



Propuesta de normativa para determinación potencia firme incluyendo centrales renovables

INFORME FINAL



Ministerio Federal de
Cooperación Económica
y Desarrollo

giz Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

develoPPP 
Where business meets development.

akuoenergy
dominican republic

Como empresa federal, la GIZ asiste al Gobierno de la República Federal de Alemania en su labor para alcanzar sus objetivos en el ámbito de la cooperación internacional para el desarrollo sostenible.

Publicado por:

Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Domicilios de la Sociedad
Bonn y Eschborn, Alemania

Friedrich-Ebert-Allee 32 + 36
53113 Bonn, Alemania
T +49 228 44 60-0
F +49 228 44 60-17 66

Dag-Hammarskjöld-Weg 1 – 5
65760 Eschborn, Alemania
T +49 61 96 79-0
F +49 61 96 79-11 15

E info@giz.de
I www.giz.de

Denominación del proyecto

Proyecto Developpp "Promoción de la Energía Renovable a través de Servicios Auxiliares en la República Dominicana"

Apdo. Postal 2960
Calle Juan García Bonelly No. 19, Edificio Corporativo DML
Local 2A, Ens. Julieta
10130 Santo Domingo
República Dominicana
T +1809 541-1430
I www.transicionenergetica.do

Responsable

Clemens Findeisen, Director Proyecto Developpp "Promoción de la Energía Renovable a través de Servicios Auxiliares en la República Dominicana", GIZ

Autores

Rigoberto Torres, Carlos Benavides, Ignacio Alarcón, Rodrigo Palma y Jorge Manriquez (Centro de Energía Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas Universidad de Chile)

Revisado por

Máximo Domínguez y René Báez (OC-SENI), Walmy Fernandez, Manasés Mercedes y Nataly Montezuma (GIZ)

Ejecutado por

Proyecto develoPPP "Promoción de la Energía Renovable a través de Servicios Auxiliares en la República Dominicana" de GIZ y Akuo Energy

Diseño/diagramación

DIAMOND media GmbH, Neunkirchen-Seelscheid, Alemania

Fotografías/fuentes:

Akuo Energy, Adobe Stock, iStock, Shutterstock

Material cartográfico

Las representaciones cartográficas tienen carácter netamente informativo y no han sido validadas por fuentes del derecho internacional público en lo que respecta a la determinación de fronteras y territorios. La GIZ no garantiza la actualidad, exactitud o integridad del material cartográfico puesto a disposición. No se asume responsabilidad alguna por cualquier perjuicio surgido directa o indirectamente de su uso.

Por encargo de:

Ministerio Federal de Economía y Protección del Clima
Stresemannstraße 34 – 37
10963 Berlin
T +49 (0)30 18 305-0
F +49 (0)30 18 305-4375

Santo Domingo, 2023

Propuesta de normativa para determinación potencia firme incluyendo centrales renovables

INFORME FINAL



CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO	10
1. INTRODUCCIÓN	13
2. METODOLOGÍA	15
2.1 Marco general	17
2.2 Marco teórico	18
2.2.1 Modelo marginalista determinista	19
2.2.2 Modelo de optimización con incertidumbre y ENS	20
2.2.3 Caso ilustrativo térmico con curvas screening	21
2.2.4 Observaciones	23
2.2.5 Distinciones en mercados de confiabilidad	23
2.2.6 Sobre los pagos por capacidad	24
2.2.7 Sobre limitaciones de suministro de un sistema	24
2.3 Revisión de la normativa nacional	25
2.4 Revisión de la normativa internacional	27
2.5 Comentarios derivados de la revisión	30
3. PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA DE POTENCIA FIRME	32
3.1 Indicadores de confiabilidad	32
3.1.1 Indicadores de suficiencia determinísticos	32
3.1.1.1 Margen de Reserva (RM)	32
3.1.1.2 Pérdida del Mayor Generador (LU)	33
3.1.2 Indicadores de suficiencia probabilísticos	33
3.1.2.1 Probabilidad de Pérdida de Carga (LOLP)	34
3.1.2.3 Energía Esperada No Suministrada (EENS)	34
3.2 Métodos para dimensionar capacidad	34
3.2.1 Introducción	34
3.2.2 Capacidad Efectiva de Acarreo de Carga	35
3.2.3 Capacidad o Potencia Equivalente Convencional	36
3.2.4 Capacidad Equivalente Firme	36
3.2.5 Capacidad Equivalente de Generación Sustituida	36
3.2.6 Cuantificación basada en optimización probabilísticos y determinísticos	37
3.3 Revisión del esquema de Potencia Firme dominicano y condicionantes	38
3.3.1 Síntesis metodológica de Potencia Firme en República Dominicana	38
3.3.1.1 Parque térmico	38
3.3.1.2 Parque hidroeléctrico	39
3.3.1.3 Parque eólico y fotovoltaico	39
3.3.1.4 Ajuste a demanda máxima	39
3.3.2 Condicionantes normativos de la Potencia Firme	39
3.4 Metodología general de inserción de Energía Renovable Variable más Almacenamiento en la Potencia Firme	40
3.4.1 Opciones de integración y análisis	40
3.4.2 Sobre Energía Renovable Variable en régimen especial	41
3.4.3 Discusión y selección	41
3.5 Metodología específica de inserción de Energía Renovable Variable más Almacenamiento en la Potencia Firme	41

3.5.1 ELCC/EFC determinístico	42
3.5.2 Muestreo con ELCC/EFC determinístico	43
3.5.3 Procedimientos de incorporación al esquema de Potencia Firme	44
3.5.4 Procedimientos de separación	44
3.5.5 Sobre cuestiones prácticas	45
3.6 Recomendaciones complementarias	45
3.6.1 Número de años del historial para cálculo de indisponibilidad	45
3.6.2 Sobre aplicación del factor único	46
3.6.3 Precio de la potencia de punta	46
3.6.4 Esquema de reliquidación	46
3.6.5 Procedimiento de encuadre de Potencia Firme a Demanda Máxima	47
3.6.6 Horas de punta, demanda máxima e indisponibilidad	47
3.6.7 Restricciones de Red	48
3.6.8 Modos de operación de centrales	48
4. RESULTADOS DE APLICACIÓN DE LA PROPUESTA METODOLÓGICA	50
4.1 Implementación de la metodología	50
4.2 Datos y descripción de ejercicio de prueba	51
4.2.1 Análisis y tratamiento de los datos recibidos	51
4.2.2 Descripción del ejercicio de aplicación metodológica	53
4.3 Ejercicio de estimación de capacidad perfecta	53
4.3.1 Capacidad perfecta conjunta y distribución empírica	53
4.3.2 Capacidad perfecta por tecnología	55
4.3.3 Análisis de resultados de estimación	57
4.4 Separación de CPE y discusión	58
4.5 Ejercicios con inserción de almacenamiento	60
4.5.1 Simulación de escenarios con almacenamiento	60
4.5.2 Caso de distribución de CPE y separación con almacenamiento	62
5. DISCUSIÓN FINAL Y CONCLUSIONES	64
REFERENCIAS	67
ANEXO A REVISIÓN ESTUDIOS DE NORMATIVA NACIONAL	69
ANEXO B REVISIÓN NORMATIVA INTERNACIONAL	75
1. Chile	75
1.1. Fundamentos	75
1.1.1. Síntesis histórica de los pagos por potencia	76
1.1.2. Normativa vigente	79
1.1.3. Síntesis	83
1.2.4. Nuevo reglamento en trámite (2022)	85
2. Perú	85
2.1. Descripción General	85
2.2. Metodología para estimar potencia de suficiencia de generación variable	87
3. CAISO-USA	87
3.1. Descripción General	87
3.2. Descripción de los mercados	88

LISTA DE FIGURAS

RESUMEN EJECUTIVO

Figura.1: Ejemplo, caso de distribución empírica CPE eólica fotovoltaica.	11
Figura.2: Gestión del almacenamiento, última semana de agosto, esc. Dem 2021, Gen 2021.	12

2. METODOLOGÍA

Figura 2.1: Diagrama del marco metodológico del estudio.	17
Figura 2.2: Esquema general planificación de sistemas eléctricos.	18
Figura 2.3: Curva de duración de la carga discretizada en bloques.	19
Figura 2.4: Problema primal y problema dual	20
Figura 2.5: Parque óptimo por medio de curvas de screening.	21
Figura 2.6: Costos marginales y equilibrio de rentas, caso con pago por capacidad.	22
Figura 2.7: Costos marginales y equilibrio de rentas, caso sin pago por capacidad y precios de escasez.	22
Figura 2.8: Mecanismos de capacidad en el mundo. Ref. Kozlova et al, 2022 [5].	28

3. PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA DE POTENCIA FIRME

Figura 3.1: Ejemplo de ejercicio de ELCC determinístico.	42
--	----

4. RESULTADOS DE APLICACIÓN DE LA PROPUESTA METODOLÓGICA

Figura 4.1: Distribución empírica de probabilidad CPEC obtenida en el ejercicio.	54
Figura 4.2: Histograma de probabilidad CPEC obtenida en el ejercicio.	54
Figura 4.3: Capacidad equivalente conjunta y marginal por escenario y tecnología.	55
Figura 4.4: Capacidad equivalente conjunta y aislada por escenario y tecnología.	56
Figura 4.5: Curvas de demanda/residual, escenario generación 2019 demanda 2019.	57
Figura 4.6: Curvas de demanda/residual, escenario generación 2021 demanda 2021.	58
Figura 4.7: Curvas de demanda/residual con almacenamiento, esc. Dem 2021, Gen 2021.	60
Figura 4.8: Gestión del almacenamiento, última semana de agosto, esc. Dem 2021, Gen 2021.	61
Figura 4.9: CP en función de tamaño de almacenamiento, esc. Dem 2018, Gen 2021.	61
Figura 4.10: CP en función de tamaño de almacenamiento, esc. Dem 2021, Gen 2021.	62

ANEXO

Figura 1: Resumen Metodología A. Ref. Baez2017.	72
Figura 2: Resumen Metodología B. Ref. Baez2017.	73
Figura 3: Histórico de generación por fuente en el SEN de Chile. Ref. datos CEN.	76
Figura 4: Línea de tiempo de desarrollo normativo asociado al pago por potencia en Chile.	78
Figura 5: Colocación de energía regulable hidroeléctrica. Potencia de Suficiencia en Chile.	81
Figura 6: Esquemático conceptual del cálculo de Potencia de Suficiencia en Chile.[6], [7]	83
Figura 7: Matriz de generación eléctrica en el SENI. Ref. COES-Perú 2021.	86
Figura 8: Generación eléctrica por tipo en California USA. Ref. California Energy Commission.	88

LISTA DE TABLAS

2. METODOLOGÍA

Tabla 2.1: Mecanismos de capacidad implementados en algunos mercados de Europa y Estados de Unidos.	16
Tabla 2.2: Caracterización de mercados de confiabilidad. Ref. Mastropietro 2016 [4]	23
Tabla 2.3: Síntesis general de revisión de mercados.	29

3. PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA DE POTENCIA FIRME

Tabla 3.1: Condicionantes normativos a cambios en Potencia Firme	39
Tabla 3.2: Contraste entre opciones de estimación de Potencia Firme ERV+A.	40

4. RESULTADOS DE APLICACIÓN DE LA PROPUESTA METODOLÓGICA

Tabla 4.1: Resultado de cruce de campos entre fuentes de datos recibidos.	51
Tabla 4.2: Síntesis general de centrales, series de datos y rellenos.	52
Tabla 4.3: Síntesis de resultados de CPE. Distribución y separación por tecnología.	59
Tabla 4.4: Resultados de CPE. Distribución y separación por tecnología con almacenamiento.	63

ANEXO

Tabla 1: Especificaciones de las propuestas de mejora en Domínguez 2013	71
Tabla 1: Insumos para el cálculo de la potencia de suficiencia por tipo de tecnología.	84
Tabla 2: Requerimientos de RA en California. Fuente NARUC	91
Tabla 3: Capacidad Calificada por tipo, como recurso de RA.	91

LISTA DE ABREVIATURAS

CAISO	California Independent System Operator
CDEC	Centro de Despacho Económico de Carga (previo, Chile)
CEN	Coordinador Eléctrico Nacional
CENS	Costo de la Energía No Suministrada
CMg	Costo marginal de Energía
CNE	Comisión Nacional de Energía
COES	Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (Perú)
COMA	Costo de Mantenimiento Anualizado
CPM	Capacity Procurement Mechanism (California, USAEUA)
CPUC	California Public Utilities Commission (California, EUA USA)
DER	Distributed Energy Resources
DR	Demand Response
DS	Decreto Supremo (Chile)
ECP	Equivalent Conventional Power (potencia equivalente convencional)
ELCC	Effective Load Carrying Capacity (Capacidad equivalente de suministro o acarreo de carga)
ENS	Energía No Suministrada
ERNC	Energías Renovables No Convencionales
ERV	Energías Renovables Variables
EUA	Estados Unidos de América
FERC	Federal Energy Regulation Committee (USA)
FV	Solar fotovoltaico
IEA	International Energy Agency
IPP	Independent Power Producer
ISO	Independent System Operator
LER	Ley de Incentivo a las Energías Renovables y Regímenes Especiales
LGE	Ley General Eléctrica
LGSE	Ley General de Servicios Eléctricos
LMP	Locational Marginal Price
LOLE	Loss of Load Expectation (expectativa de pérdida de carga)
LOLP dm	Loss of Load Probability en demanda máxima (Chile)
LOLP	Loss of Load Probability (probabilidad de pérdida de carga)
LSE	Load Serving Entity (USA)
MP	Margen de Potencia (Chile)
MR	Margen de Reserva (Perú)
MRT	Margen de Reserva Teórico
NERC	North American Electric Reliability Corporation (USA-Canada-Mexico)
NQC	Net QC (California USA)
OC	Organismo Coordinador
OTC	Over the Counter
PC	Perfect Capacity (California USA)
PdL	Proyecto de Ley
PPA	Power Purchase Agreement
QC	Qualifying Capacity (capacidad calificada California USA)

RA	Resource Adequacy (Suficiencia de recursos)
RER	Recurso Energético Renovables (Perú)
RLER	Reglamento de la LER
RLGE	Reglamento de la LGE
RM	Resolución Ministerial (Chile)
RPS	Renewable Portfolio Standard
RTO	Regional Transmission Operator (USA)
SEC	Superintendencia de Electricidad y Combustibles (Chile)
SEIN	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (Perú)
SEN	Sistema Eléctrico Nacional (Chile)
SENI	Sistema Eléctrico Nacional Interconectado
SIC	Sistema Interconectado Central (Chile)
SIE	Superintendencia de Electricidad
SING	Sistema Interconectado del Norte Grande (Chile)
SSCC	Servicios Complementarios
VOLL	Value of Loss of Load (Valor de la pérdida de carga o costo de falla)

RESUMEN EJECUTIVO

Se espera que con el crecimiento de los proyectos de generación de Energía Renovable Variable (ERV) la operación del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) de República Dominicana enfrente múltiples desafíos, entre ellos la necesidad de precisar la forma en la que estos generadores pueden contribuir a la seguridad y suficiencia del sistema eléctrico.

En el marco del proyecto “Promoción de la Energía Renovable a través de Servicios Auxiliares en la República Dominicana” ejecutado por la *Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ)*, en conjunto con Akuo Energy, se presenta el siguiente informe que tuvo como objetivo elaborar una metodología para el reconocimiento del valor de capacidad para el parque de generación en República Dominicana, incluyendo las plantas basadas en ERV.

Si bien los mecanismos de pagos por capacidad, ya sea propuestos o implementados en muchos países comparten la finalidad de promover la suficiencia, se diferencian en el diseño específico recogiendo las características del sistema y el marco conceptual del diseño del mercado eléctrico en cuestión. En consonancia, el marco metodológico general del estudio cubre desde la revisión de la experiencia internacional y los fundamentos teóricos del diseño de mercado eléctricos hasta un análisis crítico del procedimiento regulatorio nacional vigente. Sobre esta base se propone y sustenta un método para determinar potencia firme que incorpore coherentemente el aporte de las ERV a la suficiencia del suministro eléctrico dominicano. Este método se basa en el aporte al suministro de la demanda máxima en lógica de *peak load pricing* con remuneración acorde con el costo de la tecnología de generación más económica para cubrir demanda de potencia.

Este estudio mantiene el mecanismo vigente de probabilidades de excedencia y ajuste separados entre parque térmico e hidroeléctrico, buscando que la metodología de reconocimiento de capacidad ERV+A sea compatible con éste. No obstante, en el contexto de este estudio se plantean una serie de recomendaciones, adicionales a las establecidas en estudios previos. Estas provienen, en muchos casos, de la discusión e implementación

de mejoras al mecanismo de capacidad y otros relacionados, en los mercados de Chile y Perú, siendo el primero un diseño de mercado eléctrico que fue replicado en muchos países de Latinoamérica, incluyendo República Dominicana.

Cabe mencionar la distribución del pago por capacidad en el sistema peruano entre dos esquemas: una potencia firme, análogo al esquema dominicano, y un ingreso adicional por potencia generada. Este último como para fomentar la disponibilidad del parque en horas fuera de registro. Por el contrario, en Chile, las indisponibilidades se registran en todas las horas, siguiendo la lógica de pool obligatorio.

Las metodologías de estimación de capacidad de ERV vigentes en los pagos por capacidad de los países latinoamericanos revisados se basan en la generación promedio, o con un mayor nivel de certeza (p.e. excedencia 95%), en horas de demanda máxima, sustentados en indicadores de LOLP (*Loss of Load Probability*). Esto puede verse como una aproximación a metodologías más complejas, como las basadas en ECP (*Equivalent Conventional Power*) o ELCC (*Equivalent Load Carrying Capability*), cuando los niveles de participación de ERV+A son bajas. No obstante, la metodología de reconocimiento de capacidad ligada a suficiencia por medio del ELCC se va imponiendo en sistemas con participaciones más significativas de eólico y solar fotovoltaica (FV).

Si bien los mecanismos basados en ELCC, que al igual que ECP se sustentan en indicadores de LOLE (*Loss of Load Expectation*) que integran todas las horas de un periodo, reducen la discrecionalidad en las estimaciones de capacidad, su aplicación no está exenta de problemas. Entre ellos la complejidad de los cálculos, la separación entre conjunto y generador individual, y los criterios de expectativa de pérdida de carga en distintos periodos.

Sobre la base de una síntesis de requerimientos del marco metodológico basado en LOLE para dimensionar capacidad y la experiencia de California en USA, en contraste con cuestiones prácticas, se propone una metodología de reconocimiento de capacidad orientado al parque ERV+A.

El método propuesto, basado en ELCC/EFC (*Equivalent Firm Capacity*) determinístico, contrasta la capacidad de ER+A¹ para abastecer demanda adicional o sustituir capacidad perfecta. Para ello se simula el suministro en forma determinística, gestionando el almacenamiento de modo de minimizar la capacidad perfecta adicional al parque ER+A necesaria. Sobre la base de un muestreo de escenarios de producción ER+A se construye una distribución empírica de capacidad perfecta equivalente (CPE), ver Figura.1, que complementa el procedimiento vigente, basado en distribuciones de disponibilidad del parque generador térmico e hidroeléctrico, establecido en la reglamentación dominicana. De este último procedimiento se determina el umbral de certeza a partir del cual se estima la potencia firme conjunta de

cada grupo tecnológico. Finalmente, la potencia firme conjunta de ERV+A, se distribuye entre generadores a partir de criterios de separación usando sensibilidades sobre las simulaciones de EFC determinístico, ya sea marginales, promedio u otras.

Con información de perfiles de generación y demanda horaria real, más técnicas de relleno de series tiempo de datos correlacionados, se lleva a cabo el muestreo metodológico que incluye 6 series temporales de demanda (2016 a 2021) y 4 de generación ERV (2018 a 2021) conformando un total de 24 escenarios. Con esto se logra construir exitosamente la distribución de CPE, cuyo resultado se grafica en la Figura.1.

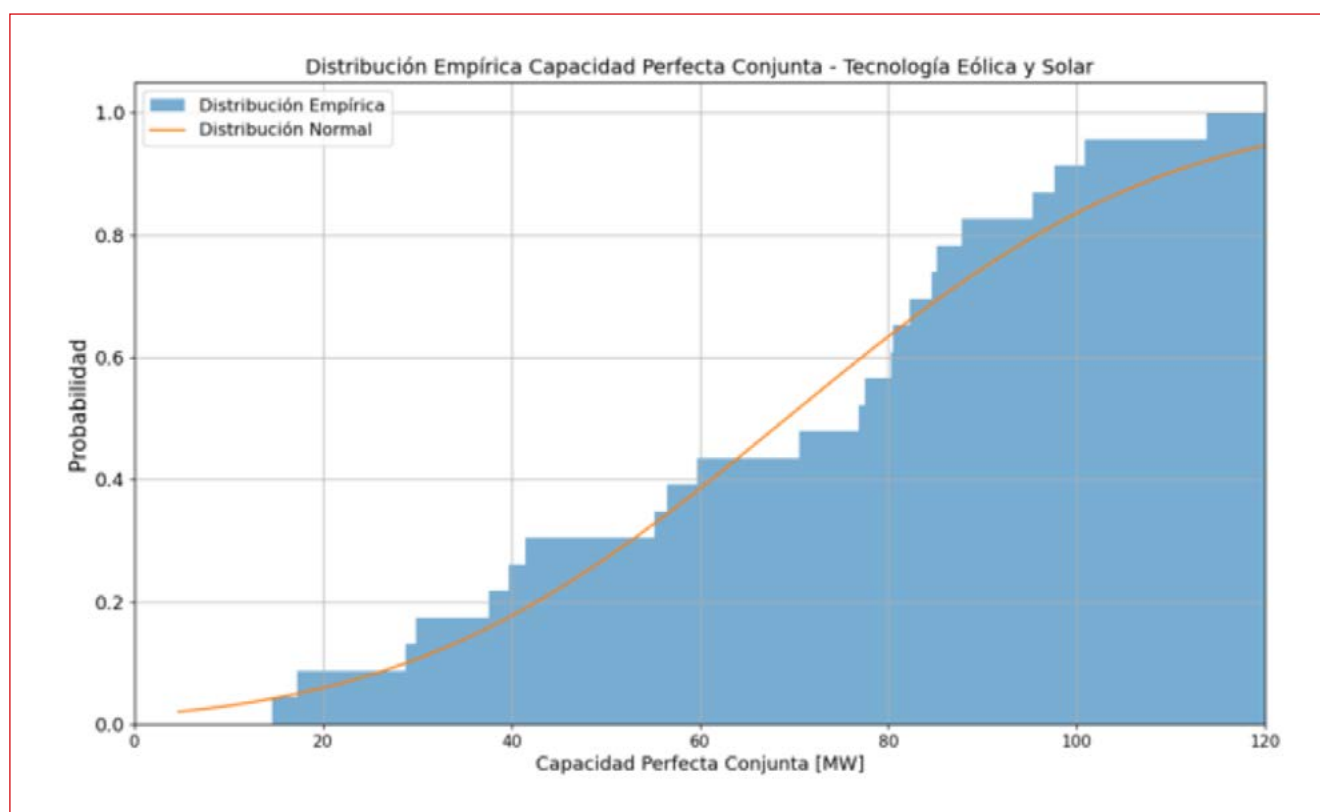


Figura.1: Ejemplo, caso de distribución empírica CPE eólica fotovoltaica.

¹ Se usa ER+A en vez de ERV+A, para incluir el parque hidroeléctrico, que puede ser tratado e integrado en la misma metodología propuesta.

En este ejercicio, la potencia equivalente para un umbral de certeza de 90% indica 21.9 [MW]. Considerando un almacenamiento de 250 [MW], con energía para 5 [horas] de regulación y 90% de eficiencia en carga y descarga respectivamente, en la Figura.2 se grafica una semana de gestión que refleja el uso para atenuar las puntas de demanda residual.

La potencia conjunta ERV+A para el umbral de certeza de 90% que se obtiene es de 247 [MW]. Por su parte, en el ejercicio para el almacenamiento aislado se obtienen 170 [MW]. De esta manera, el conjunto alcanza 55.6 [MW] adicionales, por sobre lo que se obtendría en forma separada, dando cuenta de la no linealidad del fenómeno y de un efecto superaditivo en este caso.

Los tiempos de cómputo necesarios para efectuar los ejercicios reportados son bajos (minutos). Esto, aunado a la validación de los casos de prueba, demuestran la viabilidad práctica de la metodología.

Finalmente, se exploraron distintos criterios de separación entre tecnologías con efectos distinguibles. La aplicación de criterios que permitan reforzar propiedades deseables, como la estabilidad de las señales de inversión, son necesarios y por ello se recomienda continuar profundizando el tema en estudios específicos.

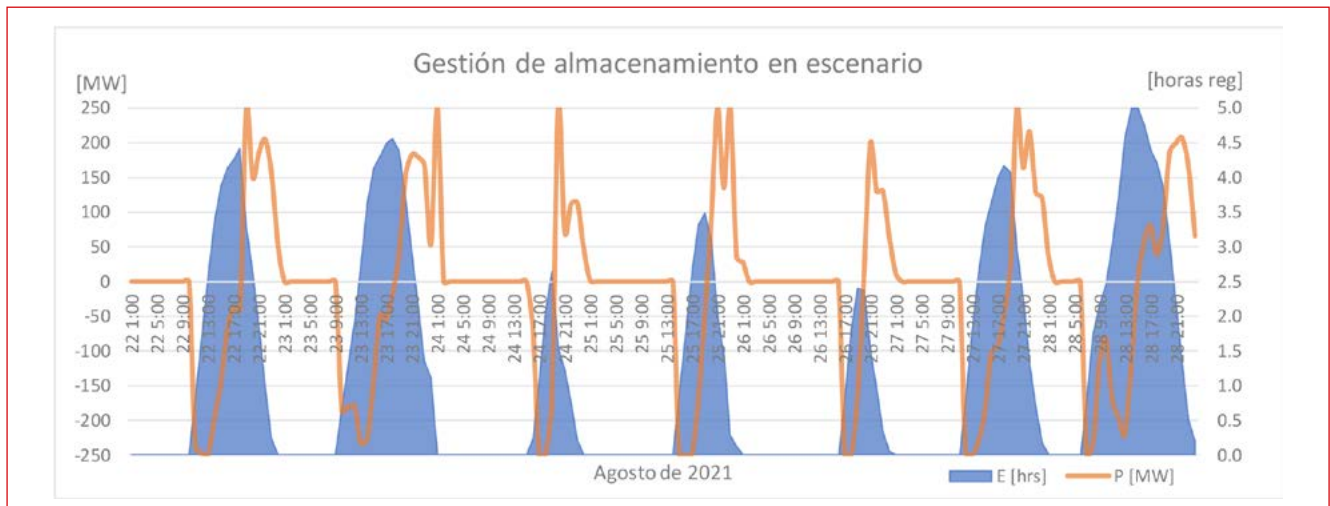


Figura.2: Gestión del almacenamiento, última semana de agosto, esc. Dem 2021, Gen 2021.



1. INTRODUCCIÓN

Se espera que con el crecimiento progresivo de los proyectos de generación de energía renovable variable (ERV), la operación del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) de República Dominicana enfrente desafíos operativos vinculados a la naturaleza de la generación de ERV.

Una alta penetración de ERV en un sistema aislado, como el SENI, impactará el control de la operación y la estabilidad, desde la perspectiva de los parámetros de frecuencia y voltaje, reflejándose también en efectos económicos resultantes de la gestión confiable de la variabilidad de las plantas renovables.

Debido a dicho incremento de generación de ERV, es necesario establecer nuevas formas en las que las centrales eléctricas que

utilizan estas tecnologías puedan contribuir a la seguridad y suficiencia del sistema eléctrico dominicano creando un mercado auxiliar en el que puedan participar.

Las mejores prácticas internacionales indican que un producto que podría proporcionarse es el de capacidad equivalente (potencia firme). Actualmente en la República Dominicana, la valorización de la capacidad firme para centrales eléctricas convencionales está regulada de acuerdo con el “Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad No. 125-01” (RALGE). Este mecanismo fue puesto en vigor inicialmente en el año 1998, siendo luego incorporado en el Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad, vigente desde el año 2002, con modificaciones menores.

El detalle de actividades para la implementación normativa se define y amplía en el “Manual de Procedimientos de los Procesos Comerciales del Organismo Coordinador”. Esta normativa está concebida para un sistema principalmente térmico, complementado por generación hidroeléctrica. En este contexto no se contempló la posibilidad de tener niveles de penetración significativos de ERV, ni el impacto de las tecnologías de almacenamiento en la gestión del balance oferta-demanda en los sistemas eléctricos.

En la medida en que el sistema eléctrico dominicano ha ido transitando hacia una mayor integración de las energías renovables, se va haciendo más evidente la necesidad de actualizar esta normativa, no solo para incluir los aportes que las nuevas tecnologías pueden hacer a la suficiencia del sistema, sino también para adecuar la misma a las características operacionales del parque de generación de República Dominicana.

Relevante a esto es lo establecido en el artículo 122 del “Reglamento de Aplicación de la Ley No. 57-07”, donde se establece que las centrales ERV no tendrán valor de capacidad, que era lo que se consideraba como buena práctica cuando se publicó este reglamento en el año 2008.

Debido a lo establecido anteriormente y reconociendo la necesidad de actualizar estos procedimientos operativos y comerciales para gestionar mejor las nuevas tecnologías de ERV, se llevó a cabo un estudio con el objetivo de recomendar los próximos pasos que se deben tomar para modernizar el marco regulatorio del sector eléctrico de la República Dominicana.

2. METODOLOGÍA



Los mecanismos de capacidad o esquemas de pagos por capacidad son instrumentos regulatorios diseñados para reforzar las señales económicas de corto plazo con una remuneración adicional para atraer inversiones y promover la suficiencia del sistema en mercados eléctricos mayoristas competitivos. Para cumplir sus fines, es deseable que esta remuneración sea estable y no introduzca ineficiencias en el mercado. Su efecto se logra atrayendo inversiones para cubrir el crecimiento previsto de la demanda, o evitando o retrasando el retiro del parque generador en un contexto en que pierden rentabilidad en el mercado.

Si bien los mecanismos de pagos por capacidad, ya sea propuestos o implementados en muchos países comparten la finalidad de promover la suficiencia, se diferencian en el diseño específico para hacerlo. Una clasificación ampliamente usada los separa según el objeto central entre los basados en precio y basados en cantidad y según el ámbito entre los dirigidos (*targeted*) y los de mercado amplio (*market-wide*) [1]. En términos generales, los mecanismos considerados de mercado amplio corresponden a aquellos que remuneran todos los recursos existentes en el sistema, mientras que los dirigidos buscan remunerar recursos puntuales, fuera del mercado, para alcanzar los objetivos de confiabilidad.

El problema de asegurar la suficiencia de los sistemas eléctricos frente al incremento de las energías renovables se torna más complejo. Al respecto, se debería tener en consideración:

- Los mecanismos de capacidad se deben diseñar evitando introducir distorsiones de mercado.
- Lo anterior, evitando sustituir a las señales de mercado, de modo que sea sólo un piso para asegurar un estándar mínimo de suficiencia.
- Los mecanismos de capacidad asociados a volúmenes, como las reservas estratégicas, son de fácil implementación y permiten abordar la estrechez de corto plazo, pero no aseguran los niveles adecuados de inversión en el largo plazo.
- Los mercados de capacidad a gran escala deben considerar neutralidad tecnológica, incluir tanto a la generación como

a la demanda y tener un enfoque de largo plazo. Además, el uso de penalizaciones puede asegurar la disponibilidad de los recursos contratados o remunerados.

- Para permitir la participación de recursos externos, por medio de interconexiones, las reglas de contratación deben ser claras y transparentes, en correspondencia con los mecanismos de confiabilidad de los sistemas involucrados.

Es interesante destacar que muchos de los sistemas eléctricos, una vez liberalizados, funcionaron como mercados únicamente de energía, sin incorporar mecanismos de capacidad. En los últimos años, varios de estos sistemas han introducido mercados de capacidad o reformulado los mecanismos existentes. Por ejemplo, Gran Bretaña, Francia e Italia los implementaron, mientras que otros los evalúan. La Tabla 2.1 ilustra la experiencia internacional en los mercados asociados a capacidad entre Estados Unidos y Europa².

Tabla 2.1: Mecanismos de capacidad implementados en algunos mercados de Europa y Estados Unidos.

Región/mercado	Mecanismo de Capacidad	Comentarios
Estados Unidos		
PJM	De mercado amplio (market-wide)	Mecanismo de capacidad más antiguo y de mayor extensión de USA
NYISO	De mercado amplio	Notable por ser un mercado spot mensual
ISO-NE	De mercado amplio	Utiliza una curva de demanda vertical
CAISO	Subastas de capacidad	Actualmente considerando mecanismos de capacidad alternativos, con el objetivo de establecer requerimientos de confiabilidad y flexibilidad
MISO	Subastas de capacidad	
ERCOT	Sin mecanismo explícito	Generadores tienen ingresos adicionales sumándose al mercado de balance y de energía; se han organizado subastas para respuesta de demanda
Europa		
Reino Unido	De mercado amplio	Participación opcional en subastas de capacidad
Francia	De mercado amplio	Descentralizado
Italia	De mercado amplio	
Alemania	Mecanismo dirigido, orientado a volumen	
Suecia	Mecanismo dirigido, orientado a volumen	Reservas estratégicas
España	Mecanismo dirigido	Pagos por capacidad
Bélgica	Mecanismo dirigido, orientado a volumen	Reservas estratégicas

2 IEA, "Re-powering Markets, Market design and regulation during transition to low-carbon power systems", 2016

La inserción de energías renovables variables y su integración en los esquemas de mercados eléctricos competitivos ha sido fuente de fuerte investigación en la última década. Con la baja en los costos ya experimentados y proyectados tanto por estas tecnologías como las de almacenamiento de energía, en conjunto con los objetivos derivados de las metas de cambio climático, se espera una creciente y definitiva participación de energía renovable en las matrices de generación de los sistemas eléctricos del futuro. La asíntota de esta proyección se traduce en sistemas eléctricos con costos marginales cercanos a cero, o suficientemente bajos como para que los mercados de corto plazo basados en costo incremental no produzcan los ingresos suficientes. De esta manera, los mercados de corto plazo basados en costos marginales deberán ser rediseñados. En el contexto de esas proyecciones, los mecanismos de remuneración de la capacidad adquieren una mayor relevancia y, en éstos, el reconocimiento de capacidad a las energías renovables resulta ineludible.

2.1 Marco general

El marco metodológico general del estudio, centrado en proponer una metodología para determinar la potencia firme en el mercado eléctrico de República Dominicana que integre coherentemente el aporte de las energías renovables a la suficiencia de suministro, cubre desde la revisión del contexto regulatorio y los fundamentos teóricos del diseño de mercados, hasta un proceso participativo de presentación y realimentación de la propuesta. La siguiente figura ilustra el esquema de trabajo en la forma de fases interrelacionadas y sus principales materias a tratar.

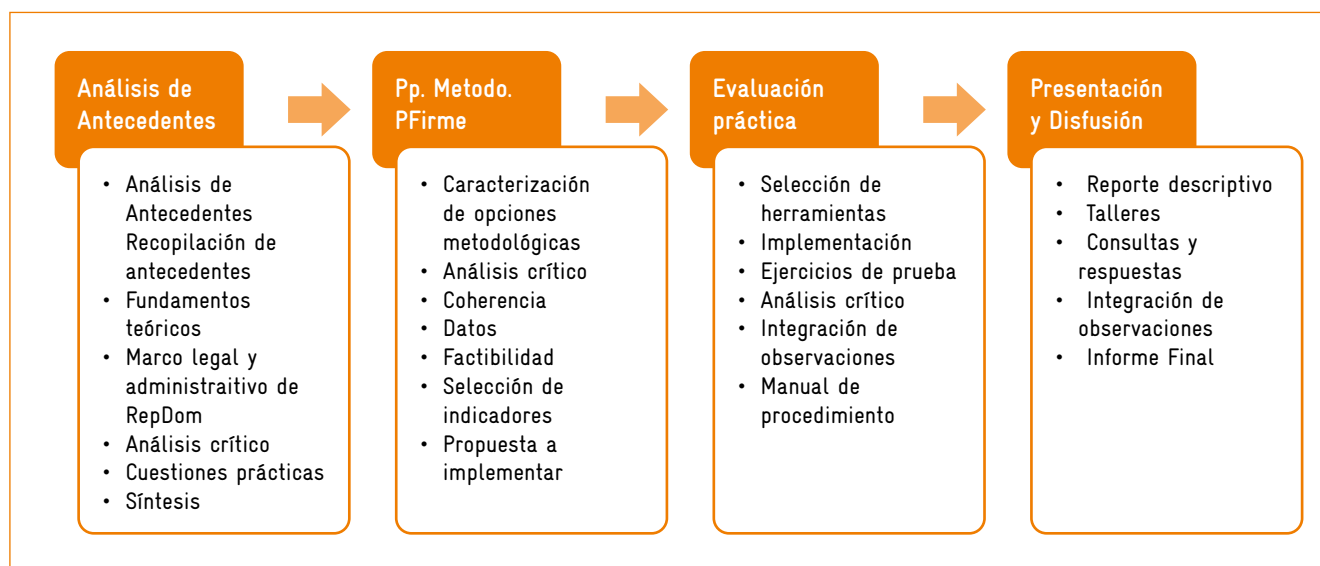


Figura 2.1: Diagrama del marco metodológico del estudio.

2.2 Marco teórico

Desde un punto de vista centralizado la planificación de un sistema eléctrico abarca desde las decisiones de inversión en el largo plazo hasta la programación y despacho de unidades en tiempo real. La Figura 2.2 ilustra este proceso temporal identificando diversas problemáticas y conceptos. La confiabilidad de sistemas eléctricos, entendida como su habilidad para dar un suministro bajo estándares aceptables, abarca dos conceptos entrelazados: suficiencia y seguridad³. La suficiencia se refiere a la capacidad para dar suministro adecuado a la demanda agregada en todo momento, considerando salidas programadas o imprevistas de componentes del sistema razonablemente esperadas. La seguridad es la habilidad del sistema de soportar perturbaciones como cortocircuitos o pérdida de componentes.

Con la liberalización de los mercados, las inversiones, particularmente en generación, las realizan agentes del mercado bajo lógicas de evaluación privada de proyectos, en forma

descentralizada. De esta manera, en diseño de mercado surge la necesidad de asegurar la confiabilidad del sistema y crear esquemas de provisión y remuneración que direccionen las decisiones hacia los estándares deseados. Una forma posible es a través de la definición de un producto, su demanda y precio. Siguiendo los principios tarifarios del *peak load pricing* [2], en un contexto de sistema dominado por plantas térmicas, el producto se asocia a la capacidad para dar suministro en horas de punta. A esta capacidad se le asoció el término firmeza como el aporte confiable de una unidad generadora al suministro del sistema. La idea central del *peak load pricing* se sintetiza en la siguiente sección.

Siguiendo la descomposición de la confiabilidad entre suficiencia y seguridad, la firmeza luego es descompuesta entre aporte a la suficiencia y provisión de servicios complementarios (SSCC). Así, dan lugar a mercados que se entrecruzan, en donde la suficiencia apunta al largo plazo y los SSCC abarcan el conjunto de servicios destinados a satisfacer necesidades específicas de la operación segura de corto plazo de los sistemas.

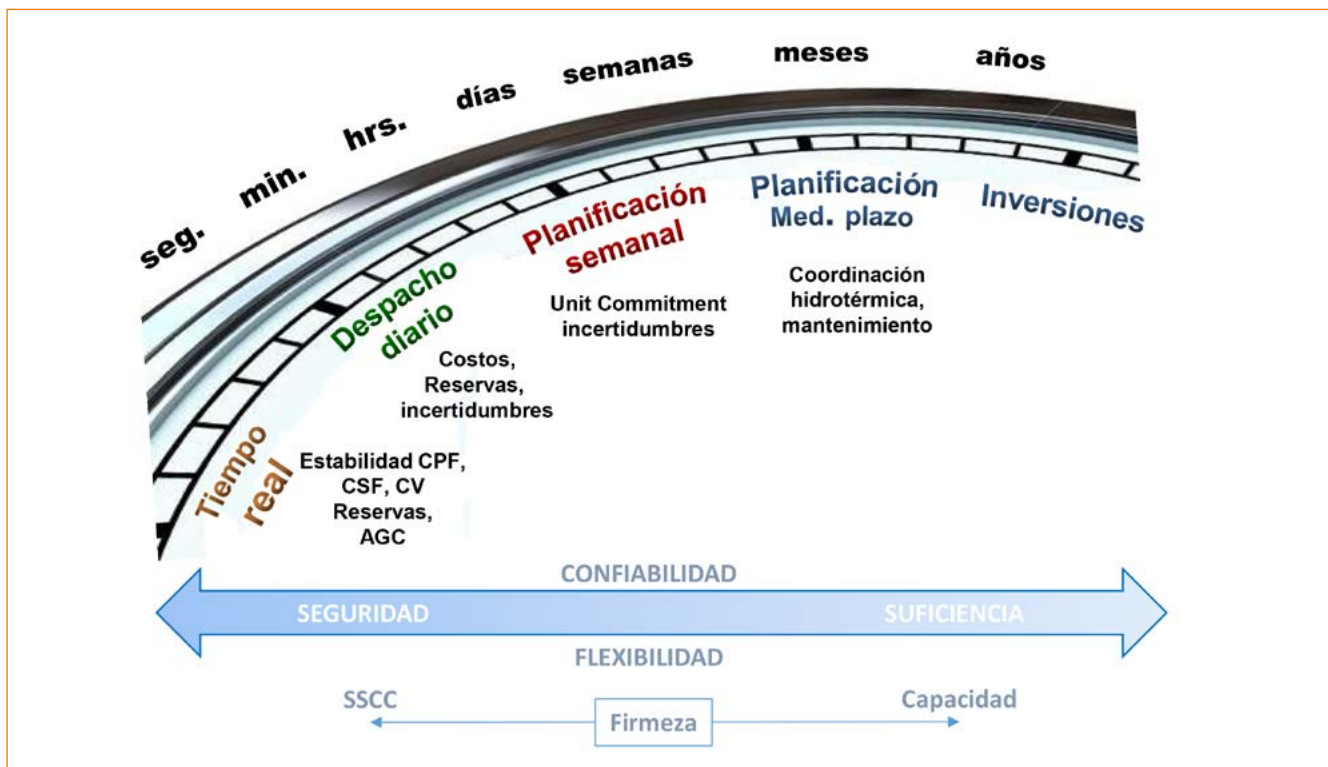


Figura 2.2: Esquema general planificación de sistemas eléctricos.

3 NERC-USA

Un concepto más reciente, introducido como consecuencia de la integración masiva de energías renovables variables, es la flexibilidad de los sistemas. Esta puede entenderse como la habilidad o característica de un sistema eléctrico para adaptarse a las condiciones de variabilidad e incertidumbre en generación y demanda, de forma confiable y costo eficiente, en todas las escalas de tiempo. Así, en las distintas escalas de tiempo, la flexibilidad condiciona la operación del sistema desde la planificación hasta la operación en tiempo real, con variados efectos en la confiabilidad y costos del sistema. Mientras que la confiabilidad se centra en la existencia de los recursos y su gestión, la flexibilidad enfatiza la rapidez con que los recursos puedan desplegarse y la habilidad del sistema para adaptarse.

2.2.1 Modelo marginalista determinista

El problema de planificación óptima del parque generador se puede modelar en su versión simplificada, según el siguiente problema de optimización lineal:

$$\min Z = \sum_{i=1}^{NG} a_i P_i + \sum_{i=1}^{NG} \left[b_i \left(\sum_{j=1}^{NB} G_{ij} N_j \right) \right]$$

Sujeto a:

$$N_j \left(\sum_{i=1}^{NG} G_{ij} \right) \geq D_j N_j; \quad j=1, \dots, NB \quad \lambda_j \quad (1)$$

$$\sum_{i=1}^{NG} P_i \geq D_{max} \times (1+MRT) \quad \lambda_0 \quad (2)$$

$$P_i N_j - G_{ij} \geq 0 \quad \mu_i \quad (3)$$

$$P_i G_{ij} \geq 0 \quad (4)$$

Donde:

a_i : Costo de inversión y COMA central i, anualizado en US\$/MW

b_i : Costo de operación variable de central i en US\$/MWh

P_i : Capacidad de la central i a instalar en MW

G_{ij} : Generación de la central i en el bloque j en MW

N_j : Cantidad de horas del bloque j en horas

λ_0 : Variable dual (precio sombra) asociada a restricción de demanda máxima

λ_j : Variable dual (precio sombra) asociada a restricción de energía bloque j

μ_i : Variable dual (precio sombra) asociada a restricción de generación i

MRT : Margen de reserva teórico

NB : Número de bloques horarios

La siguiente figura muestra una curva de duración de la carga, discretizada en bloques, con las variables que se consideran en el problema de optimización presentado anteriormente.

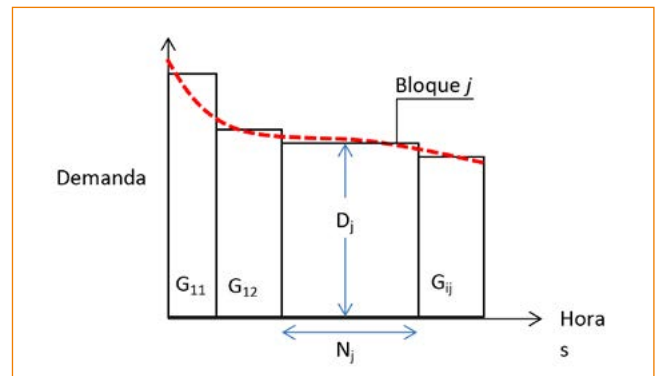


Figura 2.3: Curva de duración de la carga discretizada en bloques.

El plan de expansión óptimo es aquel que minimiza el costo inversión, COMA y operación. La evaluación se trabaja a base de anualidades que suponen una vida útil de cada solución tecnológica. El modelo está sujeto a distintas restricciones. La restricción (1) corresponde al balance de energía por bloque, la restricción (2) a la restricción de suficiencia de demanda máxima. De acuerdo con la legislación actual, el margen de reserva es el mínimo sobre equipamiento en capacidad de generación que permite abastecer la potencia de punta en un sistema o subsistema eléctrico con una suficiencia determinada. Las restricciones (3) y (4) representan las cotas de generación.

De la teoría de dualidad, para este problema planteado como lineal en variable continua, se conoce que el problema primal planteado tiene una representación dual como se muestra en la siguiente figura.

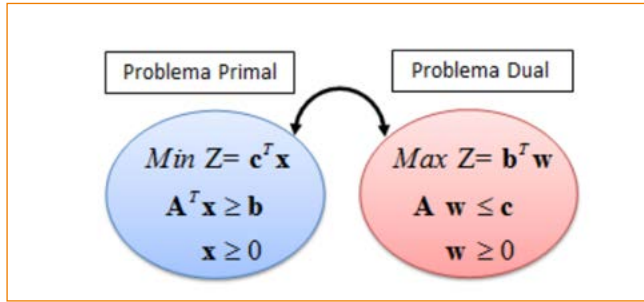


Figura 2.4: Problema primal y problema dual

La función objetivo del problema dual se escribe como:

$$Max z = \lambda_0^* \times (1 + MRT) \times D_{max} + \sum_{j=1}^{NB} \lambda_j^* D_j N_j$$

En el óptimo se cumple que el pago por potencia ($\lambda_0^* \times (1 + MRT) \times D_{max}$) y el pago por energía ($\sum_{j=1}^{NB} \lambda_j^* D_j N_j$) se recuperan el costo de inversión y operación del sistema. La variable dual λ_0^* corresponde al costo marginal de incrementar la capacidad instalada y típicamente se ha utilizado el valor del costo de inversión (en US\$/kW) de una turbina de gas por ser la de menor costo de inversión. La variable λ_j^* representa el costo marginal de la energía (en US\$/MWh) en cada bloque. La siguiente ecuación representa la condición de optimalidad del problema dual y primal:

$$\lambda_0^* \times (1 + MRT) \times D_{max} + \sum_{j=1}^{NB} \lambda_j^* D_j N_j = \sum_{i=1}^{NG} a_i P_i^* + \sum_{i=1}^{NG} \left[b_i \left(\sum_{j=1}^{NB} G_{ij}^* N_j \right) \right]$$

Igualmente, es posible demostrar que para cada central se cumple que la remuneración recibida cubre todos sus costos.

Lo anterior también es válido en una lógica de equilibrio de mercado en que, si se invierte 1 MW adicional en alguna central, causará una reducción en los costos marginales que no lo hará rentable. Por el contrario, si se retira una 1 MW en alguna central, los costos marginales subirán, haciendo atractivo incrementar la inversión. El equilibrio de este juego es el óptimo marginalista.

2.2.2 Modelo de optimización con incertidumbre y ENS

Un tipo de modelo de optimización con incertidumbre es aquel que minimiza el costo de inversión y el valor esperado del costo de operación y energía no suministrada. La estructura de este es similar a la del modelo anterior.

$$\min Z = \sum_{i=1}^{NG} a_i P_i + \sum_{s=1}^{Ns} p_s \times \left(\sum_{i=1}^{NG} \left[b_i \left(\sum_{j=1}^{NB} G_{sij} N_j \right) \right] \right) + \sum_{s=1}^{Ns} \sum_{j=1}^{NB} p_s \times CF \times ENS_{sj}$$

$$N_j \left(\sum_{i=1}^{NG} G_{sij} \right) + ENS_{sj} \geq D_j N_j ; \quad \forall j \forall s \quad (5)$$

$$f_{ij}^s P_i N_j - G_{ij} \geq 0 \quad (6)$$

Donde el índice s representa los escenarios, p_s la probabilidad de cada escenario y N_s el número total de escenarios. ENS_{sj} representa la energía no suministrada para cada escenario, CF es el costo de falla y f_{ij}^s es un factor para limitar la potencia máxima para cada escenario. El índice s podría representar los escenarios hidrológicos o los escenarios climáticos que determinan la generación anual eólica o solar. La potencia instalada que resulta del modelo de optimización toma en cuenta estos distintos escenarios. Si por ejemplo la probabilidad de que ocurra un escenario de hidrología seca no es baja, entonces el modelo de optimización dará como resultado una potencia instalada que permita cubrirse contra estos eventos extremos. Por el contrario, si la probabilidad de que ocurra una hidrología seca es muy baja, el modelo podría entregar como resultado una potencia instalada que no satisface la demanda máxima en hidrología seca y habría energía no suministrada (ver ecuación 5). Lo anterior debido a que en términos de valor esperado (función objetivo) no sería óptimo sobreinstalar capacidad para cubrirse contra ese escenario. Por tanto, los balances de transferencia de potencia se harían entre menos participantes.

La metodología para definir el pago por suficiencia o firmeza no necesariamente responde a un modelo de minimización de valor esperado. Al definir las potencias de las centrales a partir de escenarios de alta confianza de abastecimiento se adopta un esquema que busca reducir la posibilidad de falla de suministro. Desde el punto de vista matemático, esto se traduce en incorporar una restricción al modelo de optimización como la que se muestra a continuación, donde la potencia de suficiencia que pueden aportar las centrales se calcula mediante el producto de un factor

constante f_i^p y la potencia máxima de la central P_i . El factor f_i^p se define bajo al criterio conservador y no es el resultado de un modelo de optimización. Por tanto, la potencia instalada que resulta del modelo no necesariamente es la potencia óptima desde el punto de vista del valor esperado.

$$\sum_{i=1}^{NG} f_i^p P_i \geq D_{max} \times (1 + MRT) \quad (7)$$

La utilización del criterio de reducir la falla de suministro se adopta por una serie de cuestiones prácticas, entre ellas: implementación de racionamiento por capacidad de pago, desconocimiento de las probabilidades de los distintos escenarios, desconocimiento del costo de falla o, simplemente, por las implicancias políticas sobre el regulador que significan el racionamiento de un bien básico fundamental para la economía y que suele denominarse crisis energética.

Alternativamente, esto puede interpretarse sobre la base de la turbina de punta como sigue. Si se considera que la demanda paga por suficiencia un parque generador compuesto de turbinas de punta de baja tasa de falla más un margen de reserva, entonces ese es el estándar intrínseco con el que se buscaría reconocer y remunerar capacidad.

2.2.3 Caso ilustrativo térmico con curvas screening

En el siguiente conjunto de figuras se ilustran en forma gráfica, a través de curvas screening los conceptos del peak load pricing, en los casos con y sin pagos por capacidad. En el segundo, el ingreso adicional de los generadores para cubrir inversiones proviene de la existencia de periodos de alto precio en que la demanda no es suministrada en su totalidad.

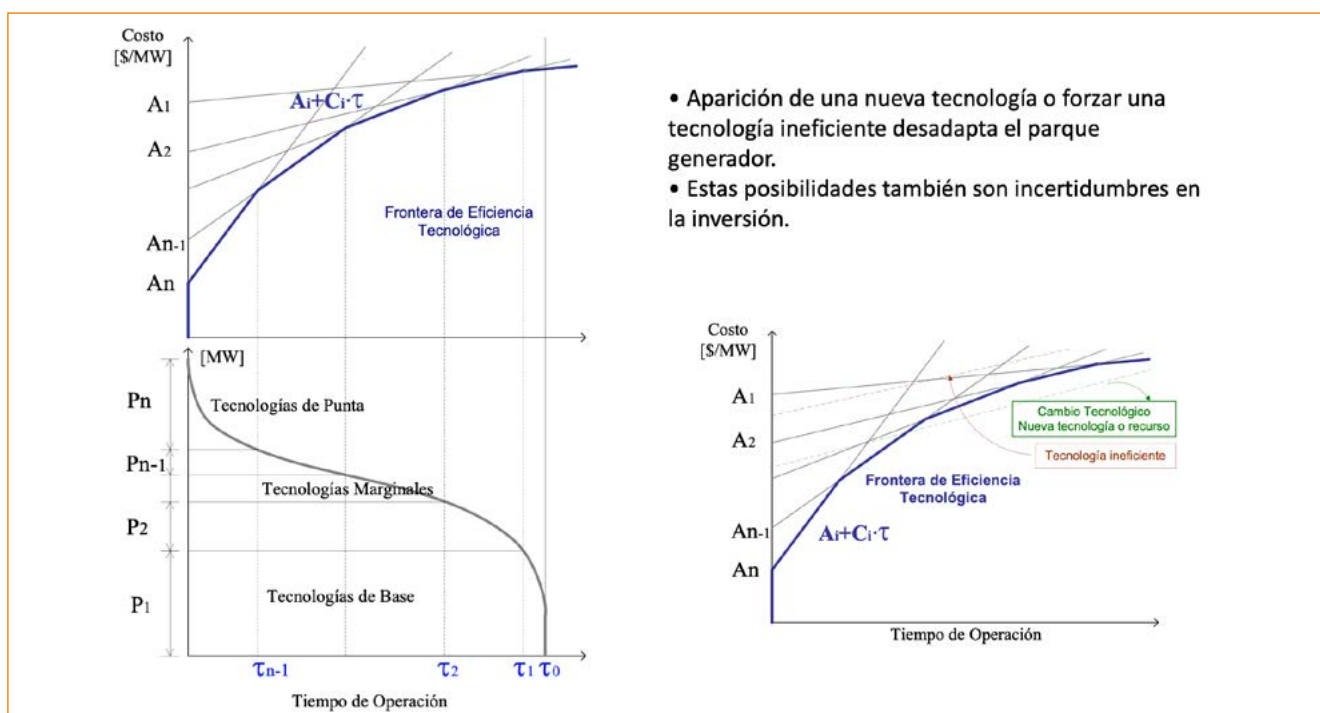


Figura 2.5: Parque óptimo por medio de curvas de screening.

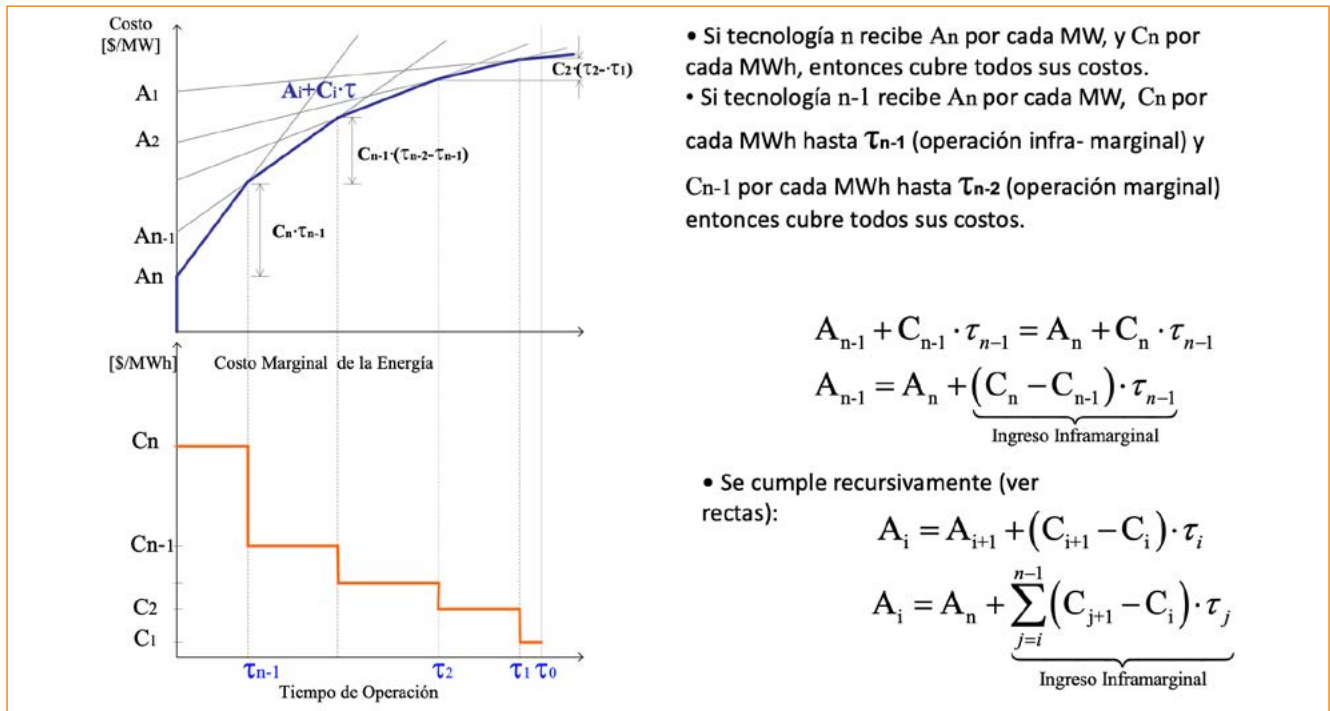


Figura 2.6: Costos marginales y equilibrio de rentas, caso con pago por capacidad.

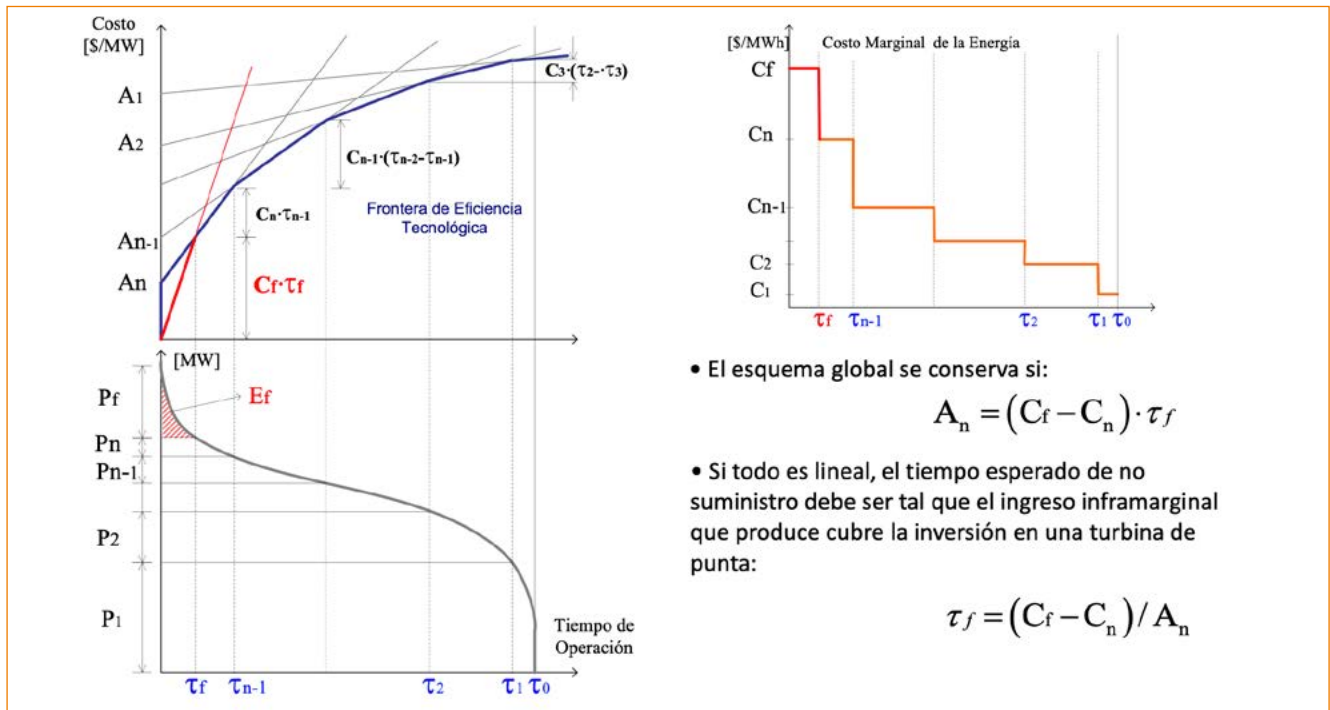


Figura 2.7: Costos marginales y equilibrio de rentas, caso sin pago por capacidad y precios de escasez.

2.2.4 Observaciones

En condiciones ideales de un sistema adaptado a la demanda: el esquema sin pagos por capacidad se cumple incluso con incertidumbres en disponibilidad y energía primaria para múltiples tecnologías de generación [3].

En la práctica de los sistemas reales, las condiciones no son tan ideales. Entre ellas:

- Incertidumbres (costos, decisiones de inversión, demanda, energía primaria, desarrollo de la red, regulatorias...).
- Aversión al riesgo.
- Asimetrías de información y falta de información (ej. VOLL).
- Poder de mercado.
- Imposibilidad de “desinversión” de instalaciones.
- Barreras de entrada y disputabilidad del mercado.
- Intervenciones, p.e. “*Price-cap & the missing money problem*”, Net metering, etc.

- Desarrollo tecnológico.
- Impacto de los racionamientos.
- Política pública y metas de desarrollo sostenible.
- Inelasticidad de la demanda.
- Economías de escala e indivisibilidad de proyectos.
- Externalidades.
- Existencia de restricciones técnicas y no linealidad en muchos problemas (Ej. Suficiencia es un problema no lineal, superaditivo).
- Efectos que introduce el almacenamiento de energía.

2.2.5 Distinciones en mercados de confiabilidad

Los pagos por capacidad no son la única vía para asegurar la confiabilidad. En la Tabla 2.2 se presenta una síntesis de mecanismos de remuneración de capacidad y elementos de diseño en su implementación [4].

Tabla 2.2: Caracterización de mercados de confiabilidad. Ref. Mastropietro 2016 [4]

Mecanismo de adquisición			
Centralización del mecanismo	Centralizado		Decentralizado
Estimación de la demanda	Centralizada		Decentralizada
Lado comprador	Demanda regulada	Demanda total del sistema	Demanda libre
Lado vendedor	Plantas existentes		Plantas nuevas
	Selección de tecnologías		Neutral
	Recursos domésticos		Recursos internacionales
	Recursos de generación		Interconexiones
Recursos de demanda			
Disposiciones de los contratos			
Periodo de carencia	De unos pocos meses (existentes) a muchos años (nuevos entrantes)		
Duración del contrato	De uno a muchos años (cobertura de riesgo)		
Fórmula de indexación	Indexación a precios de combustible, cambio de divisas, etc.		
Garantías financieras	De muy baja a muy altas garantías		
Producto de confiabilidad			
Producto	Capacidad		Energía
	Capacidad instalada		Contrato Financiero
Indicador de escasez	Precio de un mercado de referencia		Parámetros de red o medidas del operador
Obligación	Fija		Con seguimiento de carga
Límites a la cantidad comercial	Límites superiores e inferiores a la cantidad de producto (energía o capacidad firmes)		

Incentivos al cumplimiento			
Penalización	Basada en el precio del contrato	Basada en el costo del nuevo entrante	
Créditos para sobre-cumplimiento	Pagos para los agentes que entregan más de lo requerido en su contrato		
Exenciones	Ninguna	Lista de tecnologías exentas	
Techos a las penalizaciones	Basados en el precio del contrato	Basados en el costo del nuevo entrante	
Horizonte temporal de los techos	Un mes	Una estación seca	Un año

2.2.6 Sobre los pagos por capacidad

Los pagos por capacidad se desarrollan en contraposición a la lógica de los Mercados de Sólo Energía en los que se considera que los precios de corto plazo, incluyendo los precios de escasez, son suficiente incentivo. No obstante, muchos mercados eléctricos liberalizados del tipo sólo energía han introducido o evalúan introducir un mecanismo de remuneración de capacidad.

Desde el punto de vista de la demanda, los incentivos a la capacidad persiguen:

- Evitar problemas mayores de suministro.
- En la forma de una “póliza de seguro” que se paga regularmente.

Desde el punto de vista de la inversión, incentivos a la capacidad persiguen:

- Recuperación de parte de los costos fijos asociados a la capacidad en forma directa y razonable.
- Proporcionar señales de precio apropiadas para la inversión en nueva capacidad.
- Reducir el riesgo asociado a la inversión, especialmente en centrales para suministrar punta, con la consecuente estimulación de la inversión.
- Retrasar la salida de tecnologías no competitivas, propiciando el aumento de la capacidad disponible.

Desde el punto de vista del regulador (diseño de mercado):

- Permitir la remuneración apropiada entre los costos de la energía y la capacidad.

- Reducir los beneficios de ocultar capacidad por parte de las compañías generadoras para inducir precios de escasez.
- Facilitar el monitoreo y atenuación del poder de mercado.
- Atenuar la volatilidad del precio presente en el mercado de energía.
- Evitar distorsiones que afecten la eficiencia del mercado.
- Repartir la remuneración de la capacidad en proporción al aporte que cada generador realiza a confiabilidad del sistema.
- Mantener un margen de reserva.
- Asegurar la disponibilidad en momentos de escasez.

2.2.7 Sobre limitaciones de suministro de un sistema

La insuficiencia en un sistema uninodal puede deberse a la falta de potencia (MW), energía (MWh) o ambas. En este sentido puede decirse lo siguiente:

- Falta de potencia:
 - Puede subsanarse al desplazar consumo en el tiempo.
 - Requerimiento es puntual por periodos cortos.
- Falta de energía:
 - Necesariamente significa no abastecer consumo.
 - Requerimiento es en periodos largos.

En ambos casos la turbina de punta resuelve el problema. No obstante, en el futuro podría no ser la opción más económica o bien podrían aparecer necesidades separadas en potencia, energía y almacenamiento.

Respecto de las características de los sistemas se tiene que:

- Limitados por potencia: típicamente sistemas térmicos o hidrotérmicos con poca regulación hidro (embalses pequeños o muy limitados).

- Limitados por energía: típicamente sistemas hidrotérmicos con alta capacidad de regulación hidro. Ejemplo emblemático: Brasil.
- En la práctica ambas limitaciones pueden aparecer:
 - Su identificación es difícil con metodologías sencillas, inherentes a los mecanismos de reconocimiento de potencia.
 - Surge, entre otros, el problema del “empuntamiento” de las centrales de hidroeléctricas de embalse en los reglamentos.

En el caso de los limitados por potencia, el aporte a la suficiencia que introducen las ERV dependerá de su coincidencia de producción con las puntas de demanda. En el caso de los limitados por energía, el aporte de las ERV puede ser mayor.

2.3 Revisión de la normativa nacional

El análisis de la normativa relacionada con los pagos por capacidad y otros documentos se ha realizado en forma jerárquica, de mayor a menor. De esta forma los documentos analizados hasta diciembre 2022 son los siguientes:

- Leyes:
 - Ley General No. 125-01
 - Ley de Incentivos a las Energías Renovables y Regímenes Especiales No. 57-07
- Decretos y Reglamentos:
 - Reglamento de Aplicación de la Ley General No. 125-01
 - Reglamento de Aplicación de la Ley de Incentivos a las Energías Renovables y Regímenes Especiales No. 57-07
 - Decreto 389-14, Pacto Nacional para la Reforma del Sector Eléctrico en la República Dominicana y Decreto 655-21 (Reglamento).
- Manuales y procedimientos:
 - Manual de Procedimientos de los Procesos Comerciales del OC
 - Procedimiento de cálculo de Potencia Firme de las unidades hidroeléctricas
 - Herramienta de cálculo de la potencia firme térmica PFT y manual de uso
- Estudios y otros documentos:
 - Informe final de la consultoría: Revisión y Actualización de

- los procedimientos operativos y comerciales del Organismo Coordinador (OC) del Sistema Eléctrico Nacional Interconectada de la República Dominicana
- Propuesta de modificación de procedimiento de cálculo de potencia firme como producto de consultoría de determinación de potencia firme para centrales hidroeléctricas
- Tesis: “Impact of an optimum renewable portfolio standard in the system adequacy and its effect on the wholesale electricity market: Dominican Republic”, elaborado por el Sr. René Báez
- Tesis: “Revisión de Conceptos sobre la Remuneración de Potencia Firme de las Centrales Térmicas en el Mercado Eléctrico Mayorista de la República Dominicana y Propuesta de Adecuación”, elaborado por el Sr. Máximo Domínguez
- Tesis: Propuesta de mejora al mecanismo de remuneración de seguridad de suministro en el Mercado Eléctrico Mayorista de la República Dominicana, inclusión pagos por capacidad a la generación con energías renovables, elaborado por el Sr. Carlos Martínez.

En relación con la normativa sobre Potencia Firme, la LGE define en términos muy generales la Potencia de Punta, el Margen de Reserva Teórico, la Potencia Firme y precio al cual se valorizan las transferencias de potencia de punta.

Además, establece que el Organismo Coordinador debe “Garantizar la venta de la potencia firme de las unidades generadoras del Sistema”.

Finalmente, cabe mencionar que el concepto de Potencia de Punta se utiliza también en el pago de peajes de líneas de transmisión.

En relación con la Potencia Firme, la definición de Potencia Firme menciona las horas pico, pero no existe una definición de horas pico. En todo caso se entiende que:

- Se trata de varias horas
- Son las horas de mayor demanda
- Corresponden a las horas de punta definidas en el reglamento (párrafo del Artículo 264).

Debido a que, con una mayor penetración de energías renovables variables, las horas en que se pueden presentar problemas de seguridad de suministro pueden ser diferentes a las de mayor demanda, sería necesario modificar esta definición en la ley.

La Ley de Incentivos a las Energías Renovables y Regímenes Especiales No. 57-07 (LER), si bien no se refiere en ningún artículo a la Potencia Firme, es importante mencionar que la LER establece el marco normativo y regulatorio para **incentivar y regular el desarrollo y la inversión en proyectos de energía renovable**, con el objetivo de aumentar la diversidad energética del país, reducir la dependencia de los combustibles fósiles importados y estimular la inversión privada en este tipo de proyectos.

Están comprendidos en esta ley:

- a. Parques eólicos y aplicaciones aisladas de molinos de viento con potencia instalada inicial, de conjunto, que no supere los 50 MW;
- b. Instalaciones hidroeléctricas micros, pequeñas y/o cuya potencia no supere los 5 MW;
- c. Instalaciones electro-solares (fotovoltaicos) de cualquier tipo y de cualquier nivel de potencia;
- d. Instalaciones termo-solares (energía solar concentrada) de hasta 120 MW de potencia por central;

Estos límites de potencia pueden ser ampliados bajo ciertas condiciones que se indican en la LER.

Los incentivos generales de esta ley corresponden a:

- a. Exención y reducción de impuestos
- b. Ayuda financiera
- c. Propiedad de los certificados o bonos por reducción de emisiones contaminantes.

Además, la producción energía eléctrica de fuentes renovables registradas como acogidas a los beneficios de la LER queda comprendida en el Régimen Especial de Producción Eléctrica caracterizado por los siguientes derechos:

- Derecho a conectar en paralelo su grupo o grupos generadores a la red de la compañía distribuidora y de transmisión;
- Derecho a transferir al sistema, a través de la compañía distribuidora de electricidad, su producción o excedentes de energía;

- Derecho a percibir por ello el precio del mercado mayorista más los incentivos previstos en la LER;
- Derecho a un régimen retributivo especial, vendiendo su energía a las empresas distribuidoras con una retribución R está dada por:
 - $R = CMg \pm P$
 - P = Prima para cada tipo de fuente renovable de generación eléctrica.
- Derecho al reembolso de costos de líneas de interconexión a subestaciones de distribución.

Asimismo, el Régimen Especial contempla:

- Obligatoriedad de compra, por parte de las empresas distribuidoras, de los excedentes a los usuarios regulados y no regulados que instalen sistemas para aprovechar recursos renovables.
- Prioridad de despacho.
- Los generadores de Régimen Especial no están obligados a participar en la regulación de frecuencia.
- Los generadores en Régimen Especial tendrán obligaciones diferenciadas en el control de tensiones, en función de la tecnología que empleen.

Estos incentivos y el Régimen Especial garantizan en la práctica un desarrollo de las energías renovables con menor riesgo que aquel que tendrían en el régimen ordinario y la viabilidad económica de los mismos.

En cierto modo, estos incentivos y el Régimen Especial estarían traslapándose con algunos de los objetivos de la remuneración por capacidad.

El Reglamento de Aplicación de la Ley General No. 125-01 (RLGE) no contempla una metodología para el cálculo de la potencia firme de las energías renovables.

El Reglamento de Aplicación de la Ley de Incentivos a las Energías Renovables y Regímenes Especiales No. 57-07 (RLER), se entiende que el artículo 122, referente al pago por potencia firme, aplica a todos los proyectos de energía eólica, energía fotovoltaica y solar termoelectrónica sin acumulación, pertenezcan o no al Régimen Especial, dado que en el caso de la hidráulica fluyente se especifica que aplica para la hidráulica fluyente de Régimen Especial solamente.

Correspondiente al documento resultante de la consultoría “Procedimiento de cálculo de Potencia Firme de las unidades hidroeléctricas”, en sus páginas se describe la metodología para determinar la potencia firme de unidades hidroeléctricas.

La metodología, con un enfoque de probabilidad de excedencia compatible con el proceso reglamentario de identificación del “nivel de seguridad” entre térmico e hidroeléctrico, se basa en los siguientes principios:

- Basado en estadística de energías disponibles de cada central.
- Uso de la estadística hidrológica como base para construir una estimación de probabilidad y cálculo de excedencia. Estadística completada desde 1955.
- Cálculo de la potencia de centrales de pasada como el promedio anual del año indicado por la probabilidad de excedencia.
- Cálculo de la potencia de centrales con capacidad de regulación por medio de un procedimiento de colocación en la punta de duración de carga en cada mes, respetando los aportes de energía del año indicado por la probabilidad de excedencia y la potencia máxima de unidades.

En documento anexo con ejercicios de aplicación de la metodología se observa que este procedimiento reconoce una potencia firme a centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación cercana a su potencia máxima.

También, se analizaron otros estudios relacionados que están resumidos en el Anexo A.

2.4 Revisión de la normativa internacional

Muchos países han introducido mecanismos de capacidad que proporcionan pagos a las centrales eléctricas en función de su capacidad de generación. Los mecanismos de capacidad pueden tener diferentes diseños, pero todos tienen el mismo objetivo: incentivar la inversión en infraestructuras suficientes para satisfacer la futura demanda de electricidad y, por tanto, garantizar la confiabilidad del sistema eléctrico a mediano y largo plazo. Algunos países permiten que los generadores de energías renovables participen en estos mecanismos de capacidad. Por tanto, las entidades reguladoras deben elegir cómo combinar los mecanismos de capacidad y el apoyo a las energías renovables. La decisión de permitir que los productores de energías renovables participen en un mecanismo de capacidad depende en gran

medida del tipo de mecanismo de capacidad y del tipo de apoyo a las energías renovables existente. A medida que los mecanismos de capacidad se extienden y la proporción de energía renovable en la matriz eléctrica crece este proceso de ajustes y armonización adquiere mayor relevancia [5].

Existe una gran diversidad de mecanismos de capacidad implementados en los mercados eléctricos en el mundo en los cuales la participación de energías renovables variables (ERV) puede o no estar permitido. Habitualmente, en mercados en los que existen mecanismos de tarifas de inyección o esquemas de ingreso garantizado a estas tecnologías, se les excluye del mecanismo de capacidad. No obstante, esta tendencia se ha ido revirtiendo en años recientes. En la Figura 2.8 se presenta una síntesis internacional de mecanismos de capacidad, incluyendo si se permite la participación de ERV. La clasificación usada es como sigue:

- Reserva estratégica (*Strategic Reserve*): en contexto de diseño de mercado de sólo energía, este mecanismo asegura la disponibilidad de un subconjunto de plantas generadoras que están obligadas a dar suministro en periodos de escasez. Estas plantas no participan del mercado en forma regular. Habitualmente los montos se determinan administrativamente y los pagos son resultado de licitaciones específicas.
- Pago por capacidad (*Direct capacity payment*): habitualmente asociado a un producto (firmeza o suficiencia) constituye un pago explícito a todo o parte del parque generador. En este esquema tanto el precio como la cantidad a pagar se determina administrativamente.
- Mercados de capacidad (*Capacity market*): corresponde a un concepto más amplio con gran diversidad de esquemas que tienen en común que el precio es el resultado de un equilibrio de mercado. Por su parte, la cantidad es determinada administrativamente y el proceso de despeje del mercado puede ser centralizado, descentralizado o una combinación de ambos. Así, pueden estar implementados en la forma de obligaciones de capacidad, licitaciones de capacidad u opciones de confiabilidad.

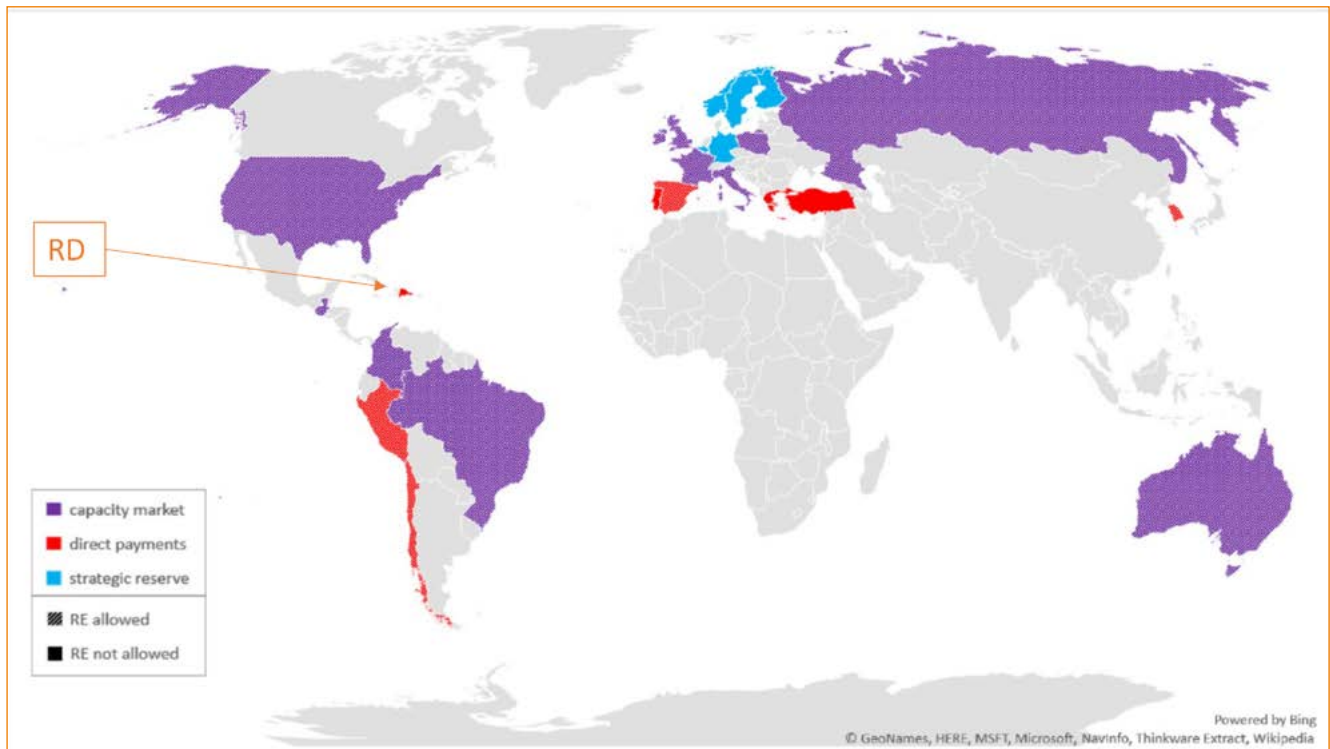


Figura 2.8: Mecanismos de capacidad en el mundo. Ref. Kozlova et al, 2022 [5].

Enfocado en Latinoamérica, el siguiente cuadro resume las características de mecanismos de capacidad implementados por país. Adicionalmente, se integra el caso de California en Estados Unidos para complementar el espectro de esquemas. Por esquema *ex-ante*, se entiende que se planifica a futuro, mientras que *ex-post* se enfoca en lo efectivamente entregado.

De los países revisados se seleccionaron 3 para una descripción más detallada, la que se presenta en el Anexo B. La selección se efectuó buscando, por un lado, similitud de diseño con el

mercado eléctrico de República Dominicana y, por el otro, conocer al menos una experiencia de diseño distinta. Bajo estos criterios se eligieron Chile, Perú y el estado de California, EUA. Dada que el caso chileno es el diseño de referencia tanto en el caso peruano como el dominicano, se hace una extensa revisión histórica de la evolución de su esquema de pago por capacidad. Asimismo, en el caso de California, se incluye una descripción de los distintos mercados que operan en torno su operador independiente de sistema (CAISO) y el organismo encargado de la reglamentación asociada al mercado de capacidad.

Tabla 2.3: Síntesis general de revisión de mercados.

País / Sistema	Mecanismo de capacidad	P ERV	FC ERV
República Dominicana	Potencia Firme, Admin (precio, cantidad) , ex-post - Pfirmo cero para eólico, solar - Promoción de ERNC por medio de subastas específicas para Recursos Energéticos Renovables RER con primas sobre el marginal de energía	✗	✓
Argentina	Remuneración de potencia, Admin (precio, cantidad), ex-post - Pagado a generadores (térmicos e hidroeléctricos) por disponibilidad de operar en horas de remuneración de potencia (90 horas por semana distribuidos en horarios predefinidos)	✗	✓
Brasil	No existe, sólo energía firme como límite a la contratación	—	
Chile	Potencia de Suficiencia (DS62 2004), Admin (precio, cantidad), ex-post - Se reconoce Psuf a ERV (enfoque conservador de aporte en horas de mayor demanda (hDmax)). Dmax hora de mayor demanda coincidente, hDmax mayores 52 en el año. - Financiamiento complementario: Cuotas transables de generación ERNC asociado a estándar mínimo (20% a 2025) (Nuevo reglamento adopta ELCC, instauración en 4 años más)	✓	✗
Colombia	Cargos por confiabilidad, Admin (cantidad), subastas (precio), ex-ante - Asociado a Oferta/demanda de Energía Firme (ENFICC) - Se reconoce ENFICC diaria para eólico y solar bajo enfoque conservador	✓	
Guatemala	“Oferta Firme”, Admin (cantidad, precio de desvíos), ex-ante + transacción de desvíos - Como limitación a la contratación (Demanda Firme, Potencia Firme) - Se reconoce potencia a eólico (enfoque conservador de aporte en horas de Dmax)	✓	
Panamá	Potencia Firme de Largo Plazo, Admin (cantidad), subastas/contratos (precio), ex-ante - Como limitación a la contratación (oferta, demanda) - Contratos y Servicio auxiliar de Reserva de Largo Plazo - Se reconoce potencia a eólico (enfoque conservador de aporte en horas de punta)	✓	
Perú	Potencia Firme, Admin (precio, cantidad) , ex-post - Pfirmo para RER (incluye eólico y FV) como el promedio de generación en horas de punta. - Promoción de ERNC por medio de subastas específicas para Recursos Energéticos Renovables RER con primas sobre el marginal de energía (venta sólo spot)	✓	✓
El Salvador	Capacidad Firme, Admin (precio, cantidad) , ex-post - Pago explícito - Se reconoce capacidad a ERNC (a partir de menor factor de capacidad anual)	✓	
California CAISO -USA	<i>Resource Adequacy Program</i> , Admin (cantidad), subastas/contratos (precio), ex-ante - Como limitación/obligación a la contratación (oferta, demanda) - Se reconoce capacidad calificada (QC) a eólico y fotovoltaico (método ELCC) Actualmente se discute, entre otros, la posibilidad de migrar del método ELCC a probabilidad de excedencia en cada una de las 24 horas del día “más crítico”	✓	✓

Admin: Administrativamente determinado por entidad central

ERNC: Energía renovable No Convencional. Incluye eólico y fotovoltaico

FC ERV: Existencia de mecanismo de financiamiento complementario a las ERV

ELCC: Capacidad equivalente de acarreo de carga (Equivalent Load Carrying Capability)

P ERV: Reconocimiento de capacidad a energías renovables variables (ERV) eólico/fotovoltaico

RER: Recurso Energético Renovable.

- : No aplica.

: Se desconoce

2.5 Comentarios derivados de la revisión

Los problemas en el mecanismo de pagos por potencia en República Dominicana son de larga data. Esto, aún sin considerar las necesidades de adecuación por la entrada de energías renovables variables ERV y almacenamiento.

El diseño del mercado eléctrico dominicano es similar al chileno. No obstante, se identifican en Chile algunas diferencias como las siguientes:

- En Chile el mercado de corto plazo es cerrado a los generadores, lo que se traduce en que la demanda debe estar contratada en un 100%.
- El estado no participa de inversiones en el sector eléctrico.
- Se les reconoce potencia de suficiencia a las ERV, con metodologías de cálculo específicas.
- Con respecto al tratamiento de las centrales hidroeléctricas, se observa que ambos sistemas tienen un enfoque conceptualmente similar, en el cual se toma en cuenta los escenarios hidrológicos más pesimista y la estimación de la potencia se calcula utilizando una aproximación de la metodología *Equivalent Conventional Power (ECP)*, lo cual da pie a que dicha metodología se pueda extender a otras tecnologías renovables⁴.
- Las horas de punta, para efectos del pago por potencia no están predefinidas y son resultado del comportamiento de la demanda (En Chile: 52 mayores puntas coincidentes).
- La estadística de indisponibilidad forzada de plantas térmicas abarca una ventana móvil de los últimos 5 años y considera todas las horas del año, independientemente de las horas de demanda máxima.
- No hay mecanismos de ingreso garantizado a ERV, pero si un esquema de obligaciones y créditos de energía renovable no convencional ERNC, asociados a metas que, actualmente, se cumplen con holgura.

⁴ La aplicación de las metodologías internacionales ECP o ELCC tienden a dar resultados similares cuando la tasa de falla de la unidad de referencia es baja.

- Los generadores pequeños o PMG⁵, sin contratos de suministro, pueden optar a vender su energía al spot a un precio estabilizado, correspondiente al precio de nudo de corto plazo calculado en los procesos de fijación tarifaria de clientes sujetos a regulación de precios.
- Para la generación distribuida tras el medidor se adoptó el esquema de *net billing*⁶ en vez de *net metering*.
- Cabe destacar la introducción en Chile de las licitaciones de suministro de largo plazo de clientes sujetos a regulación de precios descompuesta por bloques horarios. Esto permitió a las ERV ofertar por bloques acordes con sus periodos de producción, reduciendo los riesgos de contratación, resultando en una importante participación y adjudicación en los últimos años.

La existencia de ingresos garantizados a ERV dificulta su compatibilización con los fundamentos del *peak load pricing* y el pago por capacidad como complemento de ingreso fijo para mitigar la incertidumbre en la rentabilidad del parque generador sujeto al riesgo de los mercados de corto plazo. En este sentido, es necesario abordar los principios de neutralidad tecnológica y el de evitar duplicidad de pagos.

Cabe mencionar la distribución del pago por capacidad en el sistema peruano entre dos esquemas: una potencia firme, análoga al esquema dominicano, y un ingreso adicional por potencia generada. El ingreso adicional resulta de multiplicar la potencia generada por el precio horario de la potencia, determinado administrativamente. La descomposición se determina a través de un “factor de incentivo al despacho”, determinado por el regulador, como un porcentaje que distribuye el pago entre los dos esquemas.

Los mecanismos de reconocimiento de capacidad en los países revisados han tenido un constante ajuste en respuesta a los desafíos que impone la evolución de las matrices de generación eléctrica en cada sistema. En la mayoría de ellos, las metodologías de estimación de capacidad de ERV vigentes se basan en la generación promedio, o con un mayor nivel de certeza (e.g. excedencia

⁵ Pequeño Medio de Generación: generador con capacidad instalada igual o inferior a 20 MW.

⁶ Este esquema paga las inyecciones de energía al sistema de distribución a un precio inferior (precio de compra de la distribuidora) al de la tarifa de consumo del cliente (que incluye, además, otros costos en el precio).

95%), en horas de demanda máxima. Esto puede verse como una aproximación a metodologías más complejas, como las basadas en ECP o ELCC, cuando los niveles de participación de ERV y almacenamiento es bajo.

La metodología de reconocimiento de capacidad ligada a suficiencia por medio del ELCC se va imponiendo en sistemas con participaciones significativas de eólico y solar FV. Esto se aplica en California, EUA y se adoptaría en Chile si se promulga el nuevo reglamento de potencia suficiencia y la normativa respectiva con el detalle metodológico. Esto último, en un lapso de 4 años a futuro desde su publicación oficial.

Si bien los mecanismos basados en ELCC reducen la discrecionalidad en las estimaciones de capacidad, su aplicación no está exenta de problemas. Entre ellos la complejidad de los cálculos, la separación entre conjunto y generador individual, y los criterios de expectativa de pérdida de carga en distintos periodos. Actualmente en California, EUA se discute una adecuación del método, el que podría adoptar un enfoque basado en probabilidad de excedencia en cada una de las 24 horas (*time slices*) del “día más crítico de suministro”, en vez de la metodología actual basada en ELCC.

La existencia o inserción de almacenamiento acopla temporalmente el problema de suficiencia, pudiendo extender los periodos de suministro complejo a horas fuera de las puntas de demanda. Así, una definición rígida de horas de punta podría ir en detrimento de la suficiencia en horas restantes. Por ello, la suficiencia debe abarcar las horas de punta tanto del consumo como el de demanda neta o residual. Esta última entendida como la demanda que enfrenta el parque generador despachable. Consecuentemente, en este contexto, el precio de la potencia se distribuiría más allá de las horas de mayor demanda.

3. PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA DE POTENCIA FIRME

3.1 Indicadores de confiabilidad

Los sistemas eléctricos de potencia son en extremo complejos, lo que se debe a la interacción de múltiples factores y componentes. No obstante, la confiabilidad de estos sistemas ha estado en el centro del desarrollo de la industria. Surge entonces la cuestión de cómo medir y evaluar dicha confiabilidad. Para ello se han desarrollado variadas métricas e indicadores los que pueden catalogarse entre determinísticos y probabilísticos. Esto, en función de si toman en consideración la naturaleza aleatoria e incierta del suministro eléctrico. En las siguientes secciones se describe indicadores relativos a la suficiencia del parque generador de un sistema eléctrico, por su relación directa con los pagos por capacidad.

3.1.1 Indicadores de suficiencia determinísticos

Estos indicadores no consideran la incertidumbre del parque generador ni reflejan la continuidad de suministro que este provee. No obstante, son utilizados por los bajos requerimientos de información y la simpleza de sus cálculos, permitiendo tener una primera aproximación a la suficiencia del sistema.

3.1.1.1 Margen de Reserva (RM)

Este indicador mide el nivel de exceso de la capacidad total de generación disponible para el suministro de la máxima demanda del sistema en un periodo, ya sea en términos absolutos o relativos, como sigue:



$$RM = Gen_Disponible - Dem_Máxima$$

[MW]

De esta manera se relaciona en términos relativos el margen de reserva, en [MW], con el tamaño de la unidad más grande. Así, un valor inferior a 1 dará cuenta de un sistema cuya suficiencia está determinada unívocamente por la disponibilidad de esta unidad.

$$RM = \frac{Gen_Disponible - Dem_Máxima}{Dem_Máxima}$$

[p.u]

3.1.1.2 Pérdida del Mayor Generador (LU)

El indicador LU, (*Largest Unit*) introduce una mejora al indicador RM al considerar la indisponibilidad del generador de mayor tamaño del sistema. Se construye como sigue:

$$LU = \frac{RM}{P_mayorGen}$$

[p.u]

3.1.2 Indicadores de suficiencia probabilísticos

El comportamiento de un sistema eléctrico es de naturaleza estocástica, y por tanto es lógico considerar su evaluación en métodos basados en técnicas probabilísticas [10]. Los indicadores LOLP (*Loss of Load Probability*, por su acrónimo en inglés) y LOLE (*Loss of Load Expectation*) son ampliamente utilizados en la literatura internacional y sistemas eléctricos en el mundo para cuantificar la suficiencia.

3.1.2.1 Probabilidad de Pérdida de Carga (LOLP)

La probabilidad de pérdida de carga corresponde a la probabilidad de que la potencia generada del sistema sea menor a la demanda en un instante determinado. Esta probabilidad se puede escribir de la siguiente forma:

$$LOLP_t = Prob\{G_t < L_t\}, \quad \forall t = 1, \dots, T$$

Donde G_t y L_t son la generación total disponible y la demanda en el tiempo, respectivamente.

La función de probabilidad considera la probabilidad de falla del generador u otros elementos (representados generalmente por su tasa de salida forzada o IFOR), con demandas estocásticas o la disponibilidad de los recursos con generación variable.

Pérdida de Carga Esperada (LOLE)

La pérdida de carga esperada, indica el número de horas al año, o un porcentaje de éste, en que se espera que el sistema no pueda suministrar la demanda. Matemáticamente se expresan de la siguiente forma:

$$LOLE = \sum_{t=1}^T \Delta t \cdot LOLP_t \quad [h]$$

$$LOLE = \sum_{t=1}^T \frac{\Delta t}{T} LOLP_t \quad [p. u.]$$

3.1.2.3 Energía Esperada No Suministrada (EENS)

Los indicadores LOLP y LOLE no cuantifican la profundidad de la falla. Por tal motivo se define el indicador EENS (*Expected Energy Not Supplied*). La energía no suministrada esperada corresponde a una cuantificación agregada de la falta de suministro en un período dado. Matemáticamente se define como:

$$EENS = \sum_{t=1}^T \Delta t \cdot LOLP_t \cdot PNS_t \quad [MWh]$$

Donde PNS_t corresponde a la potencia no servida en el tiempo t .

A nivel internacional, algunos países han definido un estándar de confiabilidad con el cual operan sus sistemas eléctricos como en el caso de República Dominicana.

3.2 Métodos para dimensionar capacidad

3.2.1 Introducción

Los mecanismos de pagos por capacidad basan su aplicación en el dimensionamiento de la capacidad “remunerable” asociada a suficiencia tanto del parque generador como de cada unidad que lo conforma. Las metodologías para estimación de esta capacidad se pueden clasificar como sigue:

- **Basados en métodos heurísticos:** aproximan el problema con reglas y criterios fáciles de calcular pero que pueden no reflejar con precisión la suficiencia de un sistema ni el aporte que hace cada generador
- **Basados en métodos probabilísticos:** buscan modelar y resolver el problema estocástico para obtener estimaciones más precisas. No obstante, son más complejos de calcular y podrían no ser del todo estables en sus resultados por la no linealidad del problema subyacente. Asimismo, estos se dividen entre las siguientes subfamilias:
 - **Basados en métodos estadísticos y convolución:** buscan aproximar el problema con técnicas analíticas y numéricas prácticas derivadas de la teoría de probabilidades. Usualmente aplicado cuando no existe una dependencia temporal de las variables aleatorias.
 - **Basados en simulaciones de Montecarlo:** aproximan el problema por medio de experimentos numéricos, consistentes en un gran número de simulaciones de la operación del sistema, en el que se muestrean las variables aleatorias involucradas. Usualmente aplicado cuando existe una dependencia temporal entre las variables aleatorias que transforman el problema en procesos estocásticos difíciles de resolver de otra forma.
- **Métodos híbridos:** combinan heurísticas y métodos más precisos. En estos métodos se basan la mayoría de los esquemas regulatorios de reconocimiento de capacidad en los mercados eléctricos internacionales.
- **Métodos basados en optimización:** se resuelve un problema de planificación de inversiones y operación, sujeto a restricciones de suficiencia, para estimar directamente el aporte económico esperado de las unidades del parque. El resultado es más preciso en términos de distribuir la remuneración asociada a capacidad del parque, pero más impreciso por las

limitaciones al número de simulaciones de escenarios de la operación. Esto último se debe a que no es posible representar todas las combinaciones de suministro dentro del problema de optimización. También pueden tener inestabilidad en los resultados y dificultades de aplicabilidad si el parque resultante es muy distinto al real.

En muchos casos, los mecanismos de pago por capacidad en Latinoamérica basan su construcción en la disponibilidad y suministro de la demanda en horas de punta. Esto tiene su fundamento en el *peak load pricing* en el contexto de un parque generador térmico y supone una disponibilidad de generación similar entre horas de punta y fuera de punta. De esta manera, el indicador de LOLP en horas de punta se usa como métrica de referencia, ya que en restantes horas se supone que el suministro es menos crítico, con un LOLP menor. Así, la disponibilidad de generación en dichas horas, como el aporte a la suficiencia del sistema, se aplica como mecanismo de reconocimiento de capacidad. No obstante, la existencia de almacenamiento de energía, generación renovable variable y otros fenómenos como la disponibilidad de combustible, desafían este paradigma enfocado en horas de punta o demanda máxima. La historia de adecuaciones a la reglamentación de la remuneración por potencia en Chile y la propuesta de nueva reglamentación dan cuenta de este fenómeno y sus complejidades.

Alternativas al paradigma de LOLP en horas de demanda son metodologías que contabilizan el aporte en todas las horas. Entre ellas se encuentran aquellas basadas en la métrica de LOLE. En las próximas secciones se exponen métodos de estimación de capacidad basados en este indicador, entre otros.

Finalmente, en los mecanismos de reconocimiento de capacidad se deben tener en consideración cuestiones prácticas como las siguientes:

- Necesidad y capacidad de modelación del sistema.
- Existencia y calidad de datos, parámetros y estadísticas.
- Tiempos de procesamiento.
- Sensibilidad de los resultados, respecto de parámetros y criterios, y reproducibilidad de éstos.
- Estabilidad de las remuneraciones. Esto es, que el procedimiento no introduzca, razonablemente, incertidumbre adicional en la remuneración por concepto de capacidad.
- Integración y coherencia reglamentaria.

3.2.2 Capacidad Efectiva de Acarreo de Carga

Utilizando el indicador ELCC (*Effective Load Carrying Capability*), la suficiencia que aporta una central corresponde a la demanda adicional que se puede agregar al sistema, manteniendo el mismo nivel de suficiencia que tenía antes de que entrara en operación la central en evaluación. El ELCC se calcula computando los LOLP para cada hora del sistema. En una primera etapa se calcula el LOLE del sistema sin la central en evaluación:

$$LOLE = \sum_{t=1}^T LOLP_t = \sum_{t=1}^T Prob\{G_t < L_t\}$$

Al ingresar el generador al sistema se espera que disminuya la probabilidad de pérdida de carga al haber más capacidad instalada. En una siguiente etapa se calcula el del sistema considerando al generador al cual se le quiere medir su aporte la suficiencia:

$$LOLE^L = \sum_{t=1}^T Prob\{G_t + G_t^g < L_t + \bar{L}\}$$

Donde G_t^g corresponde a la generación disponible del generador g en el tiempo t . A la demanda se le agrega una carga de valor \bar{L} , la cual se ajusta iterativamente hasta que el LOLE del sistema con el generador g es el mismo que el sistema base:

$$LOLE = LOLE^L$$

De esta forma el ELCC del generador g se define como el valor de \bar{L} que logra la igualdad anterior.

Algunos comentarios relacionados con este enfoque son los siguientes:

- La variabilidad interanual de la generación (ejemplo, generación eólica y solar) se incorpora explícitamente en el indicador LOLE.
- En un sistema sin capacidad de almacenamiento, se espera que \bar{L} aumente en la medida que la generación ocurra en las horas de mayor probabilidad de pérdida de carga. Por el contrario, si la generación ocurre en las horas de menor probabilidad su efecto será despreciable.

- La contribución a la suficiencia se interpreta como el aporte marginal que realiza una central a la suficiencia de un sistema.

3.2.3 Capacidad o Potencia Equivalente Convencional

Otra forma de medir la suficiencia que aporta una central es mediante el indicador ECP. El ECP o ECC de un generador se define como la capacidad de una unidad de referencia que puede reemplazar manteniendo el mismo nivel de LOLE. Se supone que la unidad de referencia tiene una tasa esperada de falla mayor a 0.

Para determinar el ECP (*Equivalent Conventional Power*) o ECC (*Equivalent Conventional Capacity*) se calcula el LOLE cuando el generador g entra al sistema:

$$LOLE^g = \sum_{t=1}^T Prob\{G_t + G_t^g < L_t\}$$

En una siguiente etapa se calcula el LOLE agregando al sistema un generador de referencia (es decir, sin el generador g):

$$LOLE^B = \sum_{t=1}^T Prob\{G_t + B_t < L_t\}$$

Donde B_t corresponde a la generación disponible de la unidad de referencia. La capacidad nominal de la unidad de referencia es ajustada de forma iterativa hasta que el LOLE del sistema con la unidad de referencia es el mismo del sistema que con la unidad g :

$$LOLE^g = LOLE^B$$

De esta forma el ECP del generador g se define como la capacidad nominal de la unidad de referencia que logra la igualdad anterior.

3.2.4 Capacidad Equivalente Firme

La EFC (*Equivalent Firm Capacity*) de un generador se define como el monto o tamaño de un generador perfectamente confiable (esto es, indisponibilidad nula) que podría reemplazar al generador a dimensionar manteniendo el mismo nivel de confiabilidad del sistema.

Metodológicamente se calcula de igual forma que el ECP, con la diferencia que el generador de referencia es perfectamente confiable. Por otro lado, si bien se asemeja al método del ELCC, los resultados serán habitualmente distintos. Esto se debe a que en el método de ELCC no se altera el parque generador, manteniendo perfiles de producción y disponibilidades probables, mientras que en el EFC se altera el parque generador, al retirar el generador a evaluar y sustituirlo por el perfectamente confiable.

3.2.5 Capacidad Equivalente de Generación Sustituida

El método EGCS (*Equivalent Generation Capacity Substituted*) también ha sido utilizado en la literatura internacional. Dado que las unidades de almacenamiento EES (*Electrical Energy Storage*) o respuesta de demanda DR (*Demand Response*) tienen la capacidad de reducir la demanda máxima del sistema, ciertas fuentes de generación, como centrales de punta, podrían ser reemplazadas, manteniéndose el mismo nivel de seguridad en el sistema.

Por lo tanto, la idea de este método se centra en el dimensionamiento de la capacidad compatible con la suficiencia que portan los EES y DR, mediante la cuantificación del reemplazo de unidades de generación existentes. Para el cálculo de este indicador se procede de la siguiente forma:

Dado un sistema con U unidades, estas se ordenan de 1 a U en orden descendente respecto a sus costos variables de operación. Entonces se agrega a la operación del sistema el EES y/o DR. Posteriormente las unidades más costosas son reemplazadas iterativamente de una en una (sacadas de operación), donde se simula una Secuencia de Montecarlo para calcular la energía no suministrada esperada. Una vez que el total de la capacidad reemplazada conlleva a una EENS que es mayor o igual que el EENS original del sistema, el reemplazo de generación se detiene. De este modo el EGCS representa la cantidad de generación convencional que puede ser reemplazada mediante la incorporación de EES o DR sin que se comprometa el nivel de suficiencia original del sistema.

3.2.6 Cuantificación basada en optimización probabilísticos y determinísticos

El aporte a la suficiencia se puede medir utilizando modelos de optimización. El objetivo de estos modelos es obtener el plan de expansión que minimiza el costo de inversión y de operación para un horizonte de evaluación. Particularmente esta idea es desarrollada para establecer el aporte a la suficiencia de centrales de centrales con generación variable.

Los pasos para estimar el aporte a la suficiencia son los siguientes:

1. Se resuelve el modelo de optimización sin generación renovable variable (u otra tecnología a la cual se le quiere medir el aporte a la suficiencia). Como resultado se obtiene la potencia instalada de generación convencional que minimiza el costo de inversión, COMA y costo variable.
2. Se resuelve modelo de optimización forzando la entrada de la tecnología de generación renovable variable en evaluación (Ejemplo: 300 MW de generación solar). Como resultado se espera una disminución la potencia instalada con tecnologías convencionales.
3. El aporte a la suficiencia de la central con generación renovable se estima como la variación de la potencia instalada convencional con respecto a la potencia instalada en el paso 1.

Una forma de plantear este problema en términos probabilísticos basados en escenarios es como sigue. El modelo minimiza la siguiente función objetivo:

$$\min \left\{ \sum_{g \in G} CC_g x_g + \sum_{s \in S(X)} P_s(X) \sum_{g \in G} MC_g y_{ghs} \right\}$$

Sujeto a:

$$\sum_{g \in G} y_{ghs} + u_{hs} = ND_h \quad \forall h \in H, s \in S(X)$$

$$y_{ghs} \leq AV_{ghs}(X) \times x_g \quad \forall g \in G, h \in H, s \in S(X)$$

$$\sum_{s \in S(X)} P_s(X) \sum_{h \in H} u_{hs} \leq EUE \sum_{h \in H} D_h$$

$$y_{ghs}, u_{hs} \geq 0 \quad \forall g \in G, h \in H, s \in S(X)$$

Los índices g , h y s pertenecen al conjunto de todos los generadores G , todas las horas H y a los distintos escenarios $S(X)$. Los escenarios quedan determinados por las distintas combinaciones de salidas forzadas de las centrales (de manera similar a como se calcula la potencia de suficiencia preliminar en la normativa nacional). Por otra parte, CC_g , MC_g , $P_s(X)$ corresponden a la anualidad del costo de inversión del generador [\$/MW-año], al costo marginal del generador [\$/MWh] y a la probabilidad que ocurra cada escenario. Las variables x_g , y_{ghs} y u_{hs} corresponden a la capacidad instalada [MW], generación [MWh] y energía no suministrada [MWh], respectivamente. ND_h corresponde a la demanda neta (demanda total menos generación solar y eólica), $AV_{ghs}(X)$ es disponibilidad de generación definida por la tasa de salida forzada (variable binaria igual a 1 si la unidad está en operación en el escenario s , 0 en caso contrario), CAP_g es la capacidad nominal de la central y EUE representa el porcentaje máximo de energía no suministrada con respecto a la energía total demanda. La constante EUE se puede interpretar como el estándar de suficiencia con que se espera que opere el sistema. Por tanto, el modelo busca obtener el plan de expansión que minimiza el costo total manteniendo el un estándar de suficiencia determinado por la constante EUE.

Resolver el modelo de optimización probabilístico puede resultar complejo ya que se deben enumerar todos los escenarios que resultan de las combinaciones de las salidas forzadas de las unidades de generación y perfiles de producción renovable. Por esto se puede plantear un modelo determinístico como aproximación, donde se hace cumplir el requerimiento de suficiencia a través de un margen de reserva y una disminución de las capacidades convencionales de generación basado en sus tasas de salida forzada. La formulación se muestra a continuación:

$$\min \left\{ \sum_{g \in G} CC_g x_g + \sum_{g \in G} MC_g y_{gh} \right\}$$

Sujeto a:

$$\sum_{g \in G} y_{ghs} = ND_h \quad \forall h \in H$$

$$y_{ghs} \leq (1 - FOR_g) CAP_g x_g \quad \forall g \in G, h \in H$$

$$\sum_{g \in G} CAP_g x_g + CPV \geq (1 + RM) D_h$$

$$x_g \in \{0,1\} \quad \forall g \in G$$

$$y_{ghs} \geq 0 \quad \forall g \in G, h \in H$$

Donde FOR_g , RM y D_h , corresponden a la tasa de salida forzada del generador, el margen de reserva [MW] y la demanda máxima [MW] del sistema. CPV corresponde la potencia de suficiencia de la central con generación renovable [MW] que se desea evaluar. Este valor se calcula de manera exógena utilizando algún criterio definido normativamente.

Este modelo es prácticamente equivalente al modelo utilizando en la descripción del *peak load pricing* de la sección 2.3.3.

3.3 Revisión del esquema de Potencia Firme dominicano y condicionantes

3.3.1 Síntesis metodológica de Potencia Firme en República Dominicana

La metodología general de pago por capacidad en República Dominicana está basada en el *peak load pricing* con mecanismo de reconocimiento de capacidad probabilística centrado en demanda máxima, de tipo *expost* (demanda real efectiva), con similitudes a lo aplicado en otros países de Latinoamérica. La potencia firme se asocia a suficiencia del parque generador, no identificándose componentes relativos a seguridad operativa.

La metodología de reconocimiento tiene un tratamiento que diferencia entre parque térmico e hidroeléctrico, más un procedimiento de ajuste de probabilidad de excedencia para encuadrar la capacidad del parque a demanda máxima. Los periodos de cálculo, si bien son mensuales, para efectos de reconocimiento de capacidad final se considera el mes donde se produjo la demanda máxima. Los lineamientos generales de la metodología se describen en las siguientes secciones.

3.3.1.1 Parque térmico

El reconocimiento de capacidad del parque térmico se basa en la estadística de indisponibilidad forzada para construir, por medio de la convolución de los estados probables de cada unidad generadora, una distribución de probabilidad de potencia disponible representativa del conjunto. Restantes lineamientos de procedimiento como sigue:

1. **Potencia del parque conjunto:** sobre la base de la distribución conjunta se determina el valor de potencia que puede asegurarse disponible para un umbral de excedencia (UE) o certeza de referencia. Por ejemplo 95%.
2. **Potencia de cada generador:** se determina, bajo el mismo procedimiento del punto 1, como la diferencia de la potencia conjunta con y sin el generador.
3. **Ajuste de residuos:** cuando la suma de las potencias reconocidas a cada generador es inferior a la del parque conjunto, se distribuye la diferencia entre los generadores con capacidad reconocida menor a su potencia máxima.

3.3.1.2 Parque hidroeléctrico

El reconocimiento de capacidad del parque hidroeléctrico se basa en la estadística de energía generada para construir una distribución empírica de probabilidad de potencia media disponible representativa del conjunto. Restantes lineamientos de procedimiento revisado en 3.4.2 son como sigue:

- 1. Escenario de referencia:** con la distribución empírica se determina el escenario hidrológico en que la potencia media se puede asegurar disponible con un nivel de certeza o umbral de excedencia (UE) de referencia. Por ejemplo 95%.
- 2. Potencia de centrales de pasada:** como la potencia media en el escenario determinado en 1.
- 3. Potencia de centrales de embalse:** se procede a determinar la energía regulable, o “enpuntable”, como el mínimo entre lo generable a plena capacidad en horas fijas (9 horas) por día y la energía del escenario de referencia. Con la energía regulable de cada central se efectúa un procedimiento de colocación o llenado de la curva de duración de carga, en un proceso iterativo de rasurado. La potencia de la central corresponde a la máxima potencia colocada en la curva.

3.3.1.3 Parque eólico y fotovoltaico

Estas tecnologías de generación no están integradas a los procedimientos de potencia firme. Asimismo, de acuerdo con estipulaciones reglamentarias de la ley de incentivos a las

energías renovables, aquellos parques acogidos al esquema de régimen especial se le reconoce una potencia firme igual a cero. Esto, sin señalar el tratamiento de la energía generada por estos parques en los procedimientos de potencia firme por el lado de la contabilización de la demanda.

3.3.1.4 Ajuste a demanda máxima

El procedimiento general de pago por capacidad establece que la demanda remunera un parque de capacidad conjunta igual a la demanda máxima (Dmax). Para hacer este encuadre se estipula un proceso de ajuste del umbral de excedencia que logre la igualdad (UE*). Aprovechando que la potencia reconocida es decreciente con UE, UE* se despeja en un proceso iterativo de aproximación. Esto es:

$$PF^{TER}(UE^*) + PF^{HID}(UE^*) = Dmax$$

Donde $PF^{TER}(UE)$ y $PF^{HID}(UE)$, son las potencias firmes del parque térmico e hidroeléctrico respectivamente, escritas como funciones del parámetro UE del procedimiento reglamentario.

3.3.2 Condicionantes normativos de la Potencia Firme

Para efectos de analizar cambios a los pagos por capacidad, en el siguiente cuadro se resume el nivel de jerarquía reglamentaria necesaria de intervenir para abordar distintos temas relativos a la integración de energías renovables.

Tabla 3.1: Condicionantes normativos a cambios en Potencia Firme

Concepto en Mecanismo de Capacidad	Ley	Reglamento	Norma
Introducción de Mercado de Capacidad	X	X	X
Años de estadística del parque térmico		X	(X)
Metodología de Potencia Firme hidroeléctrica		X	X
Incorporación de Energías Renovables Variables		X	X
Determinación de las horas de punta			X
Determinación de la demanda máxima			X
Almacenamiento independiente para arbitraje	(X)	X	X
Convolución térmica / hidroeléctrica		X	X
Metodología de ajuste a Dmax		X	X

3.4 Metodología general de inserción de Energía Renovable Variable más Almacenamiento en la Potencia Firme

Las siguientes propuestas y su análisis se construyen sobre la base de un principio general que busca minimizar los cambios o ajustes a los procedimientos vigentes para privilegiar la estabilidad regulatoria. Asimismo, cabe destacar que cualquier cambio o ajuste a las metodologías y procedimientos amerita un análisis específico de costo beneficio y su impacto en las inversiones.

3.4.1 Opciones de integración y análisis

Buscando coherencia con el mecanismo de pagos por capacidad, se plantean las siguientes opciones metodológicas generales de integración de energías renovables variables y almacenamiento centradas en la estimación de capacidad compatible con la suficiencia del parque generador. Estas son:

■ **Opción 1, Aporte en Horas de Punta:** en esta integración la Potencia Firme de ERV y almacenamiento independiente se estima a partir de su producción histórica en horas de punta, análogamente a lo encontrado en la reglamentación de otros países de Latinoamérica. Se mantiene inalterado el esquema actual de reconocimiento de Potencia Firme del parque térmico e hidroeléctrico. Requiere el desarrollo del procedimiento de integración en el proceso de ajuste a demanda máxima.

■ **Opción 2, Estimación vía ELCC conjunta con Hidro:** en esta opción se asimila el reconocimiento de potencia de todas las energías renovables y almacenamiento en un único procedimiento basado en métricas de LOLE, como el ELCC. Esto, refleja el aporte al suministro de todas las horas coherentemente de todas las tecnologías cuya energía primaria depende de la meteorología. En términos generales consiste en los siguientes procedimientos:

- Crear equivalente ELCC por escenario meteorológico estadístico para conjunto hidro, eólico, fotovoltaico y almacenamiento independiente (ELCC_ERV+A).
- Asimilar ELCC_ERV+A a metodología vigente relativo a la determinación del escenario hidrológico vigente.
- Criterios de separación por desarrollar. Ej. energía, potencia o diferencia marginal (impone el uso de una metodología de aproximación de ELCC simple)

■ **Opción 3, Estimación vía ELCC independiente de Hidro:** similar a la Opción 2 pero en la cual no se integra el parque hidroeléctrico. Esto es:

- Procedimiento análogo a opción 2.
- Se mantiene el procedimiento vigente para estimación de Potencia Firme para hidroeléctricas.
- Procedimiento de integración en proceso de ajuste a demanda por desarrollar.

Tabla 3.2: Contraste entre opciones de estimación de Potencia Firme ERV+A.

Opción	Pros	Cons
1 Aporte en Horas de Punta	<ul style="list-style-type: none"> • Simple, sólo requiere información de la operación real y complemento • Consistente con definición de horas de punta • No permite aproximar LOLP y LOLE • Compatible con esquema actual 	<ul style="list-style-type: none"> • Impreciso. • Enmascara horas de abastecimiento más crítico. • Imprecisión crece con la penetración de ERV y almacenamiento • Discriminatorio (no uniforme)
2 Estimación vía ELCC conjunta con Hidro	<ul style="list-style-type: none"> • Más preciso • Mejor adaptado a un escenario de crecimiento de la penetración ERV y almacenamiento • Permite aproximar LOLP y LOLE • Consistente (Meteorología, método global de excedencia) 	<ul style="list-style-type: none"> • Más complejo de implementar • Altos requerimientos: Estadísticas de energía primaria, Modelamiento (hidro emb,...), Software, Cap.de cómputo • Eventual inconsistencia con horas de punta • Ajuste para compatibilizar con esquema vigente • Metodología de separación por definir
2 Estimación vía ELCC independiente de Hidro	<ul style="list-style-type: none"> • Más preciso que 1, menos que 2 • Menos adaptado que 2 para crec. ERV • No permite aproximar LOLP y LOLE • Inconsistente (meteorología) • Eventualmente compatibilizable con método global de excedencia 	<p>Similar a 2 con las excepciones siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> • ELCC más simple de implementar que 2 • Menos requerimientos que 2 • Requiere procedimiento adicional para compatibilizar con metodología global, idealmente no discriminatoria

En el siguiente cuadro se presenta se sintetiza un análisis de las opciones propuestas en la forma de listado de ventajas y desventajas de cada opción.

3.4.2 Sobre Energía Renovable Variable en régimen especial

En lo relativo a parques acogidos a régimen especial, y cuya potencia reglamentaria es nula, se tienen dos problemas en su integración al mecanismo de potencia firme. El primero se deriva de la no contabilización de su generación, causando un eventual descuadre de la demanda máxima usada en los procedimientos de potencia firme. El segundo, considera que estos parques poseen garantías de ingreso que es necesario revisar y ajustar. Así, para abordarlos se plantean las dos opciones siguientes:

- **Opción RE-1, demanda neta:** en esta opción se plantea que la generación ERV y almacenamiento bajo esquema de régimen especial se aplique como descuento a la demanda real en el mecanismo de potencia firme y continúen con reconocimiento de potencia firme nulo.
- **Opción RE-2, descuento en garantías:** en esta opción se integran las ERV en régimen especial al mecanismo de potencia firme, sin distinción, y los ingresos obtenidos por este concepto se consideran en el cálculo de las garantías.

3.4.3 Discusión y selección

En términos generales, el principio que mejor refleja el criterio final de selección es el de minimizar los cambios a los procedimientos vigentes, de modo que la integración de ERV+A en la potencia firme se efectúe con procedimientos aplicables a estas nuevas tecnologías en la reglamentación, sin alterar lo aplicado a las ya existentes. Asimismo, se destaca en la discusión la limitación de datos y modelos para representar la operación del parque hidroeléctrico en un contexto de estimación de pérdida de carga en todas las horas de un periodo de análisis.

Bajo estas consideraciones la metodología de integración de ERV+A seleccionada, a desarrollar, corresponde a la Opción 3. Esta es, estimación de capacidad vía métodos basados en LOLE como ELCC sin considerar al parque hidroeléctrico en sus procedimientos.

Análogamente, bajo las mismas consideraciones, el tratamiento de las ERV en régimen especial seleccionado es la Opción RE-1: demanda neta. Esta es, continuar con un reconocimiento de potencia firme cero para estas plantas y descontar su producción de la demanda usada en los procedimientos de Potencia Firme del resto del parque generador.

3.5 Metodología específica de inserción de Energía Renovable Variable más Almacenamiento en la Potencia Firme

De acuerdo con el lineamiento metodológico seleccionado la estimación de capacidad de las ERV más almacenamiento se basa en el método de ELCC. No obstante, puede haber similitudes con los otros métodos centrados en LOLE en particular cuando es necesario introducir simplificaciones, y considerar limitaciones de información y cómputo. Para establecer un procedimiento práctico, de acuerdo con lo expuesto del método ELCC en sección previa y tomando en cuenta lo aplicado en California, EUA, las siguientes temáticas deben ser abordadas:

1. Estadística de demanda con resolución acorde con la resolución temporal del despacho. En este caso, horaria.
2. Modelación completa del parque generador para efectos de simulación dinámica estacionaria de la operación para permitir evaluar habilidad de suministro de demanda.
3. Caracterización estocástica del parque.
4. Estándar de LOLE.
5. Capacidad de cómputo acorde con el desarrollo de simulaciones de Monte Carlo para un gran volumen de muestras.

Para estos efectos las siguientes simplificaciones y consideraciones son aplicables:

- En general la indisponibilidad forzada de generadores basados en energía renovable es baja. Así su habilidad para generar queda principalmente determinada por la disponibilidad de energía primaria.

- Limitaciones a la modelación del parque hidroeléctrico.
- No se dispone de un estándar de LOLE en la reglamentación. No obstante, se podría inducir un valor a partir de la modelación de la turbina de punta tarifaria. En este último caso, los parámetros de modelación de dicha turbina se vuelven determinantes.
- Procedimiento se aplicaría sólo al parque ERV+A.
- Consistencia metodológica con el mecanismo de ajuste a demanda máxima basado en umbral de excedencia.

En este contexto, una aproximación viable se basa en una forma simplificada de ELCC, asimilable a EFC, consistente en simulaciones determinísticas, como se expone en la siguiente sección. En las secciones subsiguientes, se propone una forma de usar este método para construir un procedimiento de reconocimiento de Potencia Firme consistente con la reglamentación vigente.

3.5.1 ELCC/EFC determinístico

Enfocado sólo en el parque renovable, esto es, dejando fuera del cálculo la disponibilidad del parque térmico, este método contrasta la capacidad de ER para abastecer demanda adicional o sustituir capacidad perfecta. Para ello se hace una simulación temporal de suministro donde todos los parámetros inciertos se suponen conocidos en el periodo de evaluación. De esta manera, el problema se reduce a las decisiones de gestión del almacenamiento que permitan maximizar la sustitución de capacidad perfecta o la incorporación de demanda adicional. Para ilustrar la idea, en la Figura 3.1 se muestra un ejercicio de cálculo en un

sistema hidrotérmico con embalses de gran tamaño al que se introduce generación solar fotovoltaica (FV) con 7,016 [MW] de capacidad instalada. El gráfico muestra el suministro de la semana en la que se produce la demanda máxima y el reconocimiento de potencia del parque FV vía ELCC, cuyo monto calculado alcanza los 1,842 [MW]. Se observa cómo la gestión de la generación hidroeléctrica de embalse se ajusta y complementa la FV, permitiendo el suministro de mayor demanda, a pesar de que no existe generación FV en la segunda punta diaria.

En los siguientes párrafos se describe el procedimiento para efectuar el cálculo por medio de un problema de programación lineal. Datos del problema en letra normal y variables en letras cursivas.

La capacidad perfecta PP^{-ERA} , para abastecer un perfil de demanda d_t en un periodo de evaluación, sin considerar el parque generador renovable más almacenamiento (ER+A) será igual a:

$$PP^{-ERA} = \max_t \{d_t\} = D_{max}$$

La capacidad perfecta considerando el parque ER+A resulta de resolver el siguiente problema de optimización:

$$PP^{ERA} = \min_{pp} \{pp\}$$

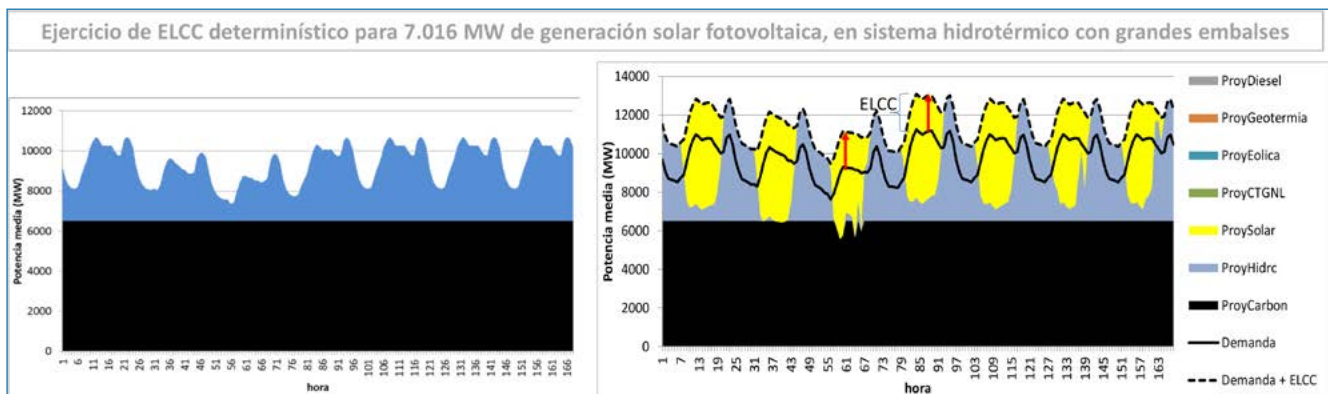


Figura 3.1: Ejemplo de ejercicio de ELCC determinístico.

Sujeto a las siguientes restricciones:

■ Suministro de demanda:

$$\sum_{j \in ERA} g_t^j + g_t^{pp} \geq d_t$$

$$g_t^{ERA} = (g_t^j), \quad j \in ERA$$

donde g_t^{ERA} es el vector de generación del parque ER+A y g_t^{pp} la generación del generador perfecto en cada periodo t . Para simplificar la notación los índices relativos a cada central se reemplazan por el conjunto tecnológico respectivo. Así el conjunto $ERA = ERV \cup \{A, E\}$ lo conforman los conjuntos respectivos de generadores renovables variables, almacenamiento independiente y plantas con capacidad de almacenamiento. Asimismo, $ERV = \{eo, fu, cs, hp\}$ lo conforman las plantas eólicas, solares fotovoltaicas, de concentración solar e hidroeléctricas de pasada.

■ Capacidad de generación:

Generador perfecto: $0 \leq g_t^{pp} \leq pp$

Perfiles de generación ERV: $0 \leq g_t^{ERV} \leq p_t^{ERV}$

Alm. independiente. en carga: $0 \leq gc_t^A \leq oc_t^A \cdot pc_{\max t}^A$

Alm. independiente. en descarga: $0 \leq gd_t^A \leq od_t^A \cdot pd_{\max t}^A$

Gen. desde Alm. Independiente: $g_t^A = gd_t^A - gc_t^A$

Generador con almacenamiento: $0 \leq g_t^E \leq p_{\max t}^E$

■ Almacenamiento independiente:

Límites de almacenamiento: $e_{\min t}^A \leq e_t^A \leq e_{\max t}^A$

Balance de energía: $e_t^A - e_{t-1}^A = \Delta_t \cdot (\eta c^A \cdot gc_t^A - gd_t^A / \eta d^A)$

Decisión de modo de operación: $oc_t^A + od_t^A \leq 1$

Habilitación de modo de operación: $o_t^A \in \{0, 1\}$

Donde e_t^A representa la energía almacenada en el intervalo de tiempo t , ηc^A y ηd^A las eficiencias en carga y descarga; y Δ_t la duración del intervalo, típicamente de valor 1 cuando

se trabaja con resolución horaria. Por su parte o_t^A modela la decisión de operación del almacenamiento en modo carga y descarga en cada periodo como variables binarias. No obstante, esto último se presenta sólo por completitud de modelación, ya que por la naturaleza del problema de optimización a resolver no es necesario el uso de estas variables.

■ Generador con almacenamiento (embalse):

Límites de almacenamiento: $e_{\min t}^E \leq e_t^E \leq e_{\max t}^E$

Balance de energía: $e_t^E - e_{t-1}^E = \Delta_t \cdot (a_t^E + g_t^E / \eta^E)$

Donde e_t^E representa la energía almacenada en t , η^E la eficiencia o inversa del rendimiento, a_t^E la potencia afluente.

La capacidad perfecta equivalente (PE) del conjunto ER+A se obtiene como:

$$PE^{ERA} = PP^{-ERA} - PP^{ERA} = D_{\max} - PP^{ERA}$$

En el caso particular en que no existan almacenamientos de ningún tipo, el cálculo se reduce a determinar la demanda residual, o neta, y su máximo como sigue:

$$PE^{ER} = D_{\max} - \max_t(d_t - p_t^{ERV})$$

3.5.2 Muestreo con ELCC/EFC determinístico

Sobre la base de muestreos de las series de tiempo de producción ER+A se procede a la realización de experimentos de cálculo de potencia equivalente, para cada escenario s , obteniendo una estadística de resultados $\{PE_s^{ERA}\}$. A partir de este conjunto se puede estimar una distribución de probabilidades representativa de la variable aleatoria potencia equivalente ER+A, para su uso en la integración con el procedimiento global de ajuste a demanda máxima. Este procedimiento se discutirá más adelante.

La calidad de la representación estadística de una variable aleatoria crece con el número de muestras. Por tal motivo, es deseable contar con el mayor número de muestras posibles.

En virtud de las correlaciones inherentes a los recursos de las ER que dependen de la meteorología, los escenarios deben construirse para el conjunto. Si se supone que el futuro es similar al

pasado, entonces se puede usar la estadística histórica de producción ER, en termino de años, para hacer el muestreo.

3.5.3 Procedimientos de incorporación al esquema de Potencia Firme

El objetivo de este procedimiento es la incorporación del conjunto muestral calculado en el esquema general de cálculo de potencia firme y ajuste a demanda máxima, consistentemente, sobre la base de probabilidades de excedencia. Para ello se plantean las siguientes opciones:

■ **Opción InPF-1, en convolución térmica:** las muestras de potencia perfecta equivalente $\{PE_s^{ERA}\}$ se incorporan al mecanismo de convolución del parque térmico como una planta térmica con múltiples estados equiprobables. Si el número de muestras es NS, se incorporaría con igual número de estados con potencia PE_s^{ERA} y probabilidad $1/NS$. La potencia firme del conjunto PE_s^{ERA} se obtendría siguiendo el procedimiento estándar del parque térmico.

■ **Opción InPF-2, tratamiento independiente:** con el conjunto muestral $\{PE_s^{ERA}\}$ se construye una distribución de probabilidad y sobre ella se aplican los mismos criterios de probabilidad de excedencia y ajuste a demanda máxima usado para el parque térmico e hidroeléctrico. Para la construcción de la distribución se plantean dos opciones:

- **InPF-2a, distribución empírica:** en este caso se trabaja directamente con la distribución empírica, de forma análoga a como actualmente se procede con el escenario hidrológico a considerar en los cálculos de potencia firme del parque hidroeléctrico.
- **InPF-2b, aproximación normal:** en esta opción, se toma el supuesto de que la capacidad equivalente del parque ER+A sigue una distribución normal, que puede ser aproximada por la media y la desviación estándar del conjunto muestral $\{PE_s^{ERA}\}$.

Si bien la opción de integración InPF-1 (en convolución térmica) es la más directamente implementable tiene el inconveniente de modificar el procedimiento actualmente aplicado al parque térmico. La opción InPF-2a, si bien mantiene inalterados los procedimientos del parque térmico e hidroeléctrico, introduce los inconvenientes de trabajar con distribuciones discretas que, considerando las necesidades de separación que se tratan en la siguiente sección, hacen más complejo el proceso general y los

ajustes a demanda máxima. Así, la opción InPF-2b, de aproximación normal, aparece como la más práctica. Con ella se obtiene, a partir de la caracterización normal, una formulación de potencia firme como función del umbral de excedencia:

$$PF^{ERA}(UE) = \text{erf_}N^{ERA}(UE)$$

Donde $\text{erf_}N^{ERA}$ es la inversa de la distribución normal aproximada a partir del muestreo $\{PE_s^{ERA}\}$.

La elección definitiva se efectuará considerando el comportamiento en ejercicios de prueba, una vez implementada y aplicada la metodología de ELCC/EFC determinístico al sistema dominicano.

Resultado de este procedimiento se obtiene la potencia firme del conjunto ER+A denotada como PF^{ERA} y el umbral de excedencia del proceso iterativo conjunto de ajuste a demanda máxima UE^* . Esto es:

$$PF^{TER}(UE^*) + PF^{HID}(UE^*) + PF^{ERA}(UE^*) = Dmax$$

3.5.4 Procedimientos de separación

Una vez dimensionada la potencia firme del conjunto, por coherencia se procede de forma similar a lo visto en el caso de California. Esto es, repetir los procedimientos para grupos tecnológicos asimilables, sacando un grupo a la vez, para construir los conjuntos muestrales respectivos sin la tecnología. Por ejemplo, considerando sólo tres grupos, e.g. eólico (eo), fotovoltaico (fv) y almacenamiento independiente (A), se calculan los conjuntos $\{PE_s^{ERA-eo}\}$, $\{PE_s^{ERA-fv}\}$, $\{PE_s^{ERA-A}\}$ y con ellos las potencias firmes parciales de cada grupo, dado el UE^* . Esto es, para el caso eólico:

$$pPF^{eo} = PF^{ERA} - pPF^{ERA-eo}$$

Análogamente para los otros grupos. Luego, sobre la base de estos valores, se distribuye la potencia firme conjunta de modo que se cumpla:

$$PF^{ERA} = PF^{eo} + PF^{fv} + PF^A$$

Los ajustes de eventuales residuos se efectúan respetando las potencias máximas de cada grupo, por lo que el proceso es iterativo.

Alternativamente, por temas de estabilidad de resultados, el procedimiento podría simplificarse al cálculo de los promedios simples de cada conjunto para estimar las potencias parciales de base para hacer el prorateo de la potencia firme conjunta.

Finalmente, la potencia firme reconocida a cada grupo tecnológico se distribuye entre los generadores que conforman el grupo. Las opciones de distribución pueden considerar una metodología análoga o una más sencilla, entre ellas: proratas sobre la base de parámetros o estadísticos como capacidad instalada, generación esperada, varianza y precios sombra en restricciones de capacidad del modelo de optimización respectivo $PP^{ERA(\cdot)}$. La selección final se efectuará considerando los resultados de ejercicios numéricos y experiencia práctica, una vez implementados los métodos principales, para evaluar simpleza, consistencia y estabilidad de los reconocimientos de capacidad obtenidos.

3.5.5 Sobre cuestiones prácticas

Dos elementos centrales, e interrelacionados, a considerar en la implementación práctica de los procedimientos son la disponibilidad de datos y la estabilidad de los resultados. El primero incide directamente en la calidad de la distribución empírica de potencia equivalente y eventualmente en la estabilidad de los resultados.

Frente a la posibilidad de contar con pocos datos históricos de generación renovable, se plantea el uso de otras curvas de demanda, distintas a la del año de cálculo. Estas corresponden a demandas históricas, en el mismo periodo de evaluación, las que serían ajustadas para encuadrar demanda máxima y energía, rescatando la forma del perfil de consumo y los momentos en que se producen los máximos. Estos escenarios adicionales de demanda permitirían multiplicar los escenarios de muestreo para cálculo de potencias equivalentes, al combinarlos con los perfiles históricos de producción de energía renovable.

Las características y diversidad del parque generador renovable inciden en la ocurrencia de compensación estadística, lo que tiende a estabilizar los resultados de cálculo de potencia equivalente. Asimismo, también tiene un efecto estabilizador la existencia de almacenamiento, ya sea independiente o ligado

a plantas generadoras. De esta manera, los ejercicios de prueba buscarán identificar, dentro de las opciones planteadas, aquellas con el mejor comportamiento en este respecto.

3.6 Recomendaciones complementarias

En las siguientes secciones se revisan temas complementarios a la inserción metodológica de las ERV y almacenamiento en el mecanismo de Potencia Firme. Estos corresponden a cuestiones relativas a procedimientos aplicados principalmente al parque térmico.

3.6.1 Número de años del historial para cálculo de indisponibilidad

La ventana que modula el cálculo de indisponibilidad que establece el artículo 413 del RALGE es de 10 años. Se analiza la pertinencia de su reducción.

La indisponibilidad forzada de una planta generadora es una variable aleatoria, o más precisamente un proceso estocástico, que el marco metodológico busca caracterizar. Para ello se requiere de una estadística en el tiempo a partir de la cual se pueda aproximar, reflejando la realidad actual de la planta. En este sentido hay objetivos contrapuestos. Por un lado, se quisiera una estadística larga para atenuar errores. Por el otro, dada la naturaleza dinámica de la evolución en el tiempo de la planta, datos muy antiguos podrían no ser representativos de su condición actual.

En las estimaciones de suficiencia, se suele ser conservador en la aplicación de criterios. Esto es, subestimar una indisponibilidad es peor que sobreestimarla desde el punto de vista del riesgo de falla. Por ello, no suelen tomarse ventanas móviles muy largas que puedan atenuar o enmascarar una tendencia hacia fallas frecuentes de una planta.

Por análisis comparado, una ventana de 10 años se considera muy larga. En Chile, se aplica una ventana móvil de los últimos 5 años de estadística para el cálculo de indisponibilidad del parque generador. Lo cual sería lo recomendable a aplicar en República Dominicana, por las razones expuestas.

Coincidentemente, en la Tesis de M. Domínguez_2013, de la P. Comillas, también se recomienda el uso de 5 años.

3.6.2 Sobre aplicación del factor único

El artículo 269 del RALGE, relativo al cálculo de la potencia firme, establece en el literal j que, si la potencia firme conjunta del parque generador es inferior la demanda máxima, se multiplica la potencia firme de las unidades térmicas por un factor único de manera de alcanzar la igualdad con la demanda máxima. Más detalles en sección 3.6.5.

En virtud de que el procedimiento de ajuste a demanda máxima se efectúa por medio del parámetro de probabilidad de excedencia y este sólo puede subir de 95 %, en caso de sobre instalación, y no puede bajar en caso de déficit de capacidad, se requiere la aplicación de una regla adicional como la descrita en el literal j.

Los fundamentos teóricos marginalistas indicarían aplicar un criterio basado en neutralidad tecnológica. Esto es, el mismo tratamiento para todas las plantas generadoras. Esto puede implementarse de dos formas, consistentemente con el procedimiento reglamentario:

1. Aplicar el mismo factor a todas las tecnologías, sin restringirlo sólo al parque térmico.
2. Permitir reglamentariamente que el parámetro de probabilidad de excedencia baje de 95% para permitir alcanzar la igualdad sin necesidad de introducir el factor de ajuste.

Considerando los condicionamientos de la realidad, se recomienda revisar los criterios del regulador que pudieron motivar la disposición reglamentaria en favor del parque térmico y su validez actual. Entre ellas puede estar el fomentar la inversión en turbinas de punta para enfrentar periodos de déficit de generación bajo el supuesto de que es la tecnología que podría desplegarse con mayor rapidez.

En coherencia con lo expuesto, se recomienda efectuar las indagaciones y análisis complementarios respectivos antes de introducir cambios.

3.6.3 Precio de la potencia de punta

Considerando las tecnologías que conforman la matriz de generación del SENI se analiza la determinación del precio de potencia de punta establecido en el artículo 277 del RALGE.

Siguiendo la teoría marginalista de sistema limitado por potencia, el precio de la potencia debería estar determinado por el costo incremental de una unidad adicional de potencia, esto es, de capacidad que genera muy pocas horas al año. La minimización de costos de la planificación induce a que sea la opción tecnológica más económica para suministrar dicha punta. Esto está capturado en la Ley, y se recomienda mantener esta definición, que está en línea con lo usado en otros países.

No obstante, el principio de diseño en la ley es llevado a la práctica de forma explícita en el reglamento, a través de la definición de una turbina a gas de ciclo abierto de 50 MW, presumiblemente para dar una señal de estabilidad al precio. En otros países la definición de la tecnología y sus costos se implementa en procesos periódicos, ej. 4 años, de fijación tarifaria a manos del ente regulador. Este proceso puede incluir restricciones y condicionantes de localización que inciden sobre el precio nodal de la potencia y actualización de parámetros y metodologías de indexación. Estos procesos, por cierto, incrementan la carga administrativa del regulador y deben considerarse al proponer cambios.

Dado lo anterior, se recomienda revisar la viabilidad de implementar procesos periódicos de determinación del costo de la potencia de punta.

3.6.4 Esquema de reliquidación

Se analiza la coherencia del esquema de reliquidación de potencia firme establecido en el artículo 274 del RALGE, sobre la base de la información recibida.

Al respecto entendemos que el esquema de reliquidación, que, aplicando correctamente la normativa vigente, debería tender a minimizar la diferencia que se produce entre los valores mensuales calculados con parámetros estimados (cálculo mensual provisional) y el valor final (cálculo definitivo) calculado con parámetros reales.

En relación con la demanda de potencia de punta, de acuerdo con la teoría marginalista corresponde a la demanda máxima del SENI en el periodo en que se puede ajustar el parque con una unidad de punta. Este periodo es evidentemente mayor a un mes, probablemente no exactamente un año, pero si un periodo cercano a un año. De esta forma un año parece ser un periodo razonable. Por lo anterior se recomienda hacer la reliquidación una vez transcurrido el año considerando la demanda máxima anual real del año de cálculo.

En relación con los pagos mensuales provisionales, se recomienda realizar un cálculo provisional que minimice las diferencias con el cálculo definitivo que se realiza una vez transcurrido el año.

3.6.5 Procedimiento de encuadre de Potencia Firme a Demanda Máxima

El artículo 269 del RALGE establece el procedimiento reglamentario por medio del cual se calcula la potencia firme de las unidades generadoras incluyendo un mecanismo de encuadre de la potencia firme del parque con la demanda máxima. Este mecanismo usa la probabilidad de excedencia, o nivel de certeza de disponibilidad conjunta de potencia del parque, como parámetro de ajuste dentro de la banda [95%, 98%] para modificar la potencia firme total. El nivel de excedencia se incrementa si la potencia firme total es inferior a la demanda máxima o se reduce en el caso contrario, dentro de la banda, hasta obtener la igualdad con la demanda máxima. Si se alcanza el extremo superior de la banda sin producir la igualdad se procede a descontar potencia del parque térmico partiendo de las unidades de mayor costo variable hasta producir la igualdad. Por el contrario, si se alcanza el extremo inferior, se procede a incrementar la potencia del parque térmico por un factor único para producir la igualdad.

En virtud de que lo aceptable en términos de la teoría marginalista es remunerar un parque adaptado a la demanda, esto es, que provea una potencia firme igual a la demanda máxima más un margen de reserva que, usualmente, se aplica al precio en vez de la cantidad. Al remunerar un parque real, no perfectamente adaptado, se deben introducir mecanismos de encuadre de manera de ajustar la remuneración. Esto, para reducirla en el caso de sobre instalación o incrementarla en caso de déficit, desincentivando o fomentando la permanencia y adición de capacidad respectivamente.

El mecanismo reglamentario descrito se considera suficientemente adecuado para sus propósitos. Esto, sin considerar cuestiones eventuales prácticas de implementación, por ejemplo, de carácter numérico.

Respecto de los límites de la banda de probabilidad de excedencia, sus valores pueden calibrarse por medio de estudios que contrasten niveles de falla de suministro, con su costo respectivo, y el costo del tamaño del parque que lo provee, para encontrar un óptimo.

Finalmente, cabe destacar que existen otras opciones de mecanismos de encuadre implementados en países que remuneran potencia. Se recomienda hacer evaluaciones específicas para justificar y orientar un eventual cambio.

Desde el punto de vista de la suficiencia del sistema, el procedimiento de encuadre entre oferta y demanda de potencia corresponde principalmente a un mecanismo de asignación de recursos económicos, basado en disponibilidad con grados de certeza, con algunas señales de ajuste de incentivo a la inversión en capacidad. Así, si bien incorpora elementos de la suficiencia del sistema, su foco no es dimensionarla en forma precisa. Todos los criterios de simplificación del problema subyacente son en algún grado debatibles y corresponden a juicios sobre efectos contrapuestos, como por ejemplo precisión, complejidad y estabilidad.

3.6.6 Horas de punta, demanda máxima e indisponibilidad

En la reglamentación vigente de la potencia firme, la contabilización de la demanda máxima y de la indisponibilidad de las unidades generadoras se efectúa únicamente en las horas de punta predefinidas.

El objetivo del mecanismo de potencia firme es el dimensionar y remunerar capacidad de generación en concordancia con la máxima exigencia de demanda. En virtud de que se trata, por un lado, de remunerar inversiones de larga vida útil y, por el otro, dimensionar sobre la base de demanda efectiva real, el periodo mínimo razonable para hacer el encuadre de oferta y demanda es un año.

Considerando lo anterior, en el procedimiento debe considerarse la máxima demanda anual, independientemente de la

definición de horas de punta. En este sentido cabe destacar el rol de las horas de punta como horas de control tarifario en las cuales se transfiere la señal de costo de inversión en infraestructura a la demanda. Esta señal suele incluir generación y transmisión, las que no necesariamente coinciden y puede evaluarse su separación, como ocurrió en Chile.

Por el lado de la generación, la estadística de indisponibilidad forzada (azarosa) permite aproximar la variable aleatoria indisponibilidad para cuantificar la probabilidad de que una central esté o no disponible para operar en cualquier momento. Acotar las horas de registro a las horas de punta reduce la estadística y con ello perjudica la aproximación. Más aún, se introduce incoherencia cuando la demanda máxima no ocurre en horas de punta o definitivamente se desconocen los periodos en los que ocurrirá.

Complementariamente, en un pool obligatorio las centrales también pueden ser llamadas a operar por efecto de contingencias en generación o transmisión, las que pueden ocurrir en cualquier momento, independiente de la demanda máxima u horas de punta. Algo análogo ocurre en sistemas hidrotérmicos en periodos de racionamiento.

Considerando todo lo anterior, se recomienda extender la estadística de indisponibilidad forzada del parque generador a todo el año. Esto es, contabilizar también las indisponibilidades en horas fuera de punta. En estas debe contabilizarse toda indisponibilidad no programada, independientemente de la causa siempre y cuando esta sea atribuible a la planta generadora, su gestión, o equipamiento de conexión al sistema.

En relación con el tratamiento de indisponibilidades programadas, operación con combustible alternativo y repotenciaciones, estos deben analizarse en estudios específicos para cada materia. No obstante, el mecanismo de cálculo de Potencia Firme, incorpora en el uso de la potencia media, una forma de descuento para integrar estas indisponibilidades.

3.6.7 Restricciones de Red

En relación con las restricciones de la red de transmisión en la determinación de la potencia que efectivamente puede aportar una central cabe hacer las siguientes distinciones:

1. En el caso de infraestructura de conexión y línea dedicada de la central para llegar al sistema interconectado nacional, estas deberían ser incorporadas en la estadística de disponibilidad.
2. En el caso del sistema de transmisión (SENI) no es necesariamente de responsabilidad del generador específico y debería ser estudiado en cada caso.

Es posible plantearse un esquema alternativo más allá de lo planteado en 1. Esto es, en el caso que se posean antecedentes explícitos en el cual la empresa generadora toma el riesgo de conectarse sin tener asegurada la capacidad de inyección hacia el resto del sistema. Para ello, se requiere de una coordinación y registro entre el desarrollo del parque generador y el del sistema de transmisión nacional, con la consecuente necesidad de estudiar su viabilidad e impacto en la carga administrativa del regulador. En tanto no se cuente con dicha evaluación, la recomendación se alinea con adoptar el enfoque 1.

3.6.8 Modos de operación de centrales

En relación con el tratamiento de centrales que pueden operar en distintas modalidades (como los ciclos combinados), no se encontraron detalles tanto en el RALGE como en los manuales de procedimientos del OC.

Para incorporar plantas con modalidades, o configuraciones, de operaciones es necesario mantener una estadística de disponibilidad para cada unidad del conjunto. Para su integración al mecanismo de convolución térmica existen dos formas con distinto grado de aproximación.

1. Disponibilidad equivalente biestado: se construye un FOR (Forced Outage Rate) equivalente de la potencia conjunta, a partir de la suma ponderada por tamaño de los FOR de cada unidad. En el caso de ciclos combinados, se debe cautelar el registro de indisponibilidad total o parcial de la turbina a vapor cuando están indisponibles la o las turbinas a gas de que depende.

2. Disponibilidad multiestado: se construye una distribución de probabilidad de potencia disponible con múltiples estados a partir de la convolución de los estados plausibles de operación y el FOR de cada unidad.

En el caso chileno se considera una indisponibilidad equivalente, usando la opción 1. Ésta, permite su integración directa a un algoritmo de convolución de variables aleatorias biestado (Bernoulli), pero es una aproximación más gruesa del problema. Por el contrario, la opción 2 es más precisa pero compleja en dos sentidos, se debe implementar el algoritmo de construcción de la representación multiestado de disponibilidad de plantas generadoras y modificar el algoritmo de convolución del parque para aceptar distribuciones discretas con más de dos estados. Por simplicidad, y considerando el antecedente del caso chileno, la opción más recomendable es la 1.

4. RESULTADOS DE APLICACIÓN DE LA PROPUESTA METODOLÓGICA



4.1 Implementación de la metodología

La implementación de la metodología de estimación de potencia firme se ha efectuado íntegramente en lenguaje Python con uso de diversas librerías, todas de acceso abierto. Entre ellas se encuentran las siguientes librerías:

- NumPy: para cálculo numérico y álgebra lineal.
- Pandas: para manipulación de estructuras de datos, manejo de entrada y salida de datos de múltiples fuentes y formatos.
- Pyomo: para construcción y manejo de problemas de optimización.

- Glpk: para la resolución de problemas de programación lineal.

- Scikit-learn: librería auxiliar para análisis de datos. Sólo usada para efectuar relleno de datos. No necesaria para la implementación de la metodología.

- Matplotlib: librería auxiliar para construcción de gráficos matemáticos. No necesaria para la implementación de la metodología.

En relación con la implementación de la metodología destacan las siguientes rutinas por su relevancia en el procedimiento general:

- **Ajuste de demandas:** en este procedimiento se efectúa el ajuste no lineal de curvas de demanda, preservando su forma, para hacerla coincidente en energía y factor de carga con una demanda de referencia.
- **Construcción de escenarios:** crea las combinaciones de escenarios de generación y demanda a cruzar para obtener un muestreo de capacidad perfecta equivalente (CPE).
- **Simulación Op:** plantea y resuelve el problema de determinar la CPE por escenario de demanda y generación ERV+A. En la implementación del problema de optimización descrito en la sección 6.5.1 se ha optado por la formulación más simple posible, en la que todas las plantas se suponen como un generador renovable con almacenamiento. Esto permite, en forma general, condicionar en el tiempo la potencia máxima de cada planta para representar indisponibilidades, disponibilidad de energía primaria (afluente) y las capacidades de almacenamiento. Anulando los datos de entrada apropiados, es posible modelar plantas de cualquier tipo, con o sin almacenamiento, en el problema. De esta forma se consigue un código de implementación completamente general y de mínimo tamaño, fácil de analizar y mantener.

- **Estimación de CPE por tecnología:** lazo principal que construye las distribuciones de CPE a partir del llamando de las rutinas anteriores.

4.2 Datos y descripción de ejercicio de prueba

4.2.1 Análisis y tratamiento de los datos recibidos

Los datos disponibles para las pruebas constan de series de generación horaria dispuestas en tablas por año, de 2018 a 2021 (4 años), a partir de la cual se puede obtener la demanda bruta agregada y la generación por central o grupo, según descripciones en encabezado de columnas de dato. Esto se complementa con una hoja de listado resumen donde se describen los nombres de las centrales, su propietario y tipo de tecnología. La siguiente tabla resume el listado de centrales y correspondencia de series de datos.

Tabla 4.1: Resultado de cruce de campos entre fuentes de datos recibidos.

Agente	Tabla Unidades de Generación		Columnas de datos en Tablas (año) Energía Neta BT			
	Nombre de Central	Tipo	Pmax_ MW	Nombre 1	Nombre 2	Nombre 3
AGUA CLARA, S.A.	AGUA CLARA	Eólica	52.5	PARQUE EOLICO AGUA CLARA		
PARQUES EÓLICOS DEL CARIBE, S.A.	GUANILLO	Eólica	52.5	PARQUE EOLICO GUANILLO		
HAINA	JUANCHO LOS COCOS, LOS COCOS 2, QUILVIO CABRERA, LARIMAR, LARIMAR 2	Eólica	183.3	PARQUE EOLICO LOS COCOS PARQUE EOLICO JUANCHO-LOS COCOS	PARQUE EOLICO LARIMAR I	PARQUE EOLICO LARIMAR II
GRUPO EÓLICO DOMINICANO	MATAFONGO	Eólica	34.0	PARQUE EOLICO MATAFONGO		
ELECTRONIC J.R.C. SRL	MONTE PLATA SOLAR	Solar	30.0	MONTE PLATA SOLAR		
MONTECRISTI SOLAR FV, S.A.S.	MONTECRISTI SOLAR 1	Solar	58.0	MONTECRISTI SOLAR T1		
POSEIDON ENERGIA RENOVABLE, S.A.	PARQUE EOLICO LOS GUZMANCITOS	Eólica	48.0	PARQUE EOLICO LOS GUZMANCITOS		
PARQUE EÓLICO BEATA, S.R.L.	PARQUE FOTOVOLTAICO BAYAHONDA	Solar	58.3	PARQUE FOTOVOLTAICO BAYASOL		
WCG ENERGY, LTD	PARQUE FOTOVOLTAICO MATA DE PALMA	Solar	66.9	PARQUE FOTOVOLTAICO MATA DE PALMA		
EMERALD SOLAR ENERGY, SRL	PARQUE SOLAR CANOA	Solar	32.6	PARQUE SOLAR CANOA		
HAINA	PARQUE SOLAR GIRASOL	Solar	120.0	PARQUE SOLAR GIRASOL T1	PARQUE SOLAR GIRASOL T2	
	Totales	Eólica	370.3			
	Totales	Solar	365.8			

El segundo paso consistió en analizar las series de datos de la tabla anterior para identificar anomalías. Del análisis se concluye que no hay anomalías evidentes en las series de datos y solo datos faltantes acordes con el ingreso en operación de una central. Esto último se evidencia en el año y hora en que comienza la serie de datos.

Debido a que la metodología requiere series de tiempo completas se procedió a aplicar técnicas de relleno de datos. Para ello se construyen modelos que, a partir de datos existentes, permiten aproximar una serie de datos a partir de un conjunto de otras (caso multi dimensional). Luego el modelo se aplica para construir los datos faltantes de una serie a partir de los existentes de un conjunto de otras. Se aplicaron dos técnicas⁷ con resultados similares en términos de bondad. Estas son:

- LRM: modelo de regresión multi lineal estándar.
- DTR: modelo de regresión no lineal basado en árbol de decisiones.

En la Tabla 4.2 se hace un resumen global, tanto de los datos, como del relleno. En la columna año se entrega la estimación de la entrada de la central a partir de donde empieza la serie de datos. Un guion indica que la serie está completa desde el inicio del 2018. Las columnas de síntesis de serie indican máximo y mínimo y promedio anual del conjunto de datos originales (sin

relleno). Un guion indica que no hay datos ese año, o que la serie no existía en ese año.

De los totales de máximos por central se puede inferir una estimación de capacidad instalada. Al contrastar con los datos de la Tabla 4.1 se encuentra una buena correspondencia con el parque eólico y no así con el parque solar. En este último caso, se dimensionan unos 63.3 [MW] de capacidad no reflejada en las series de datos de generación.

En las columnas de relleno de datos de la Tabla 4.2 se indica el índice de bondad o calidad del ajuste del modelo para relleno de datos. Esto se obtiene a partir de una normalización del error de predicción del modelo aplicado a los datos existentes. El índice se mueve entre 0 y 1, indicando el último un ajuste perfecto. Esto es, sin error. Se observa que el ajuste para el caso solar es bueno, mientras que el de eólico resulta de regular a malo, con ambas técnicas. Si bien para LRM se obtiene un índice de calidad levemente mejor, se opta finalmente por aplicar DTR, ya que las series de relleno que produce no contienen valores negativos, como si ocurre con LRM.

Tabla 4.2: Síntesis general de centrales, series de datos y rellenos.

Agente	Tabla Unidades de Generación		Columnas de datos en Tablas (año) Energía Neta BT			
	Nombre de Central	Tipo	Pmax_ MW	Nombre 1	Nombre 2	Nombre 3
AGUA CLARA, S.A.	AGUA CLARA	Eólica	52.5	PARQUE EOLICO AGUA CLARA		
PARQUES EÓLICOS DEL CARIBE, S.A.	GUANILLO	Eólica	52.5	PARQUE EOLICO GUANILLO		
HAINA	JUANCHO LOS COCOS, LOS COCOS 2, QUILVIO CABRERA, LARIMAR, LARIMAR 2	Eólica	183.3	PARQUE EOLICO LOS COCOS PARQUE EOLICO JUANCHO-LOS COCOS	PARQUE EOLICO LARIMAR I	PARQUE EOLICO LARIMAR II
GRUPO EÓLICO DOMINICANO	MATAFONGO	Eólica	34.0	PARQUE EOLICO MATAFONGO		
ELECTRONIC J.R.C. SRL	MONTE PLATA SOLAR	Solar	30.0	MONTE PLATA SOLAR		
MONTECRISTI SOLAR FV, S.A.S.	MONTECRISTI SOLAR 1	Solar	58.0	MONTECRISTI SOLAR T1		
POSEIDON ENERGIA RENOVABLE, S.A.	PARQUE EOLICO LOS GUZMANCITOS	Eólica	48.0	PARQUE EOLICO LOS GUZMANCITOS		
PARQUE EÓLICO BEATA, S.R.L.	PARQUE FOTOVOLTAICO BAYAHONDA	Solar	58.3	PARQUE FOTOVOLTAICO BAYASOL		
WCG ENERGY, LTD	PARQUE FOTOVOLTAICO MATA DE PALMA	Solar	66.9	PARQUE FOTOVOLTAICO MATA DE PALMA		
EMERALD SOLAR ENERGY, SRL	PARQUE SOLAR CANOA	Solar	32.6	PARQUE SOLAR CANOA		
HAINA	PARQUE SOLAR GIRASOL	Solar	120.0	PARQUE SOLAR GIRASOL T1	PARQUE SOLAR GIRASOL T2	
	Totales	Eólica	370.3			
	Totales	Solar	365.8			

7 Librería Scikit-learn

4.2.2 Descripción del ejercicio de aplicación metodológica

Basado en los datos ya descritos, se aplica la metodología de estimación de potencia para el año 2021. Dado el parque ERV+A existente, sólo se distinguen dos tecnologías: eólica y solar fotovoltaica (por simplicidad, en lo sucesivo solar).

Siguiendo el procedimiento metodológico, se identifica el mes de 2021 donde ocurre la demanda máxima anual. Esta ocurrió el martes 28 de septiembre a las 16 hrs. con un valor de 2814 [MW]. Cabe destacar que la demanda máxima en horas de punta ocurrió el viernes 27 de agosto a las 21 hrs. con un valor de 2743 [MW].

Se dispone de 4 años de series de datos completas (2018, ..., 2021). Tomando el mes de septiembre de 2021 como referencia, se ajustan las demandas de septiembre de los restantes años para coincidir en energía y potencia. Con lo anterior se tienen 4 casos de demandas de septiembre y 4 casos de generación ERV que en cruce dan un total de 16 escenarios de muestreo para cálculo de potencia perfecta equivalente, cuyos resultados se describen en las siguientes secciones.

Al lo anterior se agregan dos series de datos de demanda agregada (2016 y 2017), los cuales fueron recibidas posteriormente, y que permitieron incrementar el número de escenarios de muestreo de en 2x4 escenarios adicionales. Con lo anterior se conformó un conjunto de 24 escenarios de simulación.

4.3 Ejercicio de estimación de capacidad perfecta

4.3.1 Capacidad perfecta conjunta y distribución empírica

Resultado del muestreo de combinaciones de años de generación y demanda en el mes de septiembre de cada año se construye una distribución de capacidad perfecta equivalente del conjunto (CPEC) de generación eólica y solar. En la Figura 4.1 se grafica la distribución empírica obtenida en contraste con la aproximación por medio de una distribución normal con media y varianza iguales a los muestrales. Complementariamente en la Figura 4.2 se grafica el histograma equivalente del ejercicio.

La distribución tiene un promedio de 60.7 [MW], una desviación estándar de 29.4 [MW] y para una probabilidad de excedencia de 93.4 %, la capacidad perfecta equivalente del conjunto asciende a 13.8 [MW]. El valor más alto alcanzado en el muestreo es de 111 [MW].

Por su parte la media y la mediana (62.5 [MW]) de la distribución empírica se encuentran cercanas, dando cuenta de simetría respecto del valor esperado. Por su parte, del contraste visual entre distribución empírica y normal se desprende que esta última podría ser una aproximación aceptable. No obstante, se requieren test, múltiples ejercicios de condiciones del parque generador y mayor volumen de muestras para validar esta hipótesis.

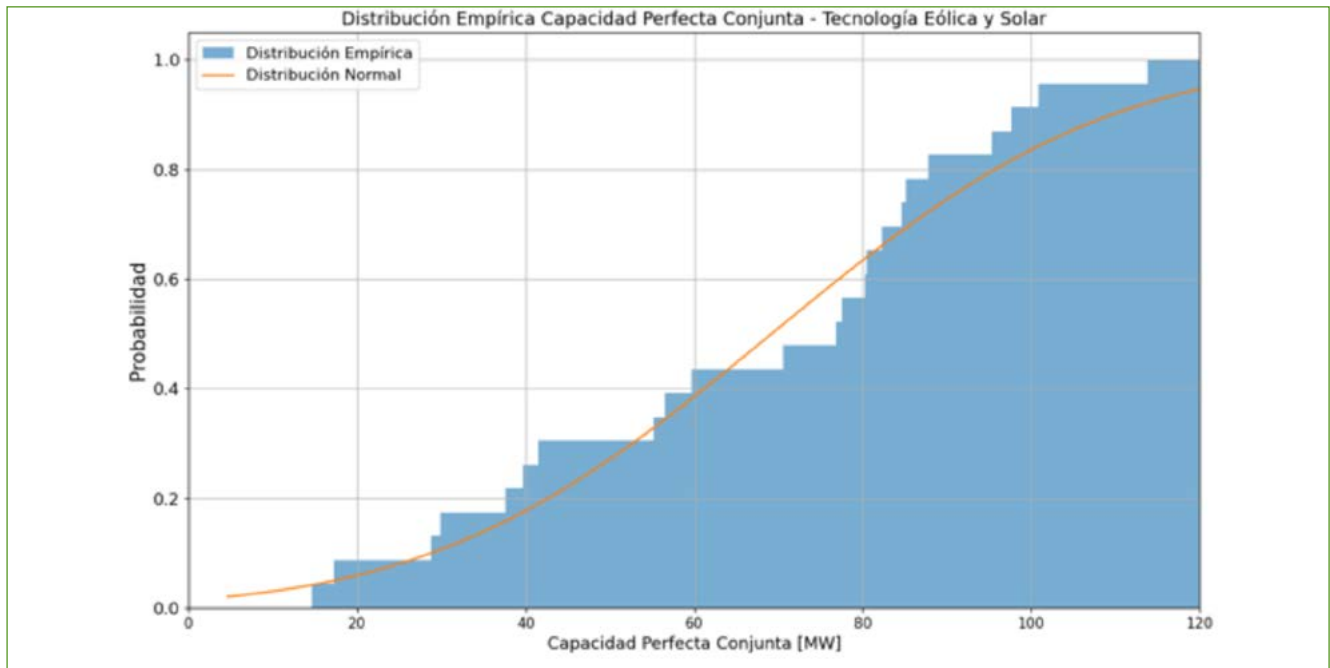


Figura 4.1: Distribución empírica de probabilidad CPEC obtenida en el ejercicio.

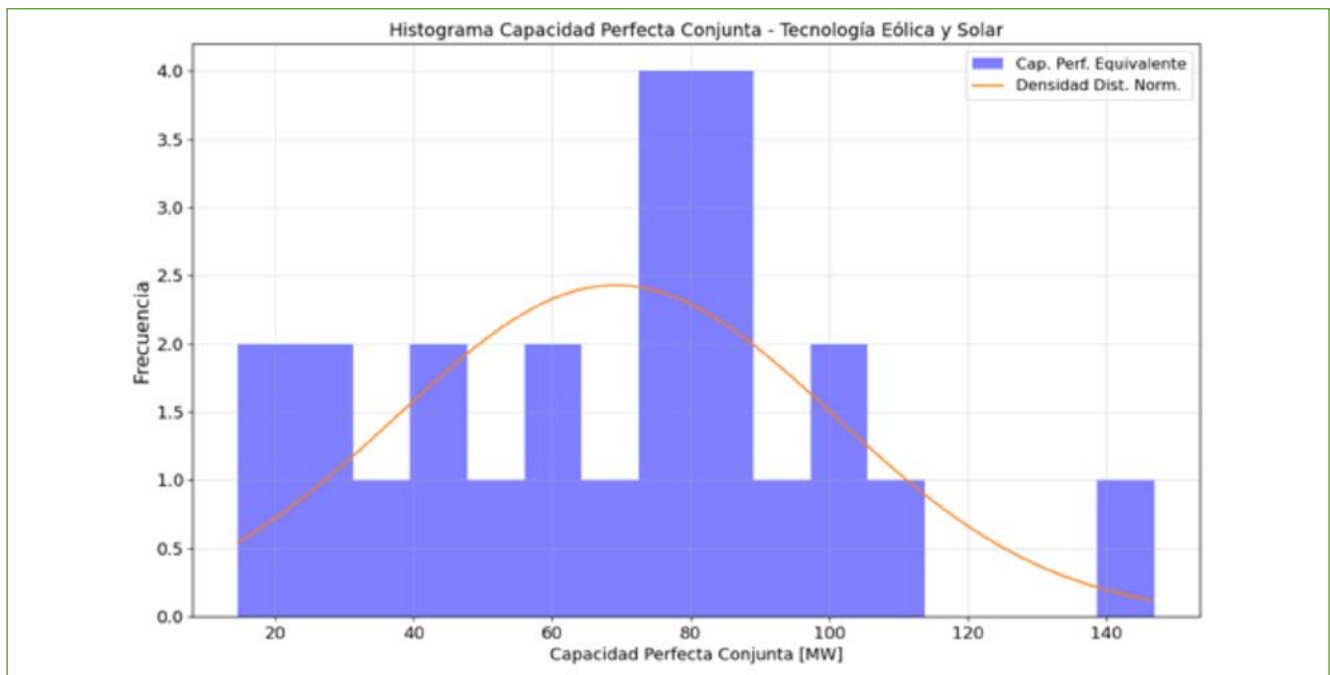


Figura 4.2: Histograma de probabilidad CPEC obtenida en el ejercicio.

4.3.2 Capacidad perfecta por tecnología

Continuado con el procedimiento metodológico, el siguiente paso consiste en el cálculo de la capacidad perfecta equivalente (CPE) por tecnología. Para ello se resta de la capacidad conjunta la capacidad obtenida sin la tecnología respectiva, lo que se denomina CPE marginal. La Figura 4.3 grafica los resultados obtenidos en cada escenario incluyendo el valor del conjunto. En el eje horizontal se incluye la combinación de escenarios de demanda y generación de caso. Se observa que la CPE marginal eólica usualmente coincide con la capacidad conjunta cuando el respectivo aporte solar es cero. Asimismo, no siempre la suma de las CPE marginales de las tecnologías coincide con la CPE, dando cuenta de la no linealidad del problema y las complejidades de hacer la separación. Cabe destacar que el valor marginal aproxima la derivada de la sustitución de capacidad perfecta en

el punto de evaluación y un valor cero indica que un incremento de capacidad de esa tecnología no sustituye capacidad perfecta bajo las condiciones del caso. Por otro lado, esto no necesariamente significa que la capacidad de todo [MW] de la tecnología sea nula.

La discusión anterior levanta el tema de lo que se conoce como la diferencia entre el aporte medio y el marginal a la suficiencia. Mientras el marginal se enfoca en los últimos [MW], dadas las condiciones de simulación, el aporte medio hace un recorrido por cada [MW] para estimar un valor medio. Esto se ilustra en los resultados graficados en la Figura 4.4 en la que se presentan las CPE para cada tecnología aisladamente y como parte del conjunto. Así la diferencia entre la CPE del conjunto y la aislada de cada tecnología corresponde a los valores marginales de la gráfica anterior. En este caso se observa que la suma de las CPE

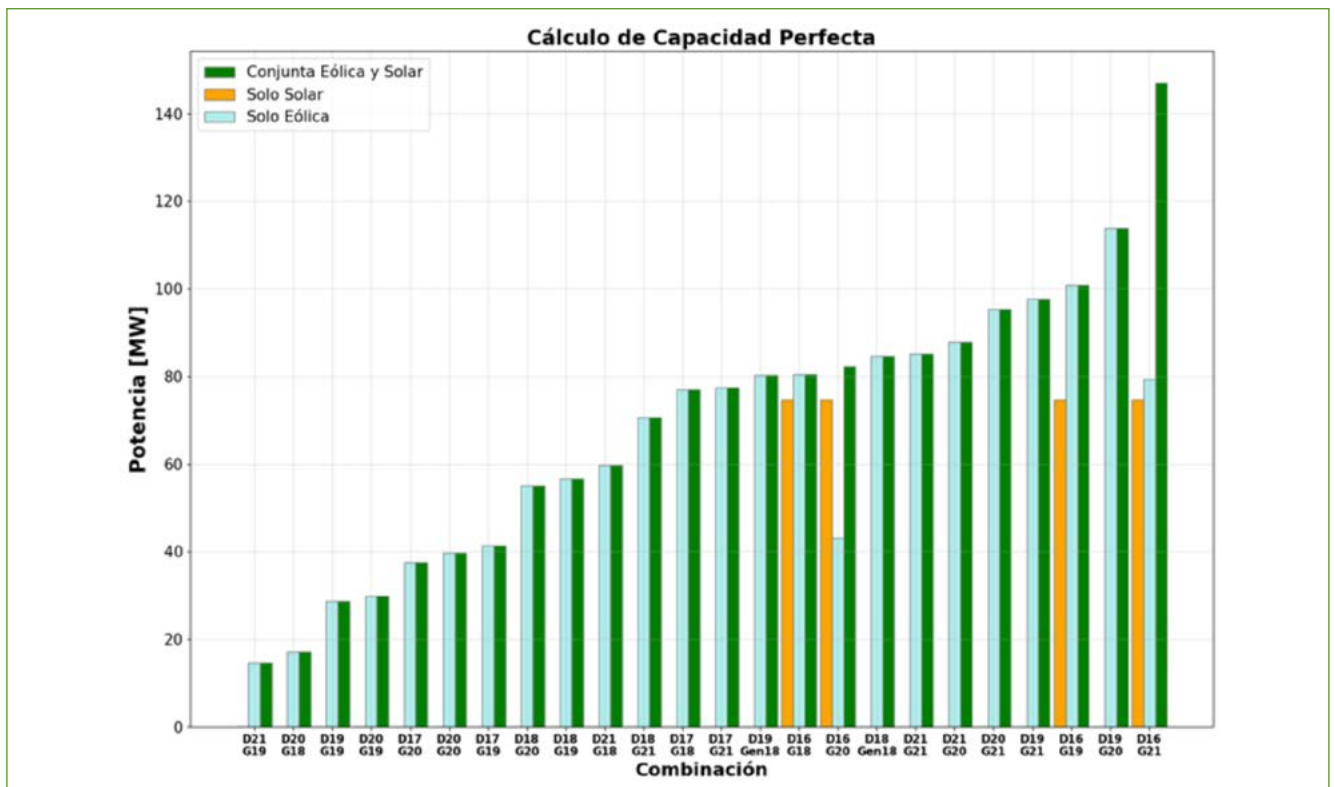


Figura 4.3: Capacidad equivalente conjunta y marginal por escenario y tecnología.

aisladas por tecnología suelen estar por sobre la conjunta y que este enfoque tiende a reconocer más capacidad a la tecnología solar. Esto, debido a que el aporte eólico suele enmascarar al solar en los escenarios en que ambas tecnologías aportan en demanda máxima diurna pero solo el eólico aporta en demandas máximas nocturnas. Más detalles en sección de análisis.

Este análisis se retoma en la sección 4.4 de discusión de la metodología de separación.

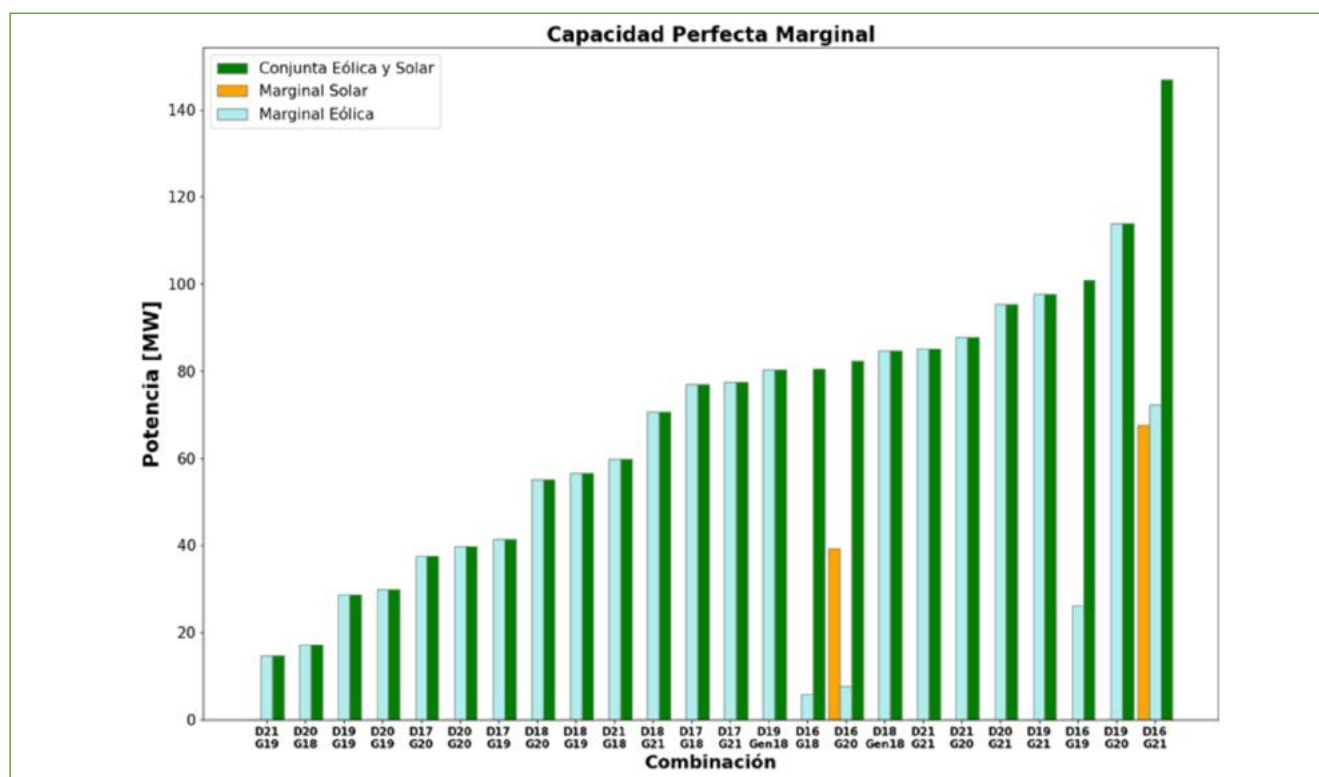


Figura 4.4: Capacidad equivalente conjunta y aislada por escenario y tecnología.

4.3.3 Análisis de resultados de estimación

En las gráficas de Figura 4.5 y Figura 4.6 se presentan las series de tiempo de demanda, generación y demanda residual para escenarios específicos. La visualización permite ilustrar un par de casos. El primero, demanda 2016 y generación 2020 da el peor caso de CPE conjunta en el que coinciden demandas máximas nocturnas con baja generación eólica y solar en esas horas (22 hrs). Por tratarse de demanda con puntas nocturnas, el aporte solar fotovoltaico es nulo, tanto el marginal como el aislado.

Por el contrario, en el caso demanda 2021 y generación 2021, la CPE conjunta es más significativa, en torno a los 80 [MW], con aporte eólico y solar en horas de demanda máxima, en horario diurno (16 hrs. en este caso), mientras que la punta de demanda residual se desplaza a horario nocturno (22 hrs.) coincidentemente con baja generación eólica y solar. Tanto la generación eólica como la solar recortan en forma significativa la demanda máxima en valores comparables, dando lugar los valores de CPE aislada altas y, correspondientemente, bajos CPE marginales. En este caso, las capacidades marginales salen directamente de las aisladas (diferencia con la conjunta) ya que se trata de sólo dos tecnologías.

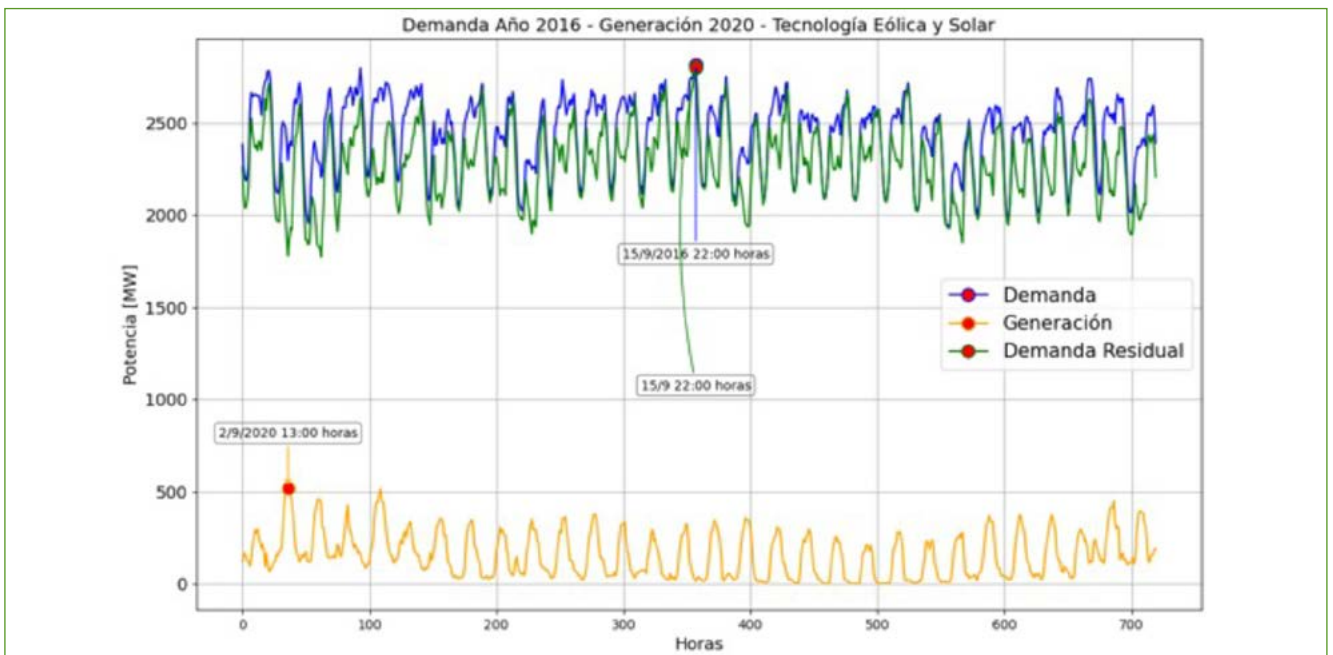


Figura 4.5: Curvas de demanda/residual, escenario generación 2019 demanda 2019.

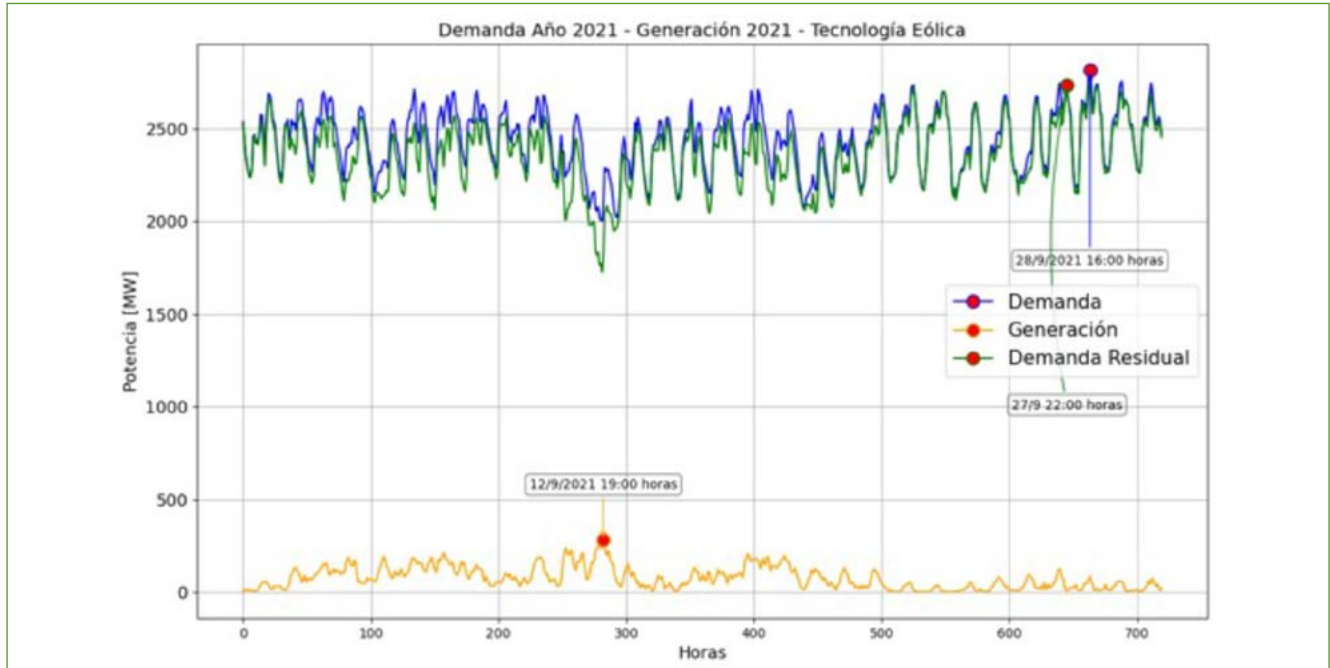


Figura 4.6: Curvas de demanda/residual, escenario generación 2021 demanda 2021.

En la situación en que se trabaje con más tecnologías, los cálculos de CPE aislada y marginal deben hacerse explícitamente. La primera simulando sólo con la tecnología objetivo, sin ninguna otra. La segunda, simulando con todas las tecnologías y con todas menos la tecnología objetivo, haciendo luego la diferencia.

4.4 Separación de CPE y discusión

Los resultados globales obtenidos se resumen en la Tabla 4.3, incluyendo distintos criterios de separación o repartición de la CPE conjunta. Se destacan las primeras cuatro filas, entre las que se mueve el rango de probabilidades de excedencia 90 % o mayor. El valor de CPE para una probabilidad de excedencia específica se obtendría por interpolación lineal entre los puntos cercanos. Las columnas de CPE Solar y Eólica se agrupan según familia de valores y criterios de separación. Aislado y Marginal corresponden a los cálculos ya tratados en secciones anteriores. La familia Med (Aisl, Marg) corresponde al promedio de CPE aislado y marginal de los valores respectivos de cada tecnología. Este cálculo aproximaría un cálculo de aporte o reconocimiento de CPE medio en vez de marginal. En las siguientes familias de columnas se presentan los resultados de repartir la CPE conjunta a prorrata de las CPE por tecnología según se usen los valores medios, aislados o marginales, dando lugar a CPE ajustadas por tecnología.

Tabla 4.3: Síntesis de resultados de CPE. Distribución y separación por tecnología.

IdP	Escenario	Pbb_Exc	Conjunta	Aislado		Marginal		Med (Aisl, Marg)		Ajustado Med		Ajustado Aisl		Ajustado Marg	
				Solar	Eólica	Solar	Eólica	Solar	Eólica	Solar	Eólica	Solar	Eólica	Solar	Eólica
-	-	1.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	D2016 G2020	0.958	14.6	0.0	14.6	0	14.6	0.0	14.6	0.0	14.6	0.0	14.6	0	14.6
2	D2017 G2021	0.917	17.3	0.0	17.3	0	17.3	0.0	17.3	0.0	17.3	0.0	17.3	0	17.3
3	D2018 G2020	0.875	28.8	0.0	28.8	0	28.8	0.0	28.8	0.0	28.8	0.0	28.8	0	28.8
4	D2017 G2020	0.833	29.8	0.0	29.8	0	29.8	0.0	29.8	0.0	29.8	0.0	29.8	0	29.8
5	D2020 G2019	0.792	37.6	0.0	37.6	0	37.6	0.0	37.6	0.0	37.6	0.0	37.6	0	37.6
6	D2017 G2019	0.750	39.8	0.0	39.8	0	39.8	0.0	39.8	0.0	39.8	0.0	39.8	0	39.8
7	D2020 G2020	0.708	41.4	0.0	41.4	0	41.4	0.0	41.4	0.0	41.4	0.0	41.4	0	41.4
8	D2019 G2019	0.667	55.2	0.0	55.2	0	55.2	0.0	55.2	0.0	55.2	0.0	55.2	0	55.2
9	D2019 G2020	0.625	56.5	0.0	56.5	0	56.5	0.0	56.5	0.0	56.5	0.0	56.5	0	56.5
10	D2016 G2021	0.583	59.7	0.0	59.7	0	59.7	0.0	59.7	0.0	59.7	0.0	59.7	0	59.7
11	D2019 G2018	0.542	70.6	0.0	70.6	0	70.6	0.0	70.6	0.0	70.6	0.0	70.6	0	70.6
12	D2020 G2021	0.500	76.9	0.0	76.9	0	76.9	0.0	76.9	0.0	76.9	0.0	76.9	0	76.9
13	D2020 G2018	0.458	77.5	0.0	77.5	0	77.5	0.0	77.5	0.0	77.5	0.0	77.5	0	77.5
14	D2018 G2021	0.417	80.3	0.0	80.3	0	80.3	0.0	80.3	0.0	80.3	0.0	80.3	0	80.3
15	D2021 G2021	0.375	80.5	74.7	80.5	0	5.9	37.3	43.2	37.3	43.2	38.7	41.8	0	80.5
16	D2021 G2019	0.333	82.3	74.7	43.1	39.2	7.7	56.9	25.4	56.9	25.4	52.2	30.1	68.9	13.5
17	D2019 G2021	0.292	84.6	0.0	84.6	0	84.6	0.0	84.6	0.0	84.6	0.0	84.6	0	84.6
18	D2016 G2018	0.250	85.2	0.0	85.2	0	85.2	0.0	85.2	0.0	85.2	0.0	85.2	0	85.2
19	D2016 G2019	0.208	87.8	0.0	87.8	0	87.8	0.0	87.8	0.0	87.8	0.0	87.8	0	87.8
20	D2017 G2018	0.167	95.3	0.0	95.3	0	95.3	0.0	95.3	0.0	95.3	0.0	95.3	0	95.3
21	D2018 G2018	0.125	97.6	0.0	97.6	0	97.6	0.0	97.6	0.0	97.6	0.0	97.6	0	97.6
22	D2021 G2020	0.083	100.8	74.7	100.8	0	26.2	37.3	63.5	37.3	63.5	42.9	57.9	0	100.8
23	D2018 G2019	0.042	113.8	0.0	113.8	0	113.8	0.0	113.8	0.0	113.8	0.0	113.8	0	113.8
24	D2021 G2018	0.000	146.9	74.7	79.4	67.5	72.3	71.1	75.8	71.1	75.8	71.2	75.7	71.0	76.0
	Min		14.6	0.0	14.6	0	5.9	0.0	14.6	0.0	14.6	0.0	14.6	0	13.5
	Max		146.9	74.7	113.8	67.5	113.8	71.1	113.8	71.1	113.8	71.2	113.8	71.0	113.8
	Med		69.2	12.4	64.8	4.4	56.8	8.4	60.8	8.4	60.8	8.5	60.7	5.8	63.4
	Std		32.2	28.4	27.9	15.6	31.2	20.2	27.6	20.2	27.6	20.2	27.4	19.7	29.5

Si bien no se observan grandes diferencias entre los distintos criterios de separación, estas existen y pueden ser más significativas en unos escenarios que en otros. Considerando que lo que se busca es determinar contribución y no valor marginal, la opción Media entre aislada y marginal aparece como la más apropiada, aunque es la más costosa computacionalmente.

Asignar la CPE por tecnología tomando sólo los valores en el entorno de la probabilidad de excedencia del mecanismo global de potencia firme podría parecer la opción más precisa. No obstante, esto podría causar inestabilidad de resultados entre cálculos sucesivos por lo que se requieren muchos más ejercicios de prueba.

Por el lado de usar una distribución normal para aproximar la distribución empírica, el ejercicio efectuado sugiere que podría ser una opción para seguir profundizando. En particular se requiere de un mayor número de muestras y variedad de ejercicios de cálculo incluyendo otras tecnologías como almacenamiento.

Finalmente, respecto de los valores de CPE conjunta dimensionados, en el caso solar estos están en concordancia con lo esperado en un sistema puramente térmico, o limitado por potencia, como el simulado. En el caso eólico, no se pueden sostener conclusiones debido a los amplios rellenos de datos que fue necesario efectuar, con resultados en calidad al menos cuestionable. En este sentido, es recomendable rehacer los cálculos con mejores datos que, entre otros, preserven la compensación estadística natural que ocurre en la generación eólica.

4.5 Ejercicios con inserción de almacenamiento

4.5.1 Simulación de escenarios con almacenamiento

En esta sección se presentan resultados de determinación de capacidad perfecta en escenarios determinísticos de simulación con almacenamiento. La Figura 4.7 muestra los resultados agrupados por tecnología para el escenario de demanda 2021 y generación 2021 para un caso de almacenamiento independiente de 250 [MW] de capacidad instalada, 5 horas de almacenamiento de energía y eficiencia de 90% tanto en carga y como en descarga.

En la parte superior de la Figura 4.7 se grafican las curvas de demanda original y demanda residual que enfrenta el parque térmico. Esta última, luego descontada la generación eólica, solar

y del almacenamiento incluyendo la gestión de la energía para minimizar el monto necesario de capacidad perfecta necesaria para cubrir la totalidad de la demanda en cada hora. En la parte inferior, se muestran las curvas agregadas de generación eólica, solar y almacenamiento en que un valor negativo, en este último caso, indica potencia de carga. La curva azul, de demanda residual, ilustra la gestión óptima del almacenamiento para recortar las puntas de la demanda residual y reducir el monto de capacidad perfecta necesaria. Complementariamente, en la Figura 4.8 se grafica la operación del almacenamiento en la semana del día 22 al 28 del mismo escenario. Se aprecia la gestión del almacenamiento y la operación de carga y descarga necesaria para reducir las puntas de la demanda residual en el mismo periodo, notándose que las cargas del almacenamiento suelen ocurrir en horarios de generación fotovoltaica.

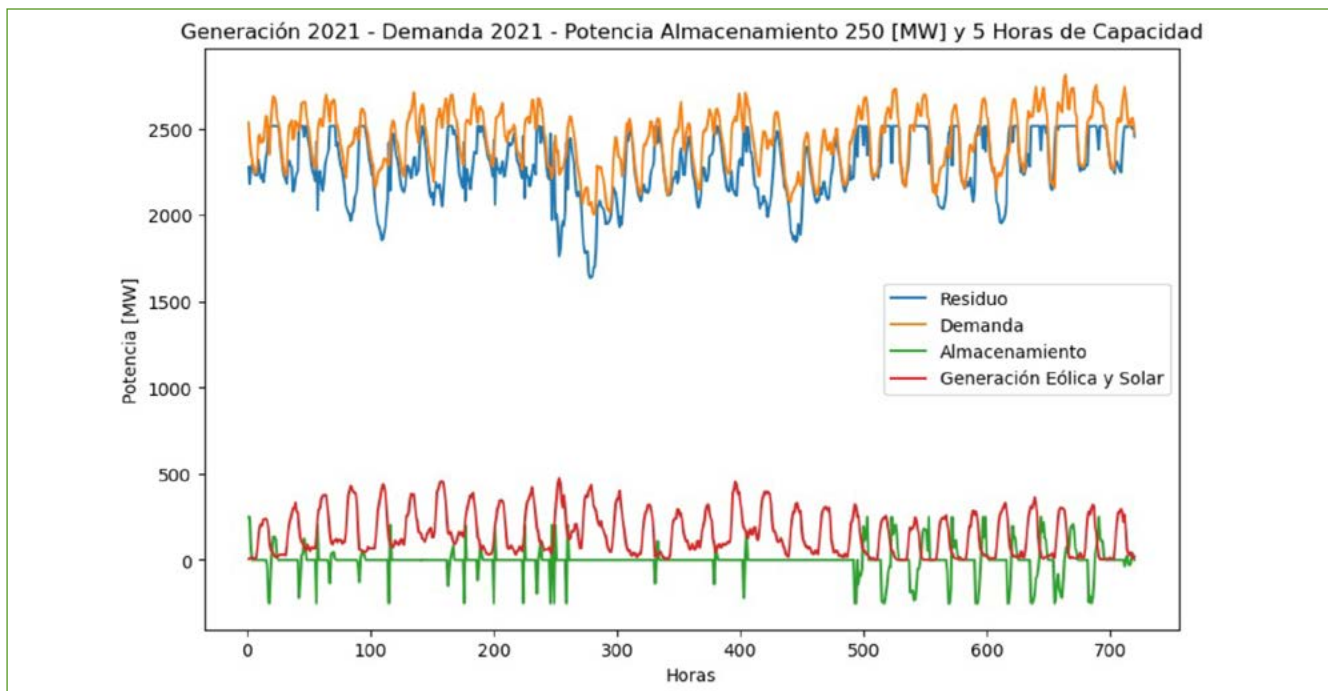


Figura 4.7: Curvas de demanda/residual con almacenamiento, esc. Dem 2021, Gen 2021.

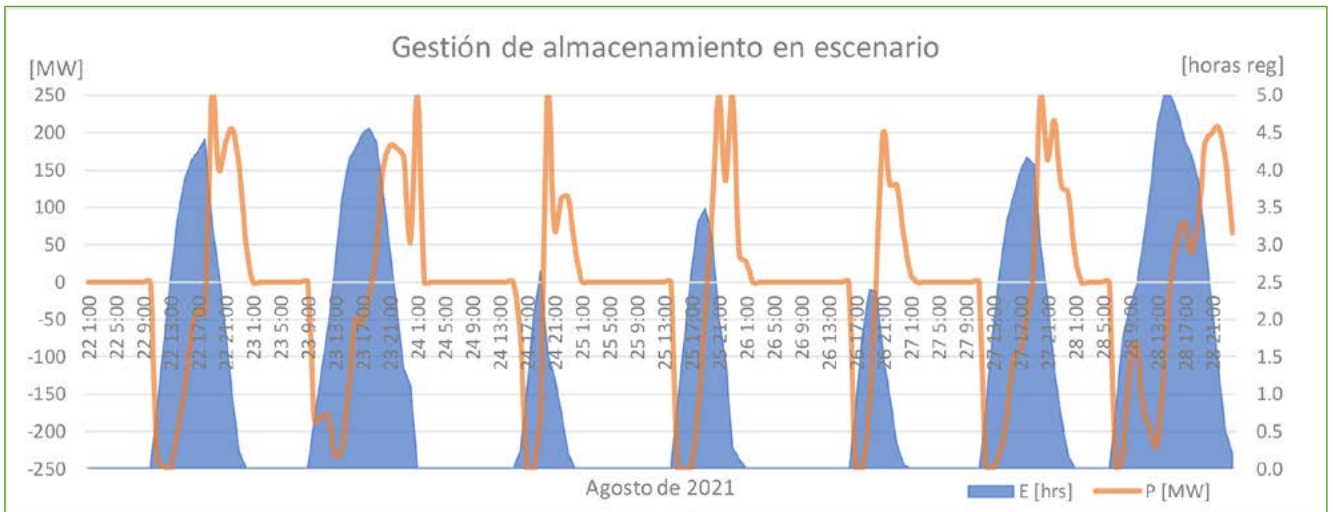


Figura 4.8: Gestión del almacenamiento, última semana de agosto, esc. Dem 2021, Gen 2021.

En las siguientes figuras se estudia la capacidad perfecta conjunta medible en dos escenarios determinísticos para un barrido de tamaños de almacenamiento. En ambos casos la CP conjunta de eólico y es similar, de aproximadamente 80 [MW]. La Figura 4.9 resume los resultados para el escenario de demanda 2018 y generación 2021 en la forma de un conjunto de curvas de capacidad de almacenamiento vs capacidad perfecta conjunta que parte en 0 [MW] de almacenamiento. Cada curva representa lo obtenido para distintos tamaños de almacenamientos, descrito

en hora de regulación, y se construye sobre un barrido a pasos de 100 [MW]. La capacidad perfecta conjunta en este escenario se satura en torno a los 410 [MW] indicando que el aporte máximo del almacenamiento es de 330 [MW] y se alcanza de forma más efectiva con horas de regulación de entre 6 y 12, y para no más 400 [MW] de capacidad instalada. Dentro de esos rangos se obtienen las tasas más efectivas de capacidad perfecta sustituible por el almacenamiento.

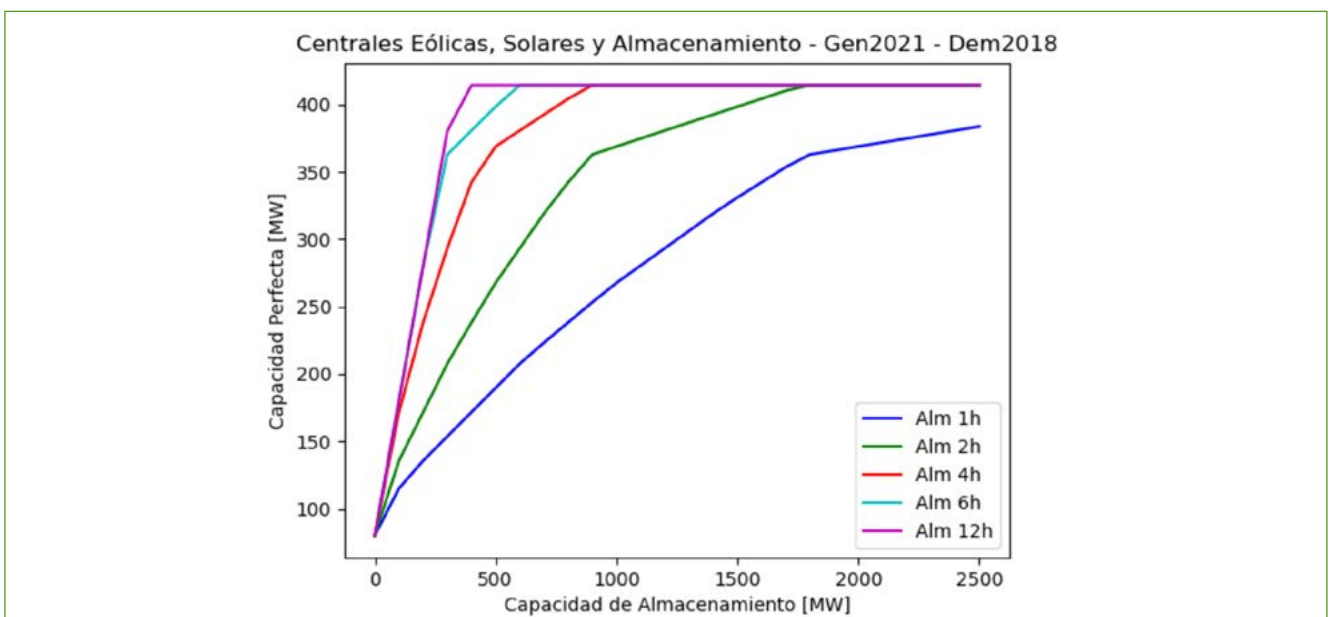


Figura 4.9: CP en función de tamaño de almacenamiento, esc. Dem 2018, Gen 2021.

De forma análoga, en la Figura 4.10 se resumen los resultados para el escenario 2021 en generación y demanda. En este caso, la capacidad perfecta conjunta máxima llega a 285 [MW] aproximadamente, con un aporte máximo del almacenamiento de 205 [MW] y se alcanza de la forma más efectiva para un rango entre 4 y 6 horas de almacenamiento para una potencia de 300 [MW].

4.5.2 Caso de distribución de CPE y separación con almacenamiento

Considerando los resultados de la sección anterior, se determina la capacidad perfecta equivalente del parque generador eólico y solar considerando la incorporación de un almacenamiento independiente de 250 [MW] de potencia, 5 horas de regulación y eficiencia de 90% en carga y descarga respectivamente. En la

Tabla 4.4 se listan los resultados del muestreo de escenarios en la forma de una distribución empírica de capacidad perfecta conjunta, análoga a la Tabla 4.3 de la sección 4.4, y la aplicación de los criterios de separación formulados, esta vez, considerando las tres tecnologías presentes en el ejercicio. Se destacan en las tres primeras filas los puntos de muestreo entre los que se encuentran niveles de probabilidad en el rango 90% o superior de certeza.

Al incorporar el almacenamiento los resultados de los escenarios del muestreo se reordenaron respecto de la situación sin almacenamiento, ver Tabla 4.3, causando que aquellos con menor capacidad conjunta sean en este caso combinaciones de generación con la demanda del año 2017. A causa de esto, y de los resultados de aportes marginales por escenarios, que la tecnología solar fotovoltaica con algunos criterios de separación alcanza valores de asignación de potencia mayores que cero.

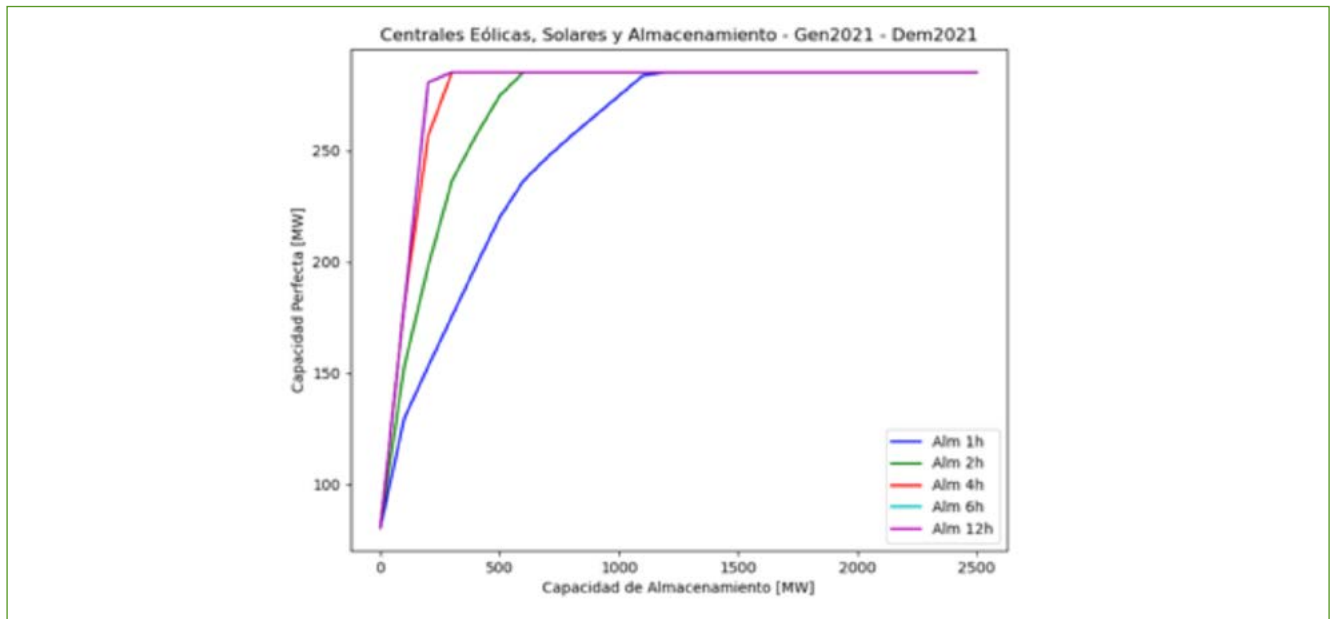


Figura 4.10: CP en función de tamaño de almacenamiento, esc. Dem 2021, Gen 2021.

Tabla 4.4: Resultados de CPE. Distribución y separación por tecnología con almacenamiento.

IdP	Escenario	Pbb	Exc	Conjunta	Aislado			Marginal			Med (Aisl, Marg)			Ajustado Med			Ajustado Aisl			Ajustado Marg		
					Solar	Eolica	Alm	Solar	Eolica	Alm	Solar	Eolica	Alm	Solar	Eolica	Alm	Solar	Eolica	Alm	Solar	Eolica	Alm
-	-	1.000	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	D2017 G2021	0.958	221.7		0.0	17.3	169.9	4.0	32.1	204.4	2.0	24.7	187.1	2.1	25.6	194.0	0.0	20.5	201.2	3.7	29.6	188.4
2	D2017 G2020	0.917	244.9		0.0	29.8	169.9	37.4	55.2	215.1	18.7	42.5	192.5	18.0	41.0	185.8	0.0	36.6	208.3	29.8	43.9	171.2
3	D2017 G2019	0.875	251.1		0.0	39.8	169.9	7.4	61.1	211.4	3.7	50.4	190.6	3.8	51.7	195.6	0.0	47.6	203.5	6.6	54.8	189.7
4	D2018 G2020	0.833	252.9		0.0	28.8	213.2	0.8	37.5	224.1	0.4	33.1	218.7	0.4	33.2	219.3	0.0	30.1	222.8	0.8	36.1	216.0
5	D2016 G2020	0.792	264.6		0.0	14.6	205.5	0	28.8	250.0	0.0	21.7	227.8	0.0	23.1	241.6	0.0	17.6	247.0	0	27.4	237.3
6	D2020 G2019	0.750	287.6		0.0	37.6	250.0	0	37.6	250.0	0.0	37.6	250.0	0.0	37.6	250.0	0.0	37.6	250.0	0	37.6	250.0
7	D2020 G2020	0.708	291.4		0.0	41.4	250.0	0	41.4	250.0	0.0	41.4	250.0	0.0	41.4	250.0	0.0	41.4	250.0	0	41.4	250.0
8	D2021 G2019	0.667	292.2		74.7	43.1	203.3	63.5	24.2	209.9	69.1	33.6	206.6	65.3	31.8	195.2	68.0	39.2	185.0	62.3	23.7	206.2
9	D2017 G2018	0.625	294.9		0.0	95.3	169.9	20.2	102.8	199.6	10.1	99.1	184.7	10.1	99.4	185.4	0.0	106.0	188.9	18.5	94.0	182.5
10	D2021 G2021	0.583	297.0		74.7	80.5	203.3	57.4	30.6	216.5	66.0	55.6	209.9	59.2	49.8	188.1	61.9	66.7	168.4	56.0	29.9	211.2
11	D2018 G2021	0.542	299.8		0.0	80.3	213.2	12.3	84.5	219.5	6.2	82.4	216.4	6.1	81.0	212.7	0.0	82.0	217.8	11.7	80.1	208.1
12	D2016 G2021	0.500	304.6		0.0	59.7	205.5	65.3	57.0	244.8	32.7	58.4	225.2	31.5	56.2	216.9	0.0	68.6	236.0	54.2	47.3	203.1
13	D2019 G2019	0.458	305.2		0.0	55.2	235.0	13.7	55.2	250.0	6.9	55.2	242.5	6.9	55.3	243.0	0.0	58.0	247.2	13.1	52.8	239.2
14	D2019 G2020	0.417	306.5		0.0	56.5	235.0	0	56.5	250.0	0.0	56.5	242.5	0.0	58.0	248.6	0.0	59.5	247.1	0	56.5	250.0
15	D2019 G2018	0.375	320.6		0.0	70.6	235.0	0	70.6	250.0	0.0	70.6	242.5	0.0	72.3	248.3	0.0	74.0	246.5	0	70.6	250.0
16	D2020 G2021	0.333	323.5		0.0	76.9	250.0	18.9	73.5	246.6	9.4	75.2	248.3	9.2	73.1	241.2	0.0	76.1	247.4	18.0	70.1	235.3
17	D2020 G2018	0.292	327.5		0.0	77.5	250.0	0	77.5	250.0	0.0	77.5	250.0	0.0	77.5	250.0	0.0	77.5	250.0	0	77.5	250.0
18	D2018 G2018	0.250	329.4		0.0	97.6	213.2	29.8	111.7	231.8	14.9	104.7	222.5	14.4	100.8	214.3	0.0	103.5	226.0	26.3	98.6	204.6
19	D2019 G2021	0.208	330.6		0.0	84.6	235.0	2.9	80.6	246.0	1.5	82.6	240.5	1.5	84.1	245.0	0.0	87.5	243.1	2.9	80.9	246.8
20	D2016 G2019	0.167	331.4		0.0	87.8	205.5	63.7	81.4	243.7	31.9	84.6	224.6	31.0	82.2	218.2	0.0	99.2	232.2	54.3	69.4	207.7
21	D2016 G2018	0.125	335.2		0.0	85.2	205.5	27.7	90.0	250.0	13.9	87.6	227.8	14.1	89.2	231.9	0.0	98.3	237.0	25.3	82.1	227.9
22	D2021 G2018	0.083	337.4		74.7	79.4	203.3	56.7	66.0	190.5	65.7	72.7	196.9	66.1	73.2	198.2	70.5	75.0	191.9	61.0	71.1	205.3
23	D2021 G2020	0.042	340.0		74.7	100.8	203.3	30.8	83.8	239.2	52.7	92.3	221.2	48.9	85.7	205.3	67.0	90.5	182.5	29.6	80.5	229.8
24	D2018 G2019	0.000	363.8		0.0	113.8	213.2	39.9	149.5	250.0	19.9	131.7	231.6	18.9	125.0	219.9	0.0	126.6	237.2	33.0	123.8	207.0
	Min		221.7		0.0	14.6	169.9	0	24.2	190.5	0.0	21.7	184.7	0.0	23.1	185.4	0.0	17.6	168.4	0	23.7	171.2
	Max		363.8		74.7	113.8	250.0	65.3	149.5	250.0	69.1	131.7	250.0	66.1	125.0	250.0	70.5	126.6	250.0	62.3	123.8	250.0
	Med		302.2		12.4	64.8	212.8	23.0	66.2	233.0	17.7	65.5	222.9	17.0	64.5	220.8	11.1	67.5	223.6	21.1	61.7	219.5
	Std		35.0		28.4	27.9	25.9	23.7	29.9	19.6	23.0	27.7	21.2	21.8	26.6	23.4	25.5	29.2	25.9	22.0	25.8	24.2

En el ejercicio sin almacenamiento, la potencia equivalente ERV para un umbral de certeza de 90% indica 21.9 [MW], ver Tabla 4.3. La potencia conjunta ERV+A para el mismo umbral que se obtiene es de 247 [MW]. Por su parte, en el ejercicio para el almacenamiento aislado se obtienen 170 [MW]. De esta manera, el conjunto alcanza 55.6 [MW] adicionales, por sobre lo que se obtendría en forma separada.

Los resultados obtenidos dan cuenta de la naturaleza no lineal del fenómeno subyacente de dimensionar el aporte que tiene una planta generadora y/o tecnología a la suficiencia del suministro de la demanda. Así, la aplicación de criterios de separación y asignación que permitan reforzar propiedades deseables, como la estabilidad de los resultados y por ende de las señales de inversión, son necesarios y por ello se recomienda profundizar en estudios al respecto. En el contexto del marco metodológico propuesto, los criterios de separación planteados son un punto de partida fundamental, que puede seguir siendo perfeccionado.



5. DISCUSIÓN FINAL Y CONCLUSIONES

Este estudio mantiene el mecanismo vigente de probabilidades de excedencia y ajuste separados entre parque térmico e hidroeléctrico, buscando que la metodología de reconocimiento de capacidad ERV+A sea compatible con éste. No obstante, en el contexto de este estudio se plantean una serie de recomendaciones, adicionales a las establecidas en estudios previos. Estas provienen, en muchos casos, de la discusión e implementación de mejoras al mecanismo de capacidad y otros relacionados, en los mercados de Chile y Perú, siendo el primero un diseño de mercado eléctrico que fue replicado en muchos países de Latinoamérica, incluyendo República Dominicana.

De la reglamentación vigente del mercado eléctrico chileno se destacan los siguientes temas:

- En Chile el mercado de corto plazo es cerrado a los generadores, lo que se traduce en que la demanda debe estar contratada en un 100%.
- El estado no participa de inversiones en el sector eléctrico.
- Se les reconoce potencia de suficiencia a las ERV, con metodologías de cálculo específicas.
- Las horas de punta, para efectos del pago por potencia no están predefinidas y son resultado del comportamiento de la demanda (En Chile: 52 mayores puntas coincidentes).



- La estadística de indisponibilidad forzada de plantas térmicas abarca una ventana móvil de los últimos 5 años y considera todas las horas del año, independientemente de las horas de demanda máxima.
- No hay mecanismos de ingreso garantizado a ERV, pero si un esquema de obligaciones y créditos de energía renovable no convencional ERNC, asociados a metas que, actualmente, se cumplen con holgura.
- Los generadores pequeños o PMG, sin contratos de suministro, pueden optar a vender su energía al spot a un precio estabilizado, correspondiente al precio de nudo de corto plazo calculado en los procesos de fijación tarifaria de clientes sujetos a regulación de precios.
- Para la generación distribuida, tras el medidor, se adoptó el esquema de *netbilling*⁸ en vez de *net metering*, evitando distorsiones de mercado.
- Introducción de licitaciones de suministro de largo plazo de clientes sujetos a regulación de precios descompuesta por bloques horarios. Esto permitió a las ERV ofertar por bloques acordes con sus periodos de producción, reduciendo los riesgos de contratación, resultando en una importante participación y adjudicación en los últimos años.

⁸ Este esquema paga las inyecciones de energía al sistema de distribución a un precio inferior (precio de compra de la distribuidora) al de la tarifa de consumo del cliente (que incluye, además, otros costos en el precio).

Cabe mencionar la distribución del pago por capacidad en el sistema peruano entre dos esquemas: una potencia firme, análogo al esquema dominicano, y un ingreso adicional por potencia generada. Este último como para fomentar la disponibilidad del parque en horas fuera de registro. Por el contrario, en Chile, las indisponibilidades se registran en todas las horas, siguiendo la lógica de pool obligatorio.

Las metodologías de estimación de capacidad de ERV vigentes en los pagos por capacidad de los países latinoamericanos revisados se basan en la generación promedio, o con un mayor nivel de certeza (e.g. excedencia 95%), en horas de demanda máxima, sustentados en indicadores de LOLP (*Loss of Load Probability*). Esto puede verse como una aproximación a metodologías más complejas, como las basadas en ECP (*Equivalent Conventional Power*) o ELCC (*Equivalent Load Carrying Capability*), cuando los niveles de participación de ERV+A es bajo. No obstante, la metodología de reconocimiento de capacidad ligada a suficiencia por medio del ELCC se va imponiendo en sistemas con participaciones más significativas de eólico y solar FV.

Sobre la base de una síntesis de requerimientos del marco metodológico basado en LOLE para dimensionar capacidad y la experiencia de California en EUA, en contraste con cuestiones prácticas, se propone una metodología de reconocimiento de capacidad orientado al parque renovable variable más almacenamiento (ERV+A). Esta se basa en cálculos de ELCC/EFC (*Equivalent Firm Capacity*) determinístico, que contrasta la capacidad de ER+A⁹ para abastecer demanda adicional o sustituir capacidad perfecta.

Sobre la base de un muestreo de escenarios de producción ER+A se construye una distribución empírica de capacidad perfecta equivalente (CPE) que complementa el procedimiento vigente, basado en distribuciones de disponibilidad del parque generador térmico e hidroeléctrico, establecido en la reglamentación dominicana. De este último procedimiento se determina el umbral de certeza a partir del cual se estima la potencia firme conjunta de cada grupo tecnológico. Finalmente, la potencia firme conjunta de ERV+A, se distribuye entre generadores a partir de criterios de separación usando sensibilidades sobre las simulaciones de EFC determinístico, ya sea marginales, promedio u otras.

La metodología se implementa computacionalmente y se desarrollan casos de prueba para una aproximación al parque eólico fotovoltaico de República Dominicana. Se efectúan múltiples ejercicios de simulación del problema de sustitución de capacidad perfecta, en situaciones con y sin almacenamiento, con los que se logra validar la implementación.

Con información de perfiles de generación y demanda horaria real, más técnicas de relleno de series tiempo de datos correlacionados, se lleva a cabo el muestreo metodológico que incluye 6 series temporales de demanda (2016 a 2021) y 4 de generación ERV (2018 a 2021) conformando un total de 24 escenarios. Con esto se logra construir exitosamente una distribución de CPE, factible de ser integrada al marco metodológico general de potencia firme dominicano. Los ejercicios se realizan para casos con incorporación hipotética de almacenamiento para evaluar situaciones ERV y ERV+A. Con lo anterior, y considerando que los tiempos de cómputo necesarios son bajos (minutos), se demuestra la viabilidad práctica de la metodología.

Finalmente, se exploraron distintos criterios de separación entre tecnologías con efectos distinguibles. La aplicación de criterios que permitan reforzar propiedades deseables, como la estabilidad de las señales de inversión, son necesarios y por ello se recomienda continuar profundizando el tema en estudios específicos.

9 Se usa ER+A en vez de ERV+A, para incluir el parque hidroeléctrico, que puede ser tratado e integrado en la misma metodología propuesta.

REFERENCIAS



- [1] ACER, “CRMs and the IEM Report report on: Capacity Remuneration Mechanisms and The Internal Market for Electricity,” 2013.
- [2] M. Boiteux, “Peak-Load Pricing,” *J. Bus.*, vol. 33, no. 2, pp. 157–179, 1960.
- [3] P. R. Kleindorfer and C. S. Fernando, “Peak-load pricing and reliability under uncertainty,” *J. Regul. Econ.* 1993 51, vol. 5, no. 1, pp. 5–23, Mar. 1993.
- [4] P. Mastropietro, “Regulatory Design of Capacity Remuneration Mechanisms in Regional and Low-Carbon Electric Power Markets,” Universidad Politecnica Pontificia Comillas, 2016.
- [5] M. Kozlova and I. Overland, “Combining capacity mechanisms and renewable energy support: A review of the international experience,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 155, no. January 2020, p. 111878, 2022.

- [6] G. A. Jiménez-Estévez, R. Palma-Behnke, R. Torres-Avila, and L. S. Vargas, "A competitive market integration model for distributed generation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 4, pp. 2161–2169, Nov. 2007.
- [7] C. Benavides et al., "Capacity payment allocation in hydrothermal power systems with high shares of renewable energies," *E3S Web Conf.*, vol. 140, p. 11008, Dec. 2019.
- [8] COES, "Cálculo de la potencia firme," 2012.
- [9] Osinergmin, "Reglamento de la generación de electricidad con energías renovables. Decreto Supremo N°12," Perú, 2011.
- [10] R. Billinton and R. N. Allan, "Reliability Evaluation of Power Systems," *Reliab. Eval. Power Syst.*, 1996.

ANEXO A

REVISIÓN ESTUDIOS DE

NORMATIVA NACIONAL

Consultoría sobre Revisión y Actualización de los procedimientos operativos y comerciales del OC

Se revisa el Informe final de la consultoría: “Revisión y Actualización de los procedimientos operativos y comerciales del Organismo Coordinador (OC) del Sistema Eléctrico Nacional Interconectada de la República Dominicana”, bajo el marco del Proyecto Transición Energética.

En relación con la Potencia Firme este documento recomienda determinar la Potencia Firme de centrales de energía renovable variable (ERV) en base al cálculo del índice *Effective Load Carrying Capacity* (ELCC), capacidad de transporte de carga o capacidad efectiva de cubrir la carga.

Señala que la contribución de cada planta depende de la correlación estacional entre el energético primario y la carga, la correlación diurna entre el energético primario y la carga, la diversidad de instalaciones ERV y el nivel de penetración ERV, y propone utilizar la contribución de cada planta a la Capacidad de Transporte de Carga Equivalente de todas las plantas utilizando la relación:

$$ELCC_i = R(cp)P_{avPLi}$$

Donde:

- ELCC_i: Aporte de la Planta de ERV “i” a la capacidad firme equivalente (de todas las ERV).
- PavPL_i: Producción media de la planta de energía ERV “i” durante las horas de carga máxima.
- R(cp): Factor de reducción, que está en función del nivel de penetración cp y que considera aspectos de todo el sistema, como la diversidad de las instalaciones de ERV y el nivel de penetración ERV.
- cp: El nivel de penetración de la ERV se define por la relación entre la capacidad instalada de ERV y la capacidad instalada de generación convencional (despachable: $P_{instERV} / P_{instconv}$).

Explica que el factor de reducción en todo el sistema $R(cp)$ debe calcularse mediante estudios probabilísticos en los que se consideren todas las centrales eléctricas convencionales de un sistema y las centrales de energía renovable existentes (y planificadas).

En un gráfico muestra que $R(cp)$ disminuye a medida que aumenta el parque ERV y tiende a uno cuando el parque es reducido.

A los efectos de calcular la Potencia Firme de plantas ERV propone el siguiente procedimiento:

- Calcular el factor de reducción $R(cp)$ sobre la base de un estudio probabilístico de crédito de capacidad (para un período de tiempo de, por ejemplo, 5 años basado en escenarios de planificación).
- Evaluar la producción promedio durante las horas de carga máxima en base a las mediciones.
- Añadir la contribución ELCC de cada parque eólico a la capacidad firme equivalente del sistema.

Destaca que, con estas definiciones, la contribución de los parques eólicos existentes a la capacidad firme equivalente del sistema disminuye cuando se añaden al sistema proyectos adicionales de ERV.

Finalmente señala que, si este efecto no es deseado, se puede aplicar un método alternativo, que se basa en el “crédito de capacidad incremental”, cuyo procedimiento sería básicamente el mismo, pero la definición del factor de reducción R sería diferente.

Consultoría Encargada de Completar las Bases de Datos de las Series Hidrológicas para Determinación de la Energía Disponible en las Centrales Hidroeléctricas Correspondiente a la revisión de los documentos de informe final y anexos de la “Consultoría Encargada de Completar las Bases de Datos de las Series Hidrológicas para Determinación de la Energía Disponible en las Centrales Hidroeléctricas”, se destacan los siguientes temas:

- Cuencas organizadas en complejas redes incluyendo embalses y contra embalses de uso múltiple, con conexiones en serie y paralelo.
- Dificultades para obtener acceso a la información de la red hidrometeorológica, en particular para el año 2007 y posteriores.
- Carencia de información sobre derechos de agua, caudales ecológicos y demandas de agua. Así, la reconstrucción de la generación de plantas hidroeléctricas vía simulación sólo considera restricciones operativas y la capacidad de diseño de canales de riego y acueductos.

- Las series de producción de energía tienen un amplio rango de variabilidad particularmente en relación a las horas de trabajo a considerar para los cálculos.
- Las reglas de operación de embalses de uso múltiple no están claras y se recomienda su precisión, teniendo en cuenta los usos múltiples y las variaciones temporales de las demandas de dichos usos.

Tesis, M. Domínguez, “Revisión de Conceptos sobre Remuneración de P Firme...”

Se revisa el documento “Revisión de Conceptos sobre la Remuneración de Potencia Firme de las Centrales Térmicas en el Mercado Eléctrico Mayorista de la República Dominicana y Propuesta de Adecuación”, elaborado por el Sr. Máximo Domínguez como tesis de magister el año 2013.

En la Tesis se realiza un análisis crítico de la normativa vigente al año 2013 y plantea 18 propuestas de mejora del procedimiento de cálculo..

Estas propuestas tienen relación con la metodología de cálculo de la potencia firme de centrales termoeléctricas, el índice de indisponibilidad, los factores de nodo, el costo marginal de potencia de punta y la demanda máxima.

Existen tres propuestas adicionales no incluidas en la tabla, que corresponden a requisitos para iniciar y terminar la actividad comercial de generación térmica, y propuesta de diseño de un mecanismo de seguridad de suministro.

En relación con las energías renovables, en la página 217, a propósito de su propuesta 18 de diseño de un mecanismo de seguridad de suministro, señala:

“Contraparte

Todas las tecnologías excepto las renovables eólicas. La exclusión se debe a la dificultad que presenta dicha tecnología para la determinación de la potencia firme, y también porque existe un mecanismo para su tratamiento, que es la Ley de incentivos a las energías renovables y regímenes especiales (Ley 57-07).”

Asimismo, señala que:

“El mecanismo de suministro no es claro en relación con el tipo de tecnología que se debe promover. Independientemente de la tecnología y del tiempo en operación, todos los generadores son remunerados al mismo precio de potencia de punta. La definición administrativa del precio de potencia está soportada en la teoría marginalista, no obstante, pudiera no serlo si se incorpora una tecnología térmica más cara que la turbina de gas referenciada en el Artículo 277 del RLGE. En la Ley de Incentivos a las Energías Renovables y Regímenes Especiales 57-07 encontramos una clara identificación del tipo de tecnología renovable que se quiere promover, al tomar en cuenta una retribución anual de referencia por tecnología, como se verifica en los Artículos 108 al 110¹⁰.”

La existencia de problemas prácticos en el mecanismo de pago por capacidad es de larga data. En particular, en el trabajo se

10 En realidad, estos artículos corresponden al reglamento, la ley solamente tiene 33 artículos.

han identificado los relativos al reconocimiento de potencia de plantas térmicas y se plantea un conjunto de propuestas de solución que hacen sentido. Varios de estos problemas han sido abordados y corregidos en el esquema que se aplica en Chile en múltiples adecuaciones a lo largo de su historia.

Tesis, R. Baez, “Impact of an optimum renewable portfolio...”

Se revisa el documento “*Impact of an optimum renewable portfolio standard in the system adequacy and its effect on the wholesale electricity market: Dominican Republic*”, elaborado por el Sr. René Báez como tesis de magister el año 2017.

Entre otros se puntualiza las necesidades de inversión en el sistema, reflejado en el alto número de horas al año que presentan energía no suministrada. La existencia de un precio techo (*Price cap*) por debajo del costo variables de unidades térmicas y la entrada de renovables, considera que contribuyen a agravar el problema.

Tabla 1: Especificaciones de las propuestas de mejora en Domínguez 2013

CÁLCULO	ID	DESCRIPCIÓN	CUMPLE RLGE	MUTUAMENTE EXCLUYENTE	MECANISMO SEG. SUM.	SE RECOMIENDA EVALUAR PARA ...		
						CORTO P.	MEDIO P.	LARGO P.
PFT	P01	Potencia Firme con Distribución de Probabilidad Normal	No	con el resto de propuestas PFT				•
	P02	Incremento del Rango de Probabilidad de Excedencia – Caso Variación Límite Inferior	No	con el resto de propuestas PFT			•	
	P03	Actualización Conceptual de la Potencia Disponible Medida	Sí	con el resto de propuestas PFT		•		
	P04	Residuo Final Sin Ajuste por Déficit de Potencia Firme	No	con el resto de propuestas PFT	•		•	
	P05	Potencias Firmes por Subsistemas	No	con el resto de propuestas PFT			•	
	P06	Ajuste del Residuo Final utilizando Factores Múltiples	No	con el resto de propuestas PFT		•		
	P07	Remuneración de la Potencia Firme más un Margen de Reserva	No				•	
IND	P08	Actualización en Planteamiento de Cálculo Índice Disponibilidad	No		•		•	
	P09	Reducción Período Estadísticas	No		•		•	
	P10	Fuente de Disponibilidad Referencial	Sí			•		
FNP	P11	Factores de Nodo iguales a la unidad	No	P12	•	•		
	P12	Cálculo de Factores de Nodo Incorporando Restricciones de Red	Sí	P11			•	
CMG	P13	Indexación Costo Marginal de Potencia	Sí			•	•	
DMA	P14	Criterio Horario en Cálculo de la Demanda Máxima	Sí		•	•		
	P15	Estandarización Pronóstico Demanda Máxima	Sí			•		

En el trabajo se proponen dos metodologías para abordar el problema anterior. Ambas se basan en la optimización de un portafolio ERV y se diferencian en la forma en cómo se determina el Precio Techo/CENS. Con ellos se determina el aporte de las ERV a la suficiencia de un sistema eléctrico en base a la capacidad efectiva de cubrir la carga (*Effective Load Carrying Capacity ELCC*).

Se señala que es posible que el establecimiento de una Cartera Normalizada de Renovables (*Renewable Portfolio Standard RPS*) pueda mejorar la suficiencia del sistema al reducir las horas con energía no servida en un año. Menciona que un RPS agresivo podría empeorar el problema de la suficiencia del sistema si los precios están limitados (Precio Techo/CENS), ya que los precios de la energía podrían disminuir hasta el punto de hacer que las unidades de generación de punta pierdan remuneración, lo que podría motivar su retirada del sistema.

Sin embargo, señala que esta reducción de la escasez podría traducirse en un nuevo Precio Techo/CENS, que, en teoría, debería ser mayor. Este nuevo precio de escasez atraería nuevas inversiones en generación. De esta forma, el establecimiento de un precio máximo más alto que responda a un aumento de las energías renovables podría entonces garantizar que la suficiencia del sistema no se vea perjudicada, y al mismo tiempo incentivar nuevas inversiones.

Así, el objetivo del trabajo es definir un RPS óptimo, que pueda aumentar la suficiencia del sistema y al mismo tiempo atraer las inversiones en generación.

En su propuesta utiliza un modelo de programación lineal para determinar la expansión óptima de generación fósil para diferentes escenarios de ERV. Las dos metodologías difieren en la determinación del Precio Techo o Costo de Energía no Suministrada (Price Cap/CENS).

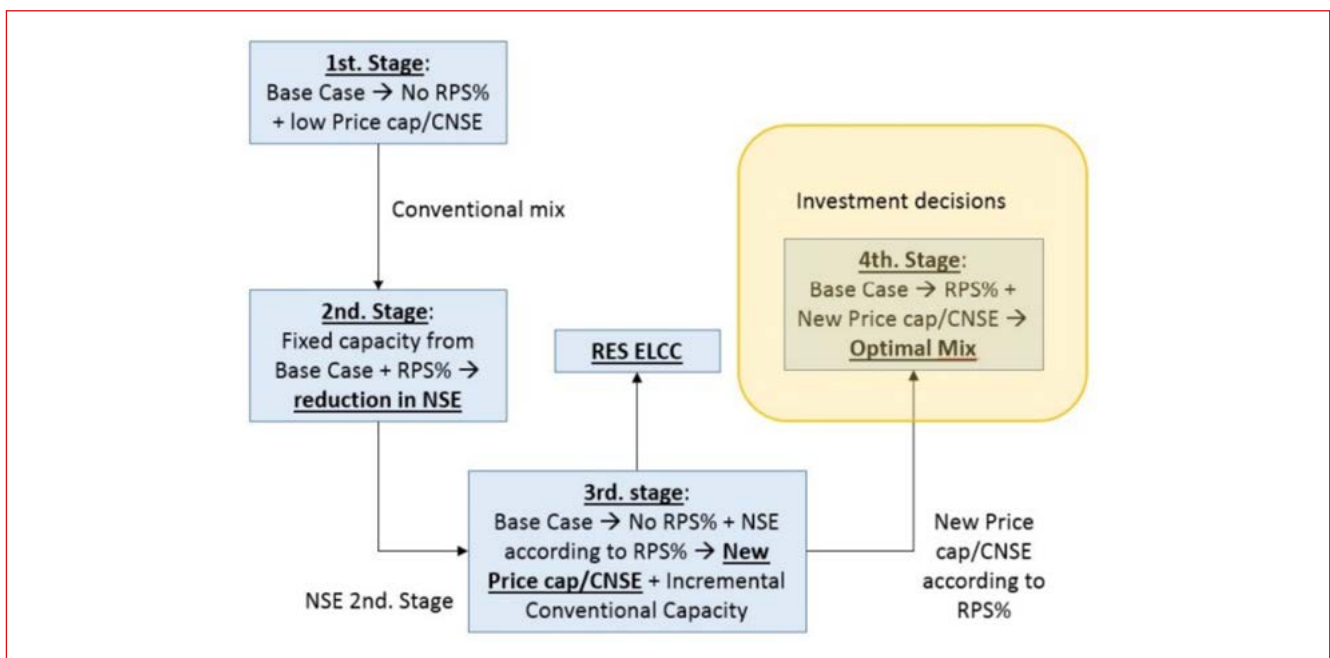


Figura 1: Resumen Metodología A. Ref. Baez2017.

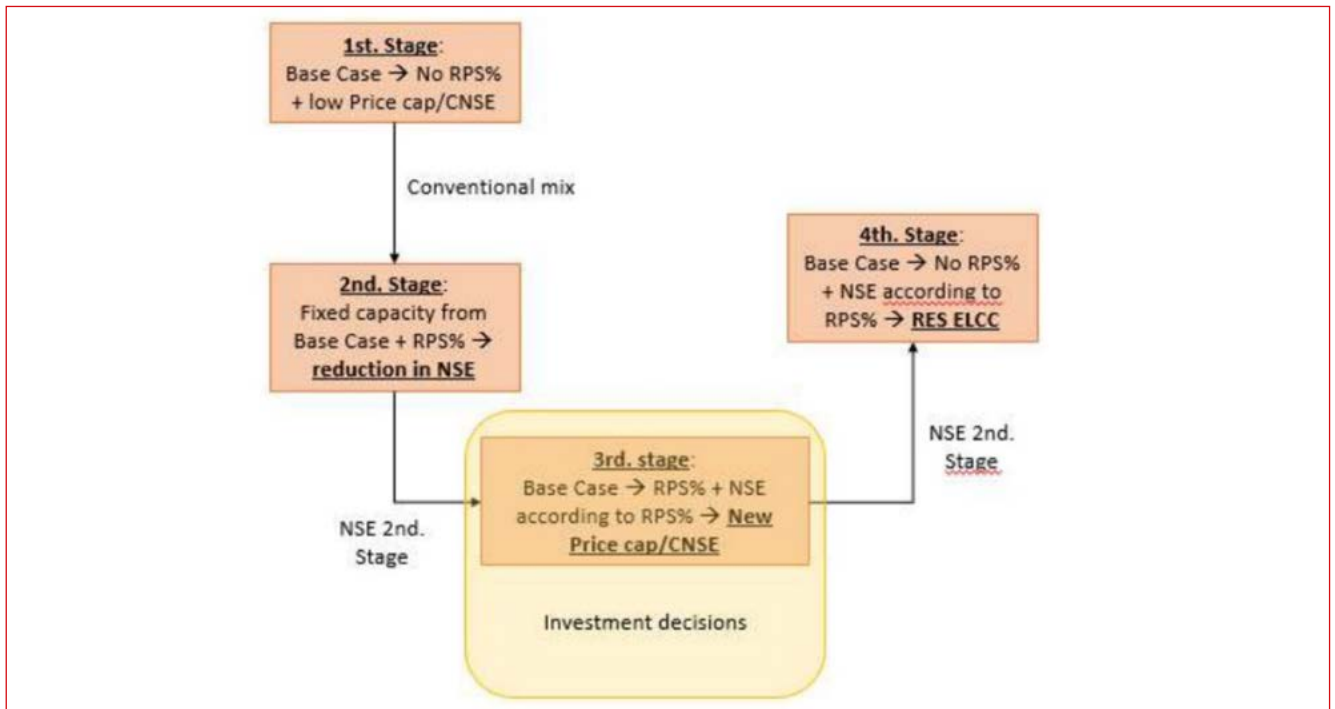


Figura 2: Resumen Metodología B. Ref. Baez2017.

En las figuras 16 y 17, páginas 59 y 60 del trabajo se presentan las dos metodologías utilizadas (MetA y MetB).

Con estas dos metodologías se realizan aplicaciones al sistema de República Dominicana y se presentan los resultados.

En principio se recomienda aplicar la Metodología B (MetB) puesto que la metodología A (MetA) desestima el efecto que tendría la cuota de renovables en la determinación del precio máximo, por lo que sería más coherente utilizar la MetB. No obstante, señala que el problema de MetB es que el límite de precio es más alto que en MetA, y que desde una perspectiva política o social puede no ser tan bien recibido como el límite de precio de MetA. Otra ventaja de MetB sería que garantiza el mejor nivel de suficiencia entre ambas metodologías para el mismo objetivo de RPS.

Finalmente señala que, dado que el ELCC de energía solar y eólica se determina en conjunto, para fijar los pagos de capacidad mensuales se propone hacerlo a prorrata de la energía mensual.

Si bien lo planteado resuelve el problema inicial, se basa en la lógica de un planificador central que determina las tecnologías

que deben expandirse y la forma en que deben remunerarse. Esto no está alineado con un mercado de libre competencia, bajo neutralidad tecnológica, en la que son los inversionistas quienes deciden sobre la base de las señales de precio.

Tesis, C. Martínez, “Propuesta de mejora al mecanismo de remuneración de seguridad ...”

Se revisa el documento “propuesta de mejora al mecanismo de remuneración de seguridad de suministro en el Mercado Eléctrico Mayorista de la República Dominicana, inclusión pagos por capacidad a la generación con energías renovables”, elaborado por el Sr. Carlos Martínez como tesis de magister el año 2021.

Este trabajo tiene por objetivo presentar propuestas relativas a la carencia de remuneración de firmeza o valor de capacidad de las centrales renovables en el Mercado Eléctrico Mayorista de la República Dominicana y a la mitigación de distorsiones que presenta la metodología vigente al año 2021.

En relación con el reconocimiento de potencia firme a las energías renovables variables (eólica y solar fotovoltaica), se propone

aplicar una metodología de cálculo de la potencia de suficiencia en base a la capacidad efectiva de cubrir la carga. Señala que este método ha sido planteado por NREL y adoptado por varios mercados tales como USA, Canadá Colombia y Chile.

Para ello utiliza un modelo de optimización que toma decisiones sobre la potencia efectiva neta y el despacho horario de las tecnologías termoeléctricas con la finalidad de cuantificar la contribución de las energías renovables obteniendo su valor de capacidad.

La capacidad firme renovable se determina en dos etapas:

■ “Primera etapa. Se define el “caso base”. La potencia efectiva neta de la generación a partir de combustibles fósiles que arrojará el modelo se limita a la potencia efectiva neta declarada en el sistema. Esta etapa determina el efecto del precio tope / precio de escasez en la potencia efectiva neta y la operación de estas unidades. La energía entregada por las renovables se realiza en función del perfil determinado y la capacidad máxima. En esta primera etapa, se obtiene el resultado de las horas con energía no servida y la cantidad de energía no servida (índice de confiabilidad), además de la potencia efectiva neta de las tecnologías con combustibles fósiles necesaria para abastecer la demanda, cumpliendo con la función objetivo de minimizar los costos.

■ Segunda etapa. Se simula el escenario estableciendo como límite inferior a la potencia efectiva neta de las tecnologías con combustibles fósiles, la resultante de la primera etapa. Se excluye la generación a partir de la energía renovable, y se incluye una restricción que lleve al modelo a obtener la misma cantidad de energía no servida que en el “Caso base”. Esto presentará un aumento en la potencia efectiva neta de las tecnologías con combustibles fósiles, lo cual se traduce en la capacidad firme equivalente de las tecnologías renovables, es decir, su valor de capacidad.

Finalmente, se propone que el valor de capacidad resultante del modelo sea distribuido para ambas tecnologías sin considerar las horas de punta del sistema, para no penalizar a las centrales fotovoltaicas que también contribuyen a la confiabilidad del sistema.”

La metodología base general, optimización de un parque generador, es similar al del trabajo revisado en sección previa. Así, en lo central, no aborda la determinación de aporte a la confiabilidad de cada unidad de un parque existente.

ANEXO B

REVISIÓN NORMATIVA

INTERNACIONAL

1. Chile

1.1. Fundamentos

Dentro de los múltiples mecanismos de pagos por capacidad propuestos e implementados en el mundo, en el contexto latinoamericano destaca el introducido en Chile el año 1982 en un proceso de restructuración pionero, en lo que se conocería como la liberalización de los mercados eléctricos, con la introducción de competencia. Esta introducción de competencia en el mercado mayorista basó su diseño en la teoría marginalista del peak load pricing [2], incorporando el concepto de pago por potencia firme. Este diseño fue adoptado y perfeccionado en muchos países de América Latina, incluyendo la República Dominicana.

El diseño del mercado eléctrico chileno construye un esquema de precios de energía y potencia que deben ser pagados por los consumidores a los productores. Sobre un mercado de tipo pool obligatorio con costos de generación auditados y un mercado mayorista de tipo spot (horario), cerrado a los generadores, las ventas de energía y potencia son percibidas como ingresos de las unidades de generación. En el mercado mayorista, de acuerdo con compromisos contractuales de abastecimiento, se realizan las transferencias energía y potencia entre empresas generadoras. Para ello la energía es valorada al costo marginal horario de producción, mientras que la potencia es valorada al precio de la potencia. En el proceso ligado a la potencia se emplea una metodología para determinar tanto la potencia consumida por las cargas del sistema como la reconocida a cada unidad de generación del parque generador. Los criterios de asignación de costos y reconocimiento de potencia de cada unidad ha sido fuente de

diversas discrepancias en el sector eléctrico chileno a lo largo de su historia.

En Chile el precio de la potencia es determinado como el costo de desarrollo de la tecnología más económica para dar suministro en horas de mayor demanda. Este valor es pagado por los usuarios que consumen en dichas horas y conforman la demanda de punta. Por su parte, a cada unidad generadora se le reconoce una potencia compatible con la suficiencia en base a la cual se determina su ingreso por este concepto. A este tipo de mecanismo se le conoce en la literatura internacional como “pago por capacidad de tipo administrativo”, ya que no es el mercado quien valora, sino que es un organismo administrativo quien evalúa y determina precios y cantidades. Asimismo, estos mecanismos no están exentos de simplificaciones, supuestos y criterios, los que abren espacio a diferencias de interpretación.

El reconocimiento de potencia a unidades generadoras en Chile ha evolucionado en forma histórica en torno al concepto de potencia firme, entendida como el aporte que puede hacer una unidad generadora para abastecer la demanda máxima con cierta probabilidad, entremezclando en forma práctica los dos conceptos que conforman la confiabilidad: suficiencia y seguridad de suministro. Su definición explícita, desde el 2006, se centra sólo en la suficiencia, remitiendo el atributo de seguridad a los mercados de servicios complementarios. La suficiencia se entiende “como el atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer su demanda”. Si bien, el mecanismo de reconocimiento de potencia se establece sobre la base de neutralidad tecnológica, los procedimientos para la determinación del aporte específico de las energías renovables variables han sido motivo de discrepancia en el sector.

Cabe destacar que no existe en el mercado eléctrico chileno esquemas o regímenes especiales, con ingresos garantizados o tarifas de inyección específicas, orientados a generación renovable no convencional. No obstante, existe un mecanismo de estabilización de precios (venta de energía al spot a precio de nudo de corto plazo) al que pueden optar los pequeños medios de generación (tamaño inferior a 20 MW) que no tienen contratos de suministro. La siguiente figura ilustra la evolución de la matriz de generación eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional (SEN, resultado de la interconexión de los sistemas interconectados del Norte Grande y Central, el año 2017).

1.1.1. Síntesis histórica de los pagos por potencia

El pago por potencia constituye una remuneración asociada a la capacidad de generar, o disponibilidad, que se les reconoce a las plantas. La oferta y la demanda se equilibran en balances de inyección y retiro dando lugar a las transferencias de potencia entre empresas generadoras. Mientras que las inyecciones corresponden a las potencias de suficiencia definitiva, los retiros de potencia están asociadas a las demandas máximas coincidentes de las demandas contratadas. De esta forma, si un generador tiene un contrato de suministro con un cliente cuya demanda máxima es mayor que la potencia (de suficiencia) reconocida para este generador, este generador deberá transferir ingresos a los generadores que inyectan potencia al sistema. De esta manera, en los balances se reconcilian en forma valorizada los descalces entre las inyecciones y los retiros contratados por cada empresa generadora. Dichos balances son calculados por el ente

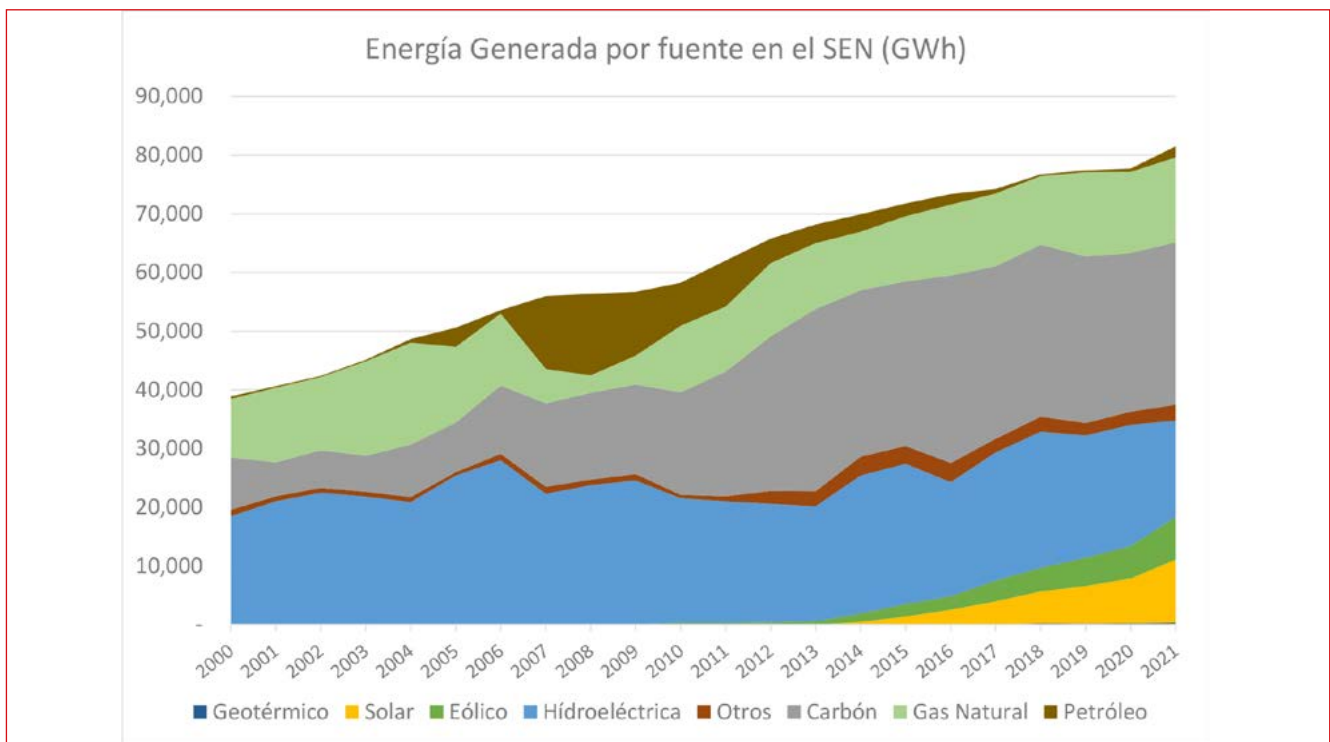


Figura 3: Histórico de generación por fuente en el SEN de Chile. Ref. datos CEN.

coordinador, aplicando los procedimientos establecidos en la normativa vigente y valorados al precio de nudo de la potencia. Las metodologías utilizadas para cuantificar estas transferencias de potencia han cambiado en el tiempo y es lo que se resume a continuación.

El Decreto Supremo N°6 del año 1985 es la primera normativa donde se puede encontrar una interpretación del aporte a la suficiencia que realiza una central. Históricamente el concepto de potencia de suficiencia estuvo ligado al concepto de Potencia Firme, pero como veremos más adelante, este último no estaba exclusivamente ligado al concepto de potencia de suficiencia. Del procedimiento planteado en el DS N°6 se puede interpretar que la Potencia Firme del sistema se definía como “la potencia total que el conjunto de todas las unidades generadoras del sistema es capaz de garantizar en las horas de punta, con una probabilidad superior o igual a la que defina el Reglamento Interno”. El valor mínimo de dicha probabilidad debería ser igual a 95% dando cuenta del concepto probabilístico asociado a la potencia firme. No obstante a lo anterior, no hay una definición explícita de los escenarios de indisponibilidad del insumo principal de cada central.

El Decreto Supremo 327 del año 1997 establece formalmente el concepto de Potencia Firme, balances y transferencias a nivel de reglamento y se entrega los lineamientos generales del procedimiento de cálculo de potencia. La potencia firme (preliminar) de una unidad generadora se definía como “la potencia esperada que la unidad aportaría para un nivel de seguridad del sistema igual a la probabilidad de excedencia de la potencia firme”. La probabilidad de excedencia de la potencia firme es igual a 1 menos la probabilidad de pérdida de carga en las horas de punta. En el cálculo de la potencia firme preliminar se debían considerar la indisponibilidad mecánica, la variabilidad hidrológica, el nivel de los embalses y los tiempos necesarios para la partida e incrementos de carga de las unidades que permitan responder ante fallas de corta duración del sistema. De esto se desprende que el DS 327 entremezcla los conceptos de suficiencia y seguridad para definir la Potencia Firme. Además, si bien se menciona que se debe considerar la variabilidad hidrológica, no se define ninguna hidrológica en particular, lo cual dio origen a distintas interpretaciones de las empresas, Dirección de Operación del CDEC, CNE, etc. que son preliminarmente zanjadas con la Resolución Ministerial N°119 del año 2001.

La RM N°119 del año 2001 mantuvo la definición de potencia suficiencia del DS 327 y se le da una interpretación matemática a ésta mediante el cálculo de una esperanza condicional $E(P_i / \sum_r P_i > D)$. Donde D es la demanda máxima y P_i es la “potencia inicial” determinada por la incertidumbre del insumo principal (esta separación se mantiene hasta el día de hoy). Es aquí donde se propone definir la potencia inicial tomando en cuenta un escenario hidrológico adverso. Se consideran los caudales afluentes en régimen natural para el año hidrológico con menor energía afluente para el sistema.

La Resolución Ministerial N°17 del año 2004 ratifica el tratamiento de la variabilidad hidrológica de la RM N°119 la cual considera el año hidrológico con menor energía afluente para el sistema para el cálculo de la potencia firme preliminar. La Resolución Ministerial N°35 establece que las transferencias de potencia ocurren en las horas de máxima probabilidad de pérdida de carga. Estas horas no necesariamente coinciden con las horas de demanda de punta. Asimismo, se establece que la potencia firme de las centrales de embalse y de cualquier otra central no debe verse afectado por el despacho económico de las centrales.

La Discrepancia del Panel de Expertos N°1 del año 2004 tuvo como objetivo definir las horas de mayor probabilidad de pérdida de carga en el sistema. La discrepancia tuvo su origen al no existir consenso entre los miembros del CDEC-SIC de cuáles eran esas horas de mayor probabilidad de pérdida de carga mencionadas por la RM N°35 del año 2004. Como resultado de esta discrepancia, en el SIC se definieron 8 horas de mayo a septiembre, desde las 10:00 a las 13:00 horas y desde las 18:00 a las 23:00 horas, exceptuando los sábados, domingos y festivos. Más allá de la resolución del Panel de Experto, resulta interesante destacar el análisis metodológico utilizado para llegar al dictamen final. El Panel de Expertos plantea que la suficiencia tiene 2 condiciones para un sistema con capacidad de regulación. La primera condición de suficiencia es que la capacidad instalada debe ser mayor o igual a la demanda máxima (condición de suficiencia de capacidad) y la segunda condición de suficiencia consiste en contar con la energía necesaria para satisfacer la energía total demandada (condición de suficiencia de energía).

Las transferencias de potencia alcanzan una referencia directa en la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) con la promulgación de la ley 19.940 en marzo del 2004 y posterior desarrollo del Reglamento de transferencias de potencia entre empresas

generadoras (DS N°62 del año 2006). El DS N°62 define la potencia de suficiencia de un sistema como la capacidad para abastecer la Demanda de Punta, considerando para cada unidad generadora una oferta de potencia confiable en función de la incertidumbre asociada a la disponibilidad del Insumo Principal y Alternativo, la indisponibilidad forzada de las unidades, y la indisponibilidad de las instalaciones que conectan la unidad al Sistema de Transmisión o Distribución. Se expresa como una probabilidad y es igual a uno menos LOLPdm. La Demanda de Punta corresponde la demanda promedio de las 52 horas de mayor de demanda, desapareciendo el concepto de horas de mayor probabilidad de pérdida de carga que se venía utilizando desde la RM N°35 y que fue ratificado por la primera discrepancia del Panel de Expertos del año 2004. La potencia de suficiencia (preliminar) de cada unidad generadora se obtiene mediante un análisis probabilístico, evaluando en valor esperado de la potencia que ella aporta a la Suficiencia de Potencia para el abastecimiento de la Demanda de Punta, considerando el conjunto de las unidades generadoras, su Potencia Inicial, etc. Los escenarios utilizados para evaluar la disponibilidad del insumo principal son los siguientes: Para centrales térmicas se considera la disponibilidad media anual observada para el Insumo Principal, para los últimos 5 años anteriores al año

de cálculo. Para centrales geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas y cogeneración se plantea que: 1) la potencia inicial se terminará conforme a los mismos procedimientos de las unidades generadoras convencionales y 2) Se debe considerar el peor escenario de disponibilidad media anual. Para centrales hidroeléctricas con o sin capacidad de regulación se debe utilizar la estadística de caudales afluentes correspondiente al promedio de los dos años hidrológicos de menor energía afluente de la estadística disponible con anterioridad al año de cálculo.

La Norma técnica de transferencias de potencia entre empresas generadoras del año 2016 definió la Potencia Inicial de centrales solares fotovoltaicas, eólicas y centrales cuya fuente de energía sea renovable no convencional como el valor resultante de multiplicar su potencia máxima por el mínimo de los siguientes valores: 1) Menor factor de planta anual de los últimos 5 años anteriores al año de cálculo. 2) Promedio simple de los factores de planta para cada uno de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema, para el año de cálculo. La siguiente figura ilustra la cronología de la evolución normativa del pago por potencia.

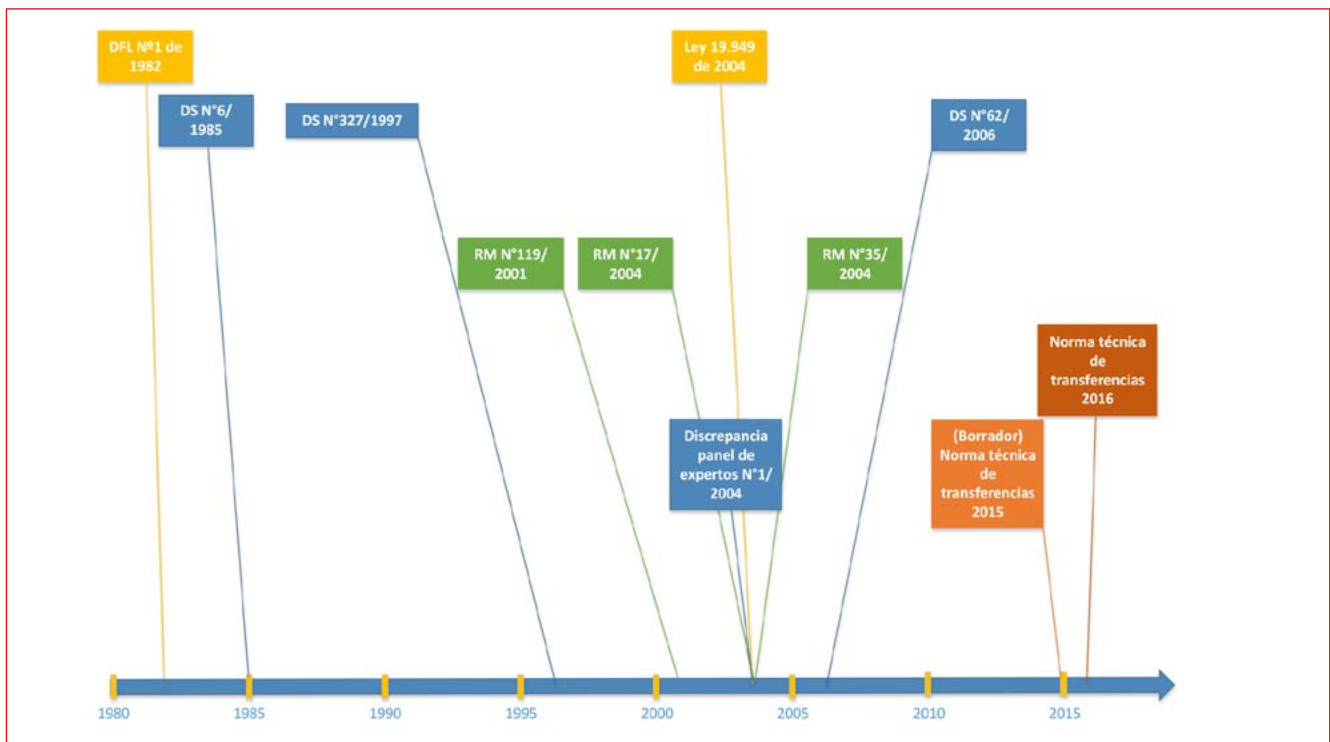


Figura 4: Línea de tiempo de desarrollo normativo asociado al pago por potencia en Chile.

El Decreto Supremo No. 128 de 2016 reglamenta la integración de centrales hidroeléctricas de bombeo, sin variabilidad hidrológica. En éste se determina la potencia reconocida a este tipo de centrales como función de la trayectoria de cota del reservorio superior en el año y el promedio capaz de generar en 5 horas

Finalmente, el Decreto Supremo No. 42 de 2020 (DS42), del Ministerio de Energía, modifica el reglamento de transferencias de potencia (DS62) para adecuarlo a los últimos cambios legales del sector eléctricos en tres ejes principales. El primero, relativo a la descarbonización de la matriz, se integra al Estado de Reserva Estratégica para unidades generadores que se acogen a este régimen¹¹, señalando sus condiciones y su tratamiento en los procedimientos, reconociéndoles una potencia de suficiencia preliminar igual al mínimo entre el 60% de su potencia máxima y el último valor calculado previo a la entrada al régimen. El segundo, resultado de la interconexión de los sistemas del norte grande (SING) y del centro (SIC) y fusión de los organismos coordinadores, se adecúa el reglamento a la nueva institucionalidad y el tratamiento tanto de subsistemas como las transferencias de potencias entre ellos. En el tercero, se hacen ajustes a los procedimientos de cálculo, incluyendo el tratamiento de la disponibilidad de energía primaria.

1.1.2. Normativa vigente

Las transferencias de potencia alcanzan una referencia directa en la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) con la promulgación de la ley 19.940 en marzo del 2004. Un extracto de la ley se muestra a continuación:

*“Por su parte, las transferencias de potencia entre empresas que poseen medios de generación operados en sincronismo con un sistema eléctrico y que resulten de la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 81, serán valorizadas al precio de nudo de la potencia. Estas transferencias deberán realizarse en función de la capacidad de generación compatible con la **suficiencia** y los compromisos de demanda de punta existentes, **conforme se determine en el reglamento**. Para estos efectos se establecerán balances por sistemas o por subsistemas conforme los subsistemas que se identificaren en los correspondientes informes técnicos de precio de nudo según se establece en el artículo 99º, numeral 3”*

Este reglamento acuña el concepto de potencia de suficiencia, separando la Potencia Firme reglamentaria en sus dos atributos reconocidos, suficiencia y seguridad; derivando este último a la implementación de Servicios Complementarios (SSCC). A su vez, el DS62 instruye la creación de una norma técnica y procedimientos CDEC para precisar su implementación que, entre otros temas, incluye aquellos ligados al tratamiento de Energías Renovables No Convencionales (ERNCC). Esto último se concreta en la Resolución Exenta 54 de 2016 de la CNE. Finalmente, el DS42 ajusta el DS62 a los últimos cambios legales en relación con Reserva Estratégica, interconexión SIC-SING y precisiones en procedimientos de cálculo.

Afin a los propósitos de este estudio, en los siguientes párrafos se extraen los principales lineamientos reglamentarios.

Un extracto del Artículo 1 donde claramente queda establecido que las transferencias de potencia entre empresas están relacionadas con la potencia de suficiencia.

*“Artículo 1. Las transferencias de potencia entre empresas que poseen medios de generación operados en sincronismo con un sistema eléctrico y que resulten de la coordinación de la operación a que se refiere el Artículo 81 de la Ley, se determinarán a partir de la capacidad de generación compatible con la **suficiencia (en adelante, “Potencia de Suficiencia”)** y los compromisos de demanda de punta existentes (en adelante, “Demanda de Punta”), que se asignen a cada generador.*

*Para estos efectos se establecerán balances por sistemas o por subsistemas conforme a los subsistemas que se identificaren en los correspondientes informes técnicos de precio de nudo según se establece en el Artículo 99 de la Ley, a partir de la **Potencia de Suficiencia y Demanda de Punta de cada generador**.*

11 Plantas térmicas basadas en combustibles fósiles que salen del despacho económico, quedando como reserva disponible a ser nuevamente convocada al despacho sólo ante situaciones de déficit energético.

El Artículo 13 por su parte establece una definición para la potencia de suficiencia y define las incertidumbres que se deben considerar para su cálculo.

“Suficiencia de Potencia: Capacidad de un sistema o subsistema para abastecer la Demanda de Punta, considerando para cada unidad generadora una oferta de potencia confiable en función de la incertidumbre asociada a la disponibilidad del Insumo Principal y Alternativo, la indisponibilidad forzada de las unidades, y la indisponibilidad de las instalaciones que conectan la unidad al Sistema de Transmisión o Distribución. Se expresa como una probabilidad y es igual a uno menos LOLP_d”.

La demanda de punta corresponde la demanda promedio de las 52 horas de mayor demanda, desapareciendo el concepto de horas de mayor probabilidad de pérdida de carga que se venía utilizando previamente.

“Demanda de Punta: Demanda promedio de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema.

Retiro de Potencia: Compromiso de potencia de un generador con un cliente final sometido o no a regulación de precios, el cual se determina a partir del promedio de potencia consumida por el cliente durante las horas que determinan la Demanda de Punta del sistema o subsistema”.

A diferencia de la metodología utilizada para calcular la potencia firme de las centrales, para el cálculo de la demanda máxima asociada a los retiros de los generadores ya no se consideran las horas prefijadas comprendidas entre las 18 y 23 horas, de lunes a viernes, en los meses de mayo a septiembre. Las 52 horas consideradas corresponden a las horas donde ocurre la demanda máxima anual, incluyendo el año completo.

El Artículo 28 establece que la Potencia Inicial es la que incorpora el efecto de la indisponibilidad del insumo principal.

“Artículo 28: A cada unidad generadora se le asignará una Potencia Inicial, menor o igual a su Potencia Máxima, la cual caracterizará la potencia que cada unidad puede aportar al sistema, en función de la incertidumbre asociada a la disponibilidad del Insumo Principal de generación.

En caso que un Insumo Principal de generación presente incertidumbre respecto de su disponibilidad futura, la Potencia Inicial de cada unidad generadora deberá considerar los niveles de restricción observados para dicho insumo”.

El Artículo 29 define el escenario para el tratamiento de la incertidumbre del insumo principal de centrales térmicas. Es en el Decreto N°62 donde por primera vez se introduce el concepto de incertidumbre al insumo principal de las centrales termoelectricas. Lo anterior está inspirado en la crisis del gas argentino que se vivió por la época en que se analizaba este decreto.

“Artículo 29: En caso de unidades generadoras térmicas, la Potencia Inicial se determinará en base a la menor disponibilidad media anual observada para el Insumo Principal, para los últimos 5 años anteriores al año de cálculo, para cada unidad generadora en forma independiente”.

El Artículo 35 define el escenario para el tratamiento de la incertidumbre del insumo principal de geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración.

“Artículo 35: La Potencia Inicial de unidades generadoras cuya fuente sea no convencional, tales como geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración, será determinada conforme a los mismos procedimientos de las unidades generadoras convencionales, en función del tipo de insumo que utilice.

Para tal efecto, se utilizará la información estadística que aporte cada propietario, la cual será procesada en forma consistente con las metodologías utilizadas por la DO para unidades generadoras convencionales, esto es, considerando el peor escenario de disponibilidad media anual del Insumo Principal que corresponda. Las características y detalle de dicha información estadística deberá ser acorde con el Insumo Principal de que se trate”.

Los Artículos 37, 38 y 39 definen el escenario para el tratamiento de la incertidumbre del insumo principal de centrales hidroeléctricas, según participación en la matriz de generación.

“Artículo 37: En sistemas con capacidad instalada de generación hidroeléctrica menor o igual a 20 %, para cada año de cálculo la Potencia Inicial de cada unidad generadora

hidroeléctrica será determinada como el promedio de la potencia inyectada al sistema durante las horas de control tarifario de la potencia a clientes sometidos a regulación de precios.

Artículo 38: En sistemas con capacidad instalada de generación hidroeléctrica mayor a 20 %, la Potencia Inicial de cada unidad generadora hidroeléctrica será determinada conforme a las disposiciones establecidas en los artículos siguientes.

Artículo 39: En el caso de unidades generadoras hidroeléctricas, con o sin capacidad de regulación, se deberá utilizar la estadística de caudales afluentes correspondiente al promedio de los dos años hidrológicos de menor energía afluente de la estadística disponible con anterioridad al año de cálculo. Se entenderá como estadística disponible para efectos de la determinación de las transferencias de potencia, la utilizada por el respectivo CDEC en la programación de la operación de las unidades generadoras hidroeléctrica”.

El Artículo 43 define la potencia inicial de las centrales hidroeléctricas sin capacidad de regulación como la potencia media generada a partir del caudal promedio de los 2 años hidrológicos de menor energía afluente.

“Artículo 43: La Potencia Inicial de las unidades generadoras hidroeléctricas sin capacidad de regulación será determinada en función de la potencia equivalente al caudal afluente generable promedio anual de la condición hidrológica indicada en el Artículo 39 del presente reglamento”.

En el caso de centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación (embalses o series hidroeléctricas que reciben caudales regulados), entre los artículos 44 y 48, se determina su potencia inicial separando su caudal afluente entre regulable y no regulable. La energía de regulación conjunta se coloca en la punta de la curva de duración de carga anual para determinar la potencia inicial regulable total a prorratar según aporte individual de energía de cada central. La potencia inicial de centrales hidroeléctricas se determina como la suma de los componentes regulable y no regulable. La siguiente figura ilustra el procedimiento.

En el DS42 se precisa y limita la energía de regulación de centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación intradiaria (menor a 24 horas) a lo que pueden generar a partir de lo que pueden producir a partir del almacenamiento.

El Artículo 56 define la potencia de suficiencia preliminar calculada a partir de la Potencia Inicial.

“Artículo 56: La Potencia de Suficiencia preliminar de cada unidad generadora se obtendrá mediante un análisis probabilístico, evaluando en valor esperado de la potencia que ella aporta a la Suficiencia de Potencia para el abastecimiento de la Demanda de Punta, considerando el conjunto de las unidades generadoras, su Potencia Inicial, afectada por las reducciones indicadas en el Artículo 50 y Artículo 51 del presente reglamento, y la indisponibilidad forzada de cada unidad. La Suficiencia de Potencia del sistema se entenderá igual a uno menos LOLP_{dm}”.

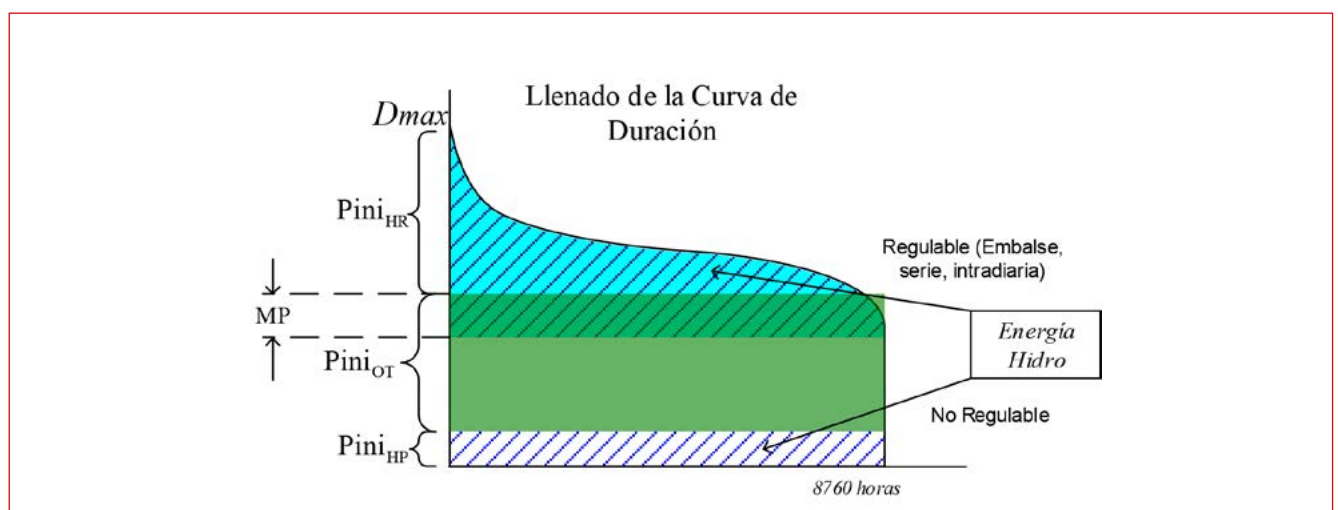


Figura 5: Colocación de energía regulable hidroeléctrica. Potencia de Suficiencia en Chile.

La interpretación del cálculo anterior viene de la RM 119 de 2021 puede entenderse como la potencia esperada que la unidad aportaría para un nivel de seguridad del sistema igual a la probabilidad de excedencia de la potencia conjunta del sistema. La formulación matemática es una esperanza condicional y adopta la siguiente forma:

$$P_{i,suf} = E(P_i / \sum_j P_j > D_{max})$$

Donde P_i corresponde a la “potencia inicial” de la central i .

El Artículo 59 establece la Potencia de Suficiencia Definitiva como un escalamiento de la potencia conjunta a la demanda máxima a prorrata de las potencias preliminares, como sigue:

El Artículo 61 define el margen de reserva teórico. Este margen se utiliza para incrementar el precio de la potencia punta y no para aumentar la máxima demanda que se remunera. Con esto se busca dar una señal de precio, ya que entre mayor es el margen de reserva teórico, menor el precio de la potencia de punta.

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

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

$$MRT = 15\% - \frac{(MP - 1)}{0,05}$$

El Margen de potencia se define como el cociente entre la sumatoria de la Potencia Inicial de las unidades generadoras y la Demanda de Punta, para cada subsistema o sistema, según corresponda.

Por su parte la norma técnica establece lo siguiente:

“Año de Cálculo: Se entenderá por año de cálculo de los sistemas interconectados al año calendario, es decir, el período comprendido entre los meses de enero a diciembre.”

“Artículo 9-3

La Potencia Inicial de centrales solares fotovoltaicas, eólicas y centrales cuya fuente de energía sea renovable no convencional, diferentes a las señaladas en el Artículo 9-2, será igual al valor resultante de multiplicar su potencia máxima por el mínimo de los siguientes valores:

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

El Decreto Supremo No. 128 de 2016 reglamenta la integración de centrales hidroeléctricas de bombeo, sin variabilidad hidrológica, en el sector eléctrico. En lo relativo a su participación en los balances y transferencias de potencia, el reglamento establece que la potencia inicial de estas unidades se calcula a partir de la estadística anual de cotas horarias calculando un factor de disponibilidad como sigue:

$$FD = \frac{\sum_{t=1}^{HA} n_t}{HA}$$
$$n_t = \min\left(\frac{h_t}{5}, 1\right)$$

Donde:

- h_t : Cantidad de horas en que la Central de Bombeo hubiese podido operar a potencia máxima de acuerdo a la cota informada en la hora t .
- HA : Horas totales del año correspondiente.

Este procedimiento llegaría a reconocer una potencia inicial igual a la máxima a una central de bombeo que se mantiene siempre con una cota equivalente en su embalse superior de al menos 5 horas de almacenamiento en todas las horas del año. No obstante, la trayectoria de cota dependerá del despacho de corto plazo, al que debe someterse, y que lleva a cabo el coordinador.

Finalmente, el Decreto Supremo No. 42 de 2020 (DS42), del Ministerio de Energía, modifica el reglamento de transferencias de potencia (DS62) para adecuarlo a los últimos cambios legales del sector eléctricos en tres ejes principales. El primero,

relativo a la descarbonización de la matriz, se integra al Estado de Reserva Estratégica para unidades generadores que se acogen a este régimen¹², señalando sus condiciones y su tratamiento en los procedimientos, reconociéndoles una potencia de suficiencia preliminar igual al mínimo entre el 60% de su potencia máxima y el último valor calculado previo a la entrada al régimen. El segundo, resultado de la interconexión de los sistemas del norte grande (SING) y del centro (SIC) y fusión de los organismos coordinadores, se adecúa el reglamento a la nueva institucionalidad y el tratamiento tanto de subsistemas como las transferencias de potencias entre ellos. En el tercero, se hacen ajustes a los procedimientos de cálculo, incluyendo el tratamiento de la disponibilidad de energía primaria.

1.1.3. Síntesis

En la siguiente figura se resume conceptualmente el procedimiento reglamentario vigente en Chile que separa energía, potencia y tratamiento de la sobre o sub-instalación. El primer bloque se hace cargo de dimensionar la suficiencia de la energía primaria, bajo un criterio de alto nivel de certeza, con tratamiento diferenciado por tecnología. A partir de este dimensionamiento, se aplica el modelo probabilístico de disponibilidad de las instalaciones, para estimar el aporte esperado al suministro de la demanda máxima de cada planta. Finalmente, en el tercer bloque, se escalan las potencias anteriores, proporcionalmente, para coincidir con la demanda máxima y el precio de la potencia se ajusta en función del margen de potencia. Con lo primero se consigue que el consumo paga una potencia igual a la demanda

máxima por el precio de la potencia. Con lo segundo, se ajusta el precio de la potencia haciéndolo subir cuando el margen de potencia del sistema es bajo y viceversa.

Elementos para destacar desde el punto de vista de las Energías Renovables Variables:

- **Tratamiento de incertidumbre de insumo principal:** La “potencia inicial” queda definida por escenarios climáticos adversos y por los factores de planta en las horas de demanda de punta. En el caso hidro se reconoce la capacidad de regulación en la potencia inicial a través de un “llenado de curva de duración de carga”.
- **Horas de demanda máxima:** no existen horarios predefinidos. Las horas de punta corresponden a las 52 horas con mayor demanda anual. La potencia de suficiencia de las centrales solares y eólicas depende de su producción en estas horas.
- **Análisis probabilístico:** En el análisis probabilístico se utiliza la potencia inicial. Si la central tiene potencia inicial igual a cero no aporta suficiencia al sistema.
- **Potencia Inicial de eólico y solar:** como el mínimo entre el menor factor de planta individual en estadística de últimos 5 años y el promedio de generación en horas de demanda máxima del año de cálculo.

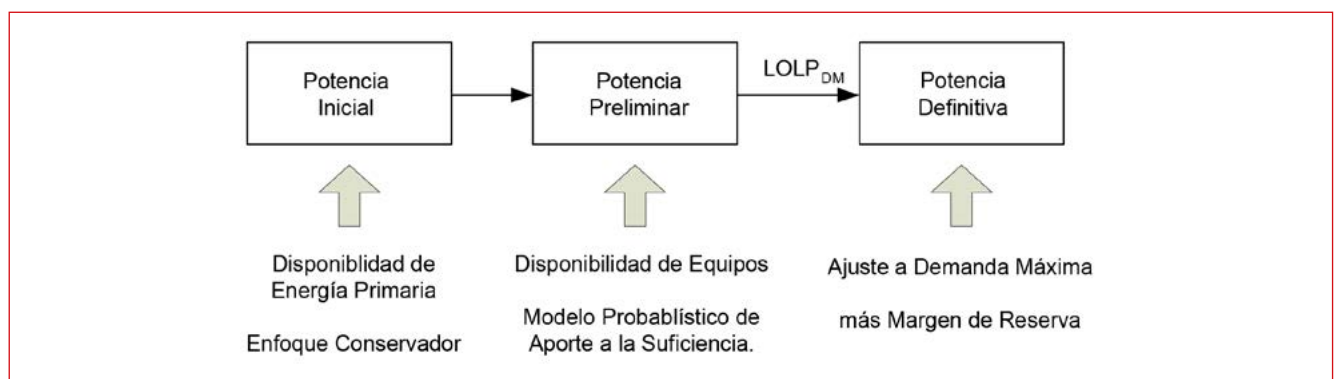


Figura 6: Esquemático conceptual del cálculo de Potencia de Suficiencia en Chile.[6], [7]

12 Plantas térmicas basadas en combustibles fósiles que salen del despacho económico, quedando como reserva disponible a ser nuevamente convocada al despacho sólo ante situaciones de déficit energético.

■ **Bombeo hidroeléctrico:** como el promedio anual de la capacidad generable en 5 horas, dada la trayectoria de cota del reservorio superior en el año de cálculo.

El siguiente cuadro resume los requerimientos de información para los cálculos del procedimiento reglamentario.

■ **Caso de almacenamiento puro:** no figura un tratamiento explícito en la normativa. No obstante, podría extrapolarse lo aplicable a bombeo hidroeléctrico

Tabla 1: Insumos para el cálculo de la potencia de suficiencia por tipo de tecnología.

Tipo tecnología	Información
Hidroeléctrica de Pasada	<ul style="list-style-type: none"> • Potencia Máxima declarada • Rendimiento de los generadores • Afluentes históricos. Se considera el promedio de las dos series anuales más secas del registro histórico
Hidroeléctrica de Pasada en Serie	<ul style="list-style-type: none"> • Potencia Máxima declarada • Rendimiento de los generadores • Afluentes históricos. Se considera el promedio de las dos series anuales más secas del registro histórico
Hidroeléctrica de Embalse	<ul style="list-style-type: none"> • Potencia Máxima declarada • Rendimiento de los generadores • Afluentes históricos (Se considera el promedio de las dos series anuales más secas del registro histórico) • Curva de duración anual de la demanda del sistema Registro histórico de la energía acumulada en los embalses al 1ro de Abril. • Curvas del Embalse (Filtración, Cota-Volumen) • Curva de equivalencia de energía Volumen-Rendimiento • Requerimientos de Riego y Caudal Ecológico
Térmica	<ul style="list-style-type: none"> • Potencia Máxima de la unidad generadora • Estadística de indisponibilidad por falta de combustible, principal y alternativo de los 5 años anteriores al año de cálculo • Estadística de indisponibilidad por mantenimiento y por falla de la unidad generadora de los 5 años anteriores al año de cálculo • Consumos propios de cada unidad generadora.
Geotérmica, termosolar, biomasa y biogás	<ul style="list-style-type: none"> • Se utilizan los mismos requerimientos aplicables a las centrales termoeléctricas convencionales • En caso de centrales termosolares, el insumo principal corresponderá al fluido almacenado para el proceso térmico
Eólica	<ul style="list-style-type: none"> • Potencia Máxima declarada • Generación horaria anual 5 años anteriores al año de cálculo • Generación horaria para el año de cálculo • Curva de carga anual del sistema para el año de cálculo • Estadística de indisponibilidad por mantenimiento y por falla de la central generadora.
Solar fotovoltaica	<ul style="list-style-type: none"> • Potencia Máxima declarada • Generación horaria anual 5 años anteriores al año de cálculo • Generación horaria para el año de cálculo • Curva de carga anual del sistema para el año de cálculo • Estadística de indisponibilidad por mantenimiento y por falla de la central generadora.
Autoproductor	<ul style="list-style-type: none"> • Potencia Máxima declarada • Su demanda máxima anual
Bombeo hidroeléctrico	<ul style="list-style-type: none"> • Potencia máxima de descarga • Volumen del embalse superior • Trayectoria de cota del embalse superior en cada hora del año

1.2.4. Nuevo reglamento en trámite (2022)

Siguiendo los lineamientos del DS62, actualmente se tramita en Chile una actualización del reglamento de potencia con diversos perfeccionamientos. Entre las modificaciones se encuentran:

- Potencia de suficiencia como el valor que representa la capacidad de generación de una unidad generadora compatible con la suficiencia del sistema o subsistema y que es equivalente a la inyección de potencia.
- Reintroducción de un objetivo de suficiencia, a definir por CNE cada 4 años, y una métrica de suficiencia para el sistema eléctrico nacional, a definir por norma futura.
- Se busca uniformar la metodología de determinación de potencia de modo que sea aplicable a cualquier tecnología. Esto podría incluir almacenamiento puro.
- Introduce la metodología de ELCC (*Equivalent Load Carrying Capability*) como mecanismo de base para determinar la potencia de unidades generadoras. Detalles metodológicos y procedimientos de cálculo se definirán en norma futura.
- Potencia inicial de una unidad generadora se establece como el promedio de las potencias ELCC de los últimos 5 años.
- Potencia preliminar como la potencia inicial ajustada por consumos propios, mantenimientos, eficiencia económica y factor de presencia (en operación).
- Ampliación del rango de movimiento del margen de reserva teórico. Este se ajusta entre 0 y 35%.

De acuerdo con sus disposiciones transitorias, este reglamento entraría en vigor el primero de enero del cuarto año desde su publicación. En el intertanto, para la componente de almacenamiento de una central renovable se le reconoce una potencia de 100%, 95%, 85%, 70%, 50% y 0% para las capacidades de almacenamiento en horas ≥ 5 , 4, 3, 2, 1 y < 1 respectivamente.

2. Perú

2.1. Descripción General

Estructuralmente el diseño del mercado eléctrico peruano se asemeja tanto al chileno como al de República Dominicana y comparte sus fundamentos. En lo relativo a mecanismos asociados a suficiencia en Perú se identifican una energía y una potencia firmes. En la Ley 288832 se establecen sus lineamientos con las siguientes definiciones:

- Energía firme: Es la producción esperada de energía eléctrica, determinada con una probabilidad de excedencia del 95% para las unidades de generación hidroeléctrica y de indisponibilidad, programada y fortuita, para las unidades de generación térmica.
- Potencia Firme: es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad. En el caso de las centrales hidroeléctricas, la Potencia Firme se determinará con una probabilidad de excedencia de 95%. En el caso de las centrales termoeléctricas, la potencia firme debe considerar los factores de indisponibilidad programada y fortuita.

Mientras que la energía firme de una central generadora sólo limita el monto de energía posible de comprometer en contratos¹³, la potencia firme constituye el producto valorizado análogo a la potencia firme en República Dominicana. Cabe destacar que, en el caso de las energías renovables variables, se establece que poseen una energía firme igual al promedio aritmético de la producción de los últimos cinco años. La siguiente figura muestra la composición de la generación eléctrica en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) de Perú.

13 Ningún generador podrá contratar con Usuarios Libres y Distribuidores más potencia y energía firme que las propias y las que tenga contratadas con terceros (Osinermin, 2006).

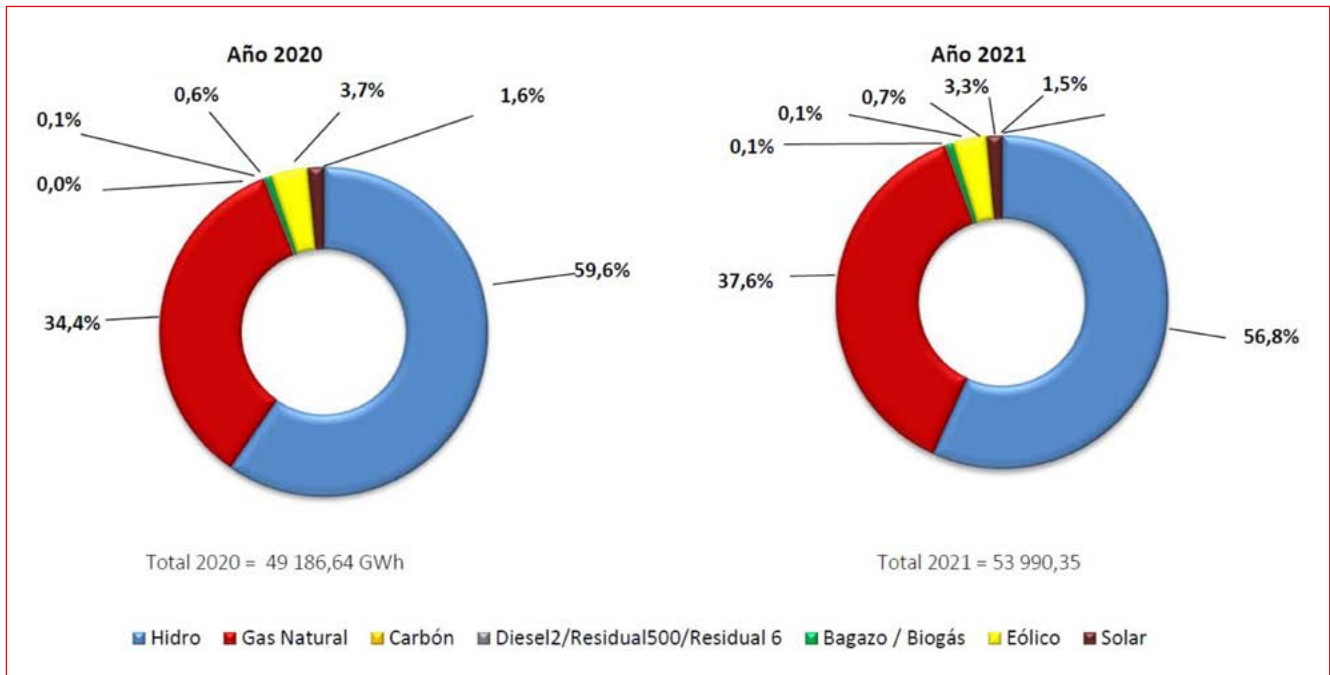


Figura 7: Matriz de generación eléctrica en el SENI. Ref. COES-Perú 2021.

Los procedimientos técnicos del COES que tratan el cálculo de la potencia y energía firme son los siguientes:

- PT 13 – Determinación de la Energía Firme y Verificación de la Cobertura de la Energía Anual Comprometida.
- PT 26 – Cálculo de la potencia firme.
- PT 30 – Valorización de Transferencias de Potencia y Compensaciones al Sistema Principal y Sistema Garantizado de Transmisión.
- PT 36 – Potencia Firme Disponible y Mínima Potencia Firme Disponible para Licitaciones de Largo Plazo.

El ingreso por potencia de un generador es igual a la suma de su Ingreso Garantizado por Potencia Firme y su Ingreso Adicional por Potencia Generada (COES, 2015).

El ingreso garantizado preliminar IPG_p por potencia firme de una unidad es:

$$IPG_p = PPG \times PF$$

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

$$PPG = PP \times f_{IG}$$

Donde PP Precio de potencia en bornes de generación, que corresponde al Precio de Potencia de Punta a Nivel de Generación (turbina a gas) y f_{IG} es el factor de ajuste al ingreso garantizado.

La potencia firme máxima remunerable mensual entre todas las unidades es igual $D_{MAX} \times (1 + MR)$. Donde D_{MAX} es la demanda máxima del mes en la hora de punta y MR es el margen de reserva. El Margen de Reserva es fijado por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) cada 4 años. Para fijar el Margen de Reserva se consideran criterios de seguridad, confiabilidad y economía.

El monto mensual del Ingreso Garantizado por Potencia Firme requerida por el Sistema es igual al Ingreso mensual Disponible para el Pago de Potencia multiplicado por el complemento del factor de Incentivo al Despacho, fijado por el MINEM, el cual equivale a uno (1) menos el factor por Incentivo al Despacho.

El Ingreso Adicional por Potencia Generada (*LAPG*) de una central es igual $LAPG = \sum_i P_i \times PP_i$. Donde P_i es la potencia horaria despachada y PP_i es el precio horario de la potencia en la barra inyección. El precio horario de la potencia depende de la probabilidad de pérdida de carga de cada hora y del Ingreso Adicional por Potencia Generada disponible. El Ingreso Adicional por Potencia Generada es igual al monto mensual del Ingreso Disponible multiplicado por el factor de Incentivo al Despacho.

2.2. Metodología para estimar potencia de suficiencia de generación variable

Para las centrales hidroeléctricas se consideran los caudales afluentes para un año hidrológico con probabilidad de excedencia de 95%. La potencia firme de cada central se determina a partir del llenado de la curva de carga durante los 6 meses de menor afluente hidrológico. La Potencia Firme de una unidad hidráulica será igual al producto de la Potencia Garantizada por el factor de presencia. Para una central hidroeléctrica de pasada la potencia garantizada corresponde a la potencia media considerando la energía generada en el periodo de regulación de 6 meses [8].

Hasta el año 2019 la potencia firme se definía como igual a cero para las tecnologías eólica, solar o mareomotriz [9]. Cabe destacar que en Perú existe un mecanismo de financiamiento complementario. El Estado Peruano promueve, a través de subastas, la inversión para la generación de electricidad con fuentes de energía renovables no convencionales, denominado “Recursos Energéticos Renovables - RER”. Este marco normativo establece incentivos para la promoción de proyectos de generación, por ejemplo, tarifas estables a largo plazo (20 a 30 años) establecidas mediante subastas y la compra de toda la energía producida. Para el procedimiento de adjudicación, el Ministerio de Energía y Minas establece la cantidad de la energía requerida.

La Resolución N° 144-2019-OS/CD que modifica el numeral 8.6.3 del Procedimiento Técnico del COES N° 26 introduce el reconocimiento de potencia firme a los RER. Se establece que:

“8.6.3 La Potencia Firme de Centrales RER que utilizan tecnología eólica, solar o mareomotriz, se determinará considerando la producción de energía en las Horas de punta del Sistema definidas por el Ministerio de Energía y Minas, en cumplimiento del artículo 110 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, de acuerdo con lo siguiente fórmula:

$$PF_i = \frac{\sum_1^h EG}{h}$$

Dónde:

- *PF_i*: Potencia Firme de la Central RER *i*.
- *EG*: Producción de energía activa de la Central RER *i* durante la Horas de Punta del Sistema de los últimos 36 meses (periodo de evaluación). En caso de no disponerse de esta serie, corresponderá considerar el periodo que comprende desde la fecha de Puesta de Operación Comercial de la Central RER *i* hasta el mes de evaluación de la *PF_i*.
- *h*: Número total de Horas de punta del Sistema correspondiente al periodo de evaluación del *EG*.”

Las horas de punta corresponden a las comprendidas entre las 17:00 y 23:00 horas del periodo de punta.

3. CAISO-USA

3.1. Descripción General

El Operador del Sistema Independiente de California (CAISO), el único ISO que cubre parte de la interconexión occidental (*Western Interconnect*), desempeña un papel importante en la gestión de la energía en todo el Oeste de Estados Unidos. El CAISO fue creado en 1998 por la legislatura del Estado de California, en parte relacionado con el intento del Estado de reestructurar sus mercados eléctricos. Su participación de mercado actual incluye la mayor parte de California y una pequeña parte de Nevada. También gestiona el creciente Mercado de Desequilibrio Energético del Oeste (*Western EIM*).

Entre los problemas a los que se enfrenta el CAISO están la integración confiable de los crecientes niveles de energía renovable (incluyendo cientos de miles de sistemas solares en techos), los

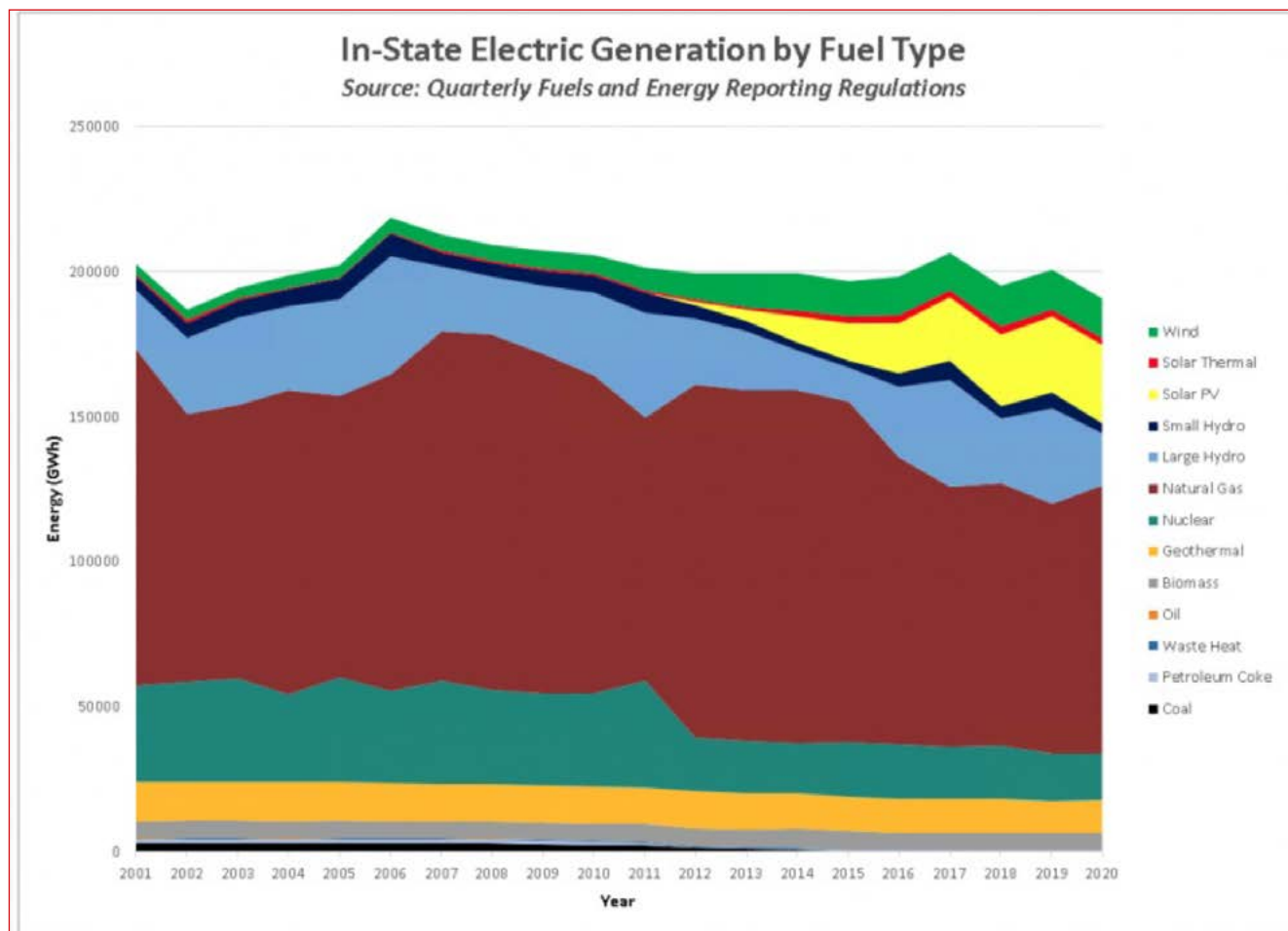


Figura 8: Generación eléctrica por tipo en California USA. Ref. California Energy Commission.

retos de resiliencia a los incendios forestales, la garantía de una suficiencia de recursos, la integración de los vehículos eléctricos, el almacenamiento de energía, y el crecimiento del mercado de desequilibrio energético del oeste. La siguiente figura muestra la evolución de la generación eléctrica del estado de California por fuente energética.

El CAISO funciona estructuralmente como un mercado de sólo energía basado en ofertas con restricciones de contratación para asegurar la suficiencia. Posee varios mercados, entre los que se encuentran el mercado del día anterior, el mercado de la hora anterior horario y el mercado en tiempo real. El CAISO también supervisa la negociación de los derechos de ingresos por congestión y las actividades de licitación de convergencia.

3.2. Descripción de los mercados

Mercado del día anterior

El mercado diario permite a los participantes asegurar los precios de la energía eléctrica un día antes del día de operación y protegerse de las fluctuaciones de precios que pueden producirse en tiempo real. Un día antes del despacho real, los participantes presentan ofertas de suministro y de demanda de energía. Estas ofertas se aplican a cada hora del día y a cada punto de tarificación del sistema.

A partir de las ofertas, el CAISO construye las curvas de oferta y demanda agregadas para cada ubicación. La intersección de estas curvas identifica el precio de equilibrio del mercado en cada ubicación para cada hora. Las ofertas de suministro por debajo y las ofertas de demanda por encima del precio identificado se

consideran despejados, lo que significa que están programadas para el despacho. Las ofertas que se despejan se introducen en un programa informático de fijación de precios, junto con las restricciones de transporte vinculantes, para obtener los precios marginales locales en diferentes puntos del sistema.

Las ofertas de los generadores programadas en la liquidación diaria se pagan al precio marginal local (LMP) por los megawatts aceptados. Los generadores programados deben producir la cantidad comprometida durante el tiempo real o comprar energía en el mercado de tiempo real para reemplazar lo que no se produjo.

Del mismo modo, los compradores mayoristas de electricidad cuyas ofertas se despejan en la liquidación del mercado diario pagan y aseguran su derecho a consumir la cantidad despejada al LMP diario. El consumo de electricidad en tiempo real que supera la compra diaria se paga al LMP en tiempo real.

El mercado diario se compone de tres procesos de mercado que se ejecutan de forma secuencial. En primer lugar, el ISO realiza una prueba de mitigación del poder de mercado. Las ofertas que no superan la prueba se revisan hasta los límites predeterminados. A continuación, el mercado forward integrado establece la generación necesaria para satisfacer la demanda prevista. Y, por último, el predespacho residual designa las centrales eléctricas adicionales que se necesitarán para el día siguiente y que deben estar listas para generar electricidad.

Mercado en tiempo real

El mercado en tiempo real es un mercado spot y permite a los participantes satisfacer las necesidades no previstas el día anterior, así como proporcionar reservas en caso de que sean necesarias. Este utiliza como punto de partida las programaciones finales del día anterior para los recursos dentro del ISO y las importaciones y exportaciones. A continuación, opera un mercado de quince minutos para ajustar las programaciones de los recursos, y luego un mercado de cinco minutos para equilibrar la generación y las cargas.

Uno de los principales componentes del mercado es el modelo de red, que analiza los recursos activos de transmisión y generación para encontrar la energía de menor costo para suministrar la demanda. Así, el modelo produce precios marginales nodales.

Los coordinadores de programación (SC) son entidades precualificadas y autorizadas a realizar transacciones en el mercado de la ISO. El mercado diario se abre para ofertas y programaciones siete días antes y se cierra el día anterior a la fecha de negociación. Los resultados se publican a las 13:00 horas.

Los precios resultantes del mercado en tiempo real sólo se aplican a los ajustes incrementales de la programación diaria de cada recurso.

Servicios complementarios

El CAISO contrata cuatro servicios auxiliares en los mercados diarios y en tiempo real:

- **Regulación ascendente:** Las unidades que proporcionan regulación ascendente deben ser capaces de moverse rápidamente por encima de su punto de funcionamiento programado en respuesta a las señales automáticas para mantener la frecuencia en el sistema equilibrando generación y demanda.
- **Regulación descendente:** Las unidades que proporcionan regulación descendente deben ser capaces de moverse rápidamente por debajo de su punto de funcionamiento programado en respuesta a las señales automáticas.
- **Reserva en giro:** Los recursos que proporcionan reservas en giro deben estar sincronizados con la red (en línea o en giro) y ser capaces de responder en los 10 minutos siguientes a una señal de despacho. Es más fiable que las reservas no giratorias porque ya está en línea y sincronizada.
- **Reserva no giratoria:** Los recursos que proporcionan reservas no giratorias deben ser capaces de sincronizarse con la red y responder dentro de los 10 minutos siguientes a una señal de despacho.

En CAISO se efectúa la co-optimización de las ofertas de servicios auxiliares y de energía (un recurso generador no verá perjuicio económico si su recurso ofertado se vende en un mercado y no en el otro). La adquisición de servicios auxiliares,

por tipo de combustible, depende del servicio que se preste en el submercado de regulación o reserva.

Suficiencia

En CAISO no opera un mercado de capacidad formal, pero tiene un requisito obligatorio de suficiencia (RA¹⁴), que se basa en el marco de Adecuación de Recursos de la Comisión de Servicios Públicos de California. El programa requiere que las entidades proveedoras de carga (LSE¹⁵) adquieran mensualmente el 115% de la carga total del sistema, a menos que la autoridad reguladora local de la LSE exija un margen de reserva diferente. El programa establece los criterios de “entregabilidad” que debe cumplir cada LSE, así como los requisitos de capacidad calificada (QC, *Qualifying Capacity*) de tipo flexible, local y sistema. Los recursos contabilizados a efectos de RA deben estar disponibles en los mercados diarios y en tiempo real de la CAISO para la capacidad para la que fueron contabilizados.

El programa de RA en CAISO, puesto en marcha tras la crisis energética de California, el año 2004, se enfrenta ahora a una serie de aspectos cambiantes del mercado, entre los que se incluyen: el aumento de la energía renovable, los cierres previstos de centrales eléctricas de gas natural, así como la creciente popularidad de los agregadores de elección comunitaria (CCA). Estos cambios, combinados, han creado una situación cada vez más voluble para el programa de RA, que ha experimentado un aumento en costos y un incremento del número de suministradores que no pueden cumplir sus requisitos de RA. Por ello, continuamente se realizan esfuerzos para perfeccionar el programa.

Metodología para estimar capacidad calificada

En virtud de las normas estatales y federales, la CPUC (*California Public Utilities Commission*) está facultada para establecer los requisitos de RA para sus LSE jurisdiccionales, que incluyen empresas de servicios públicos propiedad de inversores, agregadores de elección comunitaria y proveedores de servicios energéticos. En conjunto, estas entidades jurisdiccionales representan el 90 por ciento de la carga en el territorio de servicio de CAISO.

El programa de RA de CPUC contiene tres requisitos distintos, descritos en la Tabla , con la correspondiente provisión de información anual y mensual que es evaluada por la CPUC en exactitud y la integridad de los documentos¹⁶.

Los requisitos de RA de sistema y local se establecieron en 2004 y 2006, respectivamente; sin embargo, la RA flexible se introdujo en 2015 para abordar la creciente variabilidad del sistema y las necesidades de rampa. La cambiante matriz de generación, tanto a gran escala (eólica y solar) como tras el medidor (por ejemplo, la energía solar en techos), ha creado la necesidad de requisitos adicionales del LSE para evitar una variabilidad excesiva, especialmente durante las rampas nocturnas. La producción solar de los recursos distribuidos (en conjunto) compensa lo que de otro modo sería una mayor carga del sistema. Sin embargo, la producción solar disminuye rápidamente después de la puesta de sol, creando un fuerte aumento de la demanda (rampa) que debe ser atendida por otros recursos en el sistema CAISO. Durante el mismo periodo, la demanda de electricidad residencial también aumenta, ya que los clientes vuelven a casa del trabajo y utilizan más aparatos durante la tarde y la noche (especialmente el aire acondicionado). Este patrón de carga, a menudo denominado curva de pato (y más recientemente “rampas de carga neta”) se ve exacerbado por la larga y estrecha orientación geográfica norte-sur del estado.

La CPUC determina valores de Capacidad Calificada (QC) como la capacidad de cada recurso elegibles para ser contados en el cumplimiento de los requisitos de cada tipo de capacidad. Las convenciones de valoración de QC adoptadas por la CPUC dependen de las limitaciones de la producción de los recursos durante los periodos de máxima demanda eléctrica y varían según el tipo de recurso. Los criterios generales se muestran en la siguiente tabla.

14 Resource Adequacy

15 Load Serving Entities

16 National Association of Regulatory Utility Commissioners, “Resource Adequacy Primer for State Regulators”, July 2021, <https://pubs.naruc.org/pub/752088A2-1866-DAAC-99FB-6EB5FEA73042>

Tabla 2: Requerimientos de RA en California. Fuente NARUC

Requerimiento de RA	Entradas	Provisión anual	Provisión mensual
De sistema	Proyección de demanda de cada LSE y ajuste de la CEC (California Energy Commission) más 15% de margen de reserva planificada.	La LSE debe demostrar la adquisición del 90% de la obligación para los cinco meses de verano del próximo año de cumplimiento.	La LSE debe demostrar la adquisición del 100% de la obligación mensual.
Local	Estudio anual de CAISO (año meteorológico 1 en 10 y planificación para la contingencia más estricta -que se está revisando en el procedimiento de RA de la CPUC).	Para su obligación futura de tres años, cada LSE debe demostrar la adquisición del 100% de la obligación para cada mes de los años de cumplimiento uno y dos y el 50% de la obligación para el año tres. A partir del año de cumplimiento 2023, las Entidades Centrales de Adquisición asumirán la responsabilidad principal de la adquisición de capacidad local en los territorios de servicio de las empresas eléctricas PG&E y SCE.	En todos los meses, la LSE debe demostrar el cumplimiento del 100% de su obligación. De julio a diciembre, las LSE deben demostrar la adquisición de su obligación de RA local revisada (debido a la migración de la carga). A partir del año de cumplimiento 2023, las Entidades Centrales de Adquisición asumirán la responsabilidad principal de la adquisición de capacidad local en los territorios de servicio de PG&E y SCE.
Flexible	Estudio anual de CAISO que evalúa las necesidades de rampa.	La LSE debe demostrar la adquisición del 90% de la obligación para cada mes del año de cumplimiento.	La LSE debe demostrar la adquisición del 100% de su obligación mensual.

Tabla 3: Capacidad Calificada por tipo, como recurso de RA.

Tipo de Recurso	Ejemplo y atributos	Criterio de determinación de Capacidad Calificada
Despachable	Gas Natural Hidroeléctrica (opcional)	Potencia máxima
Externo con restricciones	Geotérmico Hidroeléctrica (opcional)	Producción histórica
Cogeneración	La biomasa puede ofertar en el mercado del día previo, pero no se considera completamente despachable	Histórico de oferta o autodespacho en el mercado del día previo
Eólica y solar	De naturaleza variable	<i>Effective Load Carrying Capability (ELCC)</i> , modelo estadístico que evalúa aporte en momentos críticos de suministro.
Respuesta de Demanda	Programas de respuesta de demanda	Desempeño histórico

Los recursos con contratos de RA tienen una obligación de oferta obligatoria (MOO) en uno o más mercados de CAISO. CAISO también tiene requisitos de provisión de RA que generalmente se coordinan con los requisitos de la CPUC. Estos incluyen el requisito de que las LSE presenten planes de RA y de suministro a CAISO como parte de los procesos de RA anuales y mensuales. CAISO mantiene dos procesos de aprovisionamiento de respaldo que afectan directamente al programa de RA al reducir la capacidad total que las LSE deben adquirir por sí mismas. Estos son:

1. Designación de recursos como *Reliability Must Run* (RMR): CAISO puede designar un recurso como capacidad RMR para satisfacer las necesidades de confiabilidad.
2. Designaciones del Mecanismo de Adquisición de Capacidad (CPM, *Capacity Procurement Mechanism*): Este es el “paso final” del proceso de RA. Si las LSE individuales no cumplen sus requisitos de capacidad y si todas las LSE colectivamente no cumplen un requisito, CAISO puede designar capacidad CPM mediante un proceso de subasta. En caso de que una LSE no pueda cumplir con sus requerimientos, paga una multa y el costo de adquisición en este mercado.

En el “*Capacity Methodology Manual*” publicado por CPUC en noviembre de 2020¹⁷ se describen procedimientos la asignación de Capacidad calificada (QC) y capacidad calificada neta (NQC). Esta última capacidad corresponde al QC ajustado por habilidad de entrega (*deliverability*) clasificado como: completa, provisional, parcial y sólo energía. La evaluación de habilidad de entrega la efectúa CAISO dos a tres veces al año en un proceso que involucra verificación de potencia máxima, despacho y estado de la red de transmisión en periodos de demanda máxima.

Previamente, el QC de eólico y solar fotovoltaico se determinaba como su contribución, con 70% de excedencia, en horas de demanda máxima (4-9 pm Enero-Marzo y Noviembre-Diciembre, 1-6 pm abril-octubre).

El QC vigente de eólico y solar fotovoltaico se basa en el método de ELCC en un proceso comprendido en los siguientes seis pasos:

1. Hacer Estudio Mensual de *Loss of Load Expectation* (LOLE), que incluya las cargas proyectadas y los recursos previstos para ese mes con el objetivo de alcanzar un nivel de LOLE entre 0,02 y 0,03. cada mes. Si los resultados son más o menos de lo deseado, se añadirá o restará capacidad hasta que los resultados de confiabilidad de cada mes estén dentro del rango.
2. Hacer Estudio ELCC Mensual de Portafolio: Se eliminan todas las instalaciones de generación eólica, solar y de almacenamiento de energía dentro de la región agregada de CAISO. A continuación, se añade la Capacidad Perfecta¹⁸ (PC) en cada mes individualmente hasta que los resultados del LOLE resultante vuelvan a estar dentro del rango deseado. La cantidad de PC en MW añadida es igual al ELCC de la cartera de todos los recursos eólicos, solares y de almacenamiento.
3. Hacer Estudio ELCC modelando cada tecnología individualmente: eólico, solar y almacenamiento para obtener el ELCC por tecnología.
4. Calcular el ajuste por diversidad como la diferencia entre el ELCC de portafolio y la suma de los ELCC por tecnología. Ajustar los ELCC por tecnología para que coincida con el ELCC de portafolio, precaviendo que ninguno supere la potencia máxima de la tecnología (100%). Esto conforma los valores de capacidad perfecta (PC) ajustados por diversidad para cada tecnología.
5. Se divide lo anterior por la capacidad instalada de cada tecnología para obtener los valores mensuales porcentuales de capacidad ELCC respectivos. Estos valores porcentuales se aplican a cada generador individual para obtener su QC mensual.

La herramienta usada para aplicar en la metodología anterior corresponde al software comercial SERVM (*Strategic Energy Risk Valuation Model*) desarrollado por Astrape Consulting¹⁹.

EL QC mensual de hidro de pasada y geotermia se determina como el promedio de la generación en los tres últimos años en las horas de medición de RA. Determinado por CASIO. En 2021 estas horas corresponden al periodo comprendido entre las 4:00 y las 9:00 pm.

17 <https://www.cpuc.ca.gov/-/media/cpuc-website/files/legacyfiles/q/6442466773-qc-manual-2020.pdf>

18 Perfect Capacity: generador ideal no afectado por falla, mantenimiento u otras limitaciones.

19 [SERVM Software | Astrape Consulting](#)

El QC de hidroeléctrica despachable se calcula a partir de la estadística de oferta de estas plantas en los últimos 10 años de operación en las horas de medición de RA. Con la estadística se determina los umbrales de excedencia de 50% y 10%. El QC mensual es la suma de estos valores ponderados por 80% y 20% respectivamente

El QC de plantas híbridas con almacenamiento se determina separando la componente de generación renovable del almacenamiento para luego hacer la suma. El primero corresponde a la capacidad menos la potencia necesaria para cargar el almacenamiento en forma constante, multiplicado por el factor ELCC de la tecnología renovable del mes. El segundo, del almacenamiento, como el mínimo entre el QC de almacenamiento y su producción en las horas en torno a la punta de demanda neta cargado desde el generador renovable. Esto último es, la producción de energía (MWh) del recurso renovable desde 2 horas después de la punta de carga neta hasta 2 horas antes de la punta de carga neta, suponiendo que la carga se realice a un ritmo inferior o igual a la capacidad de almacenamiento de energía. Esta energía renovable se divide por 4 horas para determinar la QC. Las horas de punta de demanda neta²⁰ se estimaban en 2021 como las HE19²¹ (enero – marzo, noviembre – diciembre), HE20 (septiembre – octubre) y HE21 (abril – agosto).

Cambios en curso para determinar capacidad calificada

Desde noviembre de 2019 la CPUC ha llevado a cabo un proceso de perfeccionamiento del mecanismo de RA, como consecuencia de la creciente penetración de generación eólica y solar fotovoltaica. Esto con la finalidad de abordar las dificultades para cubrir las puntas de demanda neta, la confiabilidad en las restantes horas del día, el reconocimiento de las limitaciones de energía del mix tecnológico y los costos administrativos de los balances. Las dificultades de suministro en el verano de 2020 reforzaron la necesidad de cubrir la demanda neta o residual y la creciente integración de almacenamiento introduce desafíos de suministro en otras horas.

El 20 de mayo de 2022, la CPUC emitió una propuesta de decisión (PD) que, entre otras cosas, adoptaría la metodología de *Southern California Edison* (SCE) como el nuevo marco de RA

20 Demanda menos producción de eólico y solar fotovoltaico.

21 Por HE se entiende *Hour Ending*. Esto es, el periodo de 60 min que termina en la hora indicada.

aplicable a las LSE bajo la jurisdicción de la CPUC. En general, la propuesta metodológica requeriría que cada LSE demuestre que tiene suficiente capacidad para satisfacer su perfil específico de carga bruta, incluyendo el margen de reserva PRM, para las 24 horas del “peor día” de cada mes. El “peor día” se definiría como el día del mes con la mayor previsión de carga máxima coincidente. Este nuevo marco de RA se aplicaría probablemente en 2025, y 2024 serviría de “año de prueba” para el nuevo marco.

Si bien la propuesta metodológica requiere aún el desarrollo de detalles en lo relativo a la capacidad reconocida a cada tecnología, los lineamientos generales para asignar capacidad son como sigue²²:

- Solar y la eólica: en función de sus perfiles de capacidad esperados por hora; la metodología específica (por ejemplo, excedencia, ELCC por hora u otra) está por determinarse.
- Las baterías autónomas en función de su capacidad y horas de regulación, tal y como lo señale la LSE, deben demostrar que hay suficiente “exceso de capacidad” en otras horas para apoyar su despacho (más las pérdidas).
- Recursos híbridos: Requiere un debate adicional con las partes interesadas debido a cuestiones específicas y complejas.
- Los recursos de uso limitado: en función de su capacidad y disponibilidad temporal, tal y como lo señale la LSE.
- Otros recursos tendrán un único valor de cómputo (por ejemplo, NQC puede utilizarse en cada tramo)
- Las importaciones deben mostrarse en sus horas disponibles.

22 [Microsoft Word - WEST-#1792762-v1-Final_Working_Group_Report_on_Future_of_RA.docx \(ca.gov\)](#)



Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Registered offices
Bonn and Eschborn

Friedrich-Ebert-Allee 32 + 36
53113 Bonn, Germany
T +49 228 44 60-0
F +49 228 44 60-17 66

Dag-Hammarskjöld-Weg 1 - 5
65760 Eschborn, Germany
T +49 61 96 79-0
F +49 61 96 79-11 15

E info@giz.de
I www.giz.de