	14	14
Other	1.205	1.168	1.185	1.185	1.153	1.153	911	911
Demand Response	10.604	8.903	10.652	8.631	10.334	8.180	6.363	6.342
Aggregate Resource	484	386	511	511	503	503	327	273
Total (without EE)	193.551	171.263	182.875	171.605	181.481	172.951	146.905	145.883
Energy Efficiency	5.057	4.811	5.471	5.471	8.417	7.669	1.460	1.460
Total (with EE)	198.608	176.073	188.346	177.076	189.898	180.620	148.364	147.343

Notar que para el año de entrega 2025/2026 la cantidad adjudicada de los recursos fue igual a la ofertada en la mayoría de los casos (resaltados en amarillo) y que, para los recursos como la energía nuclear, la reducción del UCAP ofertado desde 2022 al presente año de entrega fue de aproximadamente 1.400 [MW] de un total de casi 32.000 [MW] ofertados el año 2022, en contraste con lo ocurre con recursos como el agua, que exhibe también una reducción de aproximadamente 1.500 [MW] pero de un total de 6.900 [MW] ofertados al inicio del período en cuestión (valores resaltados en color morado). Esto evidencia la implementación de la nueva metodología de acreditación, que explica en gran parte la reducción de la capacidad ofertada, ya que la idea general de ELCC es que la mayoría de los tipos de recursos tienen ventajas y desventajas en cuanto a confiabilidad y disponibilidad. Para tener esto en cuenta, los recursos individuales se acreditan en función del beneficio marginal que aportan al sistema por MW, en comparación con un hipotético MW “perfecto” de energía disponible las 24 horas, los 7 días de la semana, disponible al instante y sin interrupciones [18], [20]. En consecuencia, al reducir la oferta de recursos (o acotar la curva), el cruce con la curva de la demanda se producirá más a la izquierda, resultando en precios de adjudicación más altos. Recuerde la sección “curva de demanda”.

Otro comportamiento llamativo, es que la cantidad de UCAP adquirida en el proceso de licitación, ha decaído por cuarto año consecutivo (véase la Fig. 3.2), específicamente entre los años

2021/2022 y 2024/2025 se puede observar una reducción de aproximadamente 16.000 [MW] una cantidad que no deja de ser relevante considerando que Chile cuenta con una potencia máxima bruta de 38.303 [MW] [21], esto solo para tener una idea de las magnitudes que se manejan en el análisis. Este período en particular, si puede ser comparado en términos de la oferta y demanda de suministro, pues la acreditación de la capacidad no forzada se realiza bajo la misma metodología (EFORD). Este comportamiento está relacionado con los compromisos de capacidad adquiridos por las LSE asociadas a la alternativa FRR.

Para explicarlo, se adjunta la Tabla 3.1, la cual se construye a partir de los parámetros de planificación provistos por PJM donde se organizan, en primer lugar, los requisitos de confiabilidad preliminares, es decir el UCAP que garantiza cumplir con el LOLE determinado para la región, en conjunto con el UCAP que deben proveer las LSE asociadas a la alternativa de FRR y finalmente el requisito de confiabilidad ajustado, donde se descuenta la obligación de FRR al requisito preliminar y que corresponde a la capacidad que debe ser adquirida, más el margen de reserva, a través del RPM.

Tabla 3.1: “Variación del requisito de Confiabilidad”,

Elaboración propia a partir de los Planning Parameters para cada año de entrega [17]

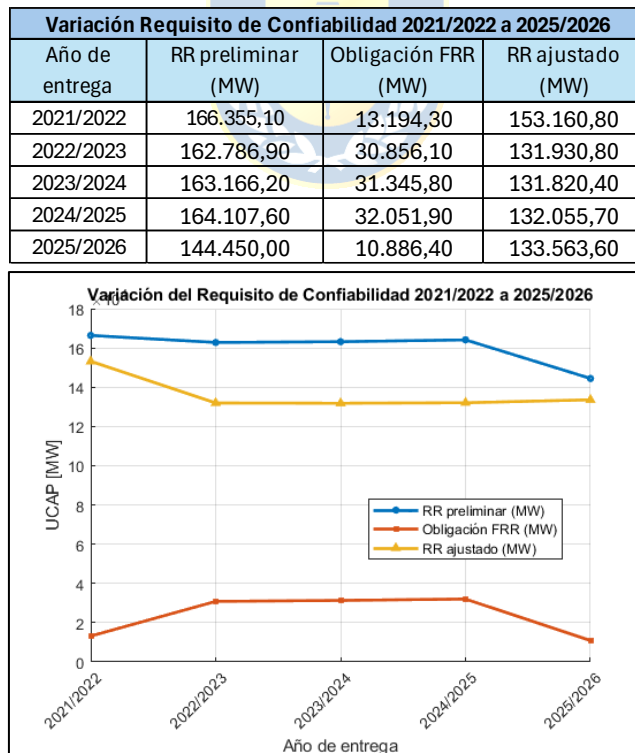


Fig. 3.3: “Variación del RR en el periodo 2021/2022 a 2025/2026”

Si bien el traspaso de capacidad no forzada entre las cantidades adjudicadas entre la Fig 3.2 y los RR de la Tabla 3.1 no es directo, si evidencia que la reducción del UCAP adquirido a través de las BRA se debe al aumento del UCAP adquirido a través de la alternativa FRR. Puede observar gráficamente la variación del requisito de confiabilidad en el periodo de estudio en la Fig. 3.3, donde para el año de entrega 2021, aumenta la obligación de los recursos adquiridos por la opción FRR (curva anaranjada), y se reduce la cantidad de MW que debe ser adquirida a través de la opción RPM, lo mismo se evidencia hasta llegar al año de entrega 2025.

En cuanto a las restricciones por ubicación, para el año de entrega 2025/2026 solo BGE y DOM fueron modeladas como restringidas y por tanto obtuvieron agregadores de precio local. Esto se evidencia en la Tabla 3.2 que pertenece al reporte de la BRA para dicho año de entrega, allí se puede apreciar la cantidad UCAP ofertado versus adquirido, el precio marginal del sistema y el Precio de Compensación de los Recursos (RCP).

Tabla 3.2: “MW ofrecidos y liquidados y sus precios asociados por LDA para el año de entrega 2025/2026” [19]

LDA	MW (UCAP)		System Marginal Price	Locational Price Adder***	RCP for Capacity Performance Resources
	Offered MW*	Cleared MW**			
ATSI	7,791.9	7,764.9	\$269.92	\$0.00	\$269.92
ATSI-CLEVELAND	1,615.5	1,614.0	\$269.92	\$0.00	\$269.92
COMED	22,524.4	21,813.9	\$269.92	\$0.00	\$269.92
DAY	493.1	488.6	\$269.92	\$0.00	\$269.92
DEOK	1,639.5	1,633.8	\$269.92	\$0.00	\$269.92
DOM	20,100.2	20,049.6	\$269.92	\$174.34	\$444.26
MAAC	51,529.4	51,303.2	\$269.92	\$0.00	\$269.92
PPL	8,785.1	8,757.6	\$269.92	\$0.00	\$269.92
EMAAC	24,478.2	24,373.3	\$269.92	\$0.00	\$269.92
DPL-SOUTH	960.4	956.9	\$269.92	\$0.00	\$269.92
PSEG	4,446.5	4,390.3	\$269.92	\$0.00	\$269.92
PS-NORTH	2,536.4	2,507.4	\$269.92	\$0.00	\$269.92
SWMAAC	5,089.1	5,060.8	\$269.92	\$0.00	\$269.92
BGE	612.9	606.9	\$269.92	\$196.43	\$466.35
PEPCO	2,285.5	2,263.2	\$269.92	\$0.00	\$269.92
RTO	137,152.1	135,684.0	\$269.92	\$0.00	\$269.92

Los resultados presentados quieren decir que cada MW adjudicado para cada LDA será pagado preliminarmente, ya que los valores se ajustan al terminar las IA, a un valor RCP equivalente a \$269,92 para las áreas no restringidas y a \$466.35 and \$444.26 para BGE y DOM respectivamente.

En cuanto a los recursos adquiridos a través de las Subastas Incrementales para el año 2025/2026, adjuntos en la Tabla 3.3, se puede notar que los precios de “clearing” aumentaron alrededor de \$53 para áreas no restringidas y \$93 para BGE, lo cual exhibe el comportamiento normal del modelo, y se explica por dos factores principales. Primero, el requisito de confiabilidad es

recalculado para estas subastas, si hace falta adquirir más recursos, se tiene que cubrir una demanda obligada. Segundo, las IA ocurren más cerca del año de entrega y a estas alturas la mayoría de los recursos ya comprometió su capacidad en la BRA, por tanto, la demanda que debe ser adquirida se cubre con ofertas reducidas.

Tabla 3.3: “Comparación de los precios de liquidación entre la BRA y la 3ª IA para el año de entrega 2025/2026”
[22]

	BRA SMP	3IA SMP
RTO/System Marginal Price (SMP)	\$269.92	\$323.90
	Resource Clearing Price	
LDA	BRA	3IA
RTO	\$269.92	\$323.90
MAAC	\$269.92	\$323.90
EMAAC	\$269.92	\$323.90
SWMAAC	\$269.92	\$323.90
PS	\$269.92	\$323.90
PSNORTH	\$269.92	\$323.90
DPLSOUTH	\$269.92	\$323.90
PEPCO	\$269.92	\$323.90
ATSI	\$269.92	\$323.90
ATSI-CLEVELAND	\$269.92	\$323.90
COMED	\$269.92	\$323.90
BGE	\$466.35	\$559.64
PL	\$269.92	\$323.90
DAYTON	\$269.92	\$323.90
DEOK	\$269.92	\$323.90
DOM	\$444.26	\$323.90

Finalmente, se adjunta la Tabla 3.4, donde se aprecia la obligación final y el precio de liquidación por zonas posterior a los procesos de BRA y las 3 IA correspondientes al año de entrega 2025/2026, valores que se utilizarán para calcular el cargo por confiabilidad de ubicación que determina el monto que deben asumir las LSE por sus obligaciones de capacidad.

Tabla 3.4: “Obligacion de UCAP y precio final por zonas” [22]

Zone	Base Zonal UCAP Obligation	Preliminary Zonal Net Load Price	Final Zonal UCAP Obligation	Final Zonal Net Load Price
AE	2,245.7	\$270.35	2,249.6	\$270.43
AEP	11,969.2	\$270.35	11,567.3	\$270.43
APS	8,426.0	\$270.35	8,169.7	\$270.43
ATSI	11,422.2	\$270.35	11,792.5	\$270.43
BGE	5,968.6	\$306.98	6,005.7	\$306.84
COMED	17,964.9	\$270.35	18,167.5	\$270.43
DAYTON	2,989.5	\$270.35	3,009.0	\$270.43
DEOK	4,047.2	\$270.35	4,069.1	\$270.43
DLCO	2,500.3	\$270.35	2,499.0	\$270.43
DOM	21,952.9	\$429.57	21,570.5	\$432.48
DPL	3,502.6	\$270.35	3,587.6	\$270.43
EKPC	2,232.5	\$270.35	2,259.5	\$270.43
JCPL	5,453.6	\$270.35	5,469.0	\$270.43
METED	2,820.8	\$270.35	2,846.3	\$270.43
OVEC	57.2	\$270.35	57.1	\$270.43
PECO	7,742.3	\$270.35	7,750.0	\$270.43
PENLC	2,617.6	\$270.35	2,664.6	\$270.43
PEPCO	5,548.1	\$270.35	5,555.6	\$270.43
PL	6,713.4	\$270.35	6,905.0	\$270.43
PS	9,139.3	\$270.35	9,338.3	\$270.43
RECO	370.0	\$270.35	372.1	\$270.43

En síntesis, el diseño del RPM asegura la disponibilidad de la capacidad a través de que compromisos anuales que son acompañados por la obligación de participar en el mercado de energía, por lo tanto, el mercado de la capacidad se concibe más como un complemento de ingresos que como un incentivo a la inversión a largo plazo. Asimismo, la anualidad de los contratos favorece la competencia al permitir que todos los recursos vuelvan a ofertar en cada subasta.

Por otra parte, PJM cubre un área extensa y, por ende, requiere contratar una capacidad considerable, cercana a 160 GW, cifra que supera casi 15 veces la demanda máxima chilena. Este volumen obliga a contar con un sistema de transmisión robusto. En este contexto, la modelación de áreas restringidas con sus respectivos agregadores de precio local revela zonas donde se requiere inversión adicional. Esta característica puede considerarse una ventaja en su propio entorno ya que vincula el mercado de la capacidad con la planificación de la red. Sin embargo, en este trabajo no se dispone de información suficiente para evaluar esta característica.

Para el caso chileno, un modelo de licitación inspirado en PJM podría representar una forma relativamente simple de implementar un mercado de potencia basado en ofertas. En términos prácticos, el mecanismo consiste en recibir las ofertas de capacidad que las generadoras están dispuestas a ofrecer más el precio que esperan recibir y ordenar dichas ofertas de menor a mayor hasta alcanzar el nivel de capacidad que satisface el requisito de confiabilidad. Actualmente el suministro

de energía para clientes regulados es licitado, lo que sugiere que su implementación podría ser factible en el contexto nacional.

Considerando que el mercado chileno se utiliza un esquema de determinación administrativa de la potencia de suficiencia y que el mercado de PJM se basa en una ronda de ofertas selladas, resulta pertinente complementar el análisis con la revisión de otro diseño de mercado que utilice subastas competitivas bajo un enfoque distinto, como las subastas holandesas.

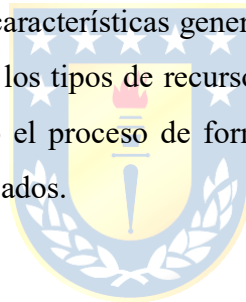


4. El Mercado de Capacidad de Gran Bretaña

El sistema eléctrico de Gran Bretaña se organiza bajo un esquema de mercados competitivos que abarcan la energía, los servicios auxiliares y la capacidad, administrados y supervisados por el “National Electricity System Operator (NESO)” dentro del marco regulatorio del Department for “Energy Security and Net Zero (DESNZ)”. En este contexto, el Mercado de Capacidad constituye el principal mecanismo destinado a garantizar la seguridad del suministro a largo plazo, asegurando que existan recursos suficientes para responder a los periodos de máxima demanda.

El mercado opera a través de subastas anuales competitivas en las que participan las Unidades del Mercado de Capacidad (CMU), unidades o recursos capaces de entregar potencia al sistema, tales como generación, almacenamiento o respuesta de la demanda. Estas unidades, una vez precalificadas, compiten para obtener acuerdos de capacidad que les retribuyen por mantener disponibilidad durante los denominados eventos de estrés.

En este capítulo se abordan las características generales del mercado de capacidad británico, su mecanismo de subastas (T-4 y T-1), los tipos de recursos elegibles, los factores de reducción de capacidad (de-rating factors), así como el proceso de formación de precios y las obligaciones de entrega asociadas a los acuerdos adjudicados.



4.1 Las Subastas

El mercado de la capacidad realiza una subasta principal cada año con cuatro años de anticipación al año de entrega (subasta T-4), la cual se complementa con una subasta adicional un año antes de la entrega (subasta T-1). Esta última permite la participación de recursos del lado de la demanda y posibilita ajustar el nivel total de capacidad comprometida, garantizando que los acuerdos reflejen las condiciones reales del sistema eléctrico.

Ambos procesos se desarrollan mediante un mecanismo competitivo de subastas en el que participan las CMU previamente precalificadas y autorizadas para ingresar. El objetivo central es alcanzar la capacidad objetivo definida para cada año de entrega. Las subastas operan bajo el formato de reloj descendente o subasta holandesa, en la cual los oferentes van retirando capacidad a medida que el precio disminuye. El mecanismo funciona bajo una base de precio uniforme, lo que significa que todos los participantes adjudicados reciben el mismo precio de compensación. [23]

4.1.1 Curva de Demanda [24]

La Curva de Demanda define la relación entre el precio y la cantidad de capacidad que el sistema busca adquirir. Representa el equilibrio entre el costo de la capacidad y la seguridad del suministro, de modo que la pendiente es negativa, a medida que el precio disminuye, se adquiere una mayor cantidad de capacidad. Esta curva establece un límite máximo de precio y otorga flexibilidad para reducir la cantidad contratada si los precios resultan demasiado altos.

Los parámetros de la curva de demanda son determinados por el Secretario de Estado sobre la base de los análisis elaborados por el operador del sistema (NESO). Entre los principales parámetros se incluyen:

- i. Costo de Nueva Entrada Neto o “CONE Neto”: corresponde a la estimación del pago por capacidad necesario para incentivar nueva construcción. Se calcula considerando el costo de una planta de ciclo combinado a gas de referencia (CCGT), restando los ingresos esperados del mercado eléctrico y de los servicios auxiliares. Este valor define el precio al cual el gobierno está dispuesto a adquirir la capacidad objetivo: se compra más si el precio es inferior al CONE Neto y menos si es superior.
- ii. Límite superior de precio o “Price Cap”: establece el límite máximo de precio permitido en la subasta y define el punto superior de la curva de demanda. Su valor se fija administrativamente para garantizar la liquidez del mercado y evitar abusos de poder o comportamientos anticompetitivos.
- iii. Price Taker Threshold: actúa como medida de control para evitar manipulación de precios, exigiendo que las plantas existentes presenten ofertas por debajo de un umbral o justifiquen su necesidad de ofertar por encima de él. En la primera subasta, este umbral se fijó en el 50 % del CONE Neto.
- iv. Objetivo de contratación o “Target”: representa la cantidad total de capacidad que debe adquirirse en cada subasta.

Otros parámetros complementarios, como los puntos de la curva, el estándar de confiabilidad o la tasa de reducción del precio por ronda, también se definen en los documentos de parámetros de subasta publicados antes de cada proceso [23], [24].

En términos gráficos, la curva de demanda utiliza la capacidad (GW) como variable independiente y el precio (£/kW/año) como variable dependiente. La línea de la curva se forma a partir de puntos de referencia que incluyen el Price Cap, el CONE Neto y el nivel objetivo de capacidad, reflejando la disposición del sistema a pagar por cada nivel de capacidad.

Para ilustrar el proceso de trazado, se adjunta la Fig. 4, que corresponde a la curva de demanda utilizada en el año 2014 para el primer año de entrega.

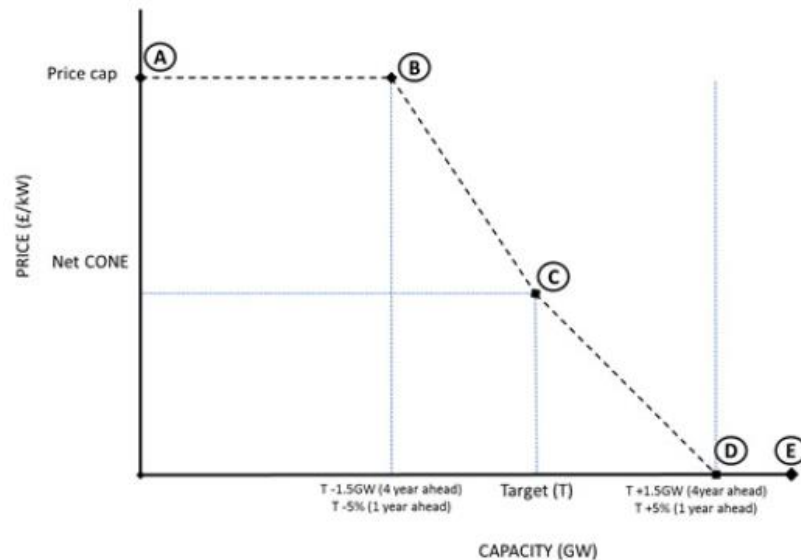


Fig. 4: “Curva de demanda Capacity Market” [24]

Donde:

- Punto A: Capacidad de 0 GW en el eje-x y el precio limite o “Price Cap” en el eje-y
- Punto B: Para la subasta T-4, capacidad inferior al nivel objetivo y el Price cap
- Punto C: En el eje-x el nivel objetivo de capacidad o “Target Level” y el CONE Neto en eje-y.
- Punto D: Para la subasta T-4, precio 0 £/kW en el eje-x y una capacidad superior al nivel objetivo en el eje-y.
- Punto E: Cuando el precio sea 0 £/kW, se contratará la mayor cantidad de capacidad disponible

4.1.2 Factores de reducción de capacidad

La cantidad de capacidad que cada proveedor puede ofrecer en la subasta debe representar fielmente la energía que es capaz de entregar en los momentos de máxima demanda. El proceso de reducción determina la fracción de capacidad confiable atribuible a cada CMU. Los acuerdos de

capacidad y los pagos correspondientes se calculan sobre esta capacidad reducida (de-rated), en lugar de la capacidad nominal. Los factores de “de-rating” varían según la tecnología y su disponibilidad esperada durante los periodos de estrés del sistema.

4.1.3 Proceso de clearing

La subasta inicia en un precio máximo definido por el “Price Cap”, el cual disminuye progresivamente en rondas sucesivas conforme a los parámetros preestablecidos. En cada ronda, los oferentes deben indicar su oferta de salida, es decir, el precio mínimo al cual estarían dispuestos a aceptar un acuerdo de capacidad. La subasta continúa hasta que la cantidad ofertada se iguala o se sitúa por debajo de la cantidad demandada; esta ronda se denomina ronda de “clearing”.

Una vez identificada la ronda de compensación, el sistema calcula la capacidad total restante y aplica dos posibles métodos para determinar el resultado. Si existe coincidencia exacta, la capacidad ofertada coincide con la capacidad demandada a un precio específico. Si no la hay, se utiliza el Algoritmo de Bienestar Neto (NWA), que evalúa si es más eficiente sobreadquirir o subadquirir capacidad en función del beneficio económico neto para los consumidores. Más detalles sobre este algoritmo se encuentran en el Anexo C.

El sistema también identifica qué CMU son elegibles para un acuerdo de capacidad, considerando tanto las unidades que permanecen activas al final de la ronda como aquellas cuyas ofertas de salida sean inferiores al precio mínimo de la ronda de “clearing”. A partir de esta información, el sistema determina el Precio de Compensación final de la subasta, calculado de forma uniforme para todos los adjudicatarios.

4.2 Otras características del mercado [25]

A. Participación en el mercado de la capacidad

La participación en las subastas de capacidad es voluntaria, aunque todas las unidades elegibles deben completar el proceso de precalificación o, en su defecto, enviar una notificación de exclusión indicando si continuarán operando durante el año de entrega o si se proyecta su retiro o cierre temporal.

Los oferentes se clasifican en dos categorías: Price Takers, que no pueden pujar por encima de un umbral definido, y Price Makers, que pueden ofertar libremente hasta el límite máximo de la subasta. Los nuevos participantes y los recursos del lado de la demanda se consideran Price Makers y pueden ofertar hasta el límite general de precio, mientras que las unidades existentes participan como

Price Takers, salvo que requieran una renovación mayor, en cuyo caso pueden acceder a contratos de mayor duración según los umbrales de inversión establecidos en los parámetros de la subasta.

B. Recursos elegibles

Pueden participar en el mercado de capacidad tanto la generación nueva como la existente, incluyendo instalaciones de cogeneración de calor y electricidad (CHP), así como los recursos del lado de la demanda y los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica. Todos estos recursos compiten bajo las mismas reglas y procedimientos de pre-calificación y subasta.

C. Duración de los acuerdos

La duración de los acuerdos depende del tipo de recurso y del nivel de inversión realizado. Las unidades existentes reciben normalmente contratos de un año, pero si realizan una renovación importante que supere un umbral mínimo de inversión, pueden optar a acuerdos de hasta tres años. En el caso de nuevos participantes, quienes acrediten un gasto de capital mayor pueden acceder a contratos de hasta quince años, según el periodo que declaren en la subasta. Los umbrales de inversión asociados a los contratos de tres y quince años se establecen en los parámetros de cada proceso.

D. Obligaciones de entrega

Los proveedores que celebren acuerdos de capacidad deben cumplir su obligación de entregar energía o prestar servicios de balance durante los denominados eventos de estrés del sistema. El cumplimiento se evalúa en función de la energía efectivamente entregada o del servicio de equilibrio prestado durante el evento. Los proveedores son responsables de gestionar su propia respuesta operativa, asegurando que no infrinjan ningún código o condición de licencia vigente.

E. Restricciones de ubicación

El Mercado de Capacidad de Gran Bretaña no incorpora precios diferenciados por ubicación, aunque esta posibilidad se mantiene en revisión ante eventuales cambios en la estructura de la red o condiciones externas del sistema eléctrico.

4.3 Resultados del Capacity Market

Esta sección analiza el comportamiento del Mercado de Capacidad británico a través de las subastas T-4 y T-1, centradas en la contratación anticipada de capacidad firme para distintos años de entrega. A partir de los resultados obtenidos en cada subasta, incluyendo la capacidad adjudicada, los

precios de clearing, la duración de los contratos y la cantidad ofertada no asignada, se identifican patrones relevantes que permiten comprender la dinámica competitiva del mercado.

La primera subasta de capacidad, correspondiente al año de entrega 2018/2019, se llevó a cabo en 2014 bajo el formato T-4, es decir, con cuatro años de anticipación al período de suministro. El objetivo inicial del proceso fue contratar una capacidad total de 48.600 MW. No obstante, el volumen finalmente adjudicado ascendió a 49.259 MW, superando la meta establecida. Este resultado se explica por la aplicación del algoritmo NWA, el cual determina si el valor de adquirir un nivel superior de capacidad es mayor o menor que el costo de proporcionarla. En esa instancia, el algoritmo determinó que era más eficiente contratar una cantidad superior a la capacidad objetivo, lo que se tradujo en un precio de compensación de 19,40 £/kW/año.

El proceso de subasta se representó gráficamente en la Fig. 4.1 mediante la curva de demanda (en azul) y una curva de capacidad remanente por ronda (en rojo). A lo largo de las doce rondas que conformaron la subasta, se pueden observar la disminución progresiva del precio (5£/kW por ronda), lo que conllevó una reducción en la cantidad de capacidad ofertada, reflejando el comportamiento típico de una subasta holandesa descendente.

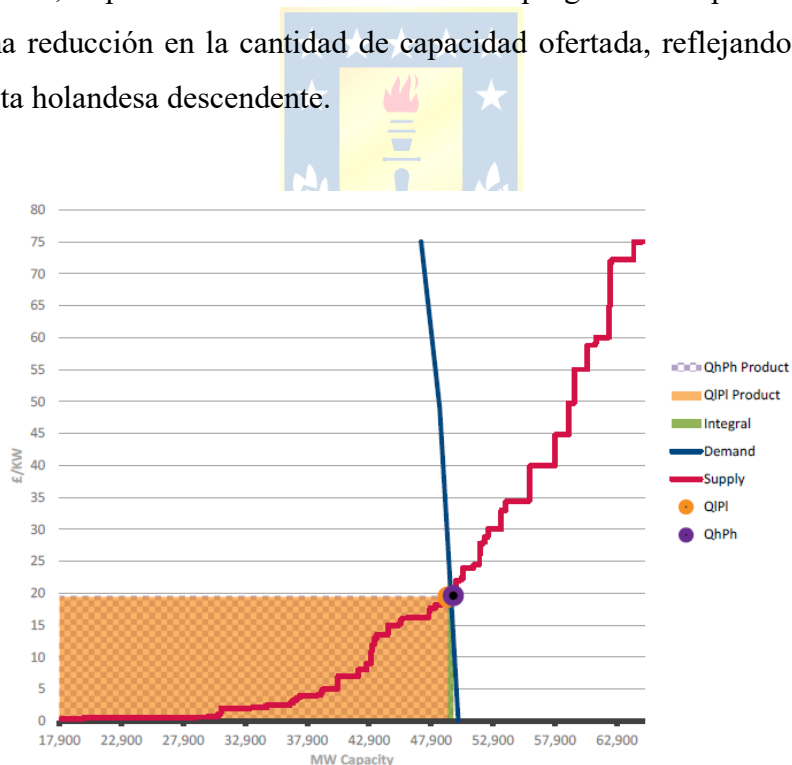


Fig. 4.1: “Comportamiento subasta T-4 para entrega en 2018” [26]

En relación con la duración de los contratos adjudicados en la subasta principal, se observa que el 89% de la capacidad fue contratada exclusivamente para el año de entrega 2018/2019, correspondiente a unidades de generación existentes. Por otro lado, un 6,3% recibió contratos de tres años, mientras que el 4,8% restante fue adjudicado con contratos de quince años, destinados a nuevas

unidades generadoras. La capacidad comprometida para años posteriores puede visualizarse en la Fig. 4.2, donde se detallan los volúmenes adjudicados según la duración contractual.

	Capacity (MW)	Capacity (%)	Number of CMUs	Number of CMUs (%)
1 Year	43,734.621	88.79	234	76.47
2 Years	0.000	0.00	0	0.00
3 Years	3,101.021	6.30	8	2.61
4 Years	0.000	0.00	0	0.00
5 Years	0.000	0.00	0	0.00
6 Years	0.000	0.00	0	0.00
7 Years	0.000	0.00	0	0.00
8 Years	0.000	0.00	0	0.00
9 Years	0.000	0.00	0	0.00
10 Years	0.000	0.00	0	0.00
11 Years	0.000	0.00	0	0.00
12 Years	0.000	0.00	0	0.00
13 Years	0.000	0.00	0	0.00
14 Years	32.292	0.07	5	1.63
15 Years	2,391.004	4.85	59	19.28

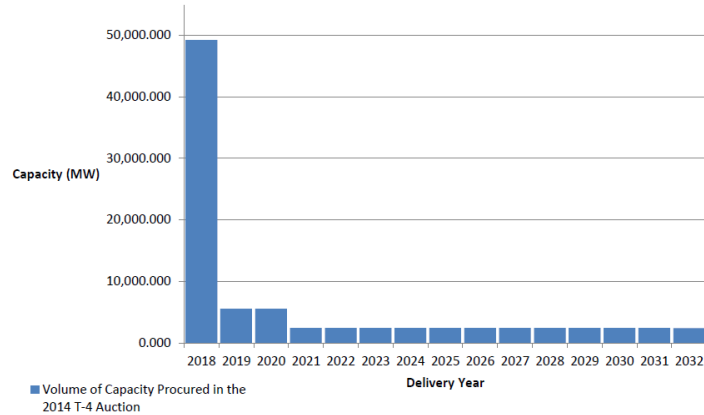


Fig. 4.2: “Duración de Contratos establecida para subasta T-4 para entrega en 2018” [26]

Los procesos de subasta descritos anteriormente se replicaron en los años posteriores, siguiendo el mismo esquema de adjudicación anticipada mediante subastas T-4. Los resultados correspondientes a cada año de entrega, desde el periodo 2018/2019 hasta el 2025/2026, se presentan en la Fig. 4.3. En la gráfica superior se muestra la capacidad adquirida (MW) por subasta, organizada cronológicamente por año de entrega, mientras que en la gráfica inferior se ilustran los precios de clearing, permitiendo observar la evolución de ambos indicadores a lo largo del tiempo. El resumen de los resultados se adjunta en el Anexo C.

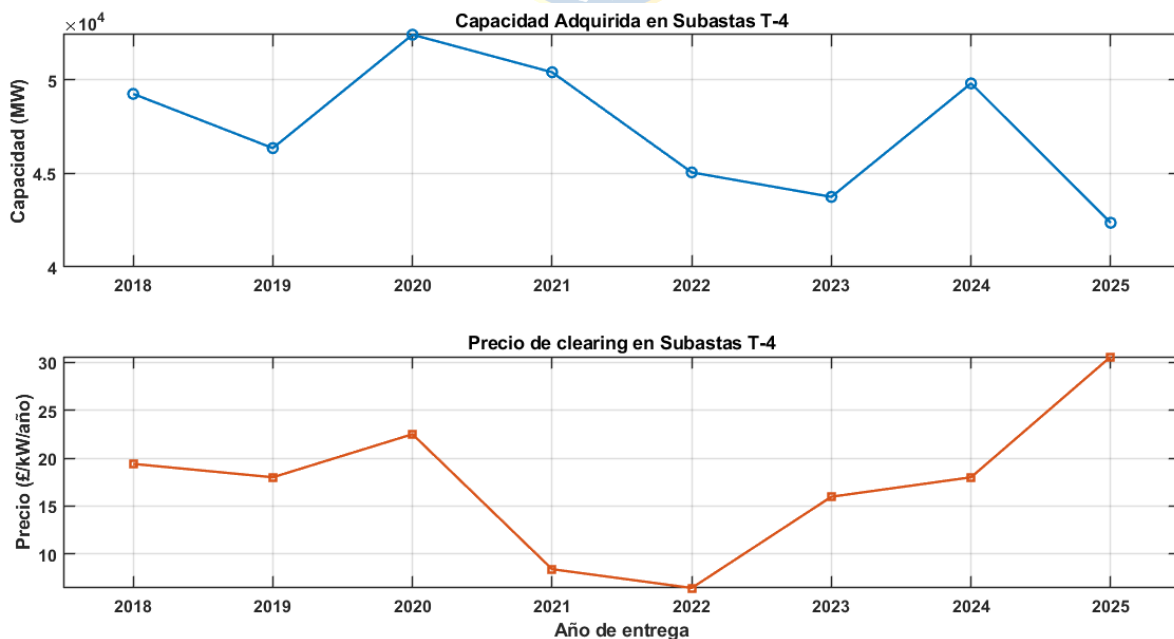


Fig. 4.3: “Capacidad adjudicada y precio de clearing para el periodo 2018-2025”

Elaboración propia a partir de los resultados [27]

Para el año de entrega 2019/2020, la subasta adjudicó 46.353 (MW), una cantidad menor a la adquirida en el periodo 2018/2019. Aunque intuitivamente se podría esperar un crecimiento progresivo en la demanda máxima, y por ende en la capacidad contratada, la reducción de la capacidad observada en la Fig. 4.2 responde a un ajuste en el cálculo del objetivo a contratar. En particular, el objetivo definido para la demanda excluye los 5.550 MW comprometidos en la subasta anterior. De igual forma, en el año 2015 se compromete capacidad que será excluida de los objetivos siguientes, estos compromisos se representan en color morado en la Fig. 4.4. Esta dinámica se repite en cada subasta T-4 y es responsable de las variaciones en la capacidad adquirida que se ilustra en la curva azul de la Fig. 4.3.

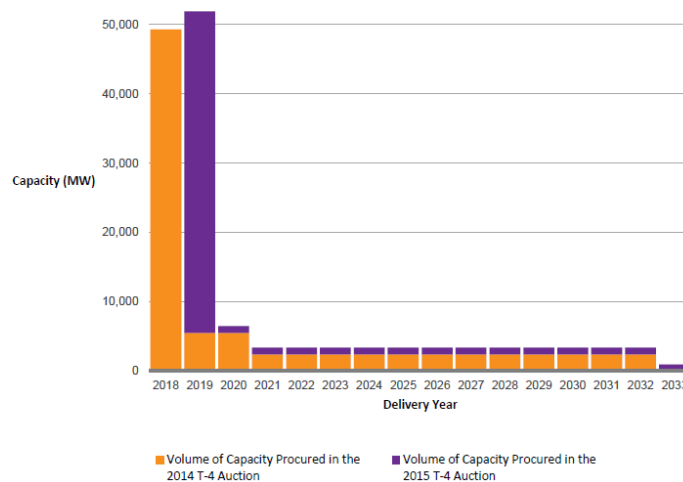


Fig. 4.4: “Compromisos de capacidad adquiridos en el año 2025” [28]

A partir de lo anterior, resulta fundamental analizar la evolución de los precios de “clearing” para integrar el comportamiento del mercado. Entre los años de entrega 2020 y 2022, se observa una reducción en los precios, acompañada por una menor capacidad adjudicada. Sin embargo, entre los años 2023 y 2025 los precios aumentan significativamente, a pesar de las fluctuaciones de la capacidad adquirida. Esta aparente contradicción se explica porque los precios de “clearing” no guardan una relación directa con la capacidad adjudicada, sino con la cantidad total ofertada para cada subasta.

Para ilustrar esta relación, se construyen las gráficas de la Fig. 4.5, donde en naranja se representa la evolución de los precios mientras que la curva azul refleja el comportamiento de la oferta. En particular se grafica el porcentaje de capacidad ofertada que no fue adjudicada, lo que permite identificar periodos con mayor presión competitiva. Así valores más altos de este porcentaje indican una mayor cantidad de oferta, mientras que valores bajos reflejan una oferta más ajustada.

Considerando lo anterior, el año de entrega en curso, con un 12,8% de capacidad no asignada registró un precio de “clearing” significativamente mayor, alcanzando 30 £/kW/año. Esta reducción en la capacidad ofertada está directamente relacionada con los compromisos contractuales adquiridos por las CMU en subastas previas, lo cual limita su participación y tensiona la competitividad en el mercado.

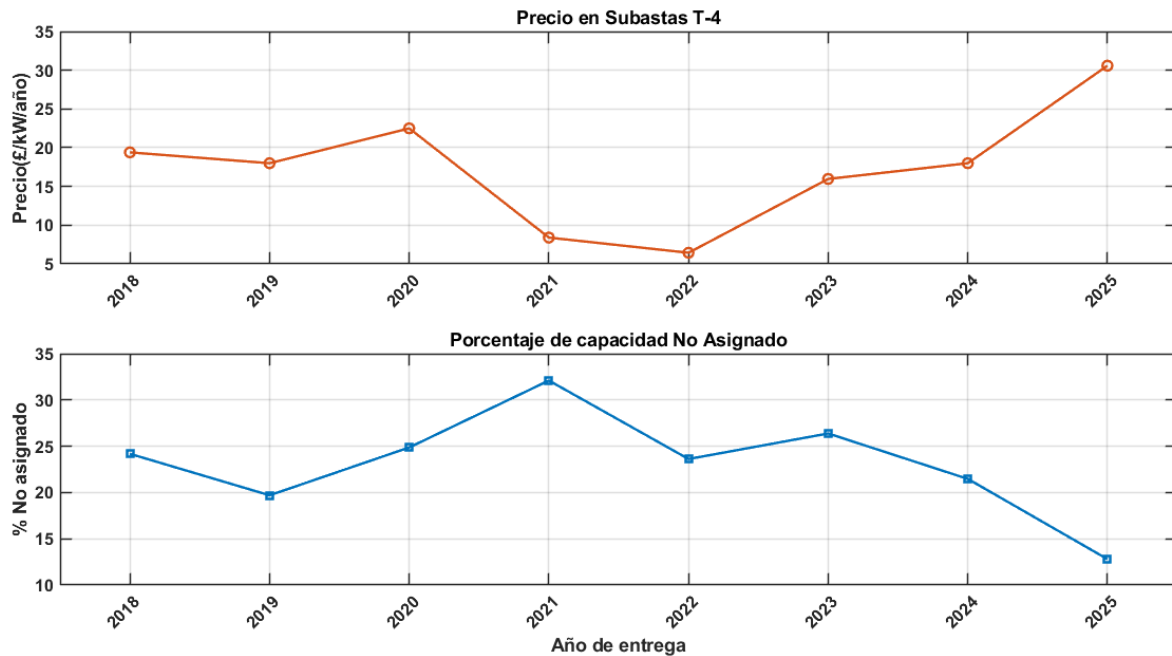


Fig. 4.5: “Relación entre precios de clearing y proporción en las ofertas”

Elaboración propia a partir de los resultados [27]

Derivado de lo expuesto, se construyen las curvas de la Fig. 4.6, que ilustra la relación entre el número de rondas requeridas para alcanzar el precio de “clearing” y el porcentaje de capacidad ofertada que no fue adjudicada. Como se ha mencionado previamente, un mayor porcentaje de capacidad no comprometida refleja una oferta más abundante, lo que incrementa la competencia dentro de la subasta y, en consecuencia, extiende el número de rondas necesarias para alcanzar el equilibrio entre oferta y demanda.

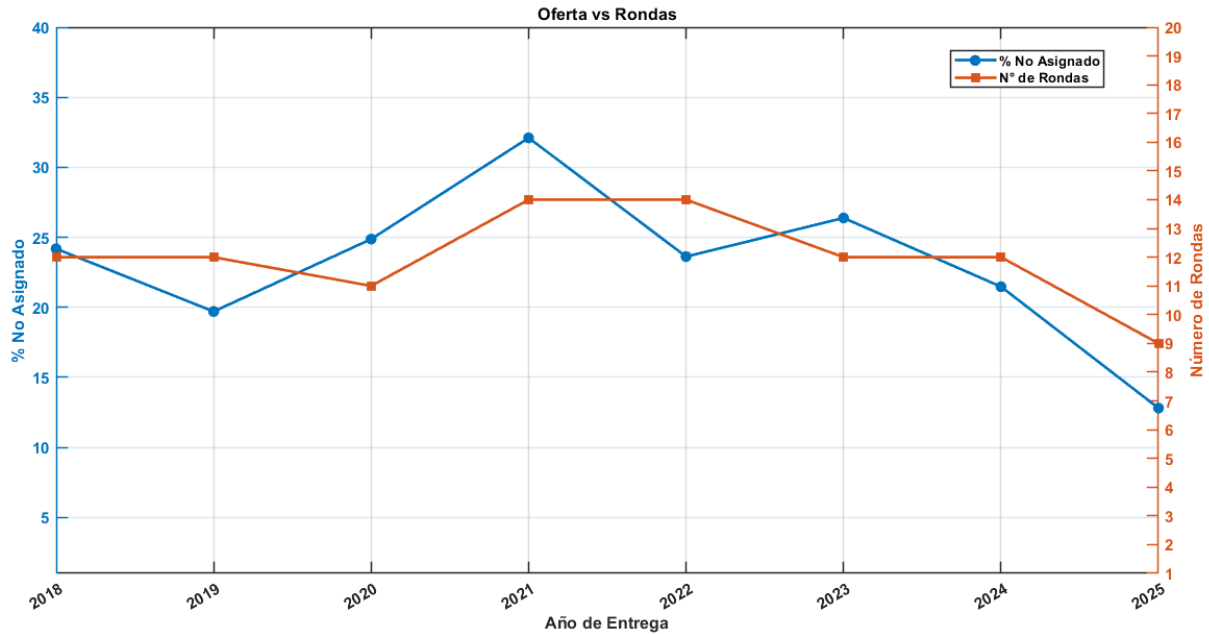


Fig. 4.6: “Relación entre % de capacidad no asignado y N° de rondas”

Elaboración propia a partir de los resultados [27]

Un caso representativo es el del presente año de entrega, en el cual se observó el menor margen entre la oferta y los compromisos previamente adquiridos, lo que derivó en el menor número de rondas y, simultáneamente, en el precio de “clearing” más elevado. En contraste, durante el año de entrega 2021/2022, el mayor margen de capacidad disponible se tradujo en una subasta más prolongada, con un mayor número de rondas.

Este comportamiento responde a los principios de diseño de subastas competitivas, en los que los participantes deben decidir estratégicamente en qué momento retirarse del proceso. Cuanto más tiempo permanezcan en la subasta, menor será el precio de adjudicación, lo que puede reducir su margen de utilidad respecto a los costos operativos. Por el contrario, aquellos que prefieren esperar precios más altos se exponen al riesgo de no obtener compromisos contractuales. Esta dinámica es inherente al funcionamiento de subastas holandesas, y se manifiesta de forma consistente en el comportamiento de cada subasta.

En línea con la dinámica anterior, las subastas realizadas con un año de anticipación (T-1) exhiben un comportamiento similar en cuanto a la capacidad total ofertada y el precio de clearing de cada subasta. Para analizar esta interacción se construye la Fig. 4.7, que compara la capacidad que fue ofertada en la primera ronda con la capacidad que fue adjudicada finalmente.

En la gráfica superior se puede apreciar que entre los años 2018 y 2020 existió un amplio margen de oferta respecto de la capacidad adjudicada, lo cual refleja a su vez una mayor presión competitiva. Esta dinámica coincide en el comportamiento de los precios de la gráfica inferior, alcanzando precios de 0,77 y 1 £/kW/año para los años 2019 y 2020 respectivamente. Lo cual es coherente con el diseño de la pendiente de la curva de demanda, que busca adquirir una mayor cantidad de capacidad a medida que el precio se reduce. Por el contrario, en el año de entrega 2022, se observa que la totalidad de la oferta fue adjudicada, lo que indica una oferta ajustada y menor competencia derivando en un precio de “clearing” de 75 £/kW/año, el precio más alto del periodo de análisis.

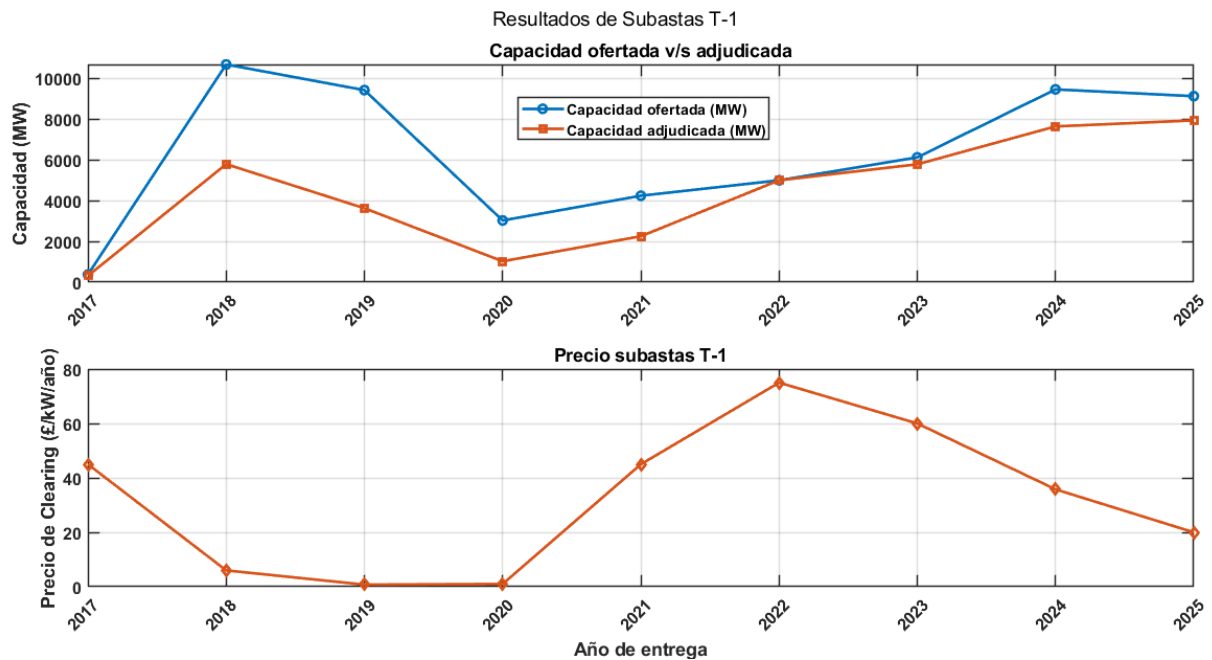


Fig. 4.7: “Capacidad ofertada y adjudicada v/s precio de clearing”

Elaboración propia a partir de los resultados [27]

Otro comportamiento curioso, que vincula las subastas T-1 y T-4, es la variación de los objetivos de capacidad requerida para cada año de entrega, representada en la Fig. 4.8, lo que permite comparar los volúmenes de capacidad requeridos en cada tipo de proceso.

En el caso de las subastas T-4, la variación en los objetivos está directamente relacionada con la cantidad de compromisos adquiridos en ciclos anteriores, ya que estos condicionan el volumen que será adjudicado en los siguientes periodos. Por su parte, los objetivos definidos para las subastas T-1 responden a su propósito de diseño, es decir, a cubrir desviaciones en la demanda máxima que no fueron previstas en la subasta con 4 años de anticipación; lo que en concordancia con la gráfica inferior podría indicar que el error entre la estimación de la capacidad requerida para las subastas T-4 ha

aumentado significativamente desde el año 2020 teniendo que contratar un 19% más en las subastas T-1 para los años 2024 y 2025.

Además, es importante tener en cuenta que en las subastas T-1 la oferta disponible se limita dado que la mayor parte de los compromisos han sido adquiridos en las subastas T-4. Esta restricción en la oferta, como se ha analizado previamente, se traduce en una tendencia al alza sobre los precios de “clearing”.

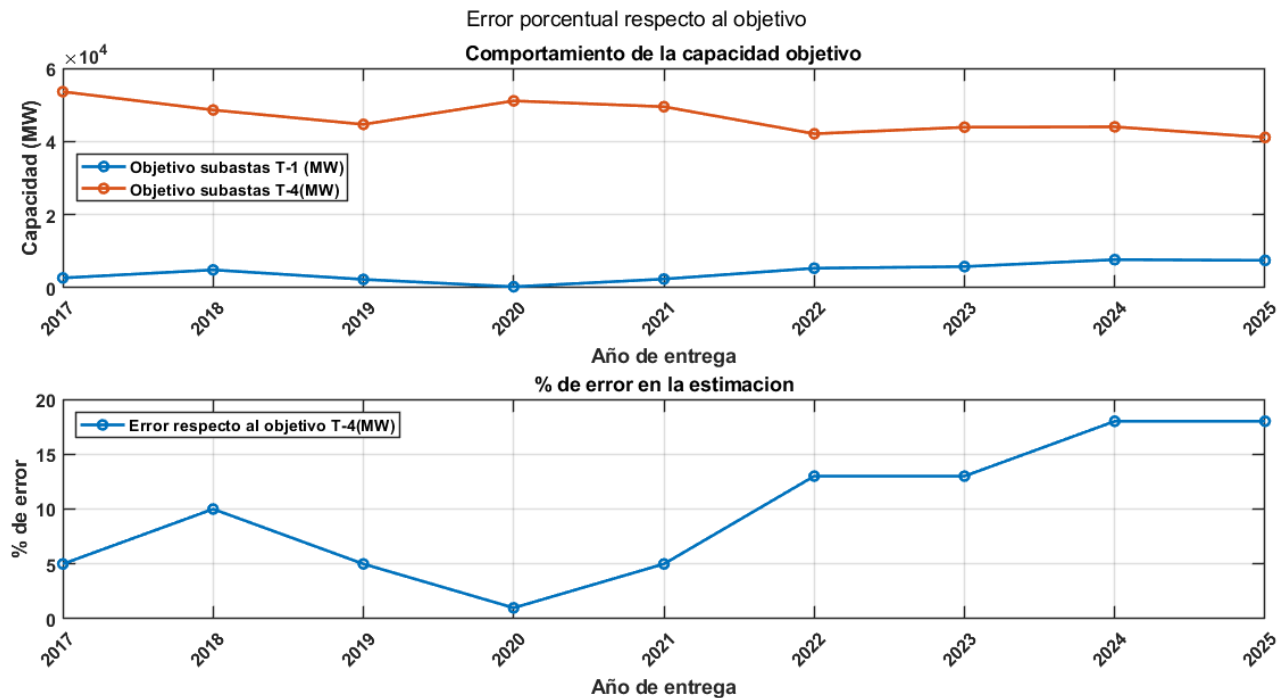


Fig. 4.8: “Error de estimación respecto al objetivo establecido en subastas T-4”

Elaboración propia a partir de los resultados [27]

En el caso de Gran Bretaña, el mercado de capacidad el horizonte de contratación es diferenciado según el tipo de recursos, lo que otorga mayor seguridad a los inversionistas, especialmente en el caso de nuevas centrales que pueden asegurar ingresos hasta por quince años.

Por otra parte, el diseño de las subastas permite a los oferentes observar el nivel excedente de oferta sobre la curva de demanda [18], lo que, aunque no revela ofertas individuales, si puede llegar a entregar información suficiente para la formación de estrategias de parte de los oferentes. Esto podría explicar el aumento de adquisición de capacidad a través de las subastas con un año de anticipación.

Finalmente, en la Fig. 4.9 se puede apreciar que el comportamiento de las curvas de oferta es similar a pesar de que varían los objetivos de contratación y la cantidad total de capacidad ofertada.

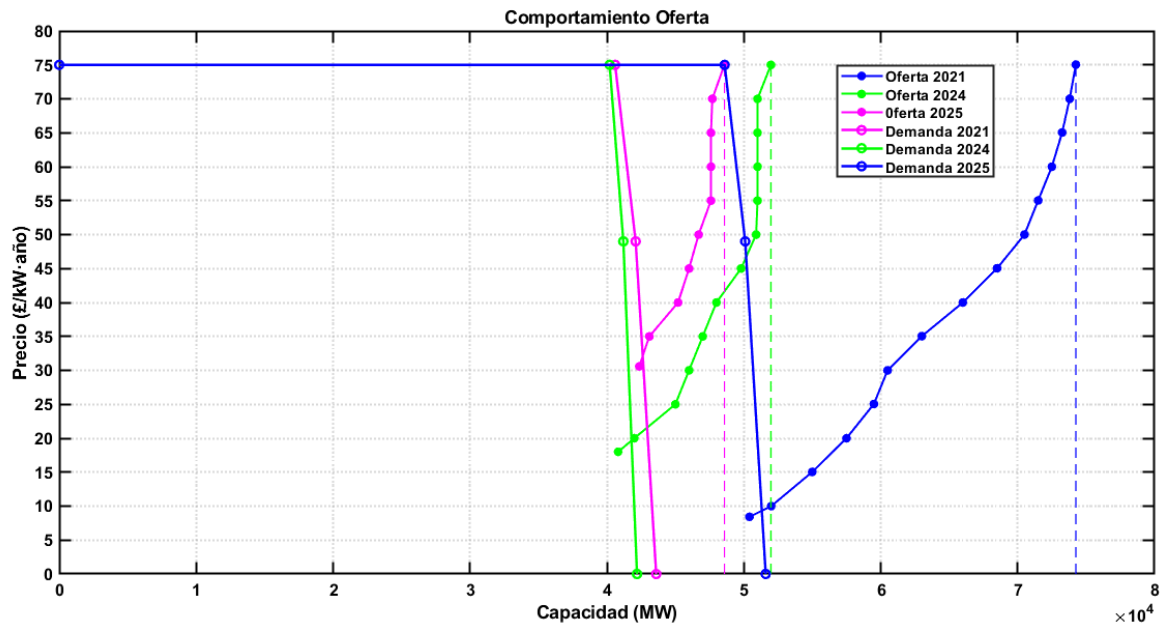


Fig. 4.9: Comportamiento de la curva de oferta para 3 años de entrega

En la figura se grafican tres curvas de demanda para distintos años de entrega más las respectivas curvas de oferta resultantes de cada proceso de subasta. Se puede apreciar en la gráfica que la proporción de capacidad que se retira en el primer decremento es similar en los años 2024 y 2025 y un poco menor en el año 2021 que exhibió más oferta total respecto de su objetivo de contratación. Luego cuando el precio varía entre 70 y 55 libras la cantidad de capacidad que se mantiene en la subasta en los años 2024 y 2025 es casi constante. Desde ahí cada curva continúa con su propia dinámica.

Los resultados observados en las subastas británicas evidencian patrones en el comportamiento de la oferta bajo distintos escenarios de contratación, los cuales sirven como base para el análisis posterior.

5. Adaptación del diseño británico al contexto chileno

A partir de la revisión del mercado chileno y de las experiencias de PJM y del mercado de capacidad de Gran Bretaña, se identifican tres enfoques distintos para la asignación de capacidad. La Tabla 5 permite visualizar con claridad los elementos que los diferencian, los aspectos comunes y los aprendizajes potenciales que pueden contribuir a la evaluación de alternativas para el contexto chileno.

Tabla 5: Comparación de los mercados analizados

Criterio	Mercado de Potencia		
	Chile	RPM-PJM	Capacity Market-GB
Tipo de mecanismo	Administrativo-basado en costos	Licitación (Subasta Oferta Sellada)-BRA y 3 IA	Subastas Reloj Descendente-T-4 y T-1
Determinación del precio	PNCP-Calculado por fórmulas	Clearing Price-Oferta Sellada	Clearing Price-Reloj Descendente
Curva de Demanda	-	4 puntos	5 puntos
Requisito de Confiabilidad	No explícito	LOLE = 1 evento en 10 años	LOLE = 3 horas/año
Acreditación	PI, PSP, PSD	Capacidad No Forzada (Eford-ELCC)	Capacidad Reducida (de-rating factors)
Participantes	Recursos de generación	Recursos de generación, Productos de gestión de Carga, Recursos de Eficiencia Energética (EE)	Recursos de generación, Almacenamiento, Interconectores, Respuesta de la Demanda
Duración de Contratos	Precios por semestre-Liquidaciones mensuales	1 año	Variable según recurso (1, 3 y 15 años)
Escala del Mercado	≈10-15 GW	≈140-160 GW	≈50-60 GW
Rondas	-	1 ronda	Múltiples rondas
Información disponible durante la subasta	-	No hay información-La oferta es sellada	Capacidad remanente por ronda
Señales estratégicas	-	Limitadas	Información parcial

La Tabla 5 muestra que los tres enfoques presentan diferencias estructurales significativas. Mientras Chile opera mediante un esquema administrativo sin interacción competitiva entre oferentes, tanto PJM como Gran Bretaña utilizan mecanismos basados en oferta que revelan precios a partir del comportamiento del mercado. PJM destaca por su implementar un modelo de subasta con una ronda de ofertas, que para Chile es más bien un proceso de licitación, contratos anuales y acreditación mediante UCAP, mientras que el mercado británico incorpora contratos de mayor duración y un

proceso de subasta de reloj descendente donde los oferentes pueden observar la capacidad remanente por ronda. Estas diferencias, junto con la escala y los estándares explícitos de confiabilidad presentes en ambos mercados internacionales, permiten identificar elementos del diseño que podrían considerarse como referencia para el contexto chileno.

Aunque el mercado de la capacidad de PJM podría parecer más viable a corto o mediano plazo para su implementación en Chile por su similitud estructural con el proceso de licitación de suministro de energía para clientes regulados, la ausencia de información detallada sobre el comportamiento de los oferentes impide realizar una evaluación robusta o una adaptación confiable al contexto nacional. En consecuencia, la propuesta se basa en el diseño adoptado por el mercado de capacidad británico, que emplea subastas descendentes con horizontes de contratación anticipada.

5.1 Metodología

Considerando lo anterior, se construye un modelo de subasta holandesa que simula una convocatoria realizada en Chile en el año 2020 para la entrega en 2024 incorporando parámetros representativos del sistema chileno en la configuración de la curva de demanda y en la estimación de la capacidad ofertable.

Utilizando información histórica publicada por NESO [27], se identifican tres períodos con distinto grado de oferta respecto al objetivo de contratación. En cada caso, se analiza la evolución de la capacidad remanente por ronda, lo que permite derivar curvas representativas sobre el comportamiento de los oferentes bajo diferentes escenarios de competencia.

Este análisis busca evaluar si un esquema de mercado basado en ofertas podría incentivar una mayor competencia en el mercado de la potencia chileno, contribuyendo a una reducción de los precios.

5.2 Desarrollo

5.2.1 Configuración de la Curva de Demanda

En la primera etapa, se identifican los parámetros necesarios para construir la curva de demanda diseñada por el Mercado de Capacidad. En particular, se mantuvo la estructura de cinco puntos característica del diseño británico, pero los valores de cada parámetro son extrapolados al contexto chileno. A continuación, se detallan los elementos considerados:

- i. Costo de Nueva Entrada Neto (CONE Neto)

Se asume que el CONE chileno se aproxima al Precio Básico de la Potencia, determinado por la CNE. En particular se utiliza el precio definido para el subsistema Centro-Norte durante el primer semestre de 2020, equivalente a 7,7488 US\$/kW/mes, según lo establecido en el informe técnico definitivo sobre la fijación del PNCP [29].

Para mantener la consistencia con las unidades utilizadas en la curva del Reino Unido, este valor se convierte a una base anual, resultando:

$$CONE_{ch} = 7,7488 \left[\frac{US\$}{kW} - mes \right] \cdot 12 [meses] = 92,9856 \left[\frac{US\$}{kW} - año \right] \quad (5.1)$$

ii. Límite superior de precio (Price Cap)

Si bien no se identifica una metodología específica para la determinación de este parámetro en el diseño británico, se observa que el valor se ha mantenido en 75 £/kW/año, lo que equivale aproximadamente a 1,53 veces el CONE Neto.

Siguiendo esta proporción, y considerando el valor estimado para el CONE chileno, el Price Cap adaptado al contexto nacional se calcula como:

$$Price\ Cap = 1.53 * P_{bpot} = 1.53 * 92,9856 = 142,2679 \left[\frac{US}{kW} - año \right] \quad (5.2)$$

iii. Objetivo de Contratación (Target)

El volumen de capacidad a adquirir mediante la subasta se determina en función de la demanda máxima proyectada para el año de entrega. Para el año 2024, la demanda máxima registrada fue de 12.191 MW [30]. No obstante, ya que se está simulando una subasta con 4 años de anticipación, se adopta como estimación un valor de 11.000 MW, que será utilizado como referencia para la construcción de la curva de demanda.

iv. Margen de coordinación (Capacity Adjustment)

Este parámetro corresponde al ajuste aplicado sobre el objetivo de contratación en los puntos B y D de la curva de demanda británica, con el fin de incorporar flexibilidad operativa en el proceso de asignación. En el diseño británico, este margen suele oscilar entre 1 y 1,5 GW, lo que representa aproximadamente un 3% del Target definido para cada año de entrega. Para la curva chilena, se adopta un valor proporcional, calculado como 330 MW, que se resta al objetivo en el punto B y se suma en el punto D, siguiendo la lógica utilizada en el modelo original.

Con base en los parámetros definidos anteriormente, se construye la curva de demanda adaptada al contexto chileno. Los valores específicos se detallan a continuación:

- Punto A: (0, Price Cap) = (0, 142.27)
- Punto B: (Target-3%, Price Cap) = (10670, 142.27)
- Punto C: (Target, CONE Neto) = (11000, 92.98)
- Punto D: (Target-3%, 0) = (11330, 0)
- Punto E: (Capacidad Adicional, 0) = (valor superior a D, 0)

La Fig. 5 incluida a continuación ilustra gráficamente la forma de la curva de demanda propuesta para el mercado chileno, basada en los principios del diseño británico.

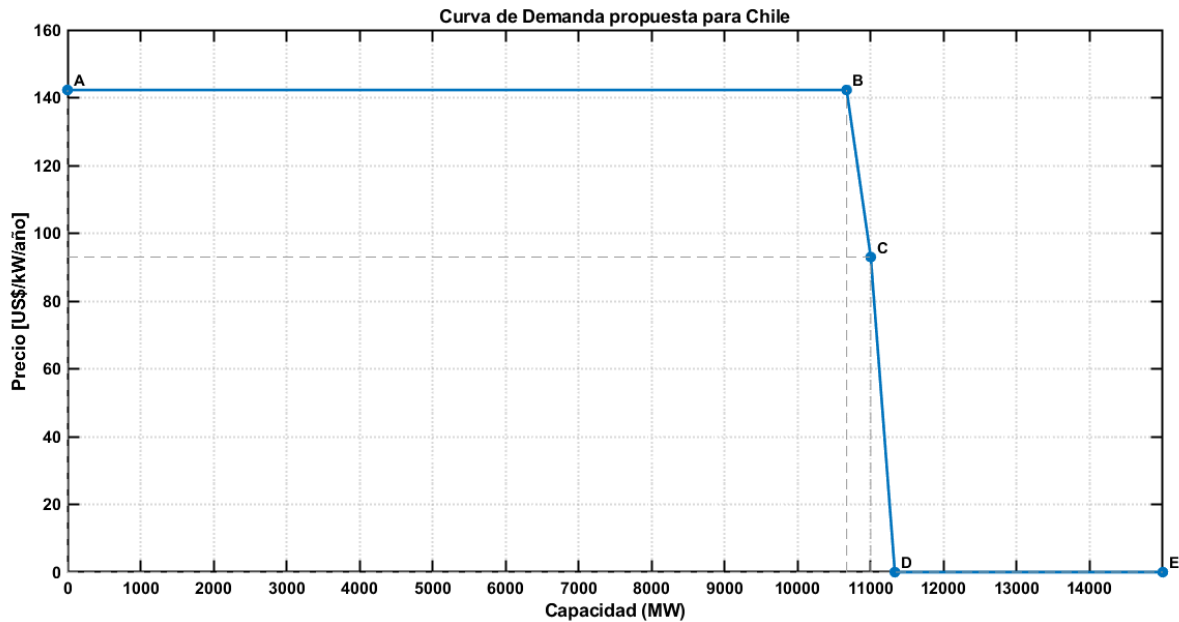


Fig. 5: Curva de Demanda propuesta para Chile

5.2.2 Estimación de la capacidad ofertable

En el diseño británico del mercado de capacidad, la cantidad de capacidad que puede ser ofertada por las CMU se ajusta mediante factores de reducción aplicados a la capacidad instalada. Estos factores varían según la tecnología de generación y reflejan la disponibilidad esperada ante eventos de estrés del sistema, asegurando que la capacidad comprometida sea confiable.

Para adaptar este criterio al contexto chileno, se propone utilizar la relación entre la Potencia Inicial y la Potencia de Suficiencia Preliminar. Esta relación permite estimar la fracción de potencia técnicamente disponible para participar en un esquema de subasta de capacidad.

Los valores se obtuvieron del Informe de Cálculo Definitivo de Potencia de Suficiencia de las Centrales Generadoras del SEN – Año 2020[31], elaborado por la CNE y se organizaron en la Tabla 5.1, desde la cual se calcula el coeficiente de ajuste aplicable a la capacidad instalada.

Tabla 5.1: P. Inicial, P de Suficiencia Preliminar y P. de Suficiencia definitiva al año 2020 [31]

Subsistema	Potencias (MW)		
	Pini	PSP	PSD
Subsistema 1	16810,6	15138,2	9908,0
Subsistema 2	763,2	725,3	449,8
Total	17573,8	15863,5	10357,8
		PSP/Pini=	0,90

Luego, la potencia ofertable en el periodo de simulación viene dada por:

$$P_{Ofertable} = P_{instalada} \cdot \frac{PSP}{P_{ini}} = 26000 [MW] \cdot 0,90 = 23400 [MW] \quad (5.3)$$

5.2.3 Evaluación de escenarios de oferta

Con el objetivo de analizar cómo podrían comportarse los precios de la Potencia en Chile ante la implementación de un mecanismo de subasta holandesa, se seleccionan 3 curvas de oferta correspondientes a procesos de subasta realizados en el Reino Unido. Estos casos se escogen porque reflejan dinámicas de mercado que resultan en precios de “clearing” relativamente bajos, intermedios y altos, según se detalla en la Tabla 5.2.

Tabla 5.2: Capacidad ofertada, asignada y objetivo de contratación por año de entrega”

Elaboración propia [27], [32]

Escenarios de Analisis subastas T-4					
Año de entrega	Oferta Total (MW)	Objetivo (MW)	Capacidad Asignada (MW)	Precio de Clearing (£/kW/año)	Relación oferta/objetivo
2025/2026	48581	41600	42364	£ 30,59	1,17
2024/2025	51981	41200	40819	£ 18,00	1,26
2023/2024	59421	43900	43749	£ 15,97	1,35
2022/2023	58994	42100	45059	£ 6,44	1,40
2021/2022	74242	49500	50415	£ 8,40	1,50
2020/2021	69777	51100	52425	£ 22,50	1,37
2019/2020	57724	44665	46357	£ 18,00	1,29
2018/2019	64969	48600	49259	£ 19,40	1,34
2017/2018	59286	53600	54433	\$ 6,95	1,11

Aunque el Caso 1 (resaltado en color celeste), no presenta el precio de “clearing” más bajo, resulta relevante ya que corresponde al año con la mayor relación oferta/objetivo, lo que permite aproximar un escenario de sobreoferta en el contexto chileno. Esta condición es clave para evaluar el impacto de una alta competitividad sobre los precios de adjudicación.

El Caso 2 (resaltado en color verde) representa un escenario moderado, tanto en términos de volumen ofertado como de precios de “clearing”.

Por último, el Caso 3 (resaltado en color rosa) se caracteriza por una oferta ajustada respecto al objetivo de contratación, lo que se tradujo en el precio de “clearing” más alto entre los casos analizados. Este escenario permite evaluar el riesgo de un aumento en los precios ante escenarios de baja competencia.

La comparación entre estos 3 casos permite identificar patrones en el comportamiento de los oferentes durante las rondas de decremento, particularmente en su decisión de mantener o retirar capacidad antes reducciones en el precio. En escenarios de sobre oferta se observa una mayor permanencia de capacidad en el proceso, lo que contribuye a precios más bajos. En cambio, en contextos de oferta ajustada, los retiros son más frecuentes, elevando el precio de “clearing”.

En la Fig. 5.1 se presenta la curva de demanda diseñada para el mercado chileno, junto con los tres escenarios seleccionados del Reino Unido y sus respectivas curvas de demanda.

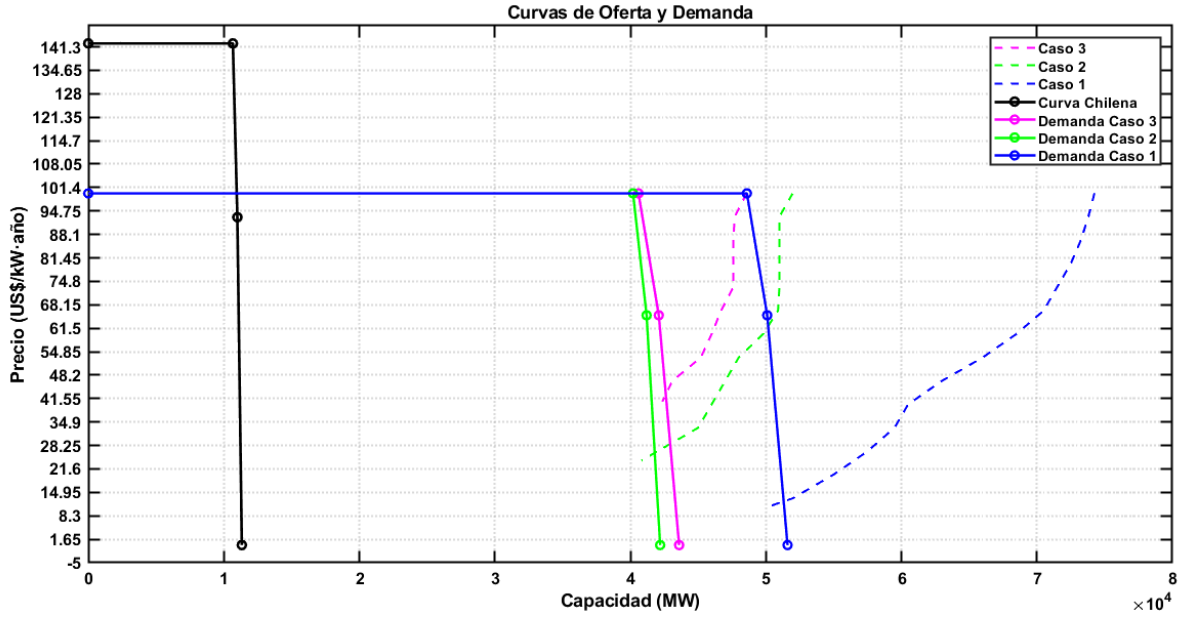


Fig. 5.1: Curva de Demanda propuesta y escenarios de oferta en Gran Bretaña

En la siguiente sección, se describe la metodología utilizada para adaptar las curvas de oferta británicas al contexto chileno. Este proceso permite estimar el precio de “clearing” que resultaría de aplicar cada escenario al mercado nacional.

5.2.4 Adaptación de las curvas de oferta al contexto chileno

Para proyectar el comportamiento de los precios en Chile, se adaptan las curvas de oferta del Reino Unido a la curva de demanda chilena. Este proceso implicó el escalamiento de ambos ejes de la gráfica.

En cuanto al eje y, las subastas británicas comienzan en el límite superior de precios, fijado en 75 £, y disminuyen 5£ por ronda, generando un total de 15 rondas. Para el caso chileno se obtuvo un decremento de:

$$decremento = \frac{Price \ Cap_{ch}}{15} = \frac{142,2679}{15} \approx 9,48 \text{ US\$} \quad (5.4)$$

En cuanto al eje x, se definió la oferta inicial para cada escenario chileno en función de la relación oferta/objetivo observada en cada subasta británica. Por ejemplo, en el caso 1 se obtuvo lo siguiente:

$$Oferta\ Inicial_{Ch} = \frac{Oferta_1}{Objetivo_1} \cdot Objetivo_{Ch} = 1,50 \cdot 11000[MW] = 16500[MW] \quad (5.5)$$

Donde:

Oferta Inicial_{Ch}: Capacidad ofertada en la ronda de inicio, al precio límite superior, en la estimación chilena.

Oferta₁ y Objetivo₁: Capacidad ofertada y objetivo en el caso 1 de referencia.

Objetivo_{Ch}: Objetivo de contratación que se estimó para Chile.

El mismo procedimiento se replicó para los Casos 2 y 3.

Dado que las curvas originales no incluían valores numéricos exactos por ronda, se realizó una estimación visual de la capacidad remanente en cada etapa del proceso de subasta. Posteriormente, se calculó la proporción de capacidad remanente respecto de la oferta inicial en cada ronda, y dicha proporción fue aplicada a la oferta inicial estimada para Chile, permitiendo reconstruir el comportamiento de cada curva en el nuevo contexto. Los valores y tablas utilizadas para construir las curvas en cuestión se adjuntan en el Anexo D.2.

Los resultados obtenidos al aplicar los tres escenarios de oferta al mercado chileno reflejan tendencias consistentes con las observadas en las subastas T-4 británicas. La Fig. 5.2 muestra las curvas de oferta adaptadas y su intersección con la curva de demanda chilena, permitiendo visualizar los precios de “clearing” resultantes en cada caso.

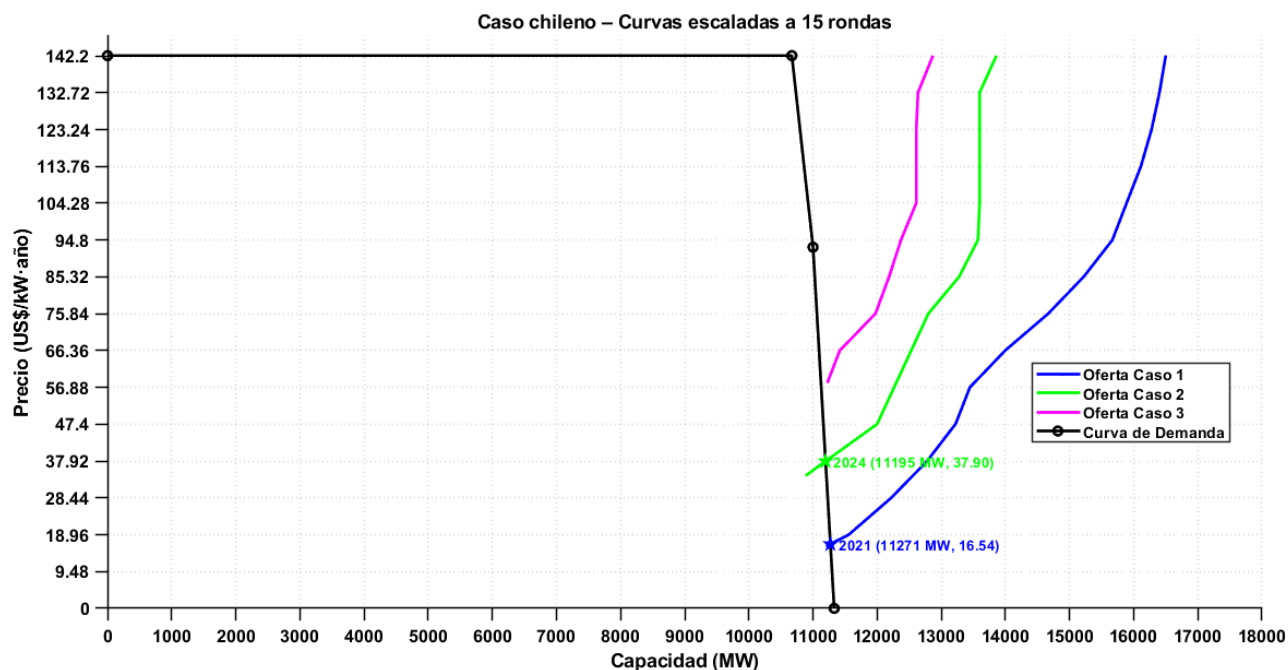


Fig. 5.2: Estimación de la oferta en Chile bajo los escenarios seleccionados

- En el escenario de sobreoferta (azul), con una oferta inicial equivalente a 1,50 veces el objetivo de contratación, se adjudicaron 11.271 [MW] a un precio de 16,54 [US\$/kW/año].
- En el escenario intermedio (verde), con una oferta inicial equivalente a 1,26 veces el objetivo de contratación, se asignaron 11.195 [MW] a un precio de 37,90 [US\$/kW/año].
- En el escenario de oferta limitada (rosado), con una oferta inicial equivalente a 1,17 veces el objetivo de contratación, la curva de oferta no cruzó con la curva de demanda, sin embargo, extendiendo la curva de oferta, se podría estimar un precio cercano a 56 [US\$/kW/año] por aproximadamente 11.100 [MW] adjudicados.

Los resultados permiten observar como el nivel de competencia es fundamental en la formación de los precios de “clearing”. En particular, el precio de adjudicación obtenido en el escenario 1 es significativamente menor al precio básico de la potencia determinado por la CNE para el año 2020, equivalente a 7,74 [US\$/kW/mes]. Al convertir el precio de “clearing” a base mensual (1,37 [US\$/kW/mes]), se observa que este representa apenas una quinta parte del valor fijado por la CNE, lo que podría comprometer la recuperación de las inversiones de las unidades generadoras y la permanencia de la capacidad en el largo plazo.

No obstante, considerando lo observado en la primera subasta T-4 del Reino Unido (como se indica en la Tabla 5.1, año de entrega 2017/2018), se podría suponer que las subastas chilenas

iniciarían en un contexto de baja participación, aproximándose al escenario 3, donde el precio de “clearing” se acerca al valor estimado por la CNE.

Otro factor que puede influir en la dinámica de la subasta es el decremento de precio por ronda. Si bien en esta simulación se utilizó un valor proporcional al “Price Cap” chileno, es necesario definir con mayor precisión tanto el número de rondas como el monto de decremento por ronda, de modo que se ajusten al rango de precios definidos para Chile. Además, no es posible asegurar que la subasta replicará el mismo comportamiento observado en el Reino Unido, especialmente considerando que el volumen de capacidad a contratar en el caso chileno corresponde a aproximadamente a una quinta parte del volumen adjudicado en las subastas británicas. Esta diferencia podría modificar las decisiones estratégicas de los oferentes y, por tanto, modificar la trayectoria de la curva de oferta durante el proceso de subasta [6].

Por otra parte, las subastas con un año de anticipación (T-1) del mercado británico se llevan a cabo utilizando una curva de demanda definida por los mismos 5 puntos que las subastas T-4, pero con un objetivo de contratación menor, dado que su propósito es cubrir los compromisos que no fueron anticipados en las subastas principales, producto de variaciones en la demanda prevista.

Para su aplicación en Chile, se sugiere mantener los parámetros i y ii sin modificaciones, calcular anualmente el parámetro iii, y aplicar al parámetro iv un ajuste de capacidad del 5%, siguiendo el diseño británico (ver Fig. 4). En este caso, no se estiman curvas de oferta ni precios de adjudicación, ya que el volumen total a contratar depende de los resultados de las subastas T-4 y de la estimación de demanda realizada para el año de entrega, lo que impide definir con certeza el nivel de contratación residual.

5.3 Transición normativa hacia un esquema de subastas de potencia

En cuanto al marco normativo actual, la Ley general de servicios eléctricos establece que las transferencias de potencia entre agentes del sistema deben ser valorizadas al PNCP de potencia, fijado semestralmente por la CNE. Este enfoque de determinación administrativa del precio no contempla mecanismos de formación de precios mediante procesos de subasta ni licitaciones.

Para habilitar un esquema de mercado en el cual los precios de la potencia se determinen a través de subastas, se deben introducir modificaciones legales que permitan reemplazar el sistema actual.

En particular se propone:

- El artículo 149 establece que las transferencias de potencia serán valorizadas al precio de nudo de la potencia, calculado conforme al artículo 162. Se propone modificar la referencia al artículo 162 para que se reconozca el precio de adjudicación de las subastas como parte del proceso.
- El artículo 162 describe el procedimiento para determinar los PNCP, incluyendo el Precio Básico de la Potencia. Se propone modificar el numeral 3, estableciendo que este último será reemplazado por el precio de adjudicación de las subastas realizadas para cada periodo de entrega. En adición, se propone modificar los numerales 5 y 6 para mantener la aplicación de factores de penalización, que permiten ajustar el precio de adjudicación a cada barra del sistema. Este artículo debe además mandar la elaboración de un nuevo Reglamento de Transferencias de Potencia que reemplace al reglamento actual.
- El artículo 160 establece que los precios de nudo deben fijarse semestralmente. Se propone modificarlo para permitir que los precios de potencia sean determinados con uno o cuatro años de anticipación, según el horizonte de contratación definido para cada subasta.
- El artículo 169 señala que la CNE debe comunicar los precios de nudo a Ministerio de Energía y las empresas eléctricas que corresponda. Se propone que la CNE defina los parámetros técnicos de la curva de demanda definidos en la sección anterior, mientras que el precio final resultará de la aplicación de los factores de penalización al precio de adjudicación de la subasta.

Adicionalmente, se propone incorporar un nuevo artículo que establezca los principales lineamientos y parámetros que delimitan el funcionamiento del mecanismo de subasta de potencia. Dicho artículo debe precisar que la subastas serán de tipo reloj descendente, que se realizarán con 4 años de anticipación al periodo de entrega, que tanto el decremento de precio por ronda como los parámetros de la curva de demanda se configurarán según lo propuesto en la sección 6.2.

En cuanto a la definición de los parámetros técnicos de la curva de demanda, se propone que esta responsabilidad sea asumida por la Comisión Nacional de Energía en conjunto con la información provista por el Coordinador Eléctrico Nacional, dada la naturaleza de las funciones que ambos organismos desempeñan actualmente. Finalmente, se propone que el proceso de subasta sea ejecutado por el Coordinador.

6. Conclusiones

6.1 Conclusiones

La revisión del mercado chileno permitió identificar que, aunque el esquema administrativo vigente define con claridad la potencia inicial, la potencia de suficiencia y los precios de nudo de corto plazo, presenta limitaciones para reflejar el aporte real de las distintas tecnologías a la seguridad del sistema. La metodología depende de parámetros teóricos y supuestos de disponibilidad que no siempre representan la operación real, especialmente en tecnologías como las centrales diésel, donde se asume una capacidad logística que no se cumple en la práctica. También se observó una falta de alineación entre cómo se acredita la capacidad y las horas donde realmente se requiere. Mientras la potencia inicial y preliminar se calculan con disponibilidades anuales, la remuneración se determina solo en las 52 horas de mayor demanda, sin exigir que las unidades estén disponibles en esos momentos críticos. Además, la ausencia de un objetivo explícito de confiabilidad vinculado con la potencia de suficiencia dificulta evaluar si la capacidad remunerada es coherente con las necesidades reales de confiabilidad.

El análisis de los mercados internacionales mostró que, aunque el RPM en PJM y el Mercado de Capacidad en Gran Bretaña utilizan mecanismos competitivos, sus enfoques responden a condiciones estructurales distintas. En PJM, la asignación de capacidad se realiza a través de una subasta base y tres subastas incrementales mediante ofertas selladas, una curva de demanda de cuatro puntos, contratos anuales y una amplia variedad de recursos habilitados para participar. Por otra parte, la obligatoriedad de participar simultáneamente en el mercado de energía reduce la necesidad de contratos prolongados, y la modelación de áreas restringidas resulta adecuada para la escala del sistema. Sin embargo, estas características están estrechamente ligadas a la magnitud y particularidades de PJM, por lo que no son directamente transferibles al caso chileno.

En Gran Bretaña, las subastas principales (T-4) y de ajuste (T-1) operan mediante un mecanismo de reloj descendente con curvas de demanda de cinco puntos y contratos de distinta duración que otorgan estabilidad a nuevos proyectos. Aunque su diseño es transparente, el hecho de que los participantes conozcan la capacidad remanente en cada ronda abre espacio para la formación de estrategias que pueden alterar la dinámica competitiva.

De la comparación entre los tres mercados se concluye que Chile opera bajo un esquema administrativo sin interacción entre oferentes, mientras que PJM y el Reino Unido emplean mercados basados en ofertas que permiten determinar los precios mediante competencia. La escala y características de cada sistema condicionan la posibilidad de adaptación al contexto chileno; por ejemplo, la modelación de áreas restringidas en PJM responde a un sistema mucho mayor, y la duración diferenciada de contratos en el modelo británico debería evaluarse según los objetivos del mercado local. Este análisis permite extraer aprendizajes relevantes para la discusión nacional, como la necesidad de establecer un requisito explícito de confiabilidad y de definir criterios de acreditación coherentes con el desempeño real de los recursos. Asimismo, la eventual transición hacia un esquema basado en ofertas ya sea mediante licitaciones o subastas, requiere un proceso gradual, con definiciones normativas claras y una evaluación detallada de qué componentes podrían adaptarse al sistema chileno de manera realista.

Finalmente, se identificaron variables de contorno esenciales para avanzar hacia un mercado de potencia basado en ofertas. Entre ellas, una curva de demanda adaptada al contexto nacional siguiendo la estructura de cinco puntos del diseño británico; el uso de una subasta de reloj descendente con decremento de precio constante por ronda; y la elaboración de tres escenarios de clearing utilizando curvas de oferta históricas del Reino Unido para evaluar el comportamiento potencial de la curva de demanda bajo distintos niveles de competencia. También se señalaron los ajustes normativos necesarios, incluyendo modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos y la actualización del Reglamento de Transferencias de Potencia y del procedimiento de fijación de precios de nudo, todos indispensables para habilitar un proceso competitivo.

Respecto de los escenarios de clearing, es importante considerar que sus resultados presentan limitaciones, ya que se basan en un análisis proporcional que traslada dinámicas de un mercado de mayor escala. Por ello, deben interpretarse como una aproximación inicial destinada a identificar elementos críticos del diseño, más que como una predicción del comportamiento real de los oferentes en el contexto chileno.

6.2 Trabajo Futuro

Como líneas de trabajo futuro, sería relevante profundizar en el análisis de los recursos que podrían participar en un esquema de subastas de capacidad en Chile. En particular, se podrían evaluar mecanismos para incorporar respuesta de la demanda y programas de eficiencia energética como lo

hace PJM. Estos elementos permitirían ampliar la gama de participantes y mejorar la flexibilidad del sistema.

También sería valioso examinar con mayor detalle las estructuras de incentivos y penalizaciones utilizadas en mercados como PJM y Gran Bretaña, con el fin de comprender cómo influyen en el comportamiento de los oferentes y en la disponibilidad real de los recursos. Este tipo de análisis también podría extenderse a los mecanismos de mitigación de poder de mercado, que cumplen un rol central en garantizar resultados competitivos en procesos basados en ofertas.

Finalmente, un aspecto fundamental para futuros estudios es avanzar hacia la definición de un requisito explícito de confiabilidad para el sistema eléctrico chileno. Contar con un estándar cuantitativo permitiría relacionar de manera más transparente la capacidad adjudicada en un proceso competitivo con el nivel de seguridad deseado.



Referencias

- [1] E. International, «Design of a Bid-based Wholesale Energy Market, Ancillary Services and Capacity Market in Chile — Consolidated Report (Final Version)», Coordinador Eléctrico Nacional, San Francisco, CA, USA, 2024. [En línea]. Disponible en: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/07/ECCO_CEN_ENERGY_MARKET_DESIGN_ENG_2024.pdf
- [2] C. K. Simoglou y P. N. Biskas, «Capacity Mechanisms in Europe and the US: A Comparative Analysis and a Real-Life Application for Greece», *Energies*, vol. 16, n.º 2, p. 982, ene. 2023, doi: 10.3390/en16020982.
- [3] M. Alé, C. Mujica, H. Sandoval, y R. Moreno, «Evaluación de la Capacidad de Generación Térmica de Respaldo Diésel Conectada a Nivel de Transmisión: Desafíos para la Eficiencia y la Descarbonización», Fundación Chile Sustentable / Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI), Santiago, Chile, oct. 2025. [En línea]. Disponible en: <https://chilesustentable.net/wp-content/uploads/2025/10/Fnal-Diesel-Documento-Completo.pdf>
- [4] A. V. B. Merry, «Pago por capacidad: análisis frente a nuevas tecnologías de generación y almacenamiento en el sistema eléctrico nacional», Master's Thesis, Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Santiago, Chile, 2022. [En línea]. Disponible en: <https://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/187326/Pago-por-capacidad-analisis-frente-a-nuevas-tecnologias-de-generacion-y.pdf>
- [5] N. Consulting, «Potencia de Suficiencia: Informe Final», Ministerio de Energía de Chile, Santiago, Chile, 2017. [En línea]. Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/2017_narvik_potencia_de_suficiencia.pdf
- [6] H. C. Torres-Valderrama y L. E. Gallego-Vega, «Modeling Dynamic Procurement Auctions of Standardized Supply Contracts in Electricity Markets including Bidders Adaptation», *DYNA*, vol. 82, n.º 192, pp. 168-176, ago. 2015, doi: 10.15446/dyna.v82n192.48612.
- [7] Chile, «Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N° 4/2006)». 2006. [En línea]. Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=258171>

- [8] F. y R. Ministerio de Economía, «Decreto Supremo N° 62 (2006): Reglamento de transferencias de potencia». 2006. [En línea]. Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=250604>
- [9] M. de Energía, «Decreto Supremo N° 86 (2012): Reglamento para la fijación de precios de nudo». 2013. [En línea]. Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1050337>
- [10] C. N. de Energía, «Resolución Exenta N° 641 (2016): Precios de nudo de corto plazo». 2016. [En línea]. Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1094452>
- [11] C. N. de Energía, «ITD de enero 2024 para Precios de Nudo de Corto Plazo», 2024. [En línea]. Disponible en: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/02/Res.Exta_.N73-que-aprueba-ITD-PNCP-Ene-2024-v1.pdf
- [12] E. Gil, «Reglamento de Potencia». Ministerio de Energía de Chile, Santiago, Chile, octubre de 2020. [En línea]. Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/20201022_presentacion_reglamento_de_potencia_-_esteban_gil.pdf
- [13] A. Mullaney, «The North American Electric Grid Regions & Decarbonization Challenges». 2024. [En línea]. Disponible en: <https://virtual-peaker.com/blog/the-north-american-electric-grid-regions-decarbonization-challenges/>
- [14] U. S. E. P. Agency, «U.S. Grid Regions». 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.epa.gov/green-power-markets/us-grid-regions>
- [15] N. A. E. R. Corporation, «About NERC». [En línea]. Disponible en: <https://www.nerc.com/AboutNERC/Pages/default.aspx>
- [16] K. Hitchens, «What Is PJM and What Does It Do?» 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.pcienergysolutions.com/2024/01/03/what-is-pjm-and-what-does-it-do/>
- [17] P. J. M. Interconnection, «Capacity Market (RPM)». 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.pjm.com/markets-and-operations/rpm.aspx>
- [18] P. J. M. Interconnection, *PJM Manual 18: PJM Capacity Market*, Rev. 61. 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.pjm.com//media/DotCom/documents/manuals/m18.ashx>

- [19] P. J. M. Interconnection, «2025/2026 Base Residual Auction Report», 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.pjm.com/-/media/DotCom/markets-ops/rpm/rpm-auction-info/2025-2026/2025-2026-base-residual-auction-report.pdf>
- [20] M. Multer, «PJM Capacity Market Reforms Shake Up Resource Accreditation». 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.powermag.com/pjm-capacity-market-reforms-shake-resource-accreditation-impose-new-offer-and-testing-requirements/>
- [21] P. J. M. Interconnection, «Capacity Market (RPM)». 2025. [En línea]. Disponible en: <https://learn.pjm.com/three-priorities/buying-and-selling-energy/capacity-markets.aspx>
- [22] P. J. M. Interconnection, «2025/2026 RPM Third Incremental Auction Results», 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.pjm.com/-/media/DotCom/markets-ops/rpm/rpm-auction-info/2025-2026/2025-2026-3ia-report.pdf>
- [23] N. E. S. Operator, *Capacity Market Auction Guidelines*. [En línea]. Disponible en: <https://nationalenergysoc-emr.my.salesforce.com>
- [24] D. of E. & C. Change, «Electricity Market Reform – Capacity Market: Impact Assessment», 2014. [En línea]. Disponible en: https://www.legislation.gov.uk/ukia/2014/325/pdfs/ukia_20140325_en.pdf
- [25] D. of E. & C. Change, «Implementing Electricity Market Reform: Finalised Policy Positions», 2014. [En línea]. Disponible en: <https://www.gov.uk/government/publications>
- [26] N. E. S. Operator, «Final Auction Results: T-4 Capacity Market Auction 2014», 2014. [En línea]. Disponible en: <https://nationalenergysoc-emr.my.salesforce.com>
- [27] N. E. S. Operator, «Auction Results». [En línea]. Disponible en: <https://emrdeliverybody.nationalenergysoc.com/IG/s/article/Auction-Results>
- [28] N. E. S. Operator, «Final Auction Results: T-4 Capacity Market Auction for 2019/20», 2019. [En línea]. Disponible en: <https://nationalenergysoc-emr.my.salesforce.com>
- [29] C. N. de Energía, «ITD-PNCP Ene 2020», 2020. [En línea]. Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/01/ITD-PNCP-Ene20.pdf>
- [30] C. E. Nacional, «Reporte Cuenta Pública 2024», 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2025/06/20250602-UCRI-Reporte-Cuenta-Publica-2024.pdf>

- [31] C. E. Nacional, «Cálculo Definitivo de Potencia de Suficiencia». [En línea]. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/potencia-de-suficiencia/calculo-definitivo-de-potencia-de-suficiencia/>
- [32] N. G. ESO, «Historic Demand Curve Target Adjustments». [En línea]. Disponible en: <https://emrdeliverybody.nationalenergyso.com/IG/s/article/Historic-Demand-Curve-Target-Adjustments>
- [33] N. G. ESO, «Final Auction Results: Capacity Market Auction for 2021/22», National Grid Electricity System Operator, 2018. [En línea]. Disponible en: <https://nationalenergyso-emr.my.salesforce.com/sfc/p/#8d000002dUGC/a/J70000004CZg/bHiZ0cOEIk0pDwoDWZ8Eic12C24V3spdh9DXLdTh4LA>
- [34] N. G. ESO, «Final Auction Report: 2020 Four Year Ahead Capacity Auction (T-4)», National Grid Electricity System Operator, 2021. [En línea]. Disponible en: https://nationalenergyso-emr.my.salesforce.com/sfc/p/#8d000002dUGC/a/J70000004CZL/cKgI5INQkKk.YTwnqan.bEiBwZ0LxwW3rGWsx_7TNGs
- [35] N. G. ESO, «Final Auction Report: 2021 Four Year Ahead Capacity Auction (T-4)», National Grid Electricity System Operator, 2022. [En línea]. Disponible en: <https://nationalenergyso-emr.my.salesforce.com/sfc/p/#8d000002dUGC/a/J70000004CZB/WfGjJZIMMXMNxq3DbAjy35JLKrU0Nijvs9DTeDW4kkg>

A. Mercado Chileno

A.1. Glosario [8]

- a) Demanda de Punta: Demanda promedio de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema.
- b) Estado de Reserva Estratégica: Estado deteriorado (condición en la que una unidad generadora o de almacenamiento de energía se limita en su potencia máxima producto de restricciones en sus componentes o instalaciones), solicitado por el participante del Balance de Potencia y aprobado por el Coordinador.
- c) LOLPdm: Probabilidad de pérdida de carga para la demanda de punta del sistema o subsistema.
- d) Margen de Potencia: Cociente entre la sumatoria de la Potencia Inicial de las unidades generadoras y sistemas de almacenamiento, y la demanda de punta para cada sistema o subsistema.
- e) Margen de Reserva Teórico (MRT): Mínimo sobre equipamiento en capacidad de generación que permite abastecer la potencia de punta en un sistema o subsistema eléctrico con una suficiencia determinada, dadas las características de las unidades generadoras o sistemas de almacenamiento de energía y los sistemas de transmisión del sistema eléctrico.
- f) Potencia de Suficiencia: Potencia que una unidad generadora o sistema de almacenamiento aporta a la suficiencia de potencia del sistema o subsistema. A partir de este valor se determina la remuneración que resulte para cada participante del Balance.
- g) Suficiencia de Potencia: Capacidad de un sistema o subsistema para abastecer la demanda de punta. Se expresa como probabilidad y es igual a $1 - \text{LOLPdm}$.

B. Mercado PJM

B.1. Curva VRR

Para los años de entrega desde 2022/2023 hasta 2024/2025 (incluyéndolo), los puntos (a), (b) y (c) se calculan de la siguiente forma:

- a) El precio es igual a:

$$Precio_a = \frac{\text{mayor entre } [CONE \text{ o } 1.5 * (CONE - E\&AS)]}{1 - Pool\ Wide\ EFORd}$$

Mientras que la capacidad no forzada:

$$UCAP_a = RR \left[\frac{(98.8\% + IRM)}{(100\% + IRM)} \right]$$

- b) El precio viene dado por:

$$Precio_b = \frac{0.75 * [CONE - E\&AS]}{1 - Pool\ Wide\ EFORd}$$

La capacidad no forzada:

$$UCAP_b = RR \left[\frac{(101.9\% + IRM)}{(100\% + IRM)} \right]$$

- c) El precio es igual a 0:

$$Precio_c = \frac{0}{MW} - dia$$

Y la capacidad no forzada como:

$$UCAP_c = RR \left[\frac{(107.8\% + IRM)}{(100\% + IRM)} \right]$$

Estas expresiones varían según el año de entrega, de hecho, para el año de entrega 2025/2026, los puntos reflejan la implementación de la metodología ELCC y los puntos (a), (b) y (c) se calculan de la siguiente forma:

- a) El precio es igual a:

$$Precio_a = \frac{\text{mayor entre } [CONE \text{ o } 1.5 * (CONE\ Neto)]}{ELCC\ ClassRating}$$

Mientras que la capacidad no forzada:

$$UCAP_a = RR * 98.9\%$$

b) El precio viene dado por:

$$Precio_b = \frac{0.75 * [CONE Neto]}{ELCC ClassRating}$$

La capacidad no forzada:

$$UCAP_b = RR * 101,6\%$$

c) El precio es igual a 0:

$$Precio_c = \frac{0}{MW} - dia$$

Y la capacidad no forzada como:

$$UCAP_c = RR * 106,8\%$$

B.2. Ajustes a la curva

a) Ajustes a los parámetros para PRD:

Los valores de planes PRD aprobados se utilizan para reducir los RR de la región y de cualquier LDA afectada. La reducción refleja la UCAP que originalmente se habría adquirido para cubrir la carga del PRD, pero que ya no es necesaria debido a la disminución del consumo comprometida por estas cargas. Estas reducciones se incorporan al desarrollo de las curvas VRR de cada RTO y LDA.

En términos operativos, el RR del RTO y de cada LDA afectada se reduce en una cantidad equivalente al valor nominal del PRD multiplicado por el FPR y la curva se desplazará a la izquierda en la forma indicada solo para las porciones de la curva que estén al mismo precio de la reserva PRD o por encima. La curva VRR para cada LDA donde resida el PRD, incluida la curva del RTO se desplazará de la misma forma.

b) Ajustes a los parámetros para recursos de EE:

Dado que las medidas de eficiencia energética pueden afectar el pronóstico de carga máxima, los parámetros de la subasta se ajustan para evitar la doble contabilización de los ahorros energéticos. Para cada subasta, el requisito de confiabilidad del RTO y de cada LDA afectada se incrementa en la

cantidad total de UCAP de todos los Recursos de EE que PJM haya aprobado mediante un plan de medición y verificación y que se hayan registrado como recursos de EE disponibles para la subasta.

Si la solución de la subasta inicial libera menos MW de EE que el incremento aplicado al Requisito de Confiabilidad, se ajusta nuevamente el requisito para reflejar la cantidad real de MW liberados, y la subasta se resuelve iterativamente hasta que los MW de EE liberados coincidan con el total de retorno de EE del RTO o hasta que la suma de los cuadrados de las diferencias en todos los LDA deje de mejorar respecto a la iteración anterior. Estos ajustes se incorporan al desarrollo de las curvas VRR de cada RTO y LDA.

B.3. Parámetros del Requisito de Confiabilidad

a) Margen de Reserva Instalada (IRM)

Este valor se expresa como porcentaje y se refiere a la cantidad de Capacidad Instalada en el RTO que excede la carga máxima prevista para un año de entrega futuro, lo cual es necesario para cumplir con los criterios de adecuación de recursos de todo el RTO.

b) Previsión de carga máxima

Se utiliza tanto en los procesos de adjudicación de las subastas como en la planificación del sistema. El pronóstico de carga máxima del RTO y de cada zona. Adicionalmente, los pronósticos de carga son insumo para la determinación de otros parámetros como el Límite de Transferencia de Capacidad de Emergencia (en adelante, CETL), el Objetivo de Transferencia de Capacidad de Emergencia (en adelante, CETO), los límites de capacidad de importación y los Factores de escala zonales de RPM.

c) Pool-wide average EFORd (Hasta el año de entrega 2024/2025)

Con el fin de incorporar las tasas de indisponibilidad de los recursos de generación, se calcula el EFORd para cada unidad del RTO. Este indicador mide la probabilidad de que una unidad no esté disponible debido a interrupciones forzadas o reducciones de potencia en los momentos en que existe demanda de generación.



El Pool-wide Average EFORD para un año de entrega corresponde al promedio de los valores de EFORD basados en cinco años de historia, ponderados por la capacidad de la unidad y su tiempo de servicio esperado. Incluye todos los recursos que se proyecta que estén en operación durante el año de entrega e incorpora tanto interrupciones forzadas comunes como eventos fuera del control de la administración.

d) Pool-wide average Accredited UCAP

Este concepto se introduce a partir del Año de Entrega 2025/2026 y se define como la relación entre la capacidad no forzada (en adelante UCAP) acreditada total y la capacidad instalada (en adelante, ICAP) total de todos los recursos incluidos en la determinación del Requisito de Reserva Pronosticada del sistema (en adelante, FPR). El resultado se expresa en porcentaje.

e) Forecast pool requirement (FPR)

Mientras que el IRM multiplicado por los pronósticos de carga máxima determina la capacidad instalada necesaria para satisfacer el RR, el FPR multiplicado por dichos pronósticos establece la cantidad de capacidad no forzada (UCAP) requerida para garantizar el mismo nivel de confiabilidad.

El FPR constituye la medida aplicable al Año de Entrega para definir el nivel de UCAP necesario, en concordancia con los Principios y Estándares de Confiabilidad de PJM.

Para los Años de Entrega hasta 2024/2025, el FPR es equivalente a:

$$FPR = (1 + IRM) * (1 - Pool Wide Average EFORD)$$

A partir del año de entrega 2025/2026 y para todos los años de entrega posteriores, el FPR para el año de entrega es igual a:

$$FPR = (1 + IRM) * (Pool Wide Average Accredited UCAP Factor)$$

f) Capacidad Efectiva de Carga (en adelante, ELCC) and Recursos ELCC en el intercambio de capacidad

ELCC determina el valor de UCAP acreditado para los recursos ELCC. Hasta el Año de Entrega 2024/2025, estos recursos corresponden a unidades de generación variables, de duración limitada o combinadas. A partir del Año de Entrega 2025/2026, la definición se amplía e incluye tanto los recursos de generación como los recursos de demanda.

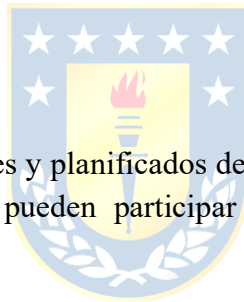
El método ELCC se basa en el análisis histórico horario de condiciones climáticas y de carga en relación con la producción de los recursos ELCC, con el objetivo de cuantificar su capacidad para satisfacer el criterio de confiabilidad.

En conjunto, estos parámetros permiten a PJM traducir los criterios de confiabilidad en requerimientos concretos de capacidad para las subastas de RPM, asegurando que el sistema cuente con reservas suficientes y adecuadamente ubicadas para enfrentar contingencias y condiciones de alta demanda.

B.4. Recursos de Capacidad

a) Generación

Incluye recursos de generación existentes y planificados dentro y fuera de la región PJM (internos y externos, respectivamente) los cuales pueden participar ofertando en el RPM y estableciendo transacciones bilaterales.



b) Productos de gestión de carga

La gestión de carga es la capacidad de reducir la carga medida, ya sea manual o automáticamente por parte del cliente, tras una solicitud del proveedor de recursos que posee los derechos de gestión de carga o de su agente. Este tipo de recursos también incluye a recursos de la demanda, que pueden ser existentes o planificados, los últimos son aquellos que actualmente no tienen la capacidad de reducir la demanda ni de controlar la carga en PJM, pero que se prevé que puedan proporcionar dicha reducción o control antes del inicio del año de entrega.

h) Eficiencia energética (EE)

Incluye a proyectos que implican la instalación de dispositivos o equipos, o la implementación de procesos o sistemas más eficientes, que superan los códigos de construcción, las normas para electrodomésticos u otras normas pertinentes vigentes en el momento de la instalación, según lo establecido al momento del compromiso, y que cumple con los requisitos del Acuerdo de Garantía de Confiabilidad.

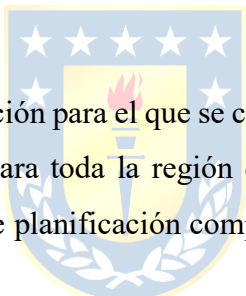
i) Mejoras en la transmisión

Se puede ofrecer una mejora de transmisión calificada en la subasta residual base para aumentar la capacidad de importación a un área de entrega local con transmisión restringida desde un área de entrega local de origen.

j) Recursos Estacionales de Capacidad

Representan compromisos vinculantes para proveer capacidad según el período del año en que operen. Los MW autorizados de los Segmentos de Oferta de Rendimiento de Capacidad Estacional de Verano constituyen obligaciones de suministro durante los meses de junio a octubre y mayo del año de entrega, mientras que los correspondientes a los Segmentos de Invierno lo hacen durante los meses de noviembre a abril. Para su adjudicación en la subasta, los recursos de verano deben emparejarse con recursos de invierno equivalentes, formando un compromiso anual conjunto. Cada recurso debe estar disponible para responder a los despachos del operador del sistema y está sujeto a evaluaciones de desempeño y compensaciones solo durante su respectivo período estacional.

B.5. Glosario

- 
- a) Año de entrega: Periodo de planificación para el que se comprometen recursos y para el que existe una obligación de carga constante para toda la región de PJM. Por ejemplo, el año de entrega 2012/2013 corresponde al periodo de planificación comprendido entre el 1 de junio de 2012 y el 31 de mayo de 2013.
 - b) Área de Entrega Local (LDA): Subregiones utilizadas para evaluar las restricciones de ubicación. Las LDA incluyen zonas EDC, subzonas y combinaciones de zonas.
 - c) Agregador de Precio Local: Adición al valor marginal de la capacidad no forzada dentro de una LDA, según sea necesario para reflejar el precio de los recursos requeridos para aliviar las restricciones de ubicación vinculantes aplicables.
 - d) Cargo por Confiabilidad de Ubicación: Tarifa aplicada a cada LSE que atienda carga en PJM durante el año de entrega. Equivalente a la Obligación de Capacidad Diaria No Forzada de la LSE multiplicada por el Precio Final de Capacidad Zonal aplicable.
 - e) Precio de Compensación de los Recursos (RCP): Es el precio de liquidación en la Subasta Residual Base o en las Subastas Incrementales, según lo determina el algoritmo de optimización para cada subasta. El Precio de Liquidación de Recursos dentro de una LDA es igual a la suma de (1) el valor marginal de la capacidad del sistema; y (2) el Agregador de Precio Local, si lo hubiera, para

la LDA. El Precio de Liquidación de Recursos para Recursos de Rendimiento de Capacidad en el Área de Mercado Libre es el valor marginal de la capacidad del sistema. PJM publica los Precios de Liquidación de Recursos para todos los recursos que se liquidan en la Subasta Residual Base y todas las Ofertas de Compra y Venta que se liquidan en las Subastas Incrementales.

- f) Precios Finales de Capacidad Zonal: son los precios de capacidad aplicados a las Entidades de Servicio de Carga de RPM mediante el Cargo por Confiabilidad Local de RPM. Los Precios Finales de Capacidad Zonal son determinados por PJM después de la Tercera Subasta Incremental.
- g) Obligación de Capacidad Diaria No Forzada: equivale a la Carga Máxima Obligada de la LSE en la zona/área.

B.6. Resultados Históricos

Los resultados de las BRA analizados en el Capítulo 4, se adjuntan en la Tabla B

Tabla B: Resultados históricos para las BRA en el RTO[19]

Delivery Year	Auction Results				
	Resource Clearing Price	Cleared UCAP (MW)	RPM Reserve Margin	Total Reserve Margin ¹	Total Cost to Load (\$ billion)
2015/16 ²	\$136.00	164,561.2	19.7%	19.3%	\$9.7
2016/17 ³	\$59.37	169,159.7	20.7%	20.3%	\$5.5
2017/18	\$120.00	167,003.7	20.1%	19.7%	\$7.5
2018/19	\$164.77	166,836.9	20.2%	19.8%	\$10.9
2019/20	\$100.00	167,305.9	22.9%	22.4%	\$7.0
2020/21 ⁴	\$76.53	165,109.2	23.9%	23.3%	\$7.0
2021/22	\$140.00	163,627.3	22.0%	21.5%	\$9.3
2022/23	\$50.00	144,477.3	21.1%	19.9%	\$3.9
2023/24	\$34.13	144,870.6	21.6%	20.3%	\$2.2
2024/25	\$28.92	147,478.9	21.7%	20.4%	\$2.2
2025/26 ⁵	\$269.92	135,684.0	18.6%	18.5%	\$14.7

¹ Reserve Margin includes FRR+RPM (Total ICAP/Total Peak-1; ² 2015/2016 BRA includes a significant portion of AEP and DEOK zone load previously under the FRR Alternative; ³ 2016/2017 BRA includes EKPC zone;

C. Mercado UK

C.1. Glosario

- a) Evento de estrés: cualquier periodo de liquidación en el que se experimente control de voltaje o interrupción controlada de carga en cualquier punto del sistema durante 15 minutos o más. Los periodos de control de voltaje o interrupción de carga que resulten de fallas o deficiencias en los sistemas de transmisión o distribución no se consideran eventos de estrés. De manera similar, los periodos de control de voltaje o interrupción de carga en los que el volumen de desconexión sea menor que el volumen de las instrucciones del Organismo de Entrega a los generadores para reducir la producción, tampoco se consideran eventos de estrés.

C.2. Resultados Históricos

Los resultados utilizados para la construcción de las gráficas presentadas en el Capítulo 5 son las siguientes:

Tabla C: Resumen de los resultados históricos de las subastas T-4 en Gran Bretaña [27], [32]

Resultados Subastas T-4							
Año de entrega	Objetivo de Contratación (MW)	Capacidad Asignada (MW)	Precio de Clearing (£/kW/año)	Nº de Rondas	Fecha	% asignado	% no asignado
2025/2026	41600	42364	£ 30,59	9	22-feb-22	87,20%	12,80%
2024/2025	41200	49820	£ 18,00	12	22-mar-21	78,53%	21,47%
2023/2024	43900	43749	£ 15,97	12	06-mar-20	73,62%	26,38%
2022/2023	42100	45059	£ 6,44	14	31-ene-20	76,38%	23,62%
2021/2022	49500	50415	£ 8,40	14	08-feb-18	67,90%	32,10%
2020/2021	51100	52425	£ 22,50	11	08-dic-16	75,13%	24,87%
2019/2020	44665	46357	£ 18,00	12	10-dic-15	80,30%	19,70%
2018/2019	48600	49259	£ 19,40	12	18-dic-14	75,82%	24,18%
2017/2018	53600	54433	\$ 6,95	14	03-feb-17	91,82%	8,18%

Tabla C1: Resumen de los resultados históricos de las subastas T-1 en Gran Bretaña [27], [32]

Resultados Subastas T-1								
Año de entrega	Objetivo de Contratación (MW)	Capacidad Ofertada (MW)	Capacidad Asignada (MW)	Precio de Clearing (£/kW/año)	Nº de Ronda	Fecha	% asignado	% no asignado
2025/2026	7500	9123	7936	£ 20,00	11	05-mar-25	86,99	13,01
2024/2025	7700	9457	7640	£ 35,79	8	20-feb-24	80,78	19,22
2023/2024	5800	6124	5783	£ 60,00	3	14-feb-23	94,42	5,58
2022/2023	5361	4996	4996	£ 75,00	1	15-feb-22	100	0,00
2021/2022	2400	4240	2252	£ 45,00	6	02-mar-21	53,11	46,89
2020/2021	300	3027	1024	£ 1,00	15	07-feb-20	33,84	66,16
2019/2020	2300	9420	3626	£ 0,77	15	12-jun-19	38,49	61,51
2018/2019	4900	10679	5789	£ 6,00	14	01-feb-18	54,3	45,7
2017/2018	2700	373	312	£ 45,00	6	22-mar-17	83,69	16,31

Tabla C2: Errores de estimación [32]

Relación T-1 y T-4			
Target T-4	Error (T-1/T-4)	Target Total (T-4 + T-1)	Error (T-1/Total)
41600	18%	49100	15%
41200	19%	48900	16%
43900	13%	49700	12%
42100	13%	47461	11%
49500	5%	51900	5%
51100	1%	51400	1%
44665	5%	46965	5%
48600	10%	53500	9%
53600	5%	56300	5%

C.3. Match Exacto [23]

Se produce cuando la capacidad total ofrecida por los proveedores es exactamente igual a la capacidad demandada en un punto de precio específico de la subasta. Una vez que el sistema calcula la capacidad restante al final de la ronda de compensación y clasifica las ofertas de salida relevantes, trabaja en sentido inverso a lo largo de la curva de oferta. Suma las ofertas de salida relevantes desde la más alta hasta la más baja para determinar si un punto de la curva de oferta puede coincidir exactamente con un punto de la curva de demanda. Esto se ilustra en la figura C2

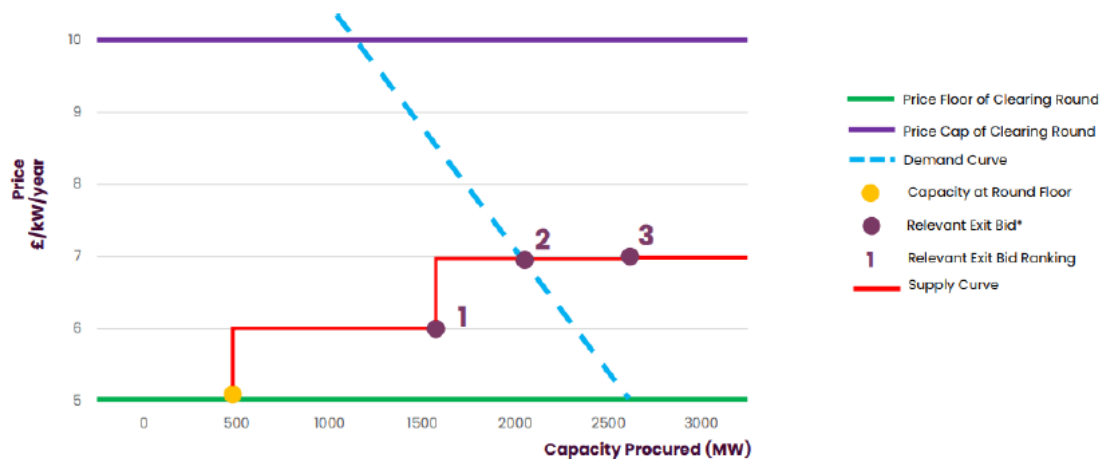


Fig. C2: “Búsqueda de la coincidencia exacta”

El proceso de cálculo comienza en el punto amarillo de la curva de oferta en el precio mínimo de la Ronda de Compensación. Este punto representa la capacidad total de todas las CMU continuas en el precio mínimo. Los pasos de la Coincidencia Exacta son los siguientes:

1. Identificar las clasificaciones de las Ofertas de Salida Relevantes:

- Oferta 1: Oferta de Salida Relevante con la clasificación más alta
- Oferta 3: Oferta de Salida Relevante con la clasificación más baja
- Cualquier Oferta de Salida Relevante entre la Oferta de Salida Relevante con la clasificación más alta y la más baja (es decir, Oferta 2)

2. Añadir las Ofertas de Salida Relevantes:

- Comience añadiendo la oferta con la puntuación más alta (p. ej., Oferta 1).
- Si esta no coincide exactamente con la Curva de Demanda, continúe añadiendo las Ofertas de Salida Relevantes.

3. Determinar la Coincidencia Exacta:

- Continúe el proceso hasta encontrar una Coincidencia Exacta o hasta que la curva de oferta cruce la de demanda.

En el ejemplo de la Figura 2, la segunda Oferta de Salida Relevante (punto 2) logra una Coincidencia Exacta, donde la curva de oferta se cruza con la de demanda.

En un escenario de compensación por Match Exacto, el Precio de Compensación y la Capacidad se determinan por la Oferta de Salida Relevante que causa la Igualación Exacta. Esto significa:

- a) Todas las Unidades de Gestión de Capacidad (CMU) que permanezcan en la Subasta de Capacidad al inicio de la Ronda de Compensación son elegibles para un Acuerdo de Capacidad.
- b) Todas las CMU con Ofertas de Salida Relevantes con una clasificación superior a la de la CMU que causó la Igualación Exacta, así como la CMU que causó la Igualación Exacta, son elegibles para un Acuerdo de Capacidad.
- c) Las CMU con una Clasificación de Salida inferior a la de la CMU que causó la Compensación, como las que salen en el punto 3, y todas las CMU que salieron en rondas anteriores, no serán elegibles para un Acuerdo de Capacidad.

C.4. Algoritmo NWA [23]

En la práctica, es poco probable que la Subasta de Capacidad se liquide mediante un Match Exacto, ya que para ello sería necesario que la curva de oferta y la curva de demanda se alinearan con precisión en el kilovatio (kW) exacto. Por lo tanto, es más probable que el Precio de Compensación y la Capacidad se determinen mediante el Algoritmo de Bienestar Neto.

El Algoritmo (NWA) es un enfoque matemático utilizado en las Subastas de Capacidad para determinar el Precio de Liquidación y la Capacidad óptimos cuando la capacidad ofrecida no coincide con la demandada a un precio específico. El NWA garantiza que la Subasta de Capacidad se liquide a niveles económicamente eficientes comparando el valor de la capacidad adicional con sus costos.

El subastador debe calcular la integral:

$$\int_{Q_l}^{Q_h} P(Q) dQ$$

Y restar el producto de:

$$P_h Q_h - Q_l P_l$$

Donde:

Pl: Es el precio de la Oferta de Salida Relevante con la clasificación más baja, que se encuentra por debajo de la curva de demanda. Si no hay ninguna Oferta de Salida Relevante por debajo de la curva de demanda, Pl es el precio en el Piso de la Ronda de Compensación.

Ql: Es la capacidad de todas las ofertas continuas, más la capacidad de todas las ofertas de salida relevantes en orden de clasificación, incluyendo la oferta de salida relevante con la clasificación más baja que se encuentre por debajo de la curva de demanda. Si no hay ninguna oferta de salida relevante por debajo de la curva de demanda, entonces Ql es la capacidad suministrada en el piso de la ronda de compensación.

Ph: Es el precio de la Oferta de Salida Relevante de mayor rango que se encuentra por encima de la curva de demanda. Si no hay ninguna Oferta de Salida Relevante por encima de la curva de demanda, entonces Ph es el precio en el límite de la ronda de compensación.

Qh: Es la capacidad de todas las ofertas continuas, más la capacidad de todas las ofertas de salida relevantes en orden de clasificación, incluyendo la oferta de salida relevante de mayor rango que esté por encima de la curva de demanda. Si no hay ninguna oferta de salida relevante por encima de la curva de demanda, entonces Qh es la capacidad suministrada en el límite de la ronda de compensación.

P(Q): Representa la curva de demanda según lo especificado por el Secretario de Estado (precio en función de la cantidad).

Así la oferta de salida relevante mas baja, ubicada bajo la curva de demanda, entrega los valores Ql y Pl, y la más alta (ubicada sobre la curva) entrega Qh,Ph. Habiendo determinado estos valores, se puede evaluar la integral. Esta determina el beneficio del consumidor total entre dos puntos:

- P(Q) que corresponde a la curva de Demanda, indica cuanto valoran asignan los consumidores a cada unidad.
- Ql es el límite inferior de capacidad
- Qh es límite superior

Donde el beneficio al consumidor representa el valor total que los consumidores otorgan a la capacidad adicional.

A continuación, se calcula el costo adicional de adquirir este mayor nivel de capacidad para evaluar si el beneficio supera al costo. Para ello:

- Se calcula $Ph \cdot Q_h$, lo cual indica el costo total de adquirir un nivel superior de capacidad
- $Q_l \cdot P_l$ indica el costo de adquirir un nivel inferior.

Finalmente, el algoritmo responde la pregunta ¿El valor asociado a la adquisición de un nivel superior de capacidad es mayor que el costo de proporcionarla? Pa hacerlo, realiza la sustracción entre los dos productos mencionados, así:

- Si el resultado es positivo, la subasta se liquida a la mayor capacidad y precio (Q_h y P_h)
- Si el resultado es negativo, la subasta se liquida a la menor capacidad y precio (Q_l y P_l)



D. Aplicación

D.1. Curvas de oferta de los Casos de análisis

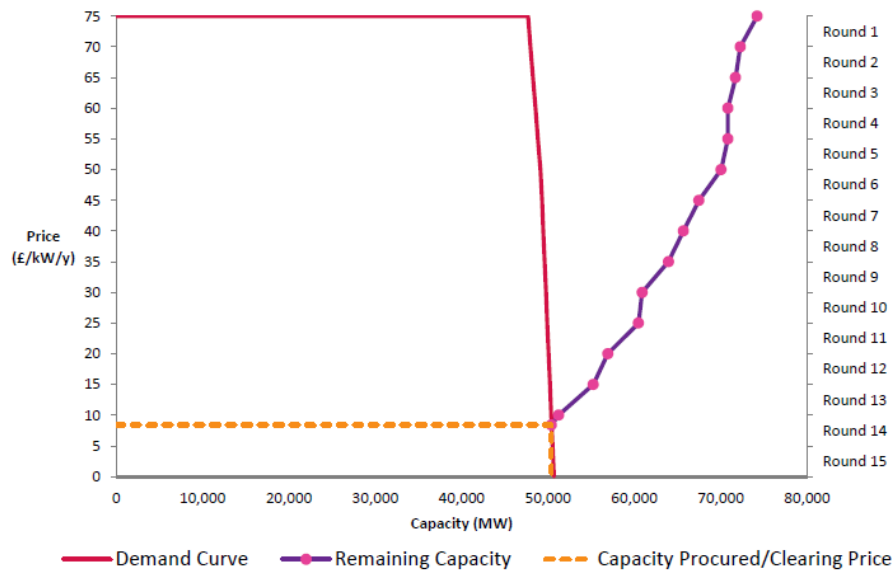


Fig. D1: Curva de oferta para año de entrega 2021-Caso 1 [33]

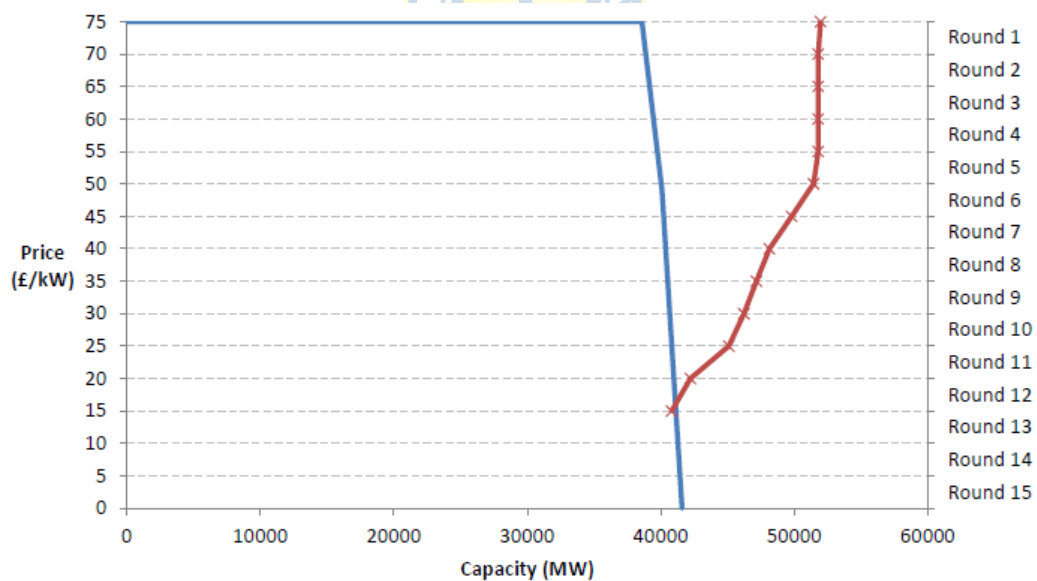


Fig. D2: Curva de oferta para año de entrega 2024-Caso 2 [34]

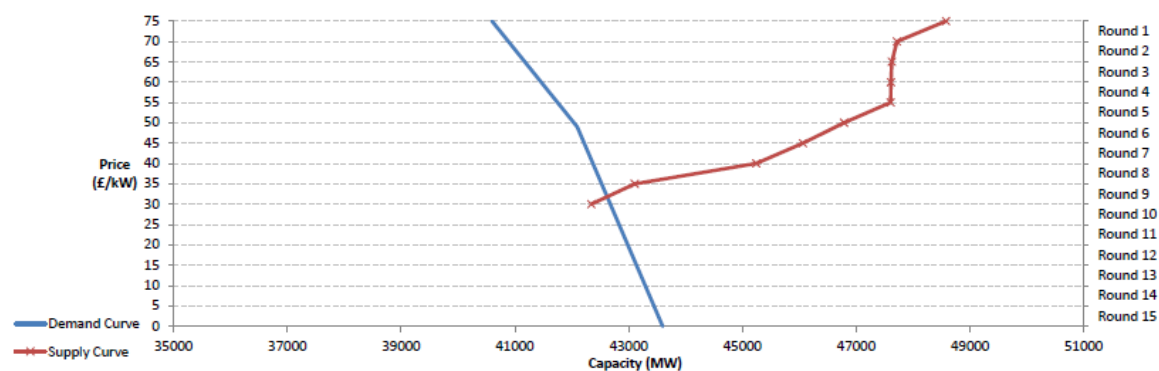


Fig. D3: Curva de oferta para año de entrega 2025-Caso [35]

D.2. Curvas adaptadas

Tabla D: Capacidad remanente por ronda adaptada al contexto nacional-Caso 1

Año de entrega 2021-Caso 1			
Ronda	Capacidad (x)	Capacidad remanente/oferta inicial	Chile
0	74242	1,00	16500
1	73800	0,99	16402
2	73250	0,99	16280
3	72500	0,98	16113
4	71500	0,96	15891
5	70500	0,95	15668
6	68500	0,92	15224
7	66000	0,89	14668
8	63000	0,85	14002
9	60500	0,81	13446
10	59500	0,80	13224
11	57500	0,77	12779
12	55000	0,74	12224
13	52000	0,70	11557
14	50415	0,68	11205

Tabla D1: Capacidad remanente por ronda adaptada al contexto nacional-Caso 2

Año de entrega 2024-Caso 2			
Ronda	Capacidad (x)	Capacidad remanente/oferta inicial	Chile
0	51981	1,00	13860
1	51000	0,98	13598
2	51000	0,98	13598
3	51000	0,98	13598
4	51000	0,98	13598
5	50900	0,98	13572
6	49800	0,96	13278
7	48000	0,92	12799
8	47000	0,90	12532
9	46000	0,88	12265
10	45000	0,87	11999
11	42000	0,81	11199
12	40819	0,79	10884
13	0	0	0
14	0	0	0

Tabla D2: Capacidad remanente por ronda adaptada al contexto nacional-Caso 3

Año de entrega 2025-Caso 3			
Ronda	Capacidad (x)	Capacidad remanente/oferta inicial	Capacidad remanente en Chile
0	48581	1,00	12870
1	47700	0,98	12637
2	47600	0,98	12610
3	47600	0,98	12610
4	47600	0,98	12610
5	46700	0,96	12372
6	46000	0,95	12186
7	45200	0,93	11974
8	43100	0,89	11418
9	42364	0,87	11223
10	0	0	0
11	0	0	0
12	0	0	0
13	0	0	0
14	0	0	0