



Ingenieros consultores



Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI)
Instituto de Investigación
Tecnológica



Grupo Mercados Energéticos
Consultores

Diseño del mercado para gran participación de generación variable en el sistema eléctrico de Chile

INFORME FINAL

Desarrollado para



Generadoras de Chile
energía que nos mueve

Febrero de 2018

Este documento es el Informe Final del proyecto “Diseño del mercado para gran participación de generación variable en el sistema eléctrico de Chile”, desarrollado para la Asociación de Generadoras de Chile (AG) por un consorcio formado por Synex Ingenieros Consultores, el Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia Comillas y Estudios Energéticos Consultores.

En el desarrollo del proyecto el Consultor cubrió las siguientes etapas:

- En la primera etapa se analizó el impacto técnico-económico a nivel internacional de las energías renovables variables en los diferentes segmentos del mercado eléctrico, se definieron los debates más relevantes a raíz de las elevadas penetraciones de estas tecnologías y se presentó una panorámica detallada de las experiencias internacionales al respecto.*
- En la segunda etapa se estudió el mercado chileno y se identificaron los aspectos críticos que pueden obstaculizar una integración eficiente de las tecnologías de energía renovable variable (ERV) en el sistema eléctrico. También se identificaron en esta etapa las mejores prácticas de la experiencia internacional.*
- La tercera etapa tuvo el objetivo de presentar una serie de propuestas regulatorias para el contexto chileno con el objetivo de garantizar la eficiencia del mercado en escenarios de elevada penetración de energía renovable variable y analizar los cambios legislativos y regulatorios que se requerirían para llevar a cabo las propuestas.*

El presente informe final se ha organizado en un resumen ejecutivo, en versiones en castellano y en inglés, 5 capítulos y 2 anexos. El capítulo 1 desarrolla la propuesta integral de ajustes regulatorios para garantizar la eficiente incorporación de ERV en el mercado eléctrico. En el capítulo 2 se presentan los ajustes legales, reglamentarios y normativos requeridos para implementar la propuesta integral. El capítulo 3 presenta el diagnóstico de las fallas del diseño del mercado eléctrico que podrían impedir el desarrollo eficiente de las ERV. El capítulo 4 presenta las mejores prácticas regulatorias identificadas en la experiencia internacional. Finalmente, el capítulo 5 se presenta detalladamente el análisis de la experiencia internacional en mercados eléctricos con alta participación de ERV. El Anexo A entrega ejemplos numéricos relacionados con la aplicación de la propuesta regulatoria integral; el Anexo B analiza el tema de la co-optimización de la operación y reservas de generación contenido en dos proyectos de reglamentación del mercado eléctrico en actual tramitación.

Cabe señalar que las recomendaciones y propuestas contenidas en el presente informe son el resultado del análisis desarrollado por el equipo consultor, basado en su experiencia, y no necesariamente reflejan la opinión o preferencias de la AG o sus empresas asociadas.

Contenidos

Resumen Ejecutivo	1
Executive Summary	8
1. Capítulo 1: Propuesta Regulatoria Integral.....	14
1.1 <i>Introducción</i>	14
1.2 <i>Programación y reprogramaciones de corto plazo vinculantes.....</i>	16
1.2.1 Remuneración de los costos fijos de operación	21
1.3 <i>Servicios complementarios y gestión de los desvíos.....</i>	23
1.3.1 Requerimiento de reservas	23
1.3.2 Adquisición de reservas	24
1.3.3 Liquidación de los desvíos y asignación de los costos de las reservas	27
1.4 <i>Mecanismo de confiabilidad.....</i>	31
1.4.1 Señales de flexibilidad de largo plazo	31
1.4.2 Incentivos al cumplimiento	32
2. Capítulo 2: Implementación de las propuestas a nivel legal, reglamentario y normativo	33
2.1 <i>Introducción</i>	33
2.2 <i>Modificaciones en el ámbito legal</i>	33
2.3 <i>Modificaciones en el ámbito reglamentario</i>	35
2.4 <i>Modificaciones en el ámbito de las Normas Técnicas.....</i>	37
2.5 <i>Modificación Legal Asociada a Introducción de Cargo por Flexibilidad.....</i>	37
3. Capítulo 3: Fallas de diseño del mercado	39
3.1 <i>Introducción</i>	39
3.2 <i>Evolución del mercado de generación.....</i>	39
3.2.1 Evolución de los precios de generación.....	39
3.2.2 Grado de penetración de ERV a futuro	40
3.3 <i>Bases conceptuales del diseño del mercado de generación</i>	41
3.4 <i>Aspectos críticos del marco regulatorio para alta penetración de ERV</i>	43
3.4.1 Consideraciones y ámbito de análisis	43
3.4.2 Sistema de precios.....	45
3.4.2.a Concepto general de precios de energía y potencia.....	45
3.4.2.b Sistema de precios del mercado de corto plazo	45
3.4.2.c Sistema de precios de mercado de largo plazo.....	47
3.4.3 Coordinación de la Operación	47
3.4.3.a Operación del mercado de corto plazo y coordinación del sistema	48
3.4.3.b Operación Actual en el Sistema Eléctrico Nacional.....	48
3.4.4 Análisis de Aspectos Críticos	53
3.4.4.a Sistema de Precios y SSCC en el mercado de Corto Plazo.....	53
3.4.4.b Variabilidad ERV y Costo de Manejo	55
3.4.4.c Asignación del Costo de la Variabilidad e Impacto en Desarrollo y Competitividad	57
3.4.5 La ley 20936 en materia de servicios complementarios	57
3.4.6 Resumen y Conclusiones.....	59
4. Capítulo 4: Buenas prácticas de las experiencias internacionales	61
4.1 <i>Resumen introductorio de las conclusiones del análisis de experiencias internacionales</i>	61
4.2 <i>Impactos técnico-económicos de las ERV</i>	62
4.3 <i>Buenas prácticas de diseño de mercados eléctricos.....</i>	64
4.4 <i>El mercado diario</i>	65

4.4.1	El horizonte del primer mercado físico.....	65
4.4.2	Formato de la subasta y de oferta.....	65
4.4.3	Remuneración y regla de cálculo de precio	66
4.4.4	Representación de la red	66
4.5	<i>Mercados o mecanismos de redespacho intradiarios</i>	67
4.6	<i>El cierre de mercado, los servicios complementarios y el tratamiento de los desvíos en el tiempo real</i>	69
4.6.2	Requerimiento de reservas	72
4.6.3	Adquisición de reservas.....	73
4.6.4	Productos innovadores	74
4.7	<i>Mecanismos de confiabilidad</i>	74
4.7.1	Participación de las tecnologías ERV	75
4.7.2	Capacidad o energía firme.....	76
4.7.3	Penalizaciones.....	76
4.7.4	Incentivos a la flexibilidad.....	77
4.8	<i>Referencias</i>	77
5.	Capítulo 5: Revisión de la Experiencia Internacional	79
5.1	<i>Introducción</i>	79
5.2	<i>Impactos técnico-económicos de las renovables variables</i>	83
5.3	<i>Justificación del enfoque de la revisión</i>	88
5.4	<i>Servicios complementarios</i>	89
5.4.1	Productos	89
5.4.2	Diseño de mercado.....	90
5.4.2.a	Volumen (requerimiento de reservas).....	91
5.4.2.b	Adquisición de reservas	92
5.4.2.c	Liquidación de los desvíos y asignación de costos.....	94
5.5	<i>Debates actuales relacionados con las ERV</i>	97
5.6	<i>Experiencias internacionales</i>	98
5.6.1	Funcionamiento general de los SSCC: Europa vs. Estados Unidos	98
5.6.2	Responsabilidad de los desvíos	102
5.6.3	Reservas primarias: ¿servicio obligatorio o producto de mercado?.....	105
5.6.4	Costos a incluir en el precio del desvío.....	106
5.6.5	Precio de escasez administrativo.....	109
5.6.6	Productos innovadores	112
5.6.7	SSCC en sistemas hídricos: Colombia y Brasil	114
5.6.8	Volumen económico de los servicios complementarios	115
5.7	<i>Mercados intradiarios</i>	122
5.7.1	Diseño de mercado.....	122
5.7.2	Subastas intradiarias o comercio continuo	122
5.7.3	Frecuencia de las subastas	123
5.7.4	Discriminación temporal del producto	123
5.7.5	Debates actuales relacionados con las ERV	123
5.7.6	Experiencias internacionales.....	124
5.7.6.a	Alemania: productos de 15 minutos	124
5.7.6.b	Unión Europea.....	126
5.8	<i>Mercados diarios</i>	128
5.8.1	Diseño de mercado.....	128
5.8.1.a	Formato de oferta.....	128
5.8.1.b	Representación de la red.....	129
5.8.2	Debates actuales relacionados con las ERV	130
5.8.3	Experiencias internacionales.....	132

5.8.3.a España	132
5.8.3.b Alemania.....	133
5.8.3.c Colombia.....	134
5.9 <i>Mercados de confiabilidad</i>	134
5.9.1 Diseño de mercado.....	135
5.9.1.a Mecanismo de adquisición.....	137
5.9.1.b Disposiciones de los contratos	137
5.9.1.c Producto de confiabilidad	138
5.9.1.d Incentivos al cumplimiento.....	138
5.9.2 Debates actuales relacionados con las ERV	139
5.9.3 Experiencias internacionales.....	141
5.9.3.a Participación de las renovables: Reino Unido, Irlanda y ISO New England.....	141
5.9.3.b Asignación de la capacidad/energía firme: Francia, PJM y Colombia.....	141
5.9.3.c Penalizaciones por incumplimiento: PJM.....	142
5.9.3.d Relación entre mercados de confiabilidad y SSCC: Italia e Irlanda	143
5.10 <i>Almacenamiento de Energía</i>	143
5.10.1 Mercado de energía.....	144
5.10.2 Servicios complementarios.....	144
5.10.3 Mecanismos de confiabilidad	145
5.11 <i>Referencias</i>	146
Anexo A: ejemplos numéricos capítulo 1.	151
<i>Programación vinculante y reprogramaciones.....</i>	<i>151</i>
<i>Asignación de costos de capacidad de reserva.....</i>	<i>152</i>
Anexo B: Reglamento de la Coordinación y Operación, Reglamento de Servicios Complementarios y Co-optimización de recursos.....	154

Diseño de Mercado para Gran Participación de Energía Renovable Variable en el sistema eléctrico de Chile

Resumen Ejecutivo

1.- Introducción

Las tecnologías de Energía Renovable Variable (ERV) se constituyen en un elemento pivotal de la transición energética hacia bajas emisiones de carbón que el sector eléctrico deberá sobrellevar en las siguientes pocas décadas; sus costos decrecientes, su bajo impacto ambiental y su extendida disponibilidad ha resultado en un crecimiento sostenido de la capacidad instalada de esas tecnologías en todo el mundo. Sin embargo, la penetración de ERV puede alterar el funcionamiento de los mercados de electricidad, los cuales fueron diseñados en muchos casos para sistemas eléctricos dominados por plantas termoeléctricas e hidroeléctricas. Las características peculiares de las fuentes renovables crean impactos técnico-económicos en diferentes horizontes de tiempo, como se resume en la Tabla i.

Tabla i. Impacto Técnico-económico de tecnologías ERV

Clasificación de impactos		Características ERV			Contexto regulatorio
		No-despachabilidad	Errores pronóstico Estructura de costos		
Muy corto plazo	Incremento en desbalances del Sistema		●		
	Incremento en volatilidad de precio en los mercados	◐	◐		
Corto plazo	Efecto en el orden de mérito de unidades convencionales			●	
	Reducción en precios promedio			●	
	Incremento en volatilidad de precio en los mercados	●			
	Incremento en el ciclaje de plantas térmicas	●			
Largo plazo	Incremento en la incertidumbre sobre precios	◐	◐		◐
	Incremento en la incertidumbre sobre el mix de generación futura				●
	Incremento en la incertidumbre regulatoria				●

Tales preocupaciones no deberían impedir el desarrollo de esas tecnologías; sin embargo, se necesitan reformas del mercado para asimilar de manera eficiente los altos niveles de penetración de ERV que se pronostican para el futuro cercano. El objetivo del estudio que se presenta en este resumen ejecutivo es analizar las experiencias internacionales para extraer recomendaciones y propuestas de reforma para el sector eléctrico chileno.

2.- Contexto Chileno

El costo decreciente que están mostrando las tecnologías de generación eléctrica en base a fuentes de energías renovables variables, ya empieza a tener consecuencias en el grado de penetración que se observa en Chile para estas energías, con una fuerte contribución de las ERV (tecnologías eólicas y fotovoltaicas principalmente) al desarrollo de las energías renovables no convencionales (ERNC). En octubre de 2017 se alcanzó la meta de 20% que para estas ERNC había establecido la ley eléctrica para el año 2025, y diversos estudios muestran que la participación de las ERV hacia el 2030 superará el 30%.

El análisis de una propuesta regulatoria que facilite la incorporación eficiente de altos grados de participación de ERV en la matriz energética chilena ha identificado la necesidad de realizar una propuesta integral, no solo enfocada a resolver o administrar adecuadamente los impactos en escalas temporales de corto y mediano plazo, sino que también de largo plazo.

En el plano regulatorio propiamente tal, el mercado eléctrico chileno se encuentra en una transición en las normas que regulan la provisión de los denominados servicios complementarios, los que en sus componentes de reserva rotante y no rotante pronta son parte esencial para balancear a las ERV. Esta transición está determinada por la aprobación de la ley 20.936 a mediados del 2016, la que se encuentra en etapa de implementación reglamentaria.

El análisis de las disposiciones de la mencionada ley ha detectado aspectos críticos principalmente en lo referido a la asignación de los costos de los servicios complementarios de balance, sin criterio de causalidad, a los responsables de los mismos, tanto por el lado de la demanda como por el lado de la generación de distintas fuentes de energía.

Por otra parte, se detecta también como crítica la regulación, mantenida desde la creación del mercado spot hace más de 3 décadas, en cuanto a que las transacciones de oportunidad en el mercado spot se realicen con los costos marginales del post despacho, sin que exista una vinculación entre los compromisos de cantidades y costos marginales establecidos en el pre despacho y posteriores reprogramaciones.

La solución de los principales aspectos críticos detectados debe también tener en cuenta la modificación de las normas reglamentarias en actual elaboración, en materia de servicios complementarios y de coordinación de la operación.

3.- Revisión de la experiencia internacional

A medida que los niveles de penetración de las ERV crecen, muchos sectores eléctricos en todo el mundo están ya enfrentando nuevos desafíos y las reformas están teniendo lugar para mejorar la integración de esas tecnologías al mercado. Aunque el impacto de las tecnologías renovables varía de acuerdo a las características del sistema y del ambiente regulatorio, los problemas principales que surgen son similares y una revisión de las experiencias internacionales es un paso fundamental a ser dado antes de avanzar en una propuesta para el contexto chileno. Esas experiencias pueden ser agrupadas en cuatro segmentos diferentes del

mercado: servicios complementarios (*ancillary services*) y mercados diario, intradiario y de confiabilidad.

En relación con los servicios complementarios, las experiencias internacionales apuntan hacia una reducción progresiva o eliminación de excepciones de las responsabilidades de balance para las tecnologías renovables, de manera de ser ellas expuestas a la señal eficiente transmitida por el precio de balancear el desequilibrio. Al mismo tiempo, si a los recursos ERV se los hace responsables de los desequilibrios, se les debería permitir vender servicios complementarios, cuando es técnicamente factible; muchos reguladores están modificando el diseño de productos de servicios complementarios (en términos de separar reservas para subir y para bajar, por ejemplo) para eliminar barreras a la participación de las ERV en los mercados de balance o de tiempo real. El análisis muestra también que los costos asociados a la energía de balance (activación de reservas en tiempo real) son asignados de acuerdo a la responsabilidad en el desbalance del sistema (y a menudo remuneradas al precio marginal), mientras que los costos de la reserva de capacidad son aún socializados en muchos países. Finalmente, aún si muchos estudios teóricos predicen que el volumen económico de servicios complementarios podría crecer con la penetración de ERV, la evidencia empírica muestra este no es siempre el caso en mercados reales, como lo resalta el caso alemán.

En cuanto a los mercados diarios, muchos reguladores están reformando los mecanismos de soporte de las ERV para evitar distorsiones en este segmento de mercado. Así, las “*feed-in tariffs*” están siendo reemplazadas por esquemas más sofisticados, los cuales apuntan a proveer ayuda económica a esas tecnologías sin afectar su comportamiento en el mercado. Además, experiencias desde ambos lados del Atlántico sugieren que la penetración de tecnologías renovables amplifica las ventajas de mercados diarios basados en ofertas complejas y precios nodales. Otro elemento afectado por la variabilidad de las plantas de ERV es el ciclaje de las centrales térmicas, cuyos costos crecientes de partidas y paradas deben ser apropiadamente remunerados.

La participación de energía renovable también incrementa la relevancia de los mecanismos del mercado intradiario. Errores de predicción por parte de productores ERV decrecen significativamente cuando consiguen estar cerca al tiempo real. En este contexto, los asentamientos intradiarios proveen un ambiente para colocar apropiadamente los costos de ajustes intradiarios, una herramienta instrumental para proveer a todos los agentes del mercado (particularmente los productores ERV) con los incentivos que requieren para dar lo mejor para mejorar sus pronósticos mitigando desbalances, por un lado, y también aquellos generadores convencionales flexibles quienes pueden proveer tal respaldo. Además, más mercados intradiarios líquidos pueden también reducir la necesidad de reservas.

Con respecto a los mecanismos de confiabilidad o de adecuación (como mercados de capacidad), después de haber sido indicados por muchos años como unos de los drivers para la introducción de esos instrumentos regulatorios, las tecnologías renovables están ahora siendo reconocidas como potenciales proveedores de confiabilidad. En sectores eléctricos dominados por hidroelectricidad, donde la intermitencia de las ERV puede ser absorbida por la capacidad de almacenamiento, o en sistemas donde la generación ERV presenta una correlación estadística relevante con la demanda de punta, las tecnologías renovables pueden contribuir significativamente a la confiabilidad del sistema. Sin embargo, se levantan controversias

cuando se trata de definir que metodología debería ser usada para calcular la energía o la capacidad firme de esas unidades o si ellas deberían ser objeto de las mismas penalidades que se aplican a las unidades convencionales. En esos temas no existe consenso y las experiencias internacionales divergen.

4.- Propuesta Integral de Mejoras Regulatorias para lograr Funcionamiento Eficiente del Mercado Eléctrico en Contexto de Alta Penetración ERV

De acuerdo a la revisión de la experiencia internacional y a una evaluación del diseño actual del mercado eléctrico en Chile, se efectúa una propuesta regulatoria destinada a integrar eficientemente a las tecnologías en base a ERV, la que se compone de los siguientes elementos:

Despacho vinculante

- Establecer un despacho vinculante en la programación diaria, con un precio calculado ex-ante al cual es remunerada la energía comprometida en dicho despacho, independientemente de las reprogramaciones posteriores. El despacho vinculante provee a los agentes del mercado de una herramienta de cobertura de riesgo en un contexto en que éste puede verse incrementado al ser más frecuentes las modificaciones al despacho debido a una alta penetración ERV. Asimismo, un despacho vinculante es necesario para asignar eficientemente los costos de los sucesivos redespachos a los agentes que los causan, así como los costos de la activación de reservas.
- Calcular un precio para cada redespacho o reprogramación efectuada en el horizonte intradiario, y liquidar a dicho precio las diferencias o desvíos que eventualmente se produzcan respecto al programa previo. Los compromisos vinculantes respecto de los cuales se calcularán los desbalances o desvíos deben ser actualizados de acuerdo al señalado redespacho.

Recuperación de costos fijos de operación

- Garantizar la recuperación de costos fijos de operación (tales como los costos de arranque y detención) a través de una de dos alternativas: i) la introducción de un *uplift* en el costo marginal, el cual apunta a la internalización de los costos fijos señalados en dicho precio, o ii) a través de un pago lateral (*side payment*) de los costos fijos pagados discriminadamente a cada generador.

Optimización de los costos de reserva

- Co-optimizar energía y reservas, despejando así simultáneamente y mediante el mismo algoritmo el uso de ambos recursos considerando los costos declarados. La co-optimización permite aprovechar las ventajas de las sinergias entre estos dos productos complementarios, evitando además la aplicación de un esquema de subastas de reservas que no sería consistente con el resto del diseño de mercado en Chile.

- Diseñar productos de reserva que no presenten barreras implícitas para la participación de algunos agentes. Distinguir la adquisición de reservas para subir generación y para reducir generación.

Causalidad en la asignación de costos de reserva

- Evitar la socialización de los costos de la reserva, los que deben ser asignados a los agentes responsables de ocasionarlos.
- Los costos relacionados con la energía aportada por las reservas pueden ser asignados de acuerdo a los desvíos registrados entre el último despacho vinculante y la generación real.
- Los costos relativos a la mantención de la capacidad de las reservas pueden ser asignados ya sea mediante una metodología específica para el cálculo de requerimiento de reservas (cumpliendo un principio de causalidad de costos), o utilizando promedios móviles de los desvíos calculados para cada recurso, como proxy de la determinación de responsabilidad en el costo.

Confiabilidad de largo plazo

- En orden a introducir una señal de largo plazo para la atracción de recursos flexibles, sería recomendable incluir tal señal en un concepto análogo al pago por capacidad, incorporando un pago adicional a este, el que remuneraría el concepto de capacidad flexible. Se considera que una solución de este tipo es más robusta que una posible segmentación del mercado de generación con licitaciones de unidades generadoras desarrolladas a estos efectos.

5.- Implementación legal y regulatoria de la propuesta

Para la implementación de la propuesta se requerirá de algunas modificaciones normativas. Los ámbitos de aplicación serían los siguientes:

Modificaciones a la LGSE

- Establecer que las transacciones de energía resultan de una valoración programada el día anterior a la operación real de acuerdo a las cantidades programadas y a los costos marginales previstos; que de existir desvíos que originen reprogramaciones antes del inicio de la operación real, las transferencias originadas en tales desvíos serán valorizadas a los costos marginales previstos en la nueva reprogramación, y que las desviaciones observadas durante la operación real serán transadas al costo marginal que resulta de la operación real, todo según especificaciones que se establecerán reglamentariamente. Esta modificación debería introducirse en el Artículo 149° de la LGSE.
- En materia de servicios complementarios, se debe modificar el Artículo 72°-7 de la LGSE, modificación que debe considerar los siguientes aspectos:
 - Señalar que los recursos cuya activación como servicio complementario es necesaria de ejercer, y cuya infraestructura de soporte esté presente en el sistema,

se programarán y valorizarán de acuerdo a un proceso de optimización que resuelva simultáneamente los despachos y la asignación de recursos para SSCC.

- Establecer que la remuneración de los servicios complementarios será cargada a los generadores o a la demanda en función de si su activación ha sido motivada por efectos originados respectivamente por estos agentes, por aplicación de un principio de causalidad.

Modificaciones Reglamentarias

En Reglamento de Coordinación de la operación

- Establecer los protocolos diarios mediante los cuales los agentes entregarán información respecto al pronóstico de la disponibilidad de recursos primarios (agua, viento y sol) e infraestructura de generación para el día siguiente, y mediante los cuales efectuarán las reprogramaciones.
- Establecer que los pronósticos de recursos primarios son elaborados por el Coordinador, pero que cada operador tendrá la facultad de solicitar que se utilice su propio pronóstico.
- Señalar que el monto de las reservas primaria y secundaria se establecerán mediante consideraciones probabilísticas y económicas.
- Establecer que la asignación del monto de las reservas a las unidades y/o dispositivos que puedan aportarlas se efectuará mediante un proceso de optimización económica en conjunto con la programación -y reprogramación- de la operación de corto plazo, y que considera los costos declarados para la operación de todos los recursos sujetos a la coordinación.
- Establecer la responsabilidad del Coordinador en términos de efectuar la casación entre la generación programada y la demanda, tanto en la primera programación como en las reprogramaciones que se establezcan.
- Establecer la responsabilidad del Coordinador en términos de registrar y valorar la energía programada y los correspondientes desvíos a sus respectivos costos marginales.
- Establecer que las transferencias económicas se efectuarán en cada período de facturación a los precios o costos marginales de casación, y los desvíos entre la operación real y la última programada a costos marginales reales.
- Establecer que los costos fijos de arranque y detención serán variabilizados en función de la energía producida en cada ciclo de arranque y parada, y que serán incorporados al costo variable de las unidades. Alternativamente remunerar través de un pago lateral (*side payment*) los costos fijos, discriminadamente a cada generador.

En Reglamento de Servicios Complementarios

- Establecer que el costo de mantención de las reservas durante la operación será remunerado por los generadores o por la demanda dependiendo de si las reservas

respectivas se han dispuesto para absorber variaciones o errores de pronóstico producidos por estos agentes.

- Establecer que el costo de ejercicio de las reservas distingue los casos de aumento de generación y disminución de generación.

Market Design for a Large Share of Variable Renewable Energy in the Chilean National Electricity System

Executive Summary

1. Introduction

Variable Renewable Energy (VRE) technologies are a pivotal element of the low-carbon energy transition that power sectors will have to undergo in the next few decades; their decreasing cost, their low environmental impact, and their widespread availability resulted in a sustained growth in the installed capacity of these technologies worldwide. However, VRE penetration may alter the functioning of electricity markets, which were in many cases designed for power sectors dominated by thermal and hydropower plants. The peculiar characteristics of renewable sources create technical-economic impacts in different time horizons, as summarised in

Tabla i.

Table ii. Techno-economic impact of VRE technologies

Classification of impacts		VRE characteristics			Regulatory context
		Non-dispatchability	Prediction errors	Cost structure	
Very short term	Increase in system imbalances		●		
	Increase in price volatility of markets in this time horizon	○	●		
Short term	Merit-order effect on conventional units			●	
	Reduction in average prices			●	
	Increase in price volatility of markets in this time horizon	●			
	Increase in cycling of thermal plants	●			
Long term	Increase in the uncertainty over future prices	○	●		○
	Increase in the uncertainty over the future generation mix				●
	Increase in regulatory uncertainty				●

Such concerns should not hinder the development of these technologies; however, market reforms are needed in order to efficiently assimilate the high VRE penetration levels envisaged for the near future. The objective of the project presented in this executive summary is to

analyse international experiences and draw recommendations and reform proposals for the Chilean power sector.

2. The Chilean context

The decreasing cost of the VRE technologies is starting to produce consequences in the degree of penetration of the energy generated from these technologies. In October 2017, the target of 20% that the electricity law established for non-conventional renewable energies (NCRE) for 2025 was reached, with high participation of VRE in these figures. Diverse studies show that for 2030 the participation of VRE will exceed 30%.

The analysis of a regulatory proposal that facilitate the efficient incorporation of high degree of participation of VRE in the Chilean energy matrix, has identified the need for making an integral proposal, not only focused to solve adequately the impacts of VRE in the short or medium term, but also in the long term time.

About the regulatory aspects, the Chilean power market is currently at a transition stage regarding the norms that regulate the provision of ancillary services, which in their components related with spinning and prompt non-spinning reserves are required for balancing VRE. This transition is determined by the enacted of the transmission law (Law N° 20936 of July 2016), which is being implemented at the level of regulations.

Because of the analysis of the aforementioned law, critical aspects were identified, mainly in relation to the allocation of the balancing ancillary services costs without a criterion of causality to the responsible of such costs, either the demand or the different generating sources.

On the other hand, also is considered critical the regulation of the energy transactions in the spot market valued on the basis of the post-dispatch short run marginal cost, without a linkage between the quantities and prices established in the pre-dispatch and the later dispatch programs.

The solution of the main critical aspects detected has to take into account the amendment of the regulations related to ancillary services and the coordination of the operation.

3. Review of international experiences

As VRE penetration levels grow, many power sectors worldwide have already started facing new challenges and reforms are taking place to improve the integration of these technologies in the market. Although the impact of renewable technologies varies according to the characteristics of the system and the regulatory environment, the main problems that arise are similar and a review of international experiences is a fundamental step to be made before advancing any proposal for the Chilean context. These experiences can be grouped in four different market segments: ancillary services, day-ahead, intraday, and reliability markets.

As regards ancillary services, international experiences point towards a progressive reduction or elimination of exemptions from balancing responsibilities for renewable technologies, for them to be exposed to the efficient signal conveyed by the imbalance price. At the same time, if VRE resources are made responsible for their imbalances, they should also be allowed to sell

ancillary services, when technically feasible; many regulators are modifying the design of ancillary products (in terms of separation of upwards and downwards reserves, for instance) to eliminate barriers to VRE participation in balancing or real-time markets. The analysis also shows that costs associated to balancing energy (activation or reserves in real time) are assigned according to the responsibility in the system imbalance (and often remunerated at the marginal price), while costs for reserving capacity are still socialised in many countries. Finally, even if many theoretical studies predict that the economic volume of ancillary services would grow with VRE penetration, empirical evidence shows that this is not always the case in real markets, as highlighted by the German case.

In terms of day-ahead markets, many regulators are reforming VRE support mechanisms in order to avoid distortions in this market segment. Feed-in tariffs are being replaced by more sophisticated schemes, which aim at providing economic aid to these technologies without affecting their market behaviour. Furthermore, experiences from both sides of the Atlantic suggest that the penetration of renewable technologies amplifies the advantages of day-ahead market designs based on complex bids and nodal prices. Another element affected by the variability of VRE power plants is the cycling of thermal plants, whose increasing start-up and shut-down costs must be properly remunerated, possibly including them in the marginal price.

Renewable participation also increases the relevance of intraday mechanisms. Prediction errors from VRE producers significantly decrease when getting closer to real time. In this context, intraday settlements provide an environment to properly allocate the costs of intraday adjustments, an instrumental tool to provide all market agents (particularly VRE producers) with the needed incentives to do their best to improve their forecasts mitigating imbalances on one side and also those flexible conventional generators who may provide such a back-up. Furthermore, more liquid intraday markets can also reduce the need for reserves.

As regards reliability or adequacy mechanisms (as capacity markets), after having been indicated for many years as one of the drivers for the introduction of these regulatory instruments, renewable technologies are now also being recognised as potential reliability providers. In hydro-dominated power sectors, where VRE intermittency can be absorbed by the storage capability, or in systems where the VRE generation presents a relevant statistical correlation with peak demand, renewable technologies can contribute significantly to the reliability of the system. However, controversies arise when defining which methodology should be used to calculate the firm energy or capacity of these units or whether they should be subject to the same penalties as conventional units. No consensus can be found on these issues and international experiences diverge.

4. Integral regulatory proposals for an efficient power market in the context of high penetration of VRE

Based on the review of international experiences and on the assessment of the current design of the Chilean electricity market, a set of regulatory proposals for a harmonious integration of VRE technologies can be advanced:

Binding dispatch

- Introduce a binding dispatch in the day ahead, with a price calculated *ex-ante* at which the capacity committed in such dispatch is remunerated, regardless of later modifications in the unit commitment. The binding dispatch provides market agents with an essential tool to hedge their risk in a context in which such risk may increase, since dispatch modifications may become more frequent with high VRE penetrations. Beyond that, a binding dispatch is necessary for efficiently assigning the cost of successive re-dispatches (and, ultimately, the cost of reserves activation) to those agents who caused them.
- Calculate a price for each re-dispatch or reprogramming of the system carried out in the intraday time horizon and settle any difference with respect to the previous programme at such price. Binding positions, on which imbalances will be calculated, must be updated according to such re-dispatch.

Fixed operation costs recovery

- Guarantee the recovery of fixed operation costs (as start-up and shut-down costs) through the introduction of an uplift on the market price. The uplift aims at internalising such fixed costs in the marginal price. Uplifts must be considered in the calculation of the price of the binding dispatch as well as of any successive re-dispatch.

Optimization of reserve costs

- Co-optimize energy and reserves, thus clearing at the same time and through the same algorithm the energy and the reserve market. Such markets can be based on audited costs as in the current design. Co-optimisation allows to take advantage of the synergies between these two complementary products and allows to avoid a bid-based reserve market that would not be coherent with the rest of the Chilean market design.
- Design reserve products which do not present implicit barriers for the participation of some market participants. Separate the procurement of upward and downward reserves.

Cost-causality principle in assigning reserve costs

- Avoid as much as possible the socialisation of reserve costs. The latter must be assigned to the agents responsible for them.
- Costs related to balancing energy (reserve activation) can be assigned according to the imbalances registered between the last binding dispatch and the actual injection of each resource.
- Costs related to balancing capacity can be assigned either through an enhanced methodology for the calculation of the reserve requirement (fulfilling the cost-causality principle) or by using a moving average of imbalances, calculated for each resource, as a proxy of the responsibility for the incurrence in such costs.

Long term reliability

- In order to introduce long-term signals for attracting flexible resources, it would be better to introduce a cost concept analogous to the capacity payment to remunerate the flexible

capacity concept. This solution is strongest than segmenting the market with targeted auctions for generating units developed for these purpose.

5. Legal and regulatory implementation of proposals

Some legal and regulatory changes will be required for the implementation of the proposal. The scope of application would be as follows:

Legal modifications

- Establish that energy transactions result from a scheduled operation and valuation the day before to the actual operation, in accordance with the scheduled quantities and projected marginal costs, that if there are deviations originating from rescheduling before the start of the actual operation, the transfers originated in such detours will be valued at the marginal costs envisaged in the new rescheduling, and that the deviations observed during the real operation will be valued at the marginal cost resulting from the actual operation, all according to specifications to be established in the regulations. This amendment should be introduced in article 149 ° of the LGSE.
- In the area of complementary services, article 72 °-7 of the LGSE must be amended, which should consider the following aspects:
 - Indicate that the resources whose activation as an ancillary service is necessary to apply, and whose support infrastructure is present in the system, will be programmed and valued according to an optimization process that simultaneously solves the dispatch and the allocation of resources for SSCC.
 - Establish that the remuneration of the ancillary services shall be charged to the generators or to the demand depending on whether their activation has been motivated by effects originated respectively by these agents, by application of a causality principle.

Regulatory modifications

In regulation of operation coordination

- Establish the daily protocols by means of which the agents will provide information regarding the forecast of the availability of primary resources (water, wind and sun) and generation infrastructure for the next day, and through which they will perform the rescheduling.
- Establish that the primary resources forecasts are prepared by the Coordinator, but each operator will be entitled to request that their own forecast will be used.
- Indicate that the amount of primary and secondary reserves will be established by means of probabilistic and economic considerations.
- Establish that the allocation of the amount of reserves to the units and/or devices that may provide them will be carried out through a process of economic optimization in conjunction with the programming-and rescheduling-of the short-term operation, which considers the declared costs for the operation of all resources subject to coordination.

- Establish the responsibility of the Coordinator in terms of making the cassation between the programmed generation and the demand, both in the first programming and in the rescheduling that are established.
- Establish the Coordinator's responsibility in terms of recording and evaluating the programmed energy and the corresponding deviations from their respective marginal costs.
- Establish that the economic transfers will be carried out in each billing period at the marginal prices or costs of cassation, and deviations between the actual operation and the last one scheduled at real marginal costs.
- Establish that the fixed costs of starting and stopping will be variabilized according to the energy produced in each starting and stopping cycle, and that they will be incorporated at the variable cost of the units. Alternatively, remunerate through a side payment the fixed costs, discriminately to each generator.

In regulation of ancillary services

- Establish that the maintenance cost of the reserves during the operation will be remunerated by the generators or by the demand, depending on whether the respective reserves have been arranged to absorb variations or forecast errors produced by these agents.

Establish that the cost of exercise of the reserves distinguishes the cases of increase of generation and decrease of generation.

1. Capítulo 1: Propuesta Regulatoria Integral

1.1 Introducción

En los términos de referencia se explicitaba que “*el objetivo del estudio es el desarrollo de una propuesta regulatoria en vista del alto nivel de penetración de generación basada en energías renovables variables (ERV) en el SEN. La propuesta debe considerar soluciones que proporcionen al sistema señales de mercado para conseguir un equilibrio adecuado vinculado con la cuota de mercado óptima de (ERV) en el sistema eléctrico chileno*”.

En esa línea, es importante empezar recordando que para conseguir una integración eficiente en el sistema eléctrico de las fuentes de energía renovable variable (ERV) es necesario realizar una revisión amplia del diseño de mercado, que va mucho más allá del desarrollo de mecanismos de mercado para la provisión de los llamados servicios complementarios que usualmente se asocian al balance de dichas fuentes.

En este documento se describen las propuestas de desarrollo del actual marco regulatorio chileno para conseguir el objetivo predefinido. Antes de plantear cualquier otra consideración, es importante destacar que las propuestas que siguen están basadas en las buenas prácticas que emanan de la experiencia internacional (descritas en el capítulo 4) y, sobre todo, que toman como punto de partida los criterios de diseño principales que han regido el mercado chileno desde su implantación, de forma que sean compatibles con un mercado de energía y potencia, sustentado en un sistema marginalista basado en costos auditados.

A modo de introducción esquemática, en la tabla que se incluye a continuación se enumeran las mencionadas propuestas.

Horizonte temporal	Elemento de diseño	Medida o acción regulatoria asociada
Diario	Casación	Determinación de la programación diaria basada en declaración de costos y restricciones técnicas auditadas que refleje los costos de oportunidad de los agentes
		Establecer como vinculante la programación diaria realizada por el Coordinador de cara a la posterior aplicación del principio de causalidad de costo derivado de las ulteriores reprogramaciones intradiarias que considere necesarias el coordinador del sistema
	Precios	Cálculo precios nodales
		Remuneración de los costos de arranque y acoplamiento (<i>no-load cost</i>) y consideración de su incorporación en el cómputo del precio marginal del mercado o como pagos discriminados
Intradiario	Precios	Establecer como vinculantes los redespachos intradiarios, asignando tras cada uno de ellos los costos asociados a los responsables de las modificaciones necesarias con respecto al anterior programa.

SSCC	Definición del producto	Compra separada de capacidad de reserva (o disponibilidad de reserva) y de energía de reserva (o uso)
		Definición de productos diferenciados de capacidad de reserva a subir y a bajar
		Reducir la antelación en la adquisición de la capacidad de reserva (al menos para una proporción de los requerimientos totales)
		Considerar productos de corta duración (permitir la programación de SSCC durante intervalos de tiempo reducidos)
		Considerar intervalos de liquidación de los desvíos reducidos (como 15 o 30 minutos)
	Determinación del requerimiento	Aplicación métodos probabilísticos y/o dinámicos para determinar el volumen de reservas
	Compra del producto	Co-optimización de energía y reservas
		Remuneración basada en el precio marginal
	Asignación de costos: capacidad de reserva	Asignar costos en función del criterio de causalidad: estimación ex ante basada en datos históricos o ex post (desacoplada de la señal de corto, e.g., uso mensual)
Confiabilidad	Asignación de costos: energía de reserva	Asignar costos en función del criterio de causalidad: desvíos con respecto al programa vinculante previo
	Potencia firme	Condicionar ex-ante la potencia firme a la posibilidad de participar en mercados de SSCC o bien diferenciar pago por capacidad entre unidades generadoras flexibles y no flexibles
		Condicionar el pago por capacidad a un compromiso a cumplir durante los periodos escasez

Las ERV van a permitir expandir gradualmente el sistema eléctrico de una manera más respetuosa con el medio ambiente, e incluso más barata. Pero su carácter variable añade una cierta complejidad a la operación en el corto plazo y en alguna medida puede incrementar la incertidumbre vinculada a la inversión en el largo plazo. Los mecanismos de mercado deben por tanto adecuarse también de forma gradual a esta realidad. El actual diseño del mercado eléctrico chileno está dotado de una serie de características que permiten implantar estos desarrollos sin necesariamente alterar las líneas fundamentales que lo han regido desde su fundación. Como se discute a continuación, las propuestas regulatorias que se presentan en este documento, se pueden perfectamente introducir respetando dos de los principios fundamentales del diseño regulatorio chileno: i) la gestión centralizada por parte del Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional (SEIN) de la operación del sistema, y ii) el cálculo de las señales de precio basado en costos auditados.

En cualquier caso, es fundamental dejar claro desde el inicio que el objetivo de todas estas propuestas no es otro que responder a dos de los criterios básicos del diseño regulatorio: i) todo producto o servicio que un agente provee debe estar adecuadamente definido, y ii) permitir que el mecanismo de mercado pueda ponerle el precio adecuado, que por un lado no sólo lo remunere sino que sirva como señal para potenciales futuros proveedores, y por otro,

que permita que aquellos que se benefician del mismo (en la justa medida en que lo hacen) lo paguen correspondientemente.

Las propuestas que se presentan a continuación, además, se circunscriben alrededor de un principio fundamental: la causalidad del costo, como herramienta clave para enviar señales a los agentes que les incentiven a contribuir a maximizar la eficiencia global del servicio de provisión del suministro de electricidad. En ese sentido, el punto clave alrededor del cual se construye el conjunto del rediseño que gradualmente se propone implantar en el contexto chileno, consiste en establecer los mecanismos que permitan asignar a todos los agentes los costos de los desvíos y de la provisión de reservas en función de su responsabilidad en los mismos, no sólo aplicable a la generación convencional sino también a las ERV y a la demanda.

En la primera parte de este capítulo, se presentan en detalle todas las propuestas regulatorias que los consultores consideran que podrían ser beneficiosas para el mercado eléctrico chileno a medida que aumente la penetración renovable. En la segunda parte, se analizan los cambios legislativos y regulatorios que se requerirían para llevar a cabo las propuestas.

1.2 Programación y reprogramaciones de corto plazo vinculantes

Establecer como referencia vinculante la programación diaria realizada por el Coordinador de cara a la posterior aplicación del principio de causalidad de costo en el caso de que los desvíos acaecidos planteen la necesidad de una ulterior reprogramación intradiaria

En el capítulo 4, se subraya la importancia de establecer con una cierta antelación programas y compromisos “físicos” vinculantes. Estos compromisos permiten la coordinación necesaria para asegurar el balance generación-demanda, la programación de las reservas, el cumplimiento de las distintas restricciones técnicas en el tiempo real y facilitan la eficiencia económica de los intercambios.

Antecedentes

El desarrollo masivo de medios de generación que utilizan recursos energéticos renovables variables (ERV) impone nuevos desafíos a la forma en que el proceso de información sobre los medios de generación disponibles y las diferentes instancias de programación alcanzan el objetivo final de la operación segura y óptima del sistema eléctrico.

Las mejores prácticas a nivel internacional ponen en evidencia la relevancia de dar las señales económicas adecuadas a los participantes del mercado en las instancias de corto plazo, entendiendo por tales aquellas que quedan comprendidas entre el cálculo del programa diario y el tiempo real. Sólo sobre esa base se puede optimizar el despacho de corto plazo, maximizando los incentivos para que todos los agentes optimicen sus estimaciones, maximizando la previsibilidad, y consiguiendo así lo más importante, es decir, la minimización de las reservas necesarias y por tanto sus costos.

Este concepto se fundamenta en el criterio básico de que la optimización de la operación pasa necesariamente por la asignación de riesgos a aquellos actores que estén en mejor condición para gestionarlos. En particular, nadie está en mejor disposición de ajustar la previsión de

disponibilidad de cada medio de generación para inyectar energía en cada momento futuro que el propio generador. El propio concepto de coordinador remite a esta idea básica: los coordinados informan sobre sus condiciones operativas y económicas, y el coordinador determina la operación óptima de los diferentes medios de generación que, garantizando las condiciones de seguridad, y dentro de las restricciones operativas, logra abastecer la demanda a mínimo costo.

En el marco regulatorio vigente en Chile hasta la fecha, los generadores son responsables de suministrar la información requerida para la operación en la modalidad y plazos que al efecto establece la normativa. Una vez entregada esa información, y validada en los casos que corresponda, es el coordinador de la operación del sistema quien asume la responsabilidad de arbitrar los medios necesarios para garantizar y ejecutar la operación segura y a mínimo costo del sistema. En este contexto, cuando se producen desajustes relevantes con respecto al programa de despacho calculado por el coordinador, los costos derivados del redespacho necesario se socializan entre los generadores que efectúan retiros para cumplir sus contratos; es decir, no existen señales que actúen en el corto plazo como incentivo para minimizar la ocurrencia de tales cambios. Por ejemplo, un cambio de último momento en la previsión sobre la inyección esperada de un parque eólico no conlleva un efecto económico inmediato para el propietario del parque vinculado con los costos que ese cambio implica.

Todas las señales económicas se generan ex-post sobre la base del resultado final de la operación, sin reflejar los cambios que pudieron haber ocurrido en el ámbito de la programación diaria para llegar finalmente a esa operación. Consecuentemente, las señales económicas de energía, potencia y servicios complementarios, resultan similares si a una misma operación en tiempo real se arriba con una previsión perfecta en todas las instancias previas de programación o con grandes cambios de último momento.

Si de forma gradual y sistemática se arriba a la operación real con cambios significativos en las instancias de programación, especialmente las de corto plazo, habrá un efecto indirecto sobre los costos de operación: el coordinador requerirá sistemáticamente de un mayor volumen de reservas de corto plazo respecto de una situación alternativa en la que no hubiera tales cambios en las instancias de programación, o al menos, si ocurrieran, lo hicieran lo más anticipadamente posible.

En consecuencia, el esquema de señales económicas implementado en Chile actualmente limita las señales económicas al resultado de la operación (ex-post). Este paradigma ha estado hasta la fecha bien fundamentado sobre la realidad chilena, puesto que la abundancia de recursos hidráulicos ha reducido notablemente la importancia de los costos de reprogramación. Sin embargo, en un escenario futuro en el que aumente la penetración de ERV, el diseño vigente podría redundar en un mayor costo de las reservas, y por consiguiente de los servicios complementarios, requiriendo mayores esfuerzos del coordinador en los procesos de programación ante la ausencia de incentivos a los participantes del mercado de actuar con anticipación para minimizar la necesidad de tales reservas.

Concepto de desvío, despacho vinculante e incentivo a la eficiencia

La programación del día antes y el cálculo de los precios asociados al programa es algo que ya se lleva a cabo en Chile. El diagnóstico de las condiciones técnicas e información que dispone el

Coordinador muestra que la aplicación de un mecanismo que hace vinculante el despacho programado de las unidades generadoras no reviste complejidad. La única mejora adicional que debiera desarrollarse es un mecanismo de cálculo y asignación de los costos de cada redespacho.

De esta manera, el mecanismo que se debiera implantar consiste en que las reprogramaciones diarias envíen también una señal económica (vinculante), de forma que todos los incrementos o decrementos de producción con respecto al programa vinculante previo se liquiden usando los nuevos precios calculados en el último redespacho. Este mecanismo representa el modo más eficiente de aplicar el principio de causalidad del costo de la reprogramación.

Análogamente al caso de los desvíos de generación, se producirán eventuales desvíos de demanda, los que deberán ser liquidados de igual forma que los desvíos de generación.

De forma sucesiva, cuando el Coordinador hace una reprogramación intradiaria se entiende que se resetea la programación anterior y la nueva programación es la referencia para medir los desvíos. En este sentido, el costo queda determinado siempre por desvíos respecto de una programación vigente, hasta que una reprogramación la reemplaza. Cuando un generador se desvía de su programa en el diario e induce una reprogramación intradiaria, deberá sufragar el costo de la misma de acuerdo con su cuota de responsabilidad¹.

Establecer como vinculantes los redespachos intradiarios que el Coordinador considere necesarios para readecuar la programación a la nueva información, asignando tras cada uno de ellos los costos asociados a los responsables de las modificaciones necesarias con respecto al anterior programa

Además de proporcionar una nueva referencia para el cálculo de los desvíos, las reprogramaciones brindan a los agentes la posibilidad de modificar su compromiso a medida que se genere nueva información sobre su disponibilidad y eso crea un incentivo a comunicar lo antes posible cualquier tipo de indisponibilidad al operador del sistema.

Las reprogramaciones intradiarias se pueden llevar a cabo cada vez que el operador del sistema considere necesario un cambio en el despacho o se puede establecer una pauta según la cual se lleva a cabo una reprogramación cada cierto intervalo de tiempo². El mismo algoritmo utilizado para la programación diaria se puede utilizar para las reprogramaciones intradiarias. Alternativamente, si la variación requerida no es de gran entidad, podría redespacharse (y calcular los nuevos precios) en base a un “orden de mérito” de entrada basado en el resultado del despacho anterior.

¹ En el anexo A que se acompaña a este informe se presentan algunos ejemplos numéricos ilustrativos.

² Esta solución se parecería, de alguna manera, a las sesiones de los mercados intradiarios europeos.

Aplicación al contexto chileno de gestión centralizada de la operación basada en costos auditados

El esquema de funcionamiento del mercado de corto plazo chileno se sustenta sobre la base de una operación del parque que se efectúa conforme a un despacho centralizado basado en costos. El responsable de la operación -esto es, de abastecer la demanda en cumplimiento de objetivos técnicos de seguridad y económicos- es un ente independiente de los agentes. En un ambiente sin comportamientos especulativos por parte de los agentes, los mismos no tienen injerencia en las decisiones económicas del ente coordinador. Los agentes no tienen control respecto de la operación de sus unidades una vez que las mismas son “entregadas al despacho”.

Este aspecto no plantea ningún problema particular que complique la implantación de esta secuencia de liquidaciones vinculadas a los redespachos. El Coordinador, de la misma manera que los ISOs en los mercados de los Estados Unidos, una vez calculado el programa factible tras el mercado diario (que en los US recibe comúnmente el nombre de *Reliability Unit Commitment*), es el responsable de monitorizar la evolución de la programación intradiaria. Cuando lo considera necesario por cambios en la previsión, basándose en los costos y restricciones de operación de corto plazo de los distintos generadores, plantea una reprogramación para corregir el desajuste. Esta forma de operar está perfectamente alineada con la práctica habitual en Chile, en donde se confía al Coordinador el cálculo del valor del agua, y el cálculo del despacho sobre la base de los costos auditados.

En cuanto a la previsión de la energía generable por las ERV el Coordinador puede realizar la función de declarar la mejor previsión en nombre de ellas, trasladándoles posteriormente los costos e ingresos asociados con lo programado en el despacho y redespachos ulteriores. Este procedimiento abre el camino a que los generadores ERV pudieran solicitar la responsabilidad de declarar sus disponibilidades en el corto plazo, si consideran que pueden mejorar las predicciones que por defecto hace el Coordinador. Esta misma filosofía se puede aplicar de forma análoga a la demanda, tutelada ahora por el Coordinador, pero que podría asumir esta responsabilidad a través de su comercializador en un futuro.

Al tiempo, la metodología que se propone no plantea la necesidad de cambiar la actual filosofía reinante en el mercado chileno, según la cual los precios spot no se calculan sobre la base de precios ofertados libremente por los agentes, sino a partir del cálculo centralizado de los costos marginales horarios a partir de costos debidamente auditados (disponibilidad de las unidades generadoras, costos variables auditados de unidades térmicas, restricciones técnicas auditadas, valor del agua en los embalses según modelo de optimización hidro-térmico, pronósticos de caudales, viento y sol en las energías renovables).

Concluyendo, la metodología propuesta, como se indicó inicialmente, no requeriría cambios sustanciales en el fondo ni en la forma actual de operar el sistema eléctrico chileno. Lo que sí cambia, de alguna manera, es el paradigma que ha guiado el mercado chileno en las últimas décadas, en el que los precios horarios se han calculado hasta la fecha ex-post, después de que se realizara el despacho real. No obstante, el mecanismo propuesto no sólo incrementa la eficiencia económica de la operación del mercado de corto plazo (mejorando la asignación de los costos tanto de los redespachos intradiarios como de la provisión de servicios complementarios), sino que beneficia a los agentes del mercado, proporcionándoles las

herramientas adecuadas para gestionar su riesgo (como se ilustra en la caja abajo), en un contexto en el que este riesgo podría aumentar significativamente con un parque de generación en el que es más difícil prever con antelación la disponibilidad de los recursos.

Los despachos vinculantes no incrementan el riesgo, sino que lo mitigan

Cabe destacar que un mercado diario vinculante redundaría no sólo en beneficios para el conjunto del sistema (representado por el operador del sistema, que busca proveer el servicio al mínimo costo), puesto que envía incentivos para optimizar la previsión de los insumos de energía primaria (e.g., viento) y minimizar la probabilidad de sufrir indisponibilidades inesperadas (mejorando la O&M de las plantas). También supone beneficios para los agentes, tanto generadores como demanda, ya que permite gestionar el riesgo asociado al despacho de corto plazo bajo incertidumbre de forma eficaz.

Centrales convencionales

A medida que la incertidumbre del sistema se incrementa por la mayor presencia de fuentes de energía no gestionable, se vuelve más complejo no cometer errores en la programación de las unidades en el horizonte diario. Esta incertidumbre puede llevar a que, por ejemplo, una central que se programó bajo ciertas expectativas de producción renovable en el sistema, termine produciendo de forma no económica cuando se analiza el despacho ex-post con la producción renovable real.

Centrales renovables

A priori, uno podría pensar que un despacho vinculante añade riesgo al generador no gestionable, pero no es así. Un generador renovable siempre tiene la opción de ofrecer su producción al Coordinador más cerca del tiempo real y recibir así los precios más cercanos al tiempo real. Sin embargo, la alta volatilidad de estos precios en un contexto de alta penetración renovable incentiva en la práctica al generador a ir comprometiendo la mejor estimación de su producción en el horizonte del día antes. Liquidar esa producción esperada a los precios del día antes ofrece al generador una herramienta de gestión de riesgo que es apreciada (y que es ampliamente usada en la práctica en los mercados, valga como ejemplo el caso europeo).

1.2.1 Remuneración de los costos fijos de operación

Remuneración de los costos de arranque y acoplamiento (no-load cost) y consideración de su incorporación en el cómputo del precio marginal del mercado

El actual diseño del mercado de corto plazo chileno está basado en costos auditados, con un formato parecido a las ofertas complejas³ que se usan en los sistemas eléctricos de Estados Unidos. Las pérdidas y las posibles congestiones de la red de transporte están consideradas por el algoritmo de casación del mercado, que calcula precios nodales. Por lo tanto, el mercado chileno está alineado con las buenas prácticas de la experiencia internacional. Los precios nodales son una herramienta muy importante para dar señales de localización a los generadores renovables, para los cuales la ubicación es más relevante que para otros agentes. Además, en el largo plazo, los precios nodales también proporcionan un indicador que permite optimizar la expansión de la red de transporte.

En cambio, el mercado chileno parece no contar de momento con un sistema eficiente de remuneración de los costos fijos de operación, como los costos de arranque y parada. Estos costos, que aumentan inevitablemente con la penetración de tecnologías ERV, tienen que ser reconocidos a aquellos agentes que incurren en ellos. Como se muestra en el capítulo 5, considerando la experiencia internacional, hay dos maneras de remunerar estos costos a la generación: i) incluirlos en el precio marginal de la energía a través de un *uplift* que aumenta la remuneración de todos los agentes, o ii) reconocer estos costos aparte, sin afectar el costo marginal, a través de unos pagos discriminatorios (conocidos como *side-payments* o *make-whole payments* en los mercados de Estados Unidos). Estos pagos se definen como discriminatorios porque analizan de manera aislada la situación de cada generador y, aunque estén basados en la misma regla, varían entre agentes, rompiendo el paradigma fundamental del marginalismo consistente en remunerar sobre la base de los mismos precios a todos los proveedores del mismo servicio.

En aquellos sistemas en los que la casación del mercado se construye sobre la base de ofertas simples (sin representación explícita de los llamados costos no convexos, e.g., costos de arranque), como es el caso de la gran mayoría de mercados eléctricos europeos (con la excepción de Irlanda y Polonia), no cabe optar entre una alternativa o la otra, ya que de forma automática el precio del mercado resultante es único y no discriminatorio para todos los agentes del sistema. De esta forma, se envía la señal de inversión correcta sin necesidad de cálculo de *uplift*, ya que los agentes internalizan estos costos en sus ofertas.

En el caso chileno, como en el resto de sistemas eléctricos avanzados en los que estos costos se declaran de forma explícita mediante ofertas complejas, se pueden contemplar ambas alternativas, el *uplift* y el *side-payment*. El uso de pagos discriminatorios es la alternativa más simple de implementar, pero plantea una serie de problemas que es importante considerar. En efecto, si bien tiene la ventaja de resultar menos gravoso para la demanda, que en el corto plazo

³ El formato complejo se denomina con frecuencia *multi-part bids* en los mercados de Estados Unidos.

minimiza los pagos a la generación, debe tenerse en cuenta que esta metodología tiene implicaciones negativas de cara al largo plazo, ya que el precio no funciona de forma correcta como señal de inversión a largo plazo, porque no incluye estos costos de arranque, lo que puede resultar en un mix futuro sub-óptimo. También es necesario definir una metodología para asignar esos costos a la demanda, lo que no es obvio⁴. Lo habitual en este caso es que este costo lo pague la demanda que consume energía durante las horas en las que producen las centrales con derecho al pago discriminatorio.

El uso de un *uplift* uniforme (no discriminatorio) solventa el problema anterior (los costos fijos de operación se incluyen en el precio marginal, entonces la demanda los paga en el precio de la energía y la generación en su conjunto los recibe en el mismo precio). Además, una regla de precio lineal, como el *uplift*, proporciona la señal marginal óptima, lo que no sólo mejora la eficiencia en la operación de corto plazo, sino que también la señal de inversión en el largo plazo⁵. Para implantar esta alternativa, se requiere la definición de una regla de cálculo de precios algo más compleja, además de una voluntad firme del regulador de entender que podrían darse eventuales puntas de precio cuando una central arranque para producir durante unas pocas horas (lo que precisamente constituye la señal necesaria para incentivar futuras inversiones que contribuyan a proveer al sistema de esta necesaria flexibilidad).

La tendencia internacional apunta a una hibridación de ambas opciones. En los sistemas que han optado históricamente por un pago complementario, como en Estados Unidos (e.g., NYISO), se está empezando a trasladar algunos elementos de costo del *side-payment* al precio marginal. Es decir, se está optando por permitir que la señal marginal incluya más conceptos que el simple costo variable, pero que a su vez haya costos de operación que se recuperen mediante pagos discriminatorios.

Resumiendo, la penetración de recursos intermitentes que pueden hacer más variable la producción de las centrales convencionales requiere una metodología robusta para la remuneración de los costos fijos de operación. En esta sección, se han presentado las dos soluciones que se utilizan a nivel internacional, el *uplift* y el *side-payment* (y posibles formas híbridas), indicando ventajas y desventajas de cada una, sin avanzar propuestas específicas para Chile, porque una elección entre estos dos métodos requeriría un análisis mucho más detallado de cómo este problema afecta al mercado eléctrico chileno. En todo caso, conviene enfatizar

⁴ La penetración de tecnologías ERV puede aumentar los costos de arranque y parada, pero éstos serán compensados por los menores costos variables de estas tecnologías, de otro modo no habrían sido despachadas. Los mayores costos de arranque y parada, tanto en el caso de un *uplift* como en el caso de un *side-payment*, se suelen asignar a la demanda. Si en el caso del *uplift*, esta asignación es directa, porque los costos de arranque y parada entran en el precio marginal, en el caso del *side-payment*, hay que establecer un criterio de asignación dentro del conjunto de la demanda.

⁵ Como se analiza en Herrero, I., Rodilla, P., Batlle, C., 2015, “*Electricity Market-Clearing Prices and Investment Incentives: The Role of Pricing Rules*”, publicado en *Energy Economics*, el uso del *uplift* fomenta la instalación de un mix de generación más eficiente y, en el largo plazo, no produce precios marginales más elevado que reglas de precio no lineales como los *side-payments*. Los mismos resultados están reflejados en el informe de IRENA titulado “*Adapting Market Design to High Shares of Variable Renewable Energy*”, publicado en 2017.

que la metodología de cálculo de precios elegida debe aplicarse tanto a la programación diaria como a las reprogramaciones intradiarias.

A continuación, se muestra un cuadro comparativo con las características de cada alternativa:

Resumen comparativo *Uplift* versus *Side-payments*

Item	<i>Uplift</i>	<i>Side-payment</i>
Dificultad de determinación y/o aplicación	Media a alta. Requiere estudios o análisis específicos	Baja. Puede implementarse sin mayores estudios
Cobertura de costos	Cubre todos los costos otorgando márgenes adicionales a unidades inframarginales	Cubre todos los costos sin otorgar márgenes adicionales
Efecto a corto plazo en precio	Incrementa los precios marginales a partir de su introducción	No afecta los precios marginales en el corto plazo, sólo aumenta el precio para los agentes que los pagan
Efecto a largo plazo	Otorga y/o complementa señales de inversión	Puede atenuar la señal óptima de inversión
Asignación del costo	Automáticamente asignado a la demanda	Requiere análisis específicos si se quiere identificar segmento de la demanda que debe solventar los costos y/o pagos correspondientes

1.3 Servicios complementarios y gestión de los desvíos

A partir de la última programación de referencia con compromisos vinculantes antes del tiempo real⁶, cualquier desvío de la generación o de la demanda será corregido por el operador del sistema recurriendo a los servicios complementarios que haya adquirido anteriormente.

En esta sección se presentan las propuestas, sustentadas en las buenas prácticas que se describen en el capítulo 4, en lo que concierne al requerimiento de reservas, la adquisición de las mismas y la liquidación de los desvíos.

1.3.1 Requerimiento de reservas

Aplicación métodos probabilísticos y/o dinámicos para determinar el volumen de reservas

Los métodos probabilísticos, dinámicos y con demanda elástica son más eficientes, a nivel teórico, que los métodos deterministas, estáticos y con demanda inelástica. De estas tres características, la que más impacto tiene sobre la eficiencia del proceso de determinación del volumen de reservas requerido es la aplicación de una metodología probabilística. El operador del sistema chileno ya aplica un método de este tipo. Se sugiere que se vaya perfeccionando este método (que además puede permitir una asignación eficiente de los costos de estas reservas) y

⁶ Según lo propuesto en la sección anterior, esta programación debería ser la que sale de la última reprogramación intradiaria.

que se dejen reformas de mayor calado (método dinámico o con demanda elástica) para el mediano plazo, cuando será más claro el impacto que la penetración renovable va a tener sobre el requerimiento de dichos volúmenes de reservas.

1.3.2 Adquisición de reservas

La primera recomendación en lo que concierne al mecanismo de provisión de reservas es que el sistema chileno se dote de un mecanismo que, de forma transparente, permita al Coordinador recurrir en todo momento a las soluciones más económicas. Este mecanismo, en línea con lo argumentado con anterioridad, y en línea con la filosofía regulatoria que ha regido el mercado chileno desde sus orígenes, puede perfectamente estar basado en la declaración de costos auditados. En las siguientes subsecciones se presentan los detalles.

Co-optimizar la adquisición de energía y reservas utilizando un proceso análogo al considerado para la programación diaria, basado en costos y restricciones auditadas

En el capítulo 4, se subraya la mayor eficiencia de la co-optimización de energía y reservas frente a la adquisición secuencial.

En una adquisición secuencial, la energía y los diferentes productos de reserva se adquieren en mercados separados. Tal y como se discute en el capítulo 5, la experiencia ha mostrado que este enfoque no es eficiente, dada la fuerte interacción que existe entre los productos de energía y reserva y la necesidad de estimar el costo de oportunidad de proveer un producto cuando se decide el despacho del otro (e.g., hay que tomar en consideración el lucro cesante de no vender energía a la hora de determinar el precio de las reservas).

La co-optimización de energía y reservas implica una compra conjunta de todos los productos. Esta compra conjunta requiere simplemente añadir restricciones adicionales (los requerimientos de reserva que hay que cumplir) a la formulación de la minimización del costo del despacho. Este esquema se caracteriza por lo siguiente:

- Los generadores declaran sus costos, pero no sus costos de oportunidad entre los productos de energía y reserva.
- El despacho calcula los precios de las reservas como los precios sombra de las restricciones de cantidad de reserva impuestas. Estos precios sombra reflejarán precisamente el costo de oportunidad de no estar vendiendo energía.

Chile tiene una configuración institucional que permitiría optar por la co-optimización de energía y reserva (como en el caso estadounidense, el operador del sistema y del mercado son la misma entidad). El sistema eléctrico chileno, además, se caracteriza por un mercado de corto plazo basado en costos auditados en el que por el momento sólo participan los generadores. En este contexto, la co-optimización permitiría usar dichos costos auditados para programar energía y reservas. Un cálculo secuencial resultaría, por definición, en un despacho menos eficiente que el óptimo, puesto que despacharía energía ignorando el costo de proporcionar reservas. Por otro lado, no sería coherente permitir ofertas de precio en el mercado de servicios complementarios cuando el mercado diario está basado en costos auditados. Por estas razones,

la solución más eficiente para el sistema chileno sería co-optimizar energía y reserva, sobre la base de costos declarados y auditados. En todo caso cabe que los agentes, sobre todo los térmicos, declaren una estructura de costos más detallada, incluyendo por ejemplo costos de arranque en frío y en caliente (como es el caso en todos los mercados de Estados Unidos), o mayores costos de O&M por mayor desgaste cuando aumenta la frecuencia de arranques o, dentro de un mismo arranque, cuando aumentan los ciclos entre mínimo técnico y potencias superiores.

El principal inconveniente de la co-optimización de energía y reservas es su mayor complejidad computacional. Aunque este problema es cada vez menos relevante (debido a los avances en el campo de la computación), esta implementación debería estar condicionada a que el operador del sistema pueda garantizar la viabilidad técnica de esta alternativa. Ésta es, por tanto, una decisión que debiera tomarse en base a criterios puramente técnicos.

En el siguiente recuadro se desarrollan argumentos específicos por los cuales es preferible optar, en el caso chileno, por un mecanismo de co-optimización por sobre uno de optimización secuencial basado en subastas para la asignación de reservas.

1. El esquema de declaración de costos vigente en el país tiene más de treinta años en aplicación, por lo que el esquema administrativo de declaración y validación de los costos variables de las unidades, así como las herramientas de modelación, optimización y programación de la operación, han tenido tiempo de evolucionar hacia estados maduros y sofisticados de aplicación.
2. El esquema de costos declarados y auditados se ha privilegiado en Chile por sobre uno de declaración de precios para evitar la actuación eventual de agentes con poder de controlar los precios en el mercado de corto plazo, no existiendo por el momento razones para migrar hacia un esquema de ofertas liberalizado.
3. En el contexto de lo señalado debe evaluarse el mérito de la implementación del esquema de subastas versus uno de co-optimización para asignar los servicios complementarios⁷ que se presten con los recursos instalados en el sistema, particularmente, la potencia de reserva destinada a apoyar acciones de control de frecuencia del sistema.
4. Así, una primera consideración a efectuar es que, al tener implementado en Chile un esquema de costos declarados para el mercado principal -aquél que provee la energía y potencia a comercializar en el mercado final-, el asignar el monto de las reservas operativas requeridas por la vía de una subasta basada en ofertas supone una adquisición secuencial de energía y reservas, en la que los recursos involucrados estarían compartidos y en competencia entre el mercado principal y de SSCC. Lo anterior conduce necesariamente a eficiencias globales menores que las logradas en un proceso integrado de optimización y asignación⁸.
5. En términos de costo de la regulación, avanzar hacia uno u otro esquema presenta esfuerzos de aplicación disímiles. En efecto, el costo de supervisión en presencia de un esquema de co-

⁷ El elemento de contexto es, eventualmente, el principal motivador de la recomendación de usar la co-optimización por sobre las subastas para asignar recursos de corto plazo para la prestación de SSCC en el sistema chileno. En efecto, el contraste entre ambas alternativas no corresponde a un análisis estrictamente teórico, que prescinde de aquello que en la práctica ya ha sido implementado y validado. El balance de las ventajas de implantar una u otra alternativa toma en cuenta los beneficios y costos - regulatorios y de eficiencia del mercado- que emergen a partir de lo existente.

⁸ Incluso si la subasta resultara en una asignación eficiente dentro de su propio marco de restricciones.

optimización es despreciable -si no nulo- bastando con el esfuerzo regulatorio actualmente en aplicación para monitorear el mercado principal. En el caso del esquema de subastas, este costo necesariamente aumenta al tener que desarrollarse las normas y fortalecimiento institucional para vigilar que los sucesivos procesos de subastas se desarrollen sin distorsiones competitivas⁹.

6. La necesidad de mantener un esfuerzo de seguimiento y vigilancia importante de las condiciones competitivas de las subastas a desarrollarse en el mercado de SSCC, no sólo tiene relación con eventuales distorsiones a producirse en ese mercado, sino que también con el impacto que determinadas actuaciones de los agentes que participan en dichas subastas puedan tener en el mercado principal.

Definición de productos diferenciados de capacidad de reserva a subir y a bajar y compra separada de capacidad de reserva (o disponibilidad de reserva) y de energía de balance (o uso)

En cuanto al diseño del producto, la teoría sobre diseño de mercado que se presenta en el capítulo 5 y las buenas prácticas de las experiencias internacionales que se presentan en el

⁹ Con todo, en un esquema de co-optimización deberán desarrollarse e implementarse procedimientos técnicos para materializar la programación integrada de los recursos, pero los mismos deberían ser de impacto marginal en los costos respectivos, y en donde el esfuerzo principal se materializa al inicio de la implementación. Los costos de supervisión en el esquema de subastas son recurrentes. Lo anterior queda de manifiesto en el Reglamento de SSCC actualmente en tramitación en la Contraloría General de la República - CGR (DS N°113/2017), el que, al regular el esquema de subastas y licitaciones introducido en este segmento por la Ley N°20.936, instruye al Coordinador monitorear permanentemente las condiciones de mercado de los SSCC (Art. 25°), para lo cual, entre otras acciones, deberá contar con una plataforma informática que registre antecedentes como la modalidad de las subastas, período de prestación del servicio, requisitos y exigencias técnicas, económicas y administrativas, los plazos a que se sujetarán las mismas y condiciones para evaluación de las ofertas previo a su realización (Art. 31), y que permita apoyar la operatividad de los procesos de subasta (Art.33). Los costos del proceso de subastas de SSCC serán de cargo del Coordinador (Art.32). El Artículo 37° se refiere además a los valores máximos o precios techo de las subastas, los cuales son determinados por la Comisión Nacional de Energía quien -de ejercer tal facultad- debe comunicar estos valores máximos a más tardar el día anterior al inicio de cada subasta. Tanto el Reglamento de SSCC como el Reglamento de Coordinación de la Operación, también en trámite en la CGR, consideran que la programación del mercado principal se efectúe en base a una co-optimización con el mercado de reservas, operando sus resultados como referencia para monitorear los procesos de subastas en este último. Lo anterior confirma a la co-optimización como un mecanismo rector para lograr mayores eficiencias en el mercado de corto plazo de generación. Sin embargo, el problema sigue radicando en las disposiciones legales, las que, al ser sopesadas con las disposiciones reglamentarias en proyecto, muestra que la incorporación de los procesos de subasta, no sólo no aseguran el alcanzar eficiencias globales, sino que evidencia un costo de implementación y supervisión que se aprecia elevado y prescindible. El Anexo B analiza los referidos reglamentos de coordinación de la operación y de servicios complementarios, en los temas relacionados con la optimización de la operación y de las reservas.

capítulo 4 han evidenciado la mayor eficiencia de diferenciar entre reservas a bajar y a subir. Esta diferenciación se puede introducir en el algoritmo de co-optimización fácilmente¹⁰. Asimismo, sería importante, en el tiempo real, despachar aquellos recursos que puedan proporcionar energía de balance al menor costo, independientemente de si la capacidad de estos recursos había sido seleccionada por el algoritmo de co-optimización o no. Ambas medidas podrían fomentar la participación en el mercado de SSCC tanto de recursos intermitentes como de unidades de almacenamiento.

1.3.3 Liquidación de los desvíos y asignación de los costos de las reservas

El cálculo de los desvíos entre la (re)programación vinculante y el despacho final en tiempo real permite asignar de manera eficiente los costos de las reservas (lo que a su vez constituye un incentivo clave para los agentes para minimizar sus desvíos). No obstante, estos costos se dividen entre costos de reservar capacidad a través del algoritmo de co-optimización en la fase de programación y costos de activación en el tiempo real. Para simplificar los términos, al primero (e.g., el costo de mantener una planta térmica arrancada a mínimo técnico para poder dar una rampa a subir) en adelante lo denominaremos costo de capacidad de reserva, mientras que al segundo (e.g., el costo de la energía cuando se requiere que la planta provea la rampa a subir) lo denominaremos costo de energía de reserva.

Asignación de costos de energía de reserva

El criterio de asignación de los segundos (costos de activación) es relativamente sencillo de definir, dado que se puede realizar una aplicación del principio de causalidad directa, cargando directamente el costo marginal de las reservas que han proporcionado energía de balance a los responsables de dichos desvíos de corto plazo.

De nuevo, un cambio fundamental y prioritario para poder asignar correctamente los costos de la energía de reserva, es establecer como vinculante (en precios y cantidades) la última programación antes del tiempo real. La utilización de las reservas a remunerar se calcula como diferencia en la producción de las unidades programadas para suministrar dicha reserva entre la energía programada en el citado despacho y la finalmente producida. Los desvíos de energía de los diferentes agentes, generadores no proporcionando reserva y demanda, se calcula también de la misma forma como diferencia entre la energía programada en el último despacho antes del tiempo real y la finalmente producida o consumida. Finalmente, el precio para remunerar la energía de reserva y liquidar los desvíos a los responsables de la misma se obtiene como el precio marginal del despacho ex-post una vez cerrado el balance de tiempo real.

¹⁰ Simplemente implica introducir dos restricciones por tipo de reserva (una para el requerimiento a subir y otra para el requerimiento a bajar). De este modo habrá dos precios sombra, y, por lo tanto, un precio diferenciado para producto del requerimiento a subir y otro para el producto del requerimiento a bajar.

Asignar los costos de activación de las reservas (energía de balance) en función de los desvíos con respecto al programa vinculante previo

Asignación de costos de capacidad de reserva

Desafortunadamente, definir un criterio eficiente de asignación de los costos de capacidad de reserva no es tan directo. Como se ha mencionado con anterioridad, las reservas se programan con antelación y con incertidumbre. Aplicar el criterio de causalidad nos lleva en principio a asignar los costos de acuerdo con la responsabilidad de cada agente en la cantidad programada por el Coordinador, y esto es independiente de que con posterioridad a la adquisición un agente se desvíe mucho o poco.

Desde ese punto de vista, es importante dejar claro, más allá de cualquier otra consideración, que en este caso se trata de un costo que se basa en la estimación estadística que el Coordinador hace a la vista de los desvíos que se pueden esperar en el sistema. No es posible definir por tanto una relación directa entre lo que en un momento dado una planta haya podido desviarse y el costo incurrido para que la reserva estuviera lista para responder a ese desvío en particular. El criterio de asignación debe por tanto estar basado en una aplicación del principio de causalidad que toma como “causa” la probabilidad de que cada planta (o tecnología) se desvíe, lo que plantea la necesidad de prever una cierta cantidad de capacidad de reserva.

Asignar los costos de reserva de capacidad según la probabilidad de que cada agente (o grupo de agentes) se desvíe

Al mismo tiempo, es importante considerar además de eso, que un criterio importante que debe ser tenido en cuenta es evitar asignar el costo de reserva de capacidad mediante el precio del desvío en el corto plazo (incrementando el mismo), porque eso distorsiona la señal eficiente proporcionada por el costo marginal de activación de las reservas.

Asignar la responsabilidad (“histórica”) que cada agente tiene con respecto a esa reserva total es un problema complejo. En todo caso, la dificultad de tal asignación depende de la metodología empleada en dicho cálculo del requerimiento de reserva. Por tanto, dado que este costo depende de los criterios considerados por el Coordinador, es importante primero recalcar que estos debieran ser claros y transparentes. Es una buena práctica, por tanto, que el Coordinador publique y explique con claridad cómo se definen las necesidades de reserva, para que de esta manera los agentes puedan al tiempo contribuir de la mejor manera posible a mitigarlas.

Dicho esto, en lo que se refiere a la metodología de cálculo de la capacidad de reserva necesaria, se pueden diferenciar dos casos, aquel en el que la metodología se basa en calcular la reserva total de forma aditiva y aquel en el que la metodología no es aditiva. Por metodología aditiva nos referimos a que la metodología asigna a cada generador o tecnología un requerimiento de reserva que es aditivo, esto es, que se suma directamente en el requerimiento total. En este caso, el reparto coherente con tal metodología es trivial: esa cantidad de reserva, y su

proporción en el volumen total de reservas, se podrían utilizar como proxy para asignar los costos de reserva de capacidad.

En el caso de que la metodología fuese no aditiva, el problema de asignar la responsabilidad es más complejo. Hay diferentes alternativas para estimar el volumen de reserva imputable a los distintos recursos, pero por el momento están basadas en estudios académicos que no han sido implementados en la práctica (por ejemplo, se podría aplicar el método de convolución estadística¹¹ junto con criterios “*con y sin*” el recurso en cuestión). De momento ningún sistema eléctrico está aplicando una asignación de costos parecida.

Antes de proceder con el análisis, se presenta, en el recuadro abajo, la metodología para la fijación del volumen de reserva actualmente aplicada en Chile.

Determinación de reservas para control primario y secundario de frecuencia en el SIC

Se presenta a continuación un resumen de los criterios y metodologías en uso en Chile para la determinación de las reservas requeridas para ejercitar el control primario de frecuencia (CPF) y control secundario de frecuencia (CSF), tomando como referencia el informe que a este efecto elaboró el CDEC-SIC (actualmente el Coordinador) en mayo de 2016. El estudio para la determinación de reservas para control de frecuencia aparece como una instrucción normativa, específicamente en el Artículo 6-43 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTS&CS). El concepto y tipos de reserva quedan definidos en esta normativa de la siguiente manera:

Reserva primaria: reserva programada en las unidades generadoras destinada a corregir las desviaciones instantáneas entre generación y demanda del sistema eléctrico.

Reserva secundaria: reserva programada en unidades generadoras que no participan del CPF, destinada a compensar, durante períodos de actuación menores a 15 minutos, las desviaciones sostenidas de la demanda y la generación respecto de los valores previstos en la programación de la operación del sistema eléctrico.

De acuerdo a las exigencias y definiciones normativas, y a la configuración actual del sistema, se identifican tres tipos de efectos a regular con la reserva primaria y secundaria, a saber, i) variación instantánea de la demanda, ii) pérdida de generación y iii) error de pronóstico de la demanda. Los dos primeros efectos requieren de la definición de una determinada capacidad de reserva primaria. El tercero es regulado con una determinada magnitud de reserva secundaria.

Reserva primaria para variación instantánea de la demanda

Para la determinación de la parte de la reserva primaria destinada a absorber la variación instantánea de la demanda, el CDEC utiliza un criterio probabilístico orientado a la elaboración de un histograma que registra la variación instantánea de la demanda en torno a una tendencia central, utilizando un muestreo cada 10 segundos de los registros de demanda de un mes. Como aproximación al registro de los consumos, el CDEC utiliza el registro de generación de potencia total del sistema. De esta forma, considerando el registro de producción total del mes de diciembre de 2016, se determinó que la reserva para CPF relacionada con variaciones de la frecuencia producidas por fluctuaciones

¹¹ Ahondar más en este argumento queda fuera del alcance de este informe. Más detalles sobre las metodologías para estimar el impacto de las renovables en el volumen de reserva se pueden encontrar en publicaciones académicas, como Holttinen et al. (2012), *Methodologies to Determine Operating Reserves Due to Increased Wind Power*, publicado en IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 3, no. 4.

instantáneas de la demanda es de ± 59 MW.

Reserva primaria para absorber pérdida de generación

El modelo que se utiliza para determinar la reserva para el CPF simula, para escenarios de demanda alta y de demanda baja, el costo de operar el sistema con determinados márgenes de reserva y el costo de falla asociado a desprendimiento de carga, para fallas de unidades generadoras. El costo de operar el sistema es creciente con el margen de reserva; el costo de falla asociado a desprendimiento de carga ante fallas de unidades generadoras es decreciente con el margen de reserva. La suma de ambas funciones de costo es una curva que tiene un mínimo, para el cual se verifica el nivel de reserva en giro óptimo para CPF para contingencia de unidades generadoras. En el estudio publicado en el año 2016, el Coordinador determinó que la cantidad de reserva en giro para CPF para contingencia de unidades generadoras es de 223 MW.

Reserva secundaria para error de pronóstico de la demanda

La determinación de la reserva secundaria para absorber errores en la proyección de demanda se determina de forma similar a la utilizada para determinar la reserva primaria para hacer frente a la variación instantánea de la misma. En este caso se utilizan registros horarios de los aportes de potencia de generación para un año calendario, determinándose el error de pronóstico horario como la diferencia entre el valor proyectado, y el efectivamente producido. Con la serie de 8760 valores se construye el correspondiente histograma para determinar el intervalo que concentra el 95% de las observaciones.

El CDEC observó que, según el análisis horario, los errores de previsión horaria son mayores en aquellas horas donde existió un mayor incremento o decremento de la demanda. Conforme lo anterior, se emplean dos montos de reserva de potencia en el CSF, ± 109 MW en el intervalo de operación entre las 1 y las 18 horas, y ± 203 MW en el intervalo de operación de 18 a 1 horas.

Como se ha descrito en el cuadro anterior, por el momento la metodología vigente en el contexto chileno sólo considera potenciales contingencias causadas por la generación convencional para el caso del cálculo de la reserva primaria, y por el momento no considera un requerimiento de reserva relativo (e imputable) a las renovables (cuya penetración hasta el momento ha sido escasa)¹². De momento, el método utilizado en Chile está enfocado a los posibles desvíos de la demanda eléctrica, que cubren una parte muy relevante del volumen total de reserva. No obstante, a medida que aumente la componente renovable en el mix de generación, esta metodología tendrá que evolucionar para incluir también los posibles fallos de las unidades generadoras y los posibles errores en los pronósticos de disponibilidad de las fuentes renovables. Y consecuentemente, cuando eso ocurra, se deberá asignar la parte correspondiente del costo a estas nuevas tecnologías.

En la literatura académica, se pueden encontrar algunos estudios que han intentado formular algoritmos estocásticos que permiten calcular el volumen de reserva y asignar el costo

¹² Como se menciona brevemente en el capítulo 5 de este informe, las tecnologías ERV tienen un impacto reducido en los requerimientos de reserva primaria, mientras pueden afectar más la reserva secundaria y sobre todo a lo que se suele identificar como la reserva terciaria, que incluye unidades de arranque rápido (*non-spinning reserves*).

correspondiente entre los agentes¹³. Estos estudios podrían ser la base para reformar la metodología de cálculo del volumen de reserva en Chile, cuya definición detallada excede el alcance de este estudio.

Si estas reformas no fueran posibles, o si su realización tuviera que ser postergada, la recomendación sería basarse en la metodología de asignación de los costos de reserva de capacidad implementada, por ejemplo, en PJM, donde estos costos se asignan según el promedio de los desvíos entre el día antes y el tiempo real. El criterio de PJM, si se emplea con una ventana móvil lo suficientemente amplia (e.g., 1 o 2 meses), puede proporcionar una referencia fidedigna del comportamiento de cada recurso y de su responsabilidad en la necesidad de reservar capacidad, a la vez que se minimiza la interferencia con la señal de muy corto plazo (precio del desvío).

1.4 Mecanismo de confiabilidad

El pago por capacidad chileno complementa, a través de un componente administrativo, la remuneración que cada generador puede obtener con la venta de energía. Este mecanismo, en aplicación desde hace décadas, ha ayudado el sistema a garantizar la suficiencia¹⁴, atrayendo nuevas inversiones. No obstante, la señal de confiabilidad podría mejorarse siguiendo las buenas prácticas de la experiencia internacional. Hay que subrayar que la propuesta que se presenta en esta sección podría suponer una reforma de mayor calado y se puede condicionar a la necesidad de atraer recursos flexibles en el largo plazo por lo que no se requiere abordar su implementación junto con las otras propuestas.

1.4.1 Señales de flexibilidad de largo plazo

Integrar las señales de largo plazo a la flexibilidad en la remuneración de la confiabilidad

Como se menciona en el capítulo 3, la reforma legal efectuada a los servicios complementarios en Chile podría, en opinión del consultor, considerar la posibilidad de lanzar una licitación para nuevo equipamiento de generación cuando el operador del sistema prevea una insuficiencia de capacidad de regulación en el largo plazo. Esta solución segmentaría el mercado, proporcionando una remuneración adicional sólo a algunos recursos.

¹³ Soler, D., 2001, “Modelos regulatorios de los servicios complementarios de generación y red en sistemas de energía eléctrica”, tesis doctoral; Soler, D., Frías, P., Gómez, T., Platero, C. A., 2010, “*Calculation of the Elastic Demand Curve for a Day-Ahead Secondary Reserve Market*”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 25, iss. 2, pp. 615-623; Gazafroudi et al., 2017, “*A novel stochastic reserve cost allocation approach of electricity market agents in the restructured power systems*”, Electric Power Systems Research, vol. 152, pp. 223-236; or Gazafroudi et al., 2015, “*Assessing the operating reserves and costs with considering customer choice and wind power uncertainty in pool-based power market*”, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 67, pp. 202-215.

¹⁴ Hay que subrayar que otro elemento que ha mejorado la suficiencia del sistema es la obligatoriedad de la demanda de tener suministro, con antelación, a través de contratos de largo plazo.

Una solución más robusta para este problema, y que mantiene la esencia del mercado competitivo de generación, es la de integrar una señal de largo plazo adicional (a la flexibilidad) en el esquema de remuneración de la confiabilidad, y que operaría en forma complementaria a la actual señal de suficiencia.

De esta forma, la propuesta sería establecer dos productos diferentes para remunerar la confiabilidad, cada uno con su respectivo pago por capacidad: un producto de suficiencia, tal cual se define y remunera actualmente, y un producto que valore la flexibilidad (e.g., potencia flexible, producto que sólo pueden proveer los generadores capaces de proporcionar reservas en el corto plazo).

Los dos productos son complementarios, de forma que un generador puede recibir simultáneamente una remuneración por su potencia de suficiencia y por su potencia flexible. La definición de estos dos productos obliga a definir dos requerimientos, uno para cada producto, y dos precios. Como ya ocurre para la potencia de suficiencia, también en el caso de la potencia flexible, la metodología de cálculo de dicho parámetro para los diferentes agentes reduciría automáticamente la remuneración a la que cada agente tiene acceso para este servicio si hay una abundancia de potencia flexible en el sistema.

1.4.2 Incentivos al cumplimiento

*Condicionar los pagos por confiabilidad a un compromiso a cumplir durante los periodos
escasez*

Un elemento común en muchos de los nuevos mercados de confiabilidad que se han implementado o reformado en los últimos años (PJM, ISO New England, Reino Unido, Francia o Irlanda) es la presencia de penalizaciones elevadas que se aplican en caso de incumplimiento. En general, en estos diseños, los proveedores de confiabilidad se comprometen a proporcionar su contribución durante los periodos de escasez (hay diferentes indicadores para identificar estos periodos). De no hacerlo, se enfrentan a penalizaciones que en algunos sistemas llegan al valor de la energía no suministrada. De esta manera, se vincula la remuneración por confiabilidad a la contribución real de cada agente durante las condiciones de escasez, evitando así lo que el Prof. Peter Cramton ha definido como el money-for-nothing problem. En todo caso, debe tenerse presente que en Chile la definición de potencia de suficiencia ya incorpora elementos de penalización por las indisponibilidades registradas y por la escasez de recursos primarios.

2. Capítulo 2: Implementación de las propuestas a nivel legal, reglamentario y normativo

2.1 Introducción

Se presentan a continuación las modificaciones que, a juicio del consultor, sería necesario introducir a la normativa del sector para una adecuada implementación de la propuesta. Se analiza la necesidad de cambios en los niveles legal y reglamentario, y también a nivel de Normas Técnicas. En todos los casos se propone una modificación a nivel conceptual general, estando fuera del alcance la formulación de los textos de las disposiciones legales y reglamentarias y de normas técnicas, de responsabilidad del Ministerio de Energía y de la CNE, así como la elaboración de procedimientos específicos que pudieran ser de responsabilidad del Coordinador.

En lo que se refiere a la oportunidad de implementación de estas propuestas, la sugerencia del consultor es que ellas sean abordadas de manera completa desde un comienzo. Aunque los plazos de formulación, tramitación administrativa y legal pueden tomar algún tiempo, la sola formulación proporcionaría desde el principio señales al mercado en cuanto éste tendrá información respecto de las normas que se van a aplicar en el largo plazo, independientemente que el impacto económico en los agentes sea inicialmente menor.

Cabe resaltar que, al proponerse la implementación en bloque de las medidas presentadas en este documento, no tiene sentido hablar de etapas de implementación. El único elemento que se podría separar del resto de medidas es la integración de una señal de largo plazo a la flexibilidad dentro del mecanismo de confiabilidad, propuesta que podría implementarse conjuntamente o separadamente al resto de medidas, o no implementarse de no requerirlo el desarrollo del sistema.

2.2 Modificaciones en el ámbito legal

Desde un punto de vista general, la idea de establecer un esquema de programación de despachos de carácter vinculante debería quedar explícitamente plasmada como un concepto de rango legal. Si bien la normativa legal en vigencia no requeriría en principio ser modificada en este sentido, pues no se refiere a si las transferencias de energía son valoradas al costo marginal real -producto ex post de la operación real- o a un valor programado ex ante¹⁵, parece necesario aclarar el concepto a nivel de la ley en tanto en el marco de la propuesta, la transacción de energía queda valorada a precios distintos, a saber, la parte programada a costo marginal proyectado, y los sucesivos desvíos a los sucesivos costos marginales resultantes de

¹⁵ El Artículo 149° de la LGSE señala que “*Las transferencias de energía entre empresas eléctricas, que posean medios de generación operados en sincronismo con un sistema eléctrico y que resulten de la aplicación de la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 72°-1, serán valorizadas de acuerdo a los costos marginales instantáneos del sistema eléctrico*”. Si bien el concepto de costo marginal instantáneo pudiere inducir a pensar que se refiere al que se produce en un instante determinado, también pudiere entenderse al valor proyectado para ese instante.

las reprogramaciones o bien al costo marginal real. En efecto, aunque la ley no se refiere a este aspecto, los textos legales están diseñados bajo el supuesto de que la transacción lo es a un precio único, aun cuando esto no se indique explícitamente.

Asimismo, y como modificación legal ineludible, debe reformularse el articulado que regula el funcionamiento del sistema de servicios complementarios¹⁶. Vista la forma en que hoy día está escrito el articulado legal, que asigna a priori los costos de los SSCC a la demanda¹⁷, sin dejar espacio a la aplicación de algún concepto de causalidad, una modificación a la norma puede efectuarse con dos alcances distintos, a saber, establecer que los costos de los SSCC serán remunerados en la forma que se indique reglamentariamente, sin otras aclaraciones, o dejar establecido en la ley que los costos serán asignados a los agentes que han ocasionado los costos, criterio que en principio debería ser el escogido¹⁸. En el mismo ámbito de los servicios complementarios, debe quedar establecido además que los mismos, en la medida en que puedan prestarse con recursos instalados, se asignen y valoricen como resultado de un proceso de optimización integrada, con costos declarados por los agentes, y no producto de una subasta.

Así, los cambios que habría que introducir en la ley serían en principio los siguientes:

1. Establecer que las transacciones de energía resultan de una valoración programada el día anterior a la operación real de acuerdo a las cantidades programadas y a los costos marginales previstos; que de existir desvíos que originen reprogramaciones antes del inicio de la operación real, las transferencias originadas en tales desvíos serán valorizadas a los costos marginales previstos en la nueva reprogramación, y que las desviaciones observadas durante la operación real serán transadas al costo marginal que resulta de la operación real, todo según especificaciones que se establecerán reglamentariamente. Esta modificación debería introducirse en el Artículo 149° de la LGSE¹⁹.
2. En materia de servicios complementarios, se debe modificar el Artículo 72°-7 de la LGSE, modificación que debe considerar los siguientes aspectos:

¹⁶ Artículo 72°-7 de la LGSE.

¹⁷ Asignados a los generadores que efectúan retiros en el caso de los costos de los recursos técnicos requeridos en la operación del sistema, y asignados directamente a la demanda en el caso de los costos de inversión asociada a nueva infraestructura licitada por el Coordinador para la prestación de los servicios.

¹⁸ Si bien el criterio de causalidad debería prevalecer en la ley, debe tenerse presente que puede haber determinados efectos difíciles de asignar a agentes determinados, y que por simpleza resulta razonable asignar a la demanda. Un tratamiento demasiado taxativo en la ley puede generar conflictos posteriores.

¹⁹ Consistentemente, debe eventualmente efectuarse un ajuste en los textos legales que hacen referencia a la existencia y efectos de los ingresos tarifarios de los tramos del sistema de transmisión. En el esquema propuesto, la diferencia entre el pago total efectuado por el retiro, y lo que debe recaudar la inyección, no coincidirá con la definición de ingreso tarifario real. El ajuste debería apuntar a que la diferencia entre lo recaudado por retiros de energía y lo que debe pagarse a la inyección sea entendido como el ingreso tarifario a considerar a todos los efectos que la ley señala -independiente de los costos marginales utilizados para su determinación. Este ajuste debe practicarse en el Artículo 114° y siguientes artículos vinculados.

- a) Precisar que las licitaciones referidas a nueva infraestructura no incluyen la licitación de unidades generadoras, manteniendo en la ley que los recursos que no estén presentes en el sistema, y cuya disponibilidad el Coordinador verifique necesaria, podrán instalarse mediante una licitación.
- b) Señalar que los recursos cuya activación como servicio complementario es necesaria de ejercer, y cuya infraestructura de soporte esté presente en el sistema, se programarán y valorizarán de acuerdo a un proceso de optimización que resuelva simultáneamente los despachos y la asignación de recursos para SSCC.
- c) Establecer que la remuneración de los servicios complementarios será cargada a los generadores o a la demanda en función de si su activación ha sido motivada por efectos originados respectivamente por estos agentes, por aplicación de un principio de causalidad.

2.3 Modificaciones en el ámbito reglamentario

En relación a modificaciones a practicar en el ámbito reglamentario, debe tenerse presente que, a la fecha de la elaboración de este informe, la Comisión Nacional de Energía se encuentra en proceso de elaboración de los reglamentos necesarios para implementar los cambios introducidos por la Ley N° 20.936, en particular, el reglamento de la coordinación de la operación, y el reglamento de servicios complementarios. Por lo anterior, en lugar de proponer cambios a una reglamentación que todavía no ha sido puesta en vigencia, es más adecuado referirse a las materias reglamentarias que deberían ser introducidas, y en qué cuerpo normativo.

Con todo, un criterio importante a tener presente para la implementación normativa de la propuesta dice relación con la elección de los conceptos que quedarán regulados a nivel del reglamento y los que quedarán establecidos en el nivel de las normas técnicas. En efecto, sólo los elementos estrictamente esenciales de la propuesta deberían quedar plasmados a nivel reglamentario, mientras que aquellos que sean susceptibles de ser revisados en el futuro a efectos de su perfeccionamiento sostenido, deberían, por este mismo hecho, quedar establecidos en el nivel de las normas técnicas.

Por otra parte, parece adecuado señalar que los perfeccionamientos a futuro resultarán de un monitoreo tanto del regulador como del coordinador, vista en particular la función que a este último la ley le asigna en términos de monitorear la competencia.

Así se tiene:

1. Reglamentación de programación de la operación y operación en tiempo real

- a) Establecer los protocolos diarios mediante los cuales los agentes entregarán información respecto al pronóstico de la disponibilidad de recursos primarios (agua, viento y sol) e infraestructura de generación para el día siguiente, y mediante los cuales efectuarán las

reprogramaciones²⁰. El reglamento debería señalar además que los plazos específicos y la cantidad de oportunidades que tendrán los agentes para modificar la información de sus disponibilidades, y que dan lugar a reprogramaciones, deberían quedar establecidos en la norma técnica.

- b) Establecer que los pronósticos de recursos primarios son elaborados por el Coordinador, pero que cada operador tendrá la facultad de solicitar que se utilice su propio pronóstico. De cualquier forma, el despacho que resulte es vinculante.
- c) Señalar que el monto de las reservas primaria y secundaria se establecerán mediante consideraciones probabilísticas y económicas.
- d) Establecer que la asignación del monto de las reservas a las unidades y/o dispositivos que puedan aportarlas se efectuará mediante un proceso de optimización económica en conjunto con la programación -y reprogramación- de la operación de corto plazo, y que considera los costos declarados para la operación de todos los recursos sujetos a la coordinación.
- e) Establecer la responsabilidad del Coordinador en términos de efectuar la casación entre la generación programada y la demanda, tanto en la primera programación como en las reprogramaciones que se establezcan.
- f) Establecer la responsabilidad del Coordinador en términos de registrar y valorar la energía programada y los correspondientes desvíos a sus respectivos costos marginales.
- g) En caso de optarse por la determinación de un *uplift* para remunerar costos del tipo arranque y detención, establecer que éstos se determinarán incorporándolos al costo marginal en la forma que deberá especificar el mismo reglamento.

2. Reglamentación de transferencias económicas

Establecer que las transferencias económicas se efectuarán en cada período de facturación a los precios o costos marginales de casación, y los desvíos entre la operación real y la última programada a costos marginales reales²¹.

3. Reglamentación de Servicios Complementarios

- a) Establecer que el costo de mantención de las reservas durante la operación será remunerado por los generadores o por la demanda dependiendo de si las reservas respectivas se han dispuesto para absorber variaciones o errores de pronóstico producidos por estos agentes.

²⁰ Es importante notar que el concepto de entregar información respecto al pronóstico de la disponibilidad de una unidad en ningún caso debe interpretarse como otorgando libertad a su operador para declarar libremente -sin justificación en fallas o limitaciones técnicas efectivas y acreditables- si estará o no disponible para el despacho. Los agentes cuyas máquinas están en condiciones técnicas de operar deben, como siempre, acatar las instrucciones de despacho del Coordinador.

²¹ Además, establecer que los transmisores recaudarán los ingresos tarifarios determinados como la diferencia entre lo recaudado por retiros de energía y lo que debe pagarse a la inyección.

- b) Establecer que el costo de ejercicio de las reservas distingue los casos de aumento de generación y disminución de generación.

4. Otras disposiciones en reglamentación de la coordinación

En caso de optarse por la determinación de *side-payments* para remunerar costos del tipo arranque y detención, establecer el reconocimiento de estos costos en la misma categoría administrativa que regula la remuneración de operaciones especiales, como es por ejemplo el caso de la operación forzada a mínimo técnico de centrales²² (efectos reconocidos y remunerados que no pertenecen al ámbito de los servicios complementarios).

2.4 Modificaciones en el ámbito de las Normas Técnicas

El ámbito de las normas técnicas constituye un espacio muy específico de definiciones. Es en el ámbito de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTS&CS) en donde debería quedar registrado:

- a) Los criterios generales de asignación de reserva primaria y secundaria, en términos de dimensionarse para absorber contingencias, variaciones instantáneas de generación, variaciones instantáneas de demanda, y errores de pronóstico de generación y demanda.
- b) Los criterios y consideraciones estadístico-probabilísticas y económicas con los cuales se dimensionará el monto de cada tipo de reserva, y la frecuencia con que esta determinación deberá actualizarse. La norma debería señalar, entre otros, que el dimensionamiento de reservas debe apuntar a absorber un determinado porcentaje de las desviaciones estadísticamente observadas en la variable a compensar -variaciones de demanda, variaciones de insumos primarios de generación-.
- c) Los criterios con los cuales deberá efectuarse la co-optimización en la asignación de recursos de producción de energía y asignación de reservas en la programación de la operación de corto plazo.

2.5 Modificación Legal Asociada a Introducción de Cargo por Flexibilidad

Finalmente, si conforme al desarrollo futuro del mix de generación se determinara la necesidad de complementar la señal de confiabilidad incorporando el *precio de flexibilidad* a que se refiere el punto 1.4.1 de este informe, esto debe plantearse primeramente como una modificación legal, pues un cargo o señal de este tipo no está, en lo específico, prevista en la actual normativa en vigencia. La especificación y/o concepto técnico a preceptuar en la ley debe hacer referencia a que la señal apunta a remunerar capacidad de generación gestionable y flexible, y que permite compensar los efectos de energía no gestionable o variable presente o prevista en el sistema, de modo de cumplir con el abastecimiento de la demanda en cumplimiento con las exigencias de calidad y seguridad de servicio.

²² En la línea de lo regulado en el Artículo 46° del DS N° 291.

Una vez establecido el mecanismo para premiar a las máquinas flexibles, éste debe mantenerse para no afectar la estabilidad financiera de ellas, lo que es básico que dicho mecanismo funcione como señal para atraer inversión en ese tipo de unidades generadoras.

3. Capítulo 3: Fallas de diseño del mercado

3.1 Introducción

La favorable evolución a la baja que ha venido experimentando el costo de desarrollo de las tecnologías de generación de energía renovable variable (ERV) augura una matriz de generación futura con alta presencia de dichas energías, complementadas por otras formas energías y mecanismos de almacenamiento, convencionales o no, que permitan gestionar su variabilidad, de modo que estas formas puedan desarrollarse en competencia con las ERV. Es deseable, entonces, que las regulaciones del mercado eléctrico posibiliten dicho desarrollo de manera eficiente, a través de decisiones descentralizadas en un mercado competitivo, de modo de cumplir el objetivo de tener una matriz de generación económica, confiable y amigable con el medio ambiente.

Con el objeto de tener una referencia sobre el alcance de los aspectos regulatorios que deben ser revisados en este estudio, se presenta en primer lugar una prospección del grado de penetración de ERV que se espera a largo plazo, de acuerdo a un estudio realizado por el CDEC-SIC en 2016.

En la segunda parte del capítulo se establece el marco conceptual en que se basa el diseño del mercado de generación en Chile, que sirve de referencia para el análisis de los aspectos críticos que se visualizan en el marco regulatorio y que pudieran afectar el objetivo deseado de evolución de la matriz de generación a través de un mercado competitivo. Este análisis se realiza en la tercera parte del capítulo.

3.2 Evolución del mercado de generación

3.2.1 Evolución de los precios de generación

Luego de un período de desajuste entre oferta y demanda, caracterizado por altos precios de la energía tanto en el mercado spot como en el de contratos, el mercado de generación en Chile ha venido mostrando una evolución favorable en los últimos años, con precios fuertemente decrecientes. Ello se ha debido principalmente a la baja en el precio de los combustibles, al bajo crecimiento de la demanda, a la flexibilización de las condiciones para las licitaciones de suministro a las empresas distribuidoras y, sobre todo, a la baja sustancial de costos de desarrollo de energías renovables variables solar FV y eólica, así como a disposiciones regulatorias que han facilitado la competencia de tales energías en las licitaciones de suministro.

En la figura 1 se aprecia la evolución a la baja en los últimos 10 años del precio spot en Quillota 220 kV, barra de referencia del sistema interconectado central SIC. Por su parte, la figura 2 presenta la evolución a la baja del precio medio de mercado separadamente para clientes no regulados y distribuidoras.

Figura 1, Precio Spot de Energía en Quillota 220Kv

(Dólares constantes de diciembre de 2016)

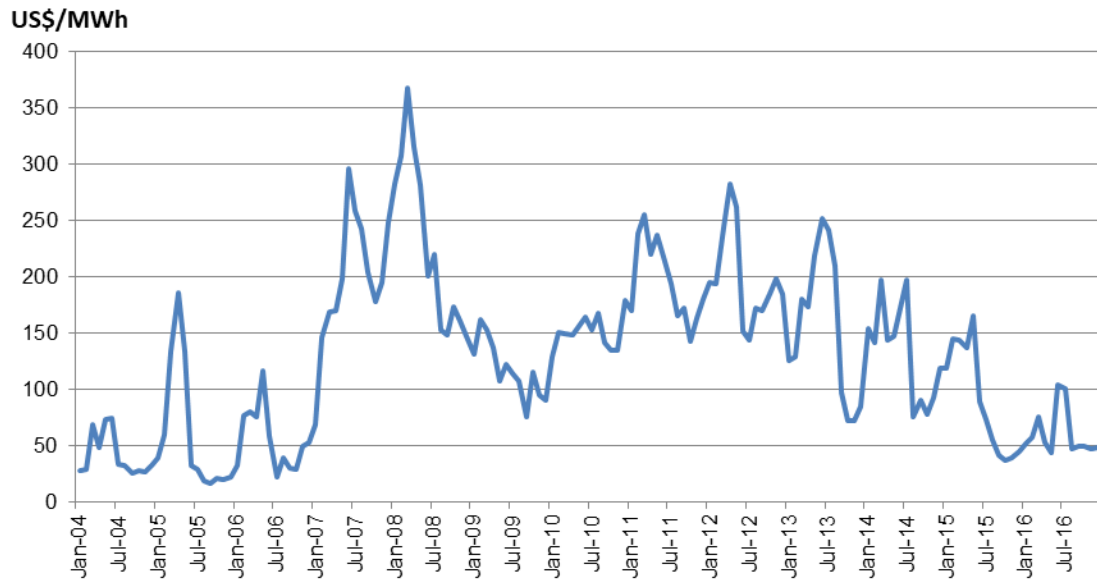
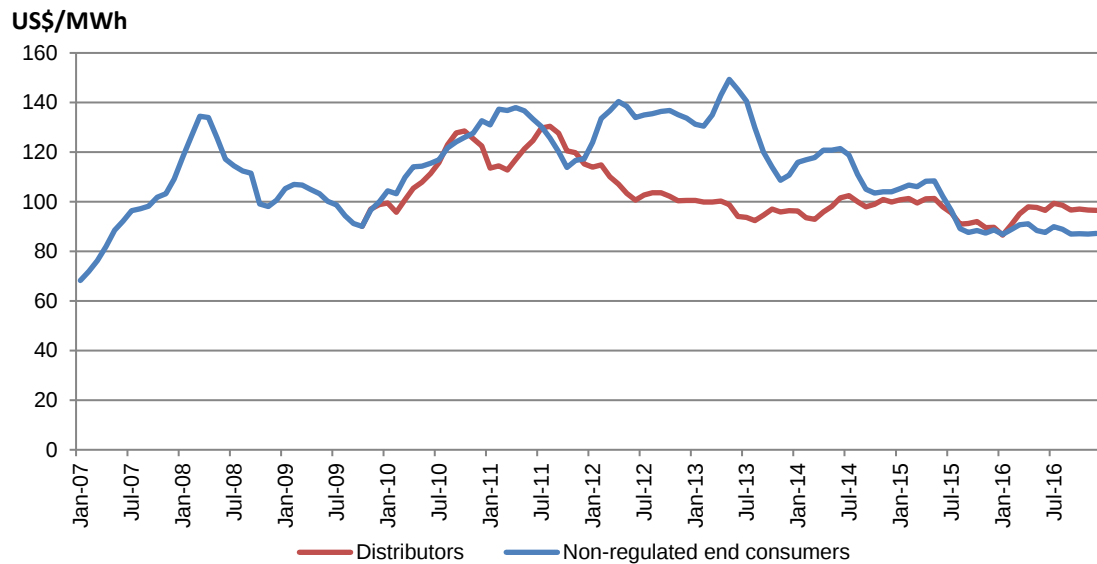


Figura 2, Precio Medio de Mercado para Clientes no Regulados y Distribuidores

(Dólares constantes de diciembre de 2016)



3.2.2 Grado de penetración de ERV a futuro

Las expectativas actuales respecto a la evolución de los costos de desarrollo de tecnologías ERV en relación al de resto de las tecnologías, dan cuenta de una participación creciente y relevante para los próximos años.

En Junio de 2016 el CDEC-SIC publicó un estudio de planificación de la expansión del mercado de generación en el Sistema Interconectado Nacional, SIC+SING, para el período 2017-2035²³. Dicho estudio, que analizó diversos escenarios de expansión del sistema, arrojó como resultado que hacia el año 2035, el grado o porcentaje de participación de ERV solar FV y eólica se situaría entre el 53% y el 65% de la demanda máxima del sistema a esa fecha, dependiendo del escenario analizado²⁴.

Cabe señalar que el estudio señalado se elaboró considerando costos de desarrollo que se estimaban antes de conocerse los resultados de la licitación efectuada 2016 para el suministro de empresas distribuidoras, lo que ocurrió en agosto de ese año, y que mostró ofertas de precio de generación en base a ERV, principalmente eólica, que indicaban costos de desarrollo menores que el estudio del CDEC-SIC. Si se mantiene la tendencia a la baja de dichos costos, en el futuro podría darse un grado de penetración de ERV mucho mayor que el resultante en el estudio de planificación efectuado por el CDEC-SIC. De hecho, estudios recientes efectuados por Synex con posterioridad a conocerse los resultados de la licitación del 2016 llevan a una penetración solar FV y eólica superior a la mostrada en el estudio del CDEC-SIC

3.3 Bases conceptuales del diseño del mercado de generación

El mercado competitivo de generación en Chile, que se inició hace 35 años, es un mercado a riesgo del inversionista. Su principal característica es la de ser un mercado que se desarrolla en ausencia de planificación central, en el cual existe libertad de entrada y salida, y en el que el inversionista decide con qué tecnología, con qué tamaño, en qué localización y cuándo incorporar al sistema eléctrico la infraestructura de generación que desarrolla. Sin perjuicio de lo anterior, el inversionista debe respetar la normativa técnica y la normativa ambiental, entre otras, siendo de su responsabilidad su debido cumplimiento. Los desarrolladores de infraestructura de generación no requieren una autorización especial, ni concesión, ni licencia para entrar al mercado.

El mercado de generación está conformado por un mercado de corto plazo y por uno de largo plazo, en permanente interacción. El mercado de corto plazo está constituido por el conjunto de transacciones no programadas de potencia y energía entre empresas generadoras, las que resultan de las diferencias horarias entre el suministro efectivo a sus clientes y su generación despachada por un ente coordinador centralizado. Tales transacciones son valoradas al costo marginal de corto plazo de la energía del sistema, en el caso de la energía, y al precio que regula la Comisión Nacional de Energía (CNE) en el caso de las transferencias de potencia.

²³ Ver estudio *ESCENARIOS DE EXPANSIÓN DEL PARQUE GENERADOR SIC – SING*, de la Dirección de Planificación y Desarrollo del CDEC-SIC de junio de 2016 (<https://sic.coordinadorelectrico.cl/wp-content/uploads/2015/06/Estudio-Escenarios-de-Expansión-Parque-Generador.pdf>).

²⁴ Análisis cuantitativos más específicos debieran ser aportados por el estudio que al efecto está realizando la AG. Sin embargo, los resultados de dicho estudio se obtendrán recién una vez que el presente estudio esté concluido.

Las cantidades transadas en este mercado dan cuenta de condiciones de corto plazo, al quedar determinadas para cada agente, en principio hora a hora, por lo inyectado al sistema con sus centrales conforme a las instrucciones de despacho, y por lo retirado simultáneamente por ellos para cumplir sus respectivos compromisos comerciales con los clientes finales con quienes éstos mantienen contratos de suministro. De esta forma, las cantidades transadas resultan para cada agente al efectuar la diferencia entre la valoración de lo producido y la valoración de lo retirado, debiendo los agentes con un déficit comercial remunerar a los productores con excedente.

El mercado de largo plazo, o mercado de contratos, por su parte, refleja condiciones de precio a plazos mayores -según las necesidades y expectativas de la demanda- dando cuenta por tanto de precios acordados entre las partes, más estables que los costos marginales, y que se pactan ex ante. Ello es deseable desde el punto de vista de los clientes y de los generadores en términos de la certidumbre financiera y comercial que estos contratos otorgan, sobre todo en el contexto de operación de un sistema hidro-térmico o bien con elevada generación renovable variable, esto es, con precios de corto plazo volátiles y difíciles de predecir. En efecto, la posibilidad que un generador tiene de comercializar lo producido con un cliente determinado, mediante condiciones pactadas ex ante -particularmente a un precio firme- y apoyándose en el mercado de corto plazo sólo para transar las diferencias entre lo generado con las centrales propias y lo consumido por el cliente, corresponde al concepto económico que soporta la operación y desarrollo del segmento generación desde una perspectiva financiera y comercial.

A los efectos de tener la mayor competencia en el mercado, el sistema de transmisión nacional y los sistemas zonales se planifican centralizadamente y con holgura, teniendo como referencia diversos escenarios de desarrollo de la generación, los cuales son definidos por el Ministerio de Energía. La definición de escenarios tiene el único y exclusivo objeto de servir de orientación para las opciones que se evalúan en la planificación de la transmisión, pero el objetivo de la transmisión no se plantea como el desarrollo de la expansión óptima de generación, sino como aquel desarrollo de la transmisión que permite el desarrollo de un mercado competitivo de generación.

El marco conceptual del mercado de generación se completa con el diseño de un esquema de precios spot nodales de energía y potencia -en cada barra del sistema de transmisión- que permiten reflejar la abundancia o escasez de capacidad de transmisión para orientar, al menos parcialmente, la localización de nueva generación por parte de los inversionistas.

Cabe señalar que las principales modificaciones que ha tenido el marco regulatorio del mercado eléctrico en los últimos 10 años han tenido por objeto incrementar la competencia en el mercado de generación. En efecto, se promulgó la ley que introdujo las licitaciones competitivas para el suministro a clientes regulados de las empresas distribuidoras en 2005²⁵, la ley que perfeccionó a esta última permitiendo mayores niveles de competencia en dichas licitaciones en 2015²⁶, y la ley que en el año 2016 modificó la regulación de la transmisión para

²⁵ Ley N°20.018 de 2005.

²⁶ Ley N°20.805 de 2015.

desarrollar sistemas de transmisión más robustos y con un esquema de tarificación diferente que permite incrementar la competencia de generadores y nuevos entrantes en el mercado²⁷.

Con las características indicadas, el mercado de generación chileno es un mercado en el cual se compite “en el mercado”, a diferencia de aquellos mercados de generación que requieren ser planificados centralizadamente, en los que se compite “por el mercado”.

El análisis de los aspectos críticos del marco regulatorio chileno que se realiza en los puntos siguientes considera la mantención de los elementos esenciales que caracterizan el mercado de generación descritos anteriormente. De hecho, el requisito de mantención de los conceptos fundamentales del mercado de generación vigente en la formulación de las regulaciones que se propongan para sustentar grados de fuerte penetración de ERV en el mercado, está puesto como requisito en los términos de referencia definidos por la AG para el presente estudio.

3.4 Aspectos críticos del marco regulatorio para alta penetración de ERV

3.4.1 Consideraciones y ámbito de análisis

Se analiza a continuación aquellos aspectos del marco regulatorio en vigencia en el sector eléctrico en Chile que, por su actual diseño conceptual, podrían afectar críticamente la operación y desarrollo del segmento generación en un ambiente de alta penetración de ERV.

A estos efectos se entenderá que la aplicación de determinadas regulaciones podría afectar en forma crítica el desempeño del segmento a futuro si la misma, en un contexto de penetración sostenida y creciente de tecnologías de generación de alta variabilidad, arriesgara el cumplimiento de los siguientes objetivos importantes relativos al funcionamiento del mercado eléctrico nacional²⁸:

- El desarrollo suficiente y la operación segura del parque generador;
- El desarrollo de las tecnologías más eficientes, mediante decisiones descentralizadas de mercado, que recojan la totalidad de los costos directos e indirectos que implica su incorporación al sistema eléctrico, en adelante “costo económico”;

²⁷ Ley N°20.936 de 2016.

²⁸ Entre los objetivos señalados a continuación se debe incorporar ciertamente el desarrollo y operación de un parque generador que debe ser sustentable desde el punto de vista ambiental. Sin embargo, las regulaciones vigentes en el sector eléctrico no están diseñadas para cumplir objetivos ambientales explícitos, correspondiendo precisamente a la normativa ambiental la regulación de este aspecto del funcionamiento del sector. Además, la normativa legal que rige al sector eléctrico, en la parte en que promueve el desarrollo general de las ERNC, parece superada con la expectativa de penetración que este tipo de energía exhibe actualmente, la que se presenta elevada sin la concurrencia de esfuerzos subsidiarios explícitos. Por la misma razón, tampoco se incluye como objetivo explícito el de alcanzar determinados niveles de seguridad o independencia energética, pues las ERNC-ERV utilizan recursos primarios autóctonos.

- El desarrollo de una matriz o *mix* de generación que pondera las ventajas competitivas de las tecnologías que la componen de acuerdo a sus respectivos costos económicos;
- La operación eficiente del parque generador;
- El correcto reflejo de los costos económicos de desarrollo de la generación en los precios transados en el mercado competitivo de largo plazo;

La consideración de estos objetivos conduce entonces al examen de los incentivos (ingresos y costos), y restricciones que las actuales regulaciones imponen al desarrollo y operación del parque generador, así como a la comercialización de la energía producida.

Planteado en estos términos generales, corresponde examinar los conceptos regulatorios en aplicación en el sector -explícitos o implícitos en la normativa- avanzando desde aquellos más generales hasta los más específicos. Por *conceptos regulatorios* se entenderá a los que, independientemente de la fórmula administrativa con la cual se aplican, constituyen elementos sustantivos y esenciales de la regulación que gobierna al sector. Asimismo, y teniendo presente el hecho de que los cuerpos regulatorios específicos se organizan de acuerdo a una jerarquía administrativa -normas técnicas supeditadas a reglamentos y a la ley, y reglamentos supeditados a su vez a las disposiciones legales- el examen debe focalizarse en primer lugar en las regulaciones de rango legal, visto el debido correlato que existe entre el rango administrativo de las normativas, y la jerarquía conceptual de las regulaciones que contienen.

Además, y vista la definición del problema, el análisis debe centrarse en las regulaciones aplicables a la operación de los mercados de corto y largo plazo, y particularmente en el primero, en tanto condiciona la operación del segundo. La normativa que regulará la operación del mercado de corto plazo corresponde, en esencia, a la normativa legal y reglamentaria que rige la función de coordinación y operación del sistema²⁹.

Delimitado el problema según lo establecido en los párrafos precedentes, los ámbitos regulatorios de análisis son los siguientes:

- a) El sistema de precios y/o mecanismo de asignación de ingresos de los operadores de la infraestructura de generación, en el mercado de corto y largo plazo.
- b) El esquema general de coordinación de la operación del sistema, que sustenta el funcionamiento del mercado de corto plazo, en tanto el mismo asigna ingresos, costos, e impone restricciones.

²⁹ La normativa reglamentaria se encuentra actualmente en revisión, discusión y elaboración en diversas mesas de trabajo organizadas por la Comisión Nacional de Energía.

3.4.2 Sistema de precios

3.4.2.a Concepto general de precios de energía y potencia

Como se ha adelantado, el sistema general de precios en el segmento generación distingue dos productos a remunerar, a saber, la energía y la potencia de punta suministrada, estableciéndose para ellos los respectivos precios de transferencia, los cuales son de tipo marginalista:

- Precio de Energía: Corresponde al costo marginal de energía de corto plazo (CMgCP), es decir, al costo en que incurre el sistema para abastecer una unidad adicional de demanda de energía a capacidad fija del parque generador, y en una configuración óptima de despacho³⁰.
- Precio de Potencia de Punta: Corresponde al costo marginal de la potencia, es decir al costo de instalación de la tecnología más económica en el cual debería incurrirse para abastecer el aumento de un *kilowatt* en las horas de mayor demanda, bajo una configuración óptima de suministro de corto y largo plazo³¹.

Puede demostrarse que, en el contexto de una instalación y operación óptima, remunerar cada *kilowatt-hora* producido al costo marginal de energía de operación del sistema, y cada *kilowatt* de capacidad instalada al costo unitario de ampliar la capacidad del sistema con unidades de punta, se cubren los costos de inversión y operación de cada unidad instalada. Se verifica entonces que el sistema de precios así definido opera conceptualmente como un esquema compacto, dando cuenta de que la valoración de lo producido por el segmento generación se efectúa a través de un precio binómico.

3.4.2.b Sistema de precios del mercado de corto plazo

a) Precios e Ingresos de Energía y Potencia de Punta

El mercado de corto plazo recoge directamente el concepto de precios señalado, estableciendo la normativa que las transferencias de energía y potencia de punta derivadas de la coordinación centralizada de la operación serán valoradas a los costos marginales instantáneos -precio *spot* de la energía- y al precio de la potencia de punta respectivamente³².

Los costos marginales instantáneos de energía son calculados por el Coordinador, en función de los costos variables y costos de oportunidad de la energía en embalses. El despacho económico de las unidades de los agentes, sumado a la existencia de contratos financieros suscritos por éstos con clientes con niveles y/o perfiles de consumo distintos al de sus

³⁰ Se establece en \$/kWh, US\$/MWh, etc.

³¹ Se establece en \$/kW/mes, US\$/kW/mes, etc.

³² Artículo 149° de la Ley.

unidades de generación, motiva la aparición de transferencias de energía entre los generadores, las que son valoradas al costo marginal instantáneo o precio *spot*.

Por su parte, el precio de la potencia de punta, determinado como el costo unitario de instalación de una turbina a gas de referencia -valor regulado por la Comisión Nacional de Energía-, no remunera la capacidad instalada, sino que busca reconocer y remunerar el aporte que las unidades de generación hacen, con una alta probabilidad³³, al abastecimiento del sistema en las horas de mayor demanda. Para ello se considera sus tasas de falla y la incertidumbre asociada a la disponibilidad de los insumos primarios respectivos (caudales afluentes, disponibilidad de combustible, etc.) Así, la normativa reglamentaria distingue los casos de las centrales hidráulicas del resto, efectuando un reconocimiento *a priori* de determinadas características de su aporte de generación³⁴. Con las potencias de suficiencia obtenidas y los retiros de los clientes en horas de máxima demanda, se efectúa los balances de potencia que dan lugar a las transferencias correspondientes, las que se valoran al precio de la potencia de punta.

b) Ingresos y Costos en Esquema de Servicios Complementarios (SSCC)

Además de los ingresos y costos por transferencias de energía y potencia que un generador enfrenta por su participación en el mercado de corto plazo, la regulación prevé la existencia de un esquema de servicios complementarios (SSCC) que los agentes coordinados deben poner a disposición del Coordinador para asistirlo en el cumplimiento del objetivo de operar el sistema según los estándares de seguridad establecidos en las normas técnicas³⁵, como por ejemplo, el servicio de regulación primaria de frecuencia. La prestación de estos servicios, que pueden apuntar al cumplimiento de objetivos muy diversos, y por lo mismo, ser de naturaleza técnica

³³ Se usa acá el término “seguridad” en el sentido de la “certeza” que puede asignarse a la disponibilidad de la generación de las distintas instalaciones, es decir, no en términos de la respuesta que el sistema puede exhibir ante la ocurrencia de determinadas contingencias que amenazan su estabilidad. Esta interpretación del concepto de potencia a ser ofrecida por las centrales de generación, se establece como una derivación de rango reglamentario, pues en la ley sólo se explicita que las transferencias de potencia deberán realizarse en función de la capacidad de generación compatible con la suficiencia y los compromisos de demanda de punta existentes. El reglamento correspondiente -DS N° 62/2006 de MINECON- vincula el concepto de suficiencia con una aplicación probabilística o estadística por entenderse que, efectivamente, la magnitud de la potencia que cada unidad de generación está en condiciones de ofrecer no puede considerarse cierta.

³⁴ A las centrales hidráulicas se les determina inicialmente el aporte de potencia considerando el promedio de caudales afluentes de los dos años más secos de la estadística. Para el resto de las tecnologías el cálculo se efectúa en base a la menor disponibilidad media anual observada para el insumo primario en una ventana móvil de 5 años. Considerando las potencias así obtenidas, más las respectivas tasas de salida forzada, se determina el aporte a la suficiencia del sistema considerando un modelo probabilístico. Finalmente, las potencias obtenidas son ajustadas proporcionalmente hasta igualarse con la demanda máxima, evitando así dar incentivar una sobre instalación excesiva. En todo caso, el precio de la potencia de punta considera un margen de sobre instalación eficiente.

³⁵ Artículo 72°-6 y 72°-7 de la Ley.

muy disímil, puede involucrar la operación especial de unidades existentes, por ejemplo, mediante la modificación de la operación que les correspondería según un despacho económico que sólo atiende a su costo variable, pero también podría llevar al Coordinador a requerir la habilitación de infraestructura nueva destinada a estos efectos de ser necesario.

3.4.2.c Sistema de precios de mercado de largo plazo

El mercado de contratos refleja condiciones de precio a plazos mayores -según las necesidades y expectativas de la demanda- dando cuenta por tanto de precios acordados entre las partes, más estables que los CMgCP, y que se pactan *ex ante*. Ello es deseable desde el punto de vista de los clientes y de los generadores en términos de la certidumbre financiera y comercial que estos contratos otorgan, sobre todo en el contexto de operación de un sistema hidro-térmico o bien con generación renovable altamente variable, esto es, con precios de corto plazo volátiles y difíciles de predecir. En efecto, la posibilidad que un generador tiene de comercializar lo producido con un cliente determinado, mediante condiciones pactadas *ex ante* -particularmente a un precio firme- y apoyándose en el mercado de corto plazo sólo para transar las diferencias entre lo generado con las centrales propias y lo consumido por el cliente, corresponde al concepto económico que soporta la operación y desarrollo del segmento generación desde una perspectiva financiera y comercial.

Los precios en el mercado de largo plazo, que es la instancia en que se da la competencia comercial entre los agentes del segmento generación, están vinculados a los precios observados en el mercado de corto plazo, que siempre es la alternativa a contratar que tiene un generador, y a los precios de contrato que los competidores más eficientes pueden obtener en el mercado.

- En contratos a plazos cortos, los precios competitivos tienden a reflejar las condiciones del mercado de corto plazo -internalizadas en sus precios- al ser este mercado el mercado de oportunidad que enfrenta el mercado de contratos.
- En contratos a plazos largos, y en un contexto de crecimiento, los precios competitivos deberán dar cuenta del costo de desarrollo eficiente de la generación -particularmente, los costos de la tecnología más conveniente a desarrollar si ésta fuera autosuficiente³⁶-. En dichas condiciones de crecimiento y eficiencia, además, los precios del mercado de contratos y los precios *spot* tienden a converger a largo plazo³⁷.

3.4.3 Coordinación de la Operación

En el punto anterior se han presentado las características esenciales técnicas y regulatorias que, en el marco de análisis del problema, presenta el sistema de precios que rige en el

³⁶ Entendemos por tecnología autosuficiente a aquella que por sus características tecnológicas y gestionabilidad, puede abastecer la demanda con una mínima asistencia de otras tecnologías de producción.

³⁷ En el sentido de una esperanza estadística.

segmento generación. A continuación, se presenta los aspectos esenciales del otro ámbito de análisis observado, que es el ámbito de la coordinación de corto plazo.

3.4.3.a Operación del mercado de corto plazo y coordinación del sistema

Desde su implantación, la regulación del segmento generación consideró la existencia de un despacho centralizado en base a los costos de operación del parque. De esta forma, y más allá de la sucesión de reformas legales y reglamentarias que han definido las características institucionales del ente coordinador de la operación, el mismo mantiene las siguientes funciones:

- a) Operar el sistema para abastecer la demanda en resguardo de los estándares de seguridad de servicio establecidos en las normas;
- b) Operar el sistema para abastecer la demanda de modo que el costo total de operación resulte el mínimo;

Para el logro de lo anterior los operadores de las centrales de generación -y operadores de los sistemas de transmisión- están obligados a suministrar al ente coordinador información fidedigna respecto a sus costos y posibilidades técnicas de operación, y acatar sus instrucciones de despacho³⁸.

Corresponde además al ente coordinador la determinación de las transferencias económicas por transferencias de energía y potencia de punta, y las transferencias por prestaciones de servicios complementarios³⁹.

Así, al no tener los propietarios de las unidades de generación la posibilidad de adoptar decisiones económicas respecto de su modalidad de operación en el corto plazo, todos los flujos de ingresos y costos que se derivan de ellas resultan de la operación centralizada, y más precisamente, asignados de acuerdo a disposiciones regulatorias. Lo anterior, no obsta para que se puedan establecer compromisos sobre la disponibilidad de unidades generadoras, declarada por cada agente generador propietario, como sobre el pronóstico de generación en el caso de unidades generadoras de recursos renovables, de ser ello necesario para las regulaciones que se establezcan para la asignación de costos de SSCC a los agentes generadores.

3.4.3.b Operación Actual en el Sistema Eléctrico Nacional

La operación del mercado de corto plazo y su interacción con el ente Coordinador, está regulada por un conjunto de normas que está en un proceso de reformulación relevante,

³⁸ Los conflictos que eventualmente surjan respecto a la aplicación de la normativa correspondiente son resueltos por el Panel de Expertos del Sector Eléctrico.

³⁹ También corresponde al ente coordinador determinar los pagos al transmisor por concepto de ingresos tarifarios derivados de la operación real.

encontrándose actualmente el marco reglamentario y normativo en fase de transición entre la normativa derogada por la Ley N° 20.936 en el año 2016, y las disposiciones permanentes que esta última introdujo respecto de las funciones de coordinación y operación del sistema. Con todo, es importante analizar las características actuales del proceso de planificación y despacho, así como las consideraciones efectuadas actualmente por el ente Coordinador para administrar la operación del parque en cumplimiento de las condiciones de seguridad de servicio.

3.4.3.b.1 Programación de la Operación

Programación semanal

Cada semana el Coordinador realiza un estudio de programación de la operación segura y económica del sistema para cada una de las 168 horas (7 días) que se inician a las 00:00 horas de cada viernes. El estudio se realiza mediante modelos de optimización estocásticos (modelo PLP) y considera todas las variables que inciden en la operación, tales como proyección de demanda horaria, disponibilidad de unidades, costos de combustibles, restricciones operativas, caudales afluentes a partir de una estadística que cubre hasta 56 años, niveles de embalses, etc. La recopilación de antecedentes, cuyas fuentes son el propio Coordinador, los generadores y los transmisores, se inicia los días miércoles y la programación resultante se entrega el día jueves a las 14:00 horas, pudiéndose recibir observaciones de los agentes en las horas posteriores. En todo caso, el programa queda cerrado el día jueves y rige desde las 00:00 horas del día viernes. El programa contempla el cálculo del valor del agua en los diferentes embalses, de los costos marginales horarios esperados y define el despacho tentativo de todas las unidades generadoras del sistema, para cada una de las siguientes 168 horas.

La programación semanal puede ser revisada (“recálculo”) a solicitud de cualquier generador o del propio Coordinador si ocurre alguna condición que altere significativamente las condiciones de seguridad o económicas de la programación realizada anteriormente. Por ejemplo, ocurrencia de afluentes muy distintos a los esperados, variaciones en la disponibilidad de grandes unidades generadoras, o cambios significativos de precios de combustibles. El recálculo debe ser solicitado antes de las 13:30 horas del día y los resultados se entregan a las 14:00 horas del día siguiente, para ser aplicado a las 00:00 horas del día subsiguiente.

Programación diaria

Cada día, a las 08:00 horas se inicia una revisión de la información atinente a la programación horaria para las 24 horas del día siguiente, de modo de considerar la realidad de corto plazo respecto de la programación semanal anterior. Se consideran para estos efectos todos los cambios que resultan pertinentes como por ejemplo cambios en la demanda (en el SING y en el SIC las grandes empresas mineras informan cambios relevantes de su demanda programada para el día siguiente), indisponibilidad de unidades generadoras, caudales afluentes y pronósticos de generación de las ERV.

La revisión de la programación para el día siguiente se comunica a las 15:00 horas del día, anterior, recibiendo observaciones de los generadores y cerrándose en principio el programa a las 17:00 del día; en la práctica se pueden hacer modificaciones hasta las 20:00 horas de ese día. De acuerdo a la Norma Técnica las ERV deben actualizar permanentemente sus pronósticos⁴⁰. Cabe hacer notar que el Coordinador está actualmente realizando estudios para la eventual elaboración futura de pronósticos propios de generación de la ERV, pero el regulador no ha tomado ninguna decisión sobre si existirá tal delegación de pronósticos.

Despacho en tiempo real

A lo largo del día el Coordinador sigue recibiendo información continua sobre evolución de la demanda, disponibilidad de unidades y generación esperada ERV, y adapta el despacho considerando los órdenes de mérito de despacho determinados en la programación diaria. En general se habla de *redespacho* si hay un cambio de cierta significación en el programa diario como por ejemplo puede ser la salida intempestiva de una gran unidad generadora del sistema que determina la necesidad de recalcular costos. El horizonte de un re-despacho es siempre las 24 horas del día en curso.

3.4.3.b.2 Seguridad de Servicio, Administración de Reservas y SSCC

Las normas vigentes de provisión de los denominados servicios complementarios (SSCC) se establecieron en el Reglamento de SSCC -DS N° 130- promulgado en diciembre de 2011 y publicado el 31 de diciembre de 2012, así como en los procedimientos desarrollados por los centros de despacho económico de carga, CDEC-SIC y CDEC-SING dictados para implementarlo. Las disposiciones del DS N° 130 entraron en vigencia en marzo de 2016.

Si bien esta normativa señala que los SSCC serán definidos por el ente coordinador del sistema, establece las categorías de servicios que serán considerados a efectos de su tratamiento regulatorio. De esta forma identifica los siguientes:

- Los servicios relacionados con el control primario y secundario de frecuencia.
- Los servicios relacionados con el control de tensión.
- Los servicios cuya prestación supone la operación de unidades de generación durante la operación del sistema a un costo variable de operación superior al costo marginal del sistema.
- Los servicios vinculados a la instalación y operación de instalaciones, componentes o equipos destinados exclusivamente para apoyar planes de recuperación de servicio.
- Los servicios de desprendimiento de carga automático o manual.

⁴⁰ La NTC&CS exige a los operadores de parques eólicos pronósticos para una ventana inmediata de 12 horas con actualización horaria, y a operadores de centrales fotovoltaicas pronósticos para la ventana inmediata de 48 horas con actualización cada 12 horas, en ambos casos, sin perjuicio de los pronósticos solicitados a plazos mayores (Artículo 7-13)

Nótese que en la regulación chilena el despacho de unidades a mínimo técnico y su eventual compensación (costo variable superior al costo marginal) no forma parte de los SSCC y es cargado a los generadores a prorrata de sus retiros⁴¹. El mínimo técnico es una limitante intrínseca en determinar los tipos de unidades generadoras, y el despacho en estas condiciones siempre corresponde al despacho económico para el sistema; en opinión del consultor, la existencia de este costo no constituye una falla del mercado, aunque su criterio de asignación actual pudiera discutirse.

La Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), en el artículo 6-43 del Título 6-8, establece que la Dirección de Operación (DO) del CDEC-SIC (actualmente el Coordinador) deberá realizar anualmente un estudio denominado “Control de Frecuencia y Determinación de Reservas”, cuyo objetivo principal es:

- a) La definición de los requerimientos de las reservas para el control primario de frecuencia (CPF) y el control secundario de frecuencia (CSF).
- b) La asignación de las reservas entre las diferentes unidades generadoras participantes del CPF y del CSF.

El último estudio realizado por el CDEC-SIC fue en mayo 2016, a partir de estadísticas de operación del año 2015.

A continuación, se analiza la forma de administración de las reservas para CPF y CSF.

Reserva para CPF

Se identifican dos tipos de reserva primaria:

- a) Aquella destinada a atender las variaciones naturales instantáneas de la demanda, provocadas por ejemplo por variaciones bruscas de carga en plantas de laminación, conexión de motores eléctricos de gran potencia en instalaciones mineras o industriales, y desconexión/reconexión de alimentadores de distribución. El análisis estadístico efectuado en el estudio para el año 2015 muestra que las variaciones bruscas de demanda en períodos cortos (10 segundos) tienen un rango de variabilidad a 95% de probabilidad igual a 59 MW para el SIC. En el caso del SING se llegó a un valor próximo a los 40 MW.
- b) Aquella destinada a restablecer el equilibrio generación-demanda provocada por la desconexión intempestiva de generación. Su magnitud debe resultar del equilibrio

⁴¹ La normativa correspondiente al tratamiento de las centrales operando a mínimo técnico quedó en definitiva establecida en el Artículo 46° del DS N° 291 (Reglamento de los CDEC), la cual deberá ser substituida por una reglamentación nueva a la luz de las disposiciones legales introducidas por la Ley N° 20.936.

económico (mínimo costo) entre el costo de la reserva y el costo de energía no suministrada por efecto de desconexión de carga mediante EDAC o manual (costo de energía no suministrada de 11,1 US\$/kWh). El horizonte de operación a considerar es de 12 meses. Para estos efectos se considera la operación esperada del sistema en el año, las tasas de fallas de las unidades generadoras, el costo de la energía no suministrada, la energía desprendida por los EDAC, y otras variables que inciden en el equilibrio económico buscado, a lo que se agrega un análisis del comportamiento dinámico del sistema. Considerando un escenario de asignación de la reserva para un conjunto restringido de unidades de generación, según la operación más económica, se obtuvo una reserva económicamente óptima de aproximadamente 220 MW para el SIC. Se hace notar que el monto de las reservas para CPF supone la contribución de desprendimiento de carga vía EDAC por valores que fueron determinados en el proceso de optimización indicado más arriba, y que en la actualidad para el SIC son del orden de 100 MW. Se hace notar asimismo que la determinación de la reserva para CPF considera el aporte estadístico que aporta la reserva para CSF, que como se verá a continuación está dimensionada para absorber las desviaciones de previsión de demanda. En el caso del SING la reserva para CPF se calculó en 80 MW.

La asignación “física” de la reserva para CPF a las diversas unidades generadoras es efectuada por el Coordinador sobre la base de criterios económicos, vale decir se asigna en prioridad a aquellas unidades que tienen menor costo en proveer tales reservas, como es el caso de centrales hidroeléctricas con capacidad de embalse, y luego a unidades termoelectricas cuyo costo variable es próximo al costo marginal del sistema, y que no resultan despachadas a plena capacidad.

Reserva para CSF

La reserva de potencia secundaria radica en aquellas unidades de generación con reguladores de velocidad con acción manual o automática, y su objetivo es hacer que el error de frecuencia del sistema sea igual a cero, equivalente a reponer las reservas para CPF. Para este tipo de reserva de potencia, según lo establecido por la NT en el artículo 6-50, se requiere cubrir el mayor error estadístico que se tiene en la previsión de la demanda total del sistema.

En el estudio mencionado, el error estadístico de la previsión horaria de la demanda se determinó considerando un intervalo de tolerancia del 95%, detectándose que los errores de previsión horaria son mayores en las horas de rápido crecimiento o decrecimiento de la demanda, y menores en las horas de mayor estabilidad de esta.

Así, se propuso usar los siguientes montos de reserva de potencia para el CSF en el SIC:

- 109 MW entre las 01:00 y las 18:00 horas
- 203 MW entre las 18:00 y las 01:00 horas

Para el SING, los montos de reserva para CSF son del orden de:

- 100 MW entre las 01:00 y las 18:00 horas
- 130 MW entre las 18:00 y las 01:00 horas.

El Coordinador estima que en la primera etapa de operación de la interconexión SIC-SING, que dará origen al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), y en tanto se realizan los estudios para el sistema conjunto, las reservas para CSF y CSF de ambos sistemas se adicionarán, llegándose a:

- Reserva para CPF: 400 MW aproximadamente
- Reserva para CSF: 210 MW a 330 MW aproximadamente, según período del día

La asignación de la reserva para CSF a las diversas unidades generadoras es efectuada por el Coordinador sobre la base de criterios técnicos y económicos, mediante modelos de operación.

3.4.4 Análisis de Aspectos Críticos

3.4.4.a Sistema de Precios y SSCC en el mercado de Corto Plazo

El sistema general de precios descrito, constituido por un precio de energía -igual al costo marginal horario de generación de corto plazo⁴²- y un precio de potencia de punta -determinado como el costo de inversión por *kW* instalado de la unidad más conveniente para abastecer la demanda de punta- otorga señales para el desarrollo eficiente y *suficiente*⁴³ de la infraestructura de generación. Este sistema de precios constituye entonces la principal señal de desarrollo en el largo plazo.

Sin embargo, al constituir un esquema que valora los atributos de eficiencia y suficiencia, el mismo no recoge los costos y correspondiente asignación de otros aspectos de la operación de corto plazo, en principio de cuantía relativamente menor, y que deben acompañar el adecuado funcionamiento del sistema eléctrico. En efecto, el sistema de *precios de suficiencia* no considera la valoración -y asignación económica- de los recursos y criterios operacionales destinados a absorber -anular o minimizar- los efectos provocados por, por ejemplo, las contingencias de naturaleza intempestiva que amenazan la estabilidad eléctrica del sistema, así como las variaciones bruscas de demanda y las desviaciones de la generación real de las centrales respecto de la generación programada. La existencia de tales recursos, y su adecuada dotación

⁴² Actualmente el cálculo de costos marginales horarios no es percibido por la mayoría de los agentes y por el Coordinador como una falla de cado. A futuro, con una alta penetración de ERV, se podría evolucionar a períodos períodos intrahorarios para el cálculo del costo marginal de energía.

⁴³ Suficiencia, en el sentido en que la Ley define actualmente este concepto, a saber, “*atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer su demanda*” (Artículo 225°). Así, se espera del sistema de precios el que otorgue las señales adecuadas para desarrollar un *mix* de generación económicamente eficiente en términos de sus respectivos costos de inversión y operación, suficiente para proveer las necesidades de energía y capacidad que la demanda requiere, todo bajo una óptica de largo plazo.

y operación, permite que la ocurrencia de determinadas contingencias⁴⁴ presente sólo efectos o impactos transitorios, permitiendo al sistema exhibir un desempeño confiable y seguro.

Si bien el establecimiento de criterios operacionales para absorber contingencias conduce normalmente a la imposición de limitaciones a la capacidad despachada de algunas centrales, operando económicamente como restricciones que se reflejarán en el precio de corto plazo de la energía, los costos que estas decisiones provocan no quedan correctamente asignados entre los agentes al quedar radicados sólo en las centrales que debieron limitarse por instrucciones del ente coordinador. De igual modo, la imposición de operaciones forzadas -fuera del orden económico- para, por ejemplo, mantener el perfil de tensiones, produce pérdidas directas al generador que debió acatar tal instrucción de despacho. Por otra parte, y en una perspectiva de largo plazo, la aplicación del sistema de precios de suficiencia no otorga los incentivos para la instalación de infraestructura adicional para, por ejemplo, permitir la partida de autónoma de unidades en casos de *blackout*.

En particular, respecto de las transacciones de potencia, y específicamente en relación a la determinación de la potencia remunerable de las centrales, si bien se discutió su utilización como vehículo de reconocimiento económico de determinados atributos que aportan a la seguridad de operación, y que están efectivamente presentes en algunas tecnologías, se entendió que la señal de potencia debía apuntar a una dotación del parque generador que fuera eficiente bajo una óptica de largo plazo. En este sentido, el reconocimiento de potencia de suficiencia no apunta al reconocimiento de costos contingentes derivados de efectos transitorios o de muy corto plazo. Por otra parte, el ingreso por potencia no puede cubrir costos variables -directos o por lucro cesante- vinculados a la operación de determinados recursos despachados con objeto de aportar a la seguridad de corto plazo.

Así, la constatación de que la sola aplicación del sistema general de precios de energía y potencia -incluidos los criterios para la determinación de la potencia remunerable a las centrales- no asignaba correctamente entre los agentes los costos derivados de una operación segura, y tampoco generaba los incentivos para la habilitación de la infraestructura requerida, motivó la instalación del esquema de servicios complementarios que introdujo la Ley N°19.940 de 2004 (Ley Corta I).

Dicho cuerpo legal apuntó básicamente a dos objetivos i) abrir un espacio de valoración y transacción de SSCC -a definir por el regulador- permitiendo la remuneración específica de los recursos aplicados, y ii) facultar a la autoridad a exigir determinadas características técnicas a las centrales que se conecten al sistema⁴⁵.

⁴⁴ Contingencias frecuentemente observadas, o no tan frecuentes, pero de envergadura relativamente menor. El sistema no puede dotarse de recursos ni aplicar criterios operacionales para absorber el 100% de las contingencias posibles.

⁴⁵ A través de la NTS&CS.

Esta normativa no delimitó –como tampoco lo hace la normativa recientemente promulgada a través de la Ley N° 20.936– los tipos de servicio o de recursos que motivarán las prestaciones correspondientes, pudiendo entonces hacerse cargo de diversos aspectos de la operación del sistema.

En resumen, el sistema general de precios de energía y potencia otorga señales a la instalación y operación económica del parque, todo en una visión de largo plazo. Para hacerse cargo de la operación y efectos económicos de situaciones contingentes o de muy corto plazo, el sistema se complementa actualmente con la operación de un esquema de servicios complementarios, el cual otorga un margen de definición amplio.

Se trata entonces de analizar si ambos grupos de señales económicas, actuando conjuntamente, permiten la operación eficiente del parque en un ambiente de alta participación de ERV. Lo anterior se analiza en el punto 1.4.4.2 siguiente.

3.4.4.b Variabilidad ERV y Costo de Manejo

3.4.4.b.1 Predictibilidad y Variabilidad

La problemática asociada a una progresiva y elevada participación de ERV en un sistema eléctrico determinado, y prescindiendo por ahora del análisis del *mix* de tecnologías y recursos que éste exhibe inicialmente⁴⁶, dice relación con la caracterización específica de la variabilidad que presenta el aporte de generación de estas tecnologías, y como la misma puede impactar técnica y económicamente en la operación del sistema eléctrico.

Si bien el problema de la variabilidad se ha presentado en el país como una cuestión a analizar a partir de la entrada de ERV en el sistema, el fenómeno es comparable con la variabilidad de otras fuentes de generación y de la demanda, debiendo en principio tener tratamientos similares.

3.4.4.b.2. Apreciación del Coordinador sobre Impacto Actual de las ERV

En la apreciación del Coordinador⁴⁷, el actual nivel de penetración de las ERV en los sistemas SIC (2400 MW para una demanda máxima de 7600 MW, aproximadamente) y SING (600 MW para una demanda máxima de 2500 MW, aproximadamente) no ha implicado problemas especiales en la programación o en el despacho real en términos de absorber la intermitencia y variabilidad de estas fuentes, salvo las situaciones de congestión de transmisión que se han producido en la zona norte del SIC, pero que obedecen a otras causas. Por otra parte, tales condiciones de congestión han contribuido a limitar parte la generación solar FV en el área

⁴⁶ Un análisis específico podrá efectuarse una vez finalizado el estudio técnico actualmente en desarrollo por parte de la AG en relación al impacto de ERV en el Sistema Eléctrico Nacional.

⁴⁷ El Consultor ha tomado contacto con profesionales del Coordinador para conocer los criterios actualmente en aplicación para la administración de la ERV y sus correspondientes impactos.

“encapsulando” por esta vía cualquier potencial problema. La disponibilidad de embalses hidroeléctricos y la capacidad de variación de carga de las centrales termoeléctricas a carbón y ciclos combinados (rampas de 1,5 a 2 MW/minuto en unidades a carbón, por ejemplo), dan cuenta que el problema de variaciones de generación de las ERV a lo largo del día no ha planteado problemas críticos. Por otra parte, las reservas determinadas para CPF y CSF han permitido absorber sin dificultad variaciones de generación de las fuentes de ERV, sin que haya sido necesario, hasta la fecha, incluir una componente especial en ellas.

Finalmente, desde el punto de vista del costo de las reservas, los criterios vigentes se reducen a la determinación del costo directo. Los valores así obtenidos no son muy relevantes en el SIC y en SING, y ascienden a unos 0,09 US\$/MWh y 0,51 US\$/MWh respectivamente, que representan un costo total anual de 4,6 millones de US\$ en el SIC y 8,5 millones de US\$ en el SING, en una ventana de 12 meses entre julio de 2016 y junio de 2017⁴⁸.

3.4.4.b.3 Asignación del Costo de las Reservas para CPF y CSF

El Artículo 19° del DS N° 130 indica que el Coordinador debe determinar la remuneración de cada empresa generadora por concepto de inversión en dispositivos que contribuyen al CPF y CSF, y por concepto de operación -básicamente uso de combustible adicional o costo de oportunidad- por proveer tales SSCC (exceso de costo variable que supera el costo marginal a centrales despachadas fuera de orden de mérito con propósito de regulación, y lucro cesante o pérdida de margen, medido como diferencia entre el costo marginal y el costo variable a centrales infra marginales despachadas con propósito de regulación).

Los costos de inversión se remuneran a través de la anualidad del costo de capital involucrado en tanto que los costos de operación son registrados por el Coordinador en función del despacho. El Artículo 20° establece que el costo total de proveer este servicio debe ser pagado por todas las empresas generadoras, incluidas las que prestaron el servicio, *a prorrata de sus inyecciones físicas de energía*. Cabe desde ya anticipar que esta forma de asignar el costo de proveer el servicio es arbitrario e ineficiente pues no radica el costo en aquellos generadores que provocan la necesidad de proveerlo.

En el caso en que para minimizar el costo total de operación el Coordinador no distribuya la reserva en giro (para CPF y CSF) en forma homogénea entre los generadores despachados, el mecanismo que se aplica es básicamente el siguiente: a) se identifican las unidades que sí proveyeron este servicio, por tener el menor costo económico. Se descarta por consiguiente las unidades marginales y las que operen a costo superior al costo marginal o a mínimo técnico; b) para cada hora se determina la cuota de reserva en giro que cada unidad generadora debe en principio proveer. Dicha cuota se establece asignando a cada unidad la reserva total que el sistema debe disponer, a prorrata de la potencia despachada más el margen de reserva efectivo que proveyó; c) a las unidades que proveyeron el servicio se les descuenta su alícuota teórica (la que habrían tenido si la repartición hubiese sido homogénea) en función de la potencia

⁴⁸ Balances de transferencias CDEC-SIC y CDEC SING.

inyectada más su provisión de reserva resultando así un excedente de provisión de este servicio por parte de estas unidades; d) las unidades que no proveyeron el servicio de reserva deben pagar su alícuota, determinada a partir de sus propias inyecciones, a la reserva excedente de las unidades que tuvieron tales excedentes. La valorización del costo a pagar se efectúa a partir de la diferencia entre el costo variable de cada unidad que proveyó el servicio y el costo marginal del sistema. Los balances indicados se efectúan a nivel horario.

3.4.4.c Asignación del Costo de la Variabilidad e Impacto en Desarrollo y Competitividad

De acuerdo las características estructurales de diseño de los mercados de corto y largo plazo descritas en el punto 1.4.2 -mercado *spot* y mercado de contratos respectivamente- el desarrollo de la generación basado en tecnologías convencionales conduciría a que ambos presenten niveles de precio de energía que se esperan convergentes bajo una perspectiva de largo plazo⁴⁹. Lo anterior se produce en la medida de existir una tecnología de desarrollo competitiva que permite el abastecimiento de la demanda que enfrenta con una concurrencia o asistencia mínima de recursos complementarios anexos vista la estabilidad de su aporte de generación.

En efecto, y bajo la expectativa de un ingreso sostenido de esta tecnología eficiente -en un ambiente de crecimiento- se espera que el costo marginal de la energía, en términos de su esperanza estadística, se equilibre en valores que permitan sostener proyectos de desarrollo basados en dicha tecnología, por ejemplo, bajo una operación tipo *merchant plant*. De igual modo, en el mercado de contratos, los precios de energía pactados a largo plazo debieran, y en condiciones de competencia, establecerse en el nivel del costo de oportunidad de largo plazo de la energía dado por el costo de desarrollo de esta tecnología, verificándose la convergencia de largo plazo de ambos mercados.

Si bien, como se ha señalado, el costo unitario de los servicios complementarios de regulación de frecuencia resulta en el escenario actual poco significativo en relación con el precio de la energía en el mercado, dado el bajo porcentaje que representan todavía las ERV, su asignación actual que no grava a los generadores de acuerdo con el uso de tales servicios no reviste un problema serio. Sin embargo, en la medida que se incremente la participación de las ERV en la matriz de generación, reviste importancia que toda forma de generación soporte el costo de estabilización que requiere, en cuyo caso el costo de desarrollo de cada tecnología reflejará los costos totales propios más los costos que induce en el sistema eléctrico para la estabilización de sus aportes.

3.4.5 La ley 20936 en materia de servicios complementarios

La ley 20936, publicada en Julio de 2016, que reformó el marco normativo de la transmisión y estableció el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, introdujo cambios en las normas que regulan la provisión de servicios complementarios. Estos cambios deben ser

⁴⁹ El precio de potencia se considera estable a estos efectos.

reglamentados para posibilitar su aplicación, y está previsto en la ley que los mismos entren en aplicación en enero de 2020. Actualmente la CNE lleva adelante un proceso participativo para la elaboración de los reglamentos de dicha ley.

Cabe señalar que la ley 20936 tiene un cambio positivo en tanto permite definir nuevos servicios complementarios requeridos para hacer frente a gran penetración de ERV.

No obstante, la ley presenta aspectos que pueden constituirse en críticos para el desarrollo de una matriz de generación con gran participación de ERV. Estos aspectos son los siguientes:

- La ley establece que anualmente el Coordinador determinará los recursos técnicos necesarios para la prestación de los servicios complementarios y la infraestructura que deberá instalarse para su prestación. Asimismo, establece que el Coordinador definirá el mecanismo mediante el cual se materializarán la instalación de dicha infraestructura la que podrá ser una licitación en la que oferentes ofertan por el suministro del equipamiento que se licita, a cambio de recibir como remuneración garantizada la anualidad del costo de inversión y de los costos fijos de operación y mantenimiento del equipo que se licita.
- La anualidad de inversión y de costos fijos de operación y mantenimiento, referida anteriormente, se estampilla a la demanda.
- Por otra parte, la ley señala que la remuneración por la prestación de los recursos técnicos requeridos en la operación del sistema eléctrico, la cual resulta de subastas de corto plazo, será de cargo de las empresas generadoras que efectúen retiros desde el sistema eléctrico o subsistema, en atención a la naturaleza del servicio y sus efectos sistémicos o locales. Aun cuando la ley no lo dice, estos costos son también eventualmente susceptibles de ser estampillados, en cuyo caso son traspasables de la misma forma a la demanda.

Los servicios complementarios fueron establecidos, tal como su nombre lo indica para perfeccionar el funcionamiento de un mercado eléctrico con un complemento menor de corto plazo que incentiva el mejor uso de los recursos para satisfacer las necesidades técnicas del servicio. Es crítico, entonces, que en el ejercicio de las facultades que la ley otorga al Coordinador del SEN se mantenga el espíritu que ha inspirado la práctica que ha existido con las regulaciones vigentes para la determinación de dicho complemento de equipamientos.

Paralelamente, el estampillado a la demanda de los costos de regulación o balance de la variabilidad que requieren los ERV haría que el precio mayorista de la energía en el mercado (spot o de contrato) no reflejaría todo el costo de desarrollo, el que por razones de eficiencia económica debe incluir el costo de estabilización. Ello haría que las otras energías renovables, como la solar de concentración, la geotérmica, la biomasa y las minihidro, así como las energías convencionales capaces de balancear las ERV deberían competir a un precio menor, afectando uno de los pilares conceptuales del desarrollo del mercado chileno. En este sentido, la cancha de la competencia sería más dispareja en situaciones en que la oferta de generación ERV no incorpore todos los costos involucrados en su oferta; lo anterior ocurriría tanto si la ERV compite en el mercado de contratos como en el mercado spot.

3.4.6 Resumen y Conclusiones

De lo expuesto en este capítulo puede formularse el siguiente resumen con las consiguientes conclusiones:

1. De acuerdo a las expectativas actuales -vistos los crecimientos esperados de demanda, los costos relativos de inversión y operación de las diferentes tecnologías factibles de desarrollar en el país, y el marco regulatorio que condiciona actualmente las decisiones de inversión- se evidencia que la participación de ERV en la matriz futura será de elevada magnitud, constituyéndose además en la principal opción de desarrollo para los próximos años.
2. El proceso de ingreso sostenido de energía renovable variable al sistema, en la medida de producirse a tasas elevadas, podría eventualmente requerir en el futuro el desarrollo de nueva infraestructura de generación convencional de modo de mantener una operación del parque que cumpla los estándares de seguridad⁵⁰. Se considera que las señales de precios de energía y potencia, además de SSCC -siempre que ellos estén bien asignados- deberían en principio ser suficientes para asegurar el desarrollo descentralizado de la generación que se requiera.
3. La programación de la operación, de carácter centralizada y mandatoria por parte del Coordinador, se efectúa a través de un proceso secuencial (programación semanal con revisiones si necesario, programación diaria, despacho real) que recoge en un continuo los cambios en las condiciones de operación que van ocurriendo, sin que los generadores asuman compromiso a firme acerca de la generación esperada de sus unidades para el período de despacho. Estas condiciones no han constituido históricamente un problema por cuanto los aportes hidroeléctricos y la disponibilidad termoeléctrica son fácilmente verificables y no presentan gran variabilidad.
4. En el caso que se concluyere la necesidad de utilizar como driver de asignación del costo de los servicios complementarios los desvíos de la generación real de cada central generadora respecto de la generación programada, los procedimientos de programación permitirían establecer dichos desvíos, tanto aquellos en la disponibilidad de unidades generadoras, declarada por cada agente generador propietario, como sobre el pronóstico de generación en el caso de unidades generadoras de recursos renovables. Lo mismo sería aplicable para establecer los desvíos del pronóstico de demandas.
5. En la apreciación del Coordinador, el actual nivel de penetración de las ERV en los sistemas SIC y SING no ha implicado problemas especiales para absorber la intermitencia y variabilidad de estas fuentes, salvo las situaciones de congestión de

⁵⁰ Esta afirmación debe ser validada a la luz del estudio técnico actualmente en desarrollo por parte de la AG. El mismo podrá indicar el margen que la actual capacidad de generación convencional mantiene para regular la variabilidad de la ERV que se desarrolle a futuro, y el momento de su eventual agotamiento.

transmisión que se han producido en el norte del SIC, pero que obedecen a otras causas. La disponibilidad de embalses hidroeléctricos y la capacidad de variación de carga de las centrales termoeléctricas dan cuenta que el problema de variaciones de generación de las ERV a lo largo del día no ha planteado problemas críticos. Por otra parte, las reservas determinadas para CPF y CSF han permitido absorber sin dificultad variaciones de generación de las fuentes de ERV. Ciertamente, esta situación podría cambiar significativamente cuando la potencia instalada en ERV llegue a niveles superiores al 50%-60% de la demanda máxima del sistema, lo que podría ocurrir hacia años posteriores al 2030. Sin embargo, en la medida que las regulaciones que se diseñen tiendan a asignar el costo de proveer los SSCC de regulación de frecuencia a quienes los causan, podría esperarse una disminución relativa de las necesidades de compensación, como se muestra en el capítulo siguiente de este informe.

6. La metodología de determinación de las reservas para CPF y CSF consideradas en las regulaciones y utilizada por el Coordinador son sofisticadas y muestran que existen las herramientas para considerar en el cálculo de dichas reservas el efecto que tendrá a futura una gran penetración de ERV. En este sentido la variabilidad y error de pronóstico global a nivel horario de la generación solar FV y eólica pueden ser modeladas en conjunto con las otras variables aleatorias que determinan las reservas primaria y secundaria, en especial considerando que parecen ser variables independientes de las consideradas en la actualidad. La entrada a gran escala de fuentes de ERV indica que este ejercicio debería realizarse.
7. Desde el punto de vista del costo de las reservas, los criterios vigentes se reducen a la determinación del costo directo. Los valores actuales así obtenidos no son muy relevantes en el SIC y en SING, y ascienden a unos 0,09 US\$/MWh y 0,51 US\$/MWh respectivamente, que representan un costo total anual de 4,6 millones de US\$ en el SIC y 8,5 millones de US\$ en el SING, en una ventana de 12 meses entre julio de 2016 y junio de 2017⁵¹.
8. Asumiendo que los costos de reserva para CPF y CSF han sido bien determinados, e identificados sus prestadores por orden de mérito, la asignación vigente a prorrata de las inyecciones de potencia horaria de los generadores es arbitraria y no eficiente económicamente.

El diseño de las regulaciones que se presentan en el capítulo 1, y que, a juicio del Consultor, permiten de manera eficiente una incorporación en gran escala de la ERV al sistema eléctrico, ha tenido en cuenta los aspectos críticos analizados en este capítulo, así como las buenas prácticas de la experiencia internacional que se tratan en el capítulo siguiente.

⁵¹ Balances de transferencias CDEC-SIC y CDEC SING.

4. Capítulo 4: Buenas prácticas de las experiencias internacionales

4.1 Resumen introductorio de las conclusiones del análisis de experiencias internacionales

En la primera etapa de este proyecto se analizaron las experiencias internacionales más relevantes en lo que concierne al rediseño del mercado eléctrico para una eficiente integración de los recursos renovables. Las experiencias analizadas se presentan en detalle en el capítulo 5 de este informe.

En este capítulo se enumeran de forma esquemática las principales conclusiones que procede tomar en consideración a partir del análisis realizado, y que son desarrolladas en detalle a lo largo del documento:

El primer aspecto primordial que se debe considerar es que la integración eficiente de ERVs no se circunscribe exclusivamente al correcto diseño de los servicios complementarios, sino que depende críticamente de:

- i) El buen diseño de un mercado diario vinculante (que calcule adecuadamente las señales de precio y permita al Operador del Sistema (OS) y a los agentes configurar de forma eficiente el programa de despacho).
- ii) Una vez se cierran las posiciones físicas el día antes, facilitar la capacidad de redespacho (y/o renegociación) posterior hasta el cierre de mercado
- iii) Una adecuada definición del concepto de cierre de mercado y desvío posterior, así como de mecanismos que permitan asignar de forma eficiente los precios y costes vinculados a los mismos, que permita minimizar la necesidad y coste de servicios complementarios (i.e. minimizar la necesidad de compra de reservas de operación).
- iv) Un diseño eficiente de los requerimientos de reserva en el muy corto plazo, de los mecanismos de mercado para adquirirlos y de la asignación eficiente de los costes derivados.
- v) Un potencial rediseño del producto de fiabilidad de largo plazo (i.e. el pago por capacidad, o el contrato/opción de fiabilidad) para incentivar si fuera necesario la entrada de recursos que aporten la flexibilidad requerida.

Las evaluaciones realizadas en los sistemas en los que la penetración de ERV ha sido más significativa (por citar tres ejemplos, Texas, Alemania o España) muestran que el impacto en el global del sistema del coste de la adquisición y uso de servicios complementarios no puede calificarse de significativo. Uno de los principales motivos por los cuales este coste no se ha disparado ha sido el desarrollo de mecanismos de mercado que permiten primero asignar adecuadamente (de forma marginalista cuando es posible) estos costes a aquellos que los causan, incluyendo las ERVs. Esto ha demostrado ser, con el paso de los años, un gran impulsor de la eficiencia en la operación, tanto por la contribución de los generadores (reduciendo por un lado los costes de provisión de estos servicios para ser más competitivos y

por otro mejorando las técnicas de predicción) como de los operadores de los sistemas (optimizando las necesidades de reserva y por tanto minimizando el coste de la compra).

Un aspecto clave implícito en lo descrito es tratar a la generación ERV de la misma forma que al resto de tecnologías, sometiéndola a los mismos derechos y obligaciones. Esto implica aplicar el principio de causalidad del coste de forma indiscriminada, por ejemplo, asignándole los costes de los desvíos y de la provisión de reservas en función de su responsabilidad en los mismos, de la misma forma que a cualquier otro recurso, no sólo la generación convencional sino también la demanda.

Estos principios enumerados arriba llevan aplicándose en algunos mercados durante un buen número de años (están por ejemplo en línea con las directrices declaradas por la Comisión Europea para el diseño de los mercados eléctricos europeos), y han demostrado primero traducirse en un eficaz incentivo a la eficiencia de las plantas ERV y segundo, no han supuesto una barrera para la penetración sostenida de la tecnología.

4.2 Impactos técnico-económicos de las ERV

Como se mencionaba en ese documento, las características peculiares de las tecnologías ERV (energía renovable variable) que afectan al mercado eléctrico son su no-programabilidad (variabilidad e intermitencia), la dificultad de predecir su disponibilidad con antelación y su estructura de costes. Estas particularidades generan diferentes impactos, como resume la Tabla i según el horizonte de tiempo (segmento de mercado) en el que se producen.

Tabla i. Impactos técnico-económicos de las ERV en diferentes segmentos de mercado y característica peculiar de las renovables que los ocasiona (Elaboración propia)

Clasificación de los impactos		Características de las ERV			Contexto regulatorio
		No-programabilidad	Dificultad de predicción	Estructura de costes	
Muy corto plazo	Aumento de los desvíos		●		
	Aumento de la volatilidad de los precios	●	●		
Corto plazo	Desplazamiento generación convencional			●	
	Reducción precios medios			●	
	Aumento de la volatilidad de los precios	●			
	Aumento de los ciclos de arranque y parada	●			

Largo plazo	Aumento de la incertidumbre sobre precios futuros	○ ● ○
	Aumento de la incertidumbre sobre el mix de generación futuro	●
	Aumento de la incertidumbre regulatoria	●

Como se puede observar en la Tabla i, también existen impactos relativos a la incertidumbre de largo plazo que no dependen de las características de las ERV, sino más bien de la coyuntura en la que se encuentra el sector eléctrico en este momento (como se menciona en el capítulo 5, la actual incertidumbre sobre la evolución del mix de generación y sobre el impacto que van a tener decisiones regulatorias en esta evolución). Más adelante se revisan las buenas prácticas que se pueden extraer de las experiencias internacionales para cada segmento de mercado, pero a continuación se plantea de forma esquemática las principales ideas que procede mencionar.

Evolución de los costes del sistema debida a la penetración de energía renovable

En la última década, la literatura ha tratado de anticipar y cuantificar el impacto que la penetración de ERVs puede tener (principalmente) en la operación de los sistemas eléctricos. Afortunadamente, los años de experiencia acumulada, y la existencia de algunos casos ejemplo en los que esta penetración ya es muy relevante, permite extraer algunas indicaciones.

En cualquier caso, como es de sobra sabido, es importante tener muy en cuenta que la extrapolación de los precios y costes observados en los diferentes sistemas tan sólo tienen un valor muy relativo:

i) primero porque obviamente depende enormemente de la composición del mix de generación (e incluso de las características de la demanda). Como regla general, estos costes son significativamente menores cuanto mayor es la disponibilidad de plantas con capacidad de regulación de embalse. Los costes derivados de una gran penetración de ERV en un sistema principalmente térmico como por ejemplo es el caso del sistema alemán (con más de 50 GW eólicos y más de 40 GW solares sobre una punta de demanda que en 2017 no ha rebasado los 70 GW) o el texano (21 GW eólicos, 1 GW solar para una punta de 70 GW) de forma natural deben ser mayores que los incurridos en un sistema con un cierto componente hidroeléctrico de embalse como es por ejemplo el caso español (23 GW eólicos y 7 GW solares para una punta de demanda en 2017 de 40 GW) o californiano (6 GW eólicos, 19 GW solares, punta de 46 GW) sistemas que en ambos casos tienen una capacidad de regulación de embalse en proporción menor que el sistema chileno, y mucho mayores que los que se podrán derivar en el futuro en un sistema como el nórdico o el brasileño⁵².

⁵² En algunas ocasiones, las interconexiones internacionales permiten aprovechar sinergias: por ejemplo, el sistema danés tiene una enorme penetración de generación eólica que en ocasiones le permite generar por encima del 150% de su demanda. Dinamarca carece de capacidad de almacenamiento para gestionar la variabilidad asociada a tamaña capacidad, pero cuenta con importantes conexiones con el sistema noruego, que tiene un gran excedente de capacidad de regulación de embalse.

ii) segundo porque depende también mucho de las características del parque ERV. No es lo mismo generación eólica que solar, ni que cualquiera de ellas está concentrada o instalada de forma dispersa a lo largo y ancho del sistema (no sólo por la potencial aparición transitoria de restricciones de red, como puede ser el caso de la generación eólica en Texas, sino por el hecho de que la dispersión geográfica de las instalaciones distribuye y modera la intermitencia global del conjunto).

Dicho esto, tal y como se menciona en el capítulo de revisión de experiencias internacionales, tomando como referencia lo expuesto por la Agencia para la Cooperación de Reguladores de Energía de la Unión Europea, en un buen número de países (particularmente en aquellos con mayor penetración de energía renovable, como es el caso alemán o español, por citar dos ejemplos) el costo unitario tanto de los desvíos como de los servicios complementarios es un valor bastante reducido si se compara con otros componentes del costo de suministro (principalmente el precio de la energía en el mercado diario).

La conclusión principal que debe extraerse de lo anterior no es que la penetración de ERV no es un problema que merezca atención por su bajo impacto en costes. Más bien lo contrario, el hecho de que en los sistemas mencionados haya sido desde el principio percibido como un potencial incremento significativo del coste de operación motivó que se pusiera el foco en diseñar mecanismos de mercado eficientes (como se ha mencionado desde el mercado diario a los mercados de servicios complementarios) que han permitido controlar esos costes.

Este el aspecto fundamental sobre el cual a continuación se hace énfasis en este documento.

4.3 Buenas prácticas de diseño de mercados eléctricos

En las secciones siguientes se presentan las mejores prácticas de diseño de los mercados (marginalistas) de electricidad para la integración eficiente de ERVs. En línea con lo expresado al inicio de este documento, i.e. con la necesidad de abordar una revisión completa del diseño del mercado, mucho más allá de los meros servicios complementarios, la revisión se ha dividido en cuatro partes según el horizonte temporal: (1) el primer mercado físico vinculante (generalmente en el horizonte del día antes), (2) los mercados o mecanismos de ajuste intradiarios, (3) los mercados de servicios complementarios y los desvíos del tiempo real y (4) los mecanismos de seguridad de suministro (o confiabilidad).

La penetración de ERVs obliga a los agentes y al operador del sistema (en adelante OS) a tomar más decisiones en el corto y muy corto plazo, porque en este lapso de tiempo mejora la disponibilidad y calidad de la información relevante para el despacho (predicciones tanto de generación como de demanda). Este nuevo paradigma requiere por lo tanto sofisticar el diseño de los mecanismos de mercado de corto y muy corto plazo en todo su amplio espectro.

Empezaremos describiendo el diseño del corto plazo, porque se suele considerar que representa la piedra angular sobre la que se apoya todo el diseño de mercado, y porque aquí nos encontramos algunos de los elementos de diseño más importantes para la correcta integración de ERVs. Luego iremos poco a poco acercándonos al tiempo real. Finalmente se analizará el posible uso de los mecanismos de seguridad de suministro como herramienta de largo plazo de integración de recursos de ERVs.

4.4 El mercado diario

En el corto plazo, y de forma creciente a medida que nos aproximamos al tiempo real, el mercado eléctrico requiere un alto grado de coordinación para asegurar el balance generación-demanda y el cumplimiento de las distintas restricciones técnicas de los equipos (generación y red). Esta coordinación es tanto más compleja y más necesaria cuanto menos flexible y más intermitente es el parque de generación.

Para facilitar esta coordinación de la forma más eficiente posible es fundamental establecer con una cierta antelación programas y compromisos “físicos” vinculantes. Estos compromisos además facilitan la eficiencia económica de los intercambios y la asignación de los costos de los servicios complementarios que se introducen más adelante.

4.4.1 El horizonte del primer mercado físico

En general, hay un cierto consenso en considerar el horizonte de tiempo del día antes como el más adecuado para el establecimiento de los primeros compromisos físicos. Dentro de lo que podemos considerar como corto plazo, un día de margen permite programar con suficiente antelación a las unidades con mayor inercia en su producción (e.g. centrales de carbón). De esta forma, el esquema habitual con el que se establecen los compromisos físicos suele incluir algún tipo de subasta realizada el día antes (mercado diario, *day-ahead market*, DAM) para la entrega de energía en cada uno de los periodos del día siguiente (normalmente horas).

La experiencia internacional nos muestra cómo en la práctica no hay dos diseños de mercado de corto plazo idénticos. A la hora de implementar un mercado de corto plazo nos encontramos con que son múltiples los elementos de diseño que definen a este mercado, y varias las alternativas para cada uno de estos elementos de diseño. Entre los elementos de diseño del mercado de corto plazo, los más relevantes son: la granularidad temporal del producto (horario, cuarto-horario, etc.), el diseño del tipo de subasta y del formato de las ofertas (complejas, simples, etc.), la regla de cálculo de precios y la representación de la red. A continuación, nos centramos en las mejores prácticas en lo que respecta a estos tres últimos.

4.4.2 Formato de la subasta y de oferta

El formato de oferta puede variar entre dos extremos. En un extremo nos encontramos con la pareja cantidad-precio, u oferta simple, y en el otro extremo con la oferta compleja que contiene información detallada sobre las restricciones técnicas de cada recurso y los costes o precios asociados. Las ofertas simples obligan a los agentes a hacer previsiones sobre el comportamiento del mercado en su conjunto. El esfuerzo analítico que esto requiere proporciona una cierta ventaja competitiva a las empresas con grandes carteras de generación, que aumenta debido a la incertidumbre que las tecnologías ERV introducen. La experiencia internacional demuestra que, en los sistemas donde se usan ofertas simples (o semi-complejas, i.e. sin una representación explícita de los costes no convexos y restricciones de operación,

como por ejemplo costes de arranque o rampas, por ejemplo, ofertas por bloques⁵³), el aumento de la generación renovable provoca una pérdida de eficiencia económica en el despacho, por no permitir a las centrales reflejar correctamente sus restricciones.

La penetración renovable amplifica las ventajas de mercados basados en ofertas complejas, en los que los precios se calculan sobre la base de representaciones explícitas de costes y restricciones de operación (e.g. costes de arranque o rampas)

4.4.3 Remuneración y regla de cálculo de precio

Uno de los costes que se ven más claramente afectados por el crecimiento de la generación intermitente son los costes de arranque y de operación y mantenimiento. En este sentido, lo primero y fundamental es que estos costes se remuneren adecuadamente en el mercado.

Los costes de arranque, que pueden aumentar con la penetración de las ERV, deben ser reconocidos, contemplados en el algoritmo de casación que determina el despacho y remunerados en el mercado.

En los sistemas basados en ofertas simples, los costes fijos de corto plazo, como es el caso con el coste de arranque, los internalizan los propios agentes en sus ofertas y entran por tanto de manera indirecta en el precio marginal⁵⁴. En los sistemas basados en ofertas complejas, todos los costes fijos de operación, incluidos los de arranque y parada, se pueden remunerar o bien aparte, a través de los denominados *make-whole* o *side-payments*, no afectando así a la señal marginal, o como se ha hecho en Irlanda hasta recientemente, añadiendo la cantidad necesaria (*uplift*) para que estos costes se recuperen al precio (que todos perciben). Actualmente hay sistemas (e.g. PJM) donde se está discutiendo qué costes deben o no incluirse en la señal marginal del precio del sistema. Cabe destacar que en general hay una cierta tendencia a permitir que el precio marginal incluya más costes que los variables de combustible.

Hay una tendencia creciente a considerar que el precio marginal incluya más costes que los costes variables de combustible⁵⁵.

4.4.4 Representación de la red

Los algoritmos de casación del mercado pueden no considerar la red y sus restricciones (nudo y precio único), pueden considerar sólo las líneas con congestiones frecuentes y calcular precios zonales, o pueden considerar toda la red de transmisión en detalle y calcular precios nodales.

⁵³ Una *block bid* es una oferta en la que un generador declara una serie de pares precio-cantidad para diferentes periodos de tiempo (por ejemplo horas) pero los vincula de tal forma que el algoritmo debe casar todos o ninguno.

⁵⁴ Tan sólo a modo de ilustración y simplificando enormemente, un agente que espera producir durante dos horas y para hacerlo debe incurrir en un coste de arranque, añadiría la mitad de ese valor en su oferta para cada una de las dos horas (e incluiría una condición semi-compleja (e.g. una oferta en bloque) para garantizar que no se acepte la oferta de una hora si no se acepta también la de la hora subsiguiente. Si el grupo fuese marginal, el precio del mercado incorpora por tanto la internalización del coste de arranque.

⁵⁵ Para mayor detalle, ver sección 5.8.1.a Formato de oferta en el capítulo de experiencias internacionales.

En el caso de un precio único o de precios zonales, puede ser necesario un redespacho, que tendrá ciertos costes asociados. Por otro lado, el cálculo de precios nodales requiere un esfuerzo computacional elevado. En sistemas de dimensión limitada, con redes malladas y pocas congestiones, puede ser preferible simplificar la representación de la red para casar el mercado. No obstante, en sistemas lineales con congestiones frecuentes, el coste computacional es menor de lo que se gana en eficiencia. Los precios nodales, además, proporcionan una valiosa señal de localización⁵⁶.

Las renovables amplifican las diferencias entre estos enfoques. Para estas tecnologías la ubicación es más relevante que para otros recursos, porque de ella depende la disponibilidad de energía primaria. No obstante, los sitios con mejor disponibilidad pueden estar muy alejados de la demanda o pueden sobrecargar la red de transporte. Si el mercado no proporciona precios nodales, las decisiones de localización de los agentes ERV no tendrán en consideración su impacto en la red. En un círculo vicioso, esto aumentará las congestiones y, consecuentemente, los costes de redespacho. Un caso paradigmático en este sentido es el mercado de nudo único alemán, donde, como se ilustra en el capítulo 5, la instalación masiva de plantas eólicas en el norte ha aumentado las congestiones en el eje norte-sur, disparando los costes de redespacho.

Las renovables pueden aumentar las congestiones y el coste de redespacho, a menos que haya precios nodales que den una señal de localización eficiente

4.5 Mercados o mecanismos de redespacho intradiarios

Es sobradamente conocido que la regla de oro de la regulación de sistemas económicos para maximizar la eficiencia consiste en establecer los mecanismos necesarios para que los agentes internalicen y reflejen sus costes de oportunidad, para que de esta forma perciban al tiempo el incentivo económico adecuado para que contribuyan a la maximización de la eficiencia del conjunto del sistema. En esa línea, una vez se cierran las posiciones físicas el día antes, es fundamental primero responsabilizar a los agentes de los ulteriores costes de redespacho y al tiempo facilitar los mecanismos que les permitan minimizar esos costes (bien por la vía de la renegociación entre partes o a través de procesos del coordinador del sistema).

De este modo, desde el primer compromiso físico, y hasta un determinado momento antes del tiempo real (denominado cierre del mercado o *gate closure*, descrito más adelante), es habitual permitir la posibilidad de renegociación entre los agentes, bien de forma bilateral o bien de forma centralizada a través de mercados o redespachos organizados por el OS.

A medida que se aproxima el tiempo real y la información se va actualizando (cambios en la demanda, fallos de grupos, cambios en las previsiones de producción eólica o solar, etc.) algunos intercambios acordados en el mercado diario pueden dejar de ser económicos, y por el contrario, pueden surgir nuevas oportunidades que no deben ser desaprovechadas. Así, una vez se cierran los compromisos físicos en el mercado diario, y hasta el tiempo real, resulta fundamental convocar una o varias sesiones adicionales en las que los agentes puedan

⁵⁶ Para aquellos menos familiarizados con los conceptos regulatorios básicos asociados a los precios nodales, se sugiere por ejemplo consultar el capítulo 6 “Electricity transmission” del libro “Regulation of the Power Sector”.

gestionar adecuadamente los cambios en sus programas, si se trata de un proceso centralizado, permitir que el coordinador del sistema realice los redespachos necesarios para optimizar de la mejor manera posible el despacho final.

Tal y como se desarrolla en el capítulo 5, los mercados o mecanismos de redespacho intradiarios son una herramienta muy valiosa para la integración eficiente de las tecnologías renovables variables. Las predicciones sobre la disponibilidad de las fuentes primarias que alimentan estos recursos se hacen más precisas al acercarse al tiempo real. Un mercado en este horizonte de tiempo no sólo permite a los agentes renovables ajustar su posición y reducir su desvío en el tiempo real, sino que también proporciona a los agentes convencionales una plataforma donde vender su flexibilidad.

Los principales elementos de diseño de estos mercados son los siguientes:

- (i) La definición del momento en el que estos son convocados. Por ejemplo, esta secuencia se puede plantear como una serie de sesiones discretas que se convocan en momentos predeterminados (e.g. a las 5, 10, 15 y 20 horas del día en curso), pueden ser mercados continuos que permiten a las contrapartes ajustar posiciones en cualquier momento antes del momento de cierre de los mercados económicos, o pueden ser redespachos que se realizan a discreción del OS (caso de los mercados en los EEUU).
- (ii) Si se calculan o no señales de precio asociadas a estos redespachos intradiarios
- (iii) La discriminación temporal del producto.

Pasamos a continuación a analizar las prácticas recomendables observadas en la experiencia internacional.

Generación de señales de precio en el horizonte intradiario

Especialmente en un contexto de alta penetración de ERV, es fundamental que exista un mecanismo que dé señales económicas de precio asociados a estos redespachos (MITeI, 2016). De no ser esto así, se perderá el incentivo a que los agentes comuniquen cuanto antes sus variaciones en el despacho esperado con respecto al compromiso adquirido en el mercado diario.

Con elevadas penetraciones renovables es importante que haya un mecanismo que dé señales económicas en el horizonte de tiempo que transcurre entre el mercado diario y el tiempo real

Esto se puede plantear directamente diseñando un sistema de liquidación de costes cada vez que el coordinador del sistema realiza un redespacho intradiario, tal y como se discute en MITeI (2016), o creando una secuencia de sesiones intradiarias, como las implantadas en el contexto europeo.

4.6 El cierre de mercado, los servicios complementarios y el tratamiento de los desvíos en el tiempo real

Como es bien sabido, cualquier desequilibrio entre lo que se está produciendo y consumiendo en cada momento provoca un desajuste técnico insostenible que hace peligrar el conjunto de todo el sistema si no se restablece inmediatamente el equilibrio.

En aquellos contextos (el caso europeo) en los que se da la opción a los agentes de que renegocien sus despachos vinculantes a través de mercados intradiarios, hay un total consenso en que no es viable confiar en que estos mecanismos intradiarios puedan llevarse hasta el tiempo real. En todos los mercados hay un momento, denominado cierre de mercado o *gate closure*, a partir del cual en pro de la seguridad del sistema no se permiten más transacciones económicas entre los agentes. A partir de ese momento los ajustes sólo pueden ser realizados por el OS, como parte de sus obligaciones orientadas a garantizar el buen funcionamiento del sistema y la calidad del suministro.

De cara a garantizar este equilibrio generación-demanda en el tiempo real, el OS define, adquiere y usa una serie de servicios complementarios⁵⁷. El OS necesita contar con más grupos (arrancados y operativos) de los estrictamente necesarios, justamente para poder hacer frente de forma instantánea a pérdidas de grupos en el sistema, a incrementos bruscos de la demanda o a variaciones bruscas de la generación eólica por ejemplo.

Conviene recalcar que estos servicios complementarios son productos diferentes de la mera provisión de energía y su definición exacta no es universal y depende del criterio de los operadores del sistema, quiénes además determinan la cantidad necesaria para garantizar un nivel adecuado de seguridad en la operación en el tiempo real.

Aunque la definición de los servicios no es general, es importante diferenciar dos tipos de productos, aunque a veces se comprenden de forma conjunta:

Reservas a subir o reserva a bajar: variación rápida de la producción (a subir o a bajar en función del producto) que se emplea para lograr el balance generación-demanda y por tanto el reajuste de la frecuencia. Se pueden definir varios tipos de reserva (e.g. primaria, secundaria, terciaria, etc.) en función de los tiempos de actuación (tiempo de preaviso, rampa del servicio y duración del servicio). La definición de varios tipos de reserva con varios tiempos de actuación permite al OS maximizar la utilidad de los medios disponibles en el sistema.

Capacidad o disponibilidad de algún tipo particular de reserva: garantía de que un grupo tendrá capacidad para dar una cierta reserva cuando esta le sea requerida.

Los servicios de ajuste (ya sea reserva o disponibilidad de la reserva) pueden ser adquiridos desde varios meses antes hasta cerca del tiempo real. La adquisición escalonada (parte en el largo plazo, parte en el horizonte del día antes y parte después del día antes) permite gestionar de forma adecuada el riesgo al OS. Una de las alternativas de diseño consiste en adquirir con

⁵⁷ Aquí nos centraremos en los servicios complementarios para el control frecuencia-potencia.

antelación (desde meses antes hasta el día antes) una cierta disponibilidad de dar reserva, y la reserva en sí contratarla cerca del tiempo real.

Desvíos

De este modo, después del *gate closure*, el OS considera los despachos en ese momento como físicos definitivos. Cualquier desvío del sistema posterior al *gate closure* será corregido por el OS con los servicios complementarios del control de frecuencia potencia. En adelante, salvo que se especifique explícitamente lo contrario (e.g. desvío con respecto al programa diario), cuando hablemos de desvío nos estaremos refiriendo al desvío con respecto al programa físico de la unidad en el *gate closure*.

Una vez establecido el marco conceptual del muy corto plazo, procedemos a analizar las buenas prácticas en los elementos de diseño de estos servicios que están recibiendo mayor atención de cara a facilitar la integración de las renovables. Estos son los siguientes:

- Liquidación de los desvíos y asignación de responsabilidades.
- Determinación de los requerimientos de reservas.
- Método de adquisición de reservas.
- Definición de productos (servicios complementarios) innovadores.

4.6.1 Liquidación de los desvíos y asignación de responsabilidades

Cuanto mayor sea la importancia de los servicios complementarios, sobre todo cuanto más crezca su volumen económico, más relevante es la correcta asignación de sus costes entre los agentes del mercado eléctrico. De nuevo aparece la dicotomía entre eficiencia y simplicidad. Cuando los SSCC representan una cuota poco significativa del coste total de suministro, el coste de las reservas se puede socializar entre toda la demanda o parte de ella. Sin embargo, un crecimiento de estos costes debería ir acompañado de un aumento de la eficiencia y de la complejidad del mecanismo de asignación, que responsabilice a los agentes que se desvían de su programa (esto requiere claramente un programa vinculante con el que comparar la inyección/retiro en el tiempo real). Si el regulador elige responsabilizar a los agentes, debería aplicar el mismo criterio a todos los agentes para evitar distorsiones. En este sentido y en línea con las directrices de los reguladores de los sistemas en los que la penetración de ERV es relevante, como por ejemplo la Comisión Europea⁵⁸, las exenciones a las tecnologías renovables deberían eliminarse, para incentivar a estos agentes a utilizar todos los medios,

⁵⁸ “Todos los participantes en el mercado deben correr con una parte de responsabilidad financiera por los desvíos causados en la red, y todos los recursos deben ser remunerados de manera equitativa.” (Propuesta de REGLAMENTO DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO relativo al mercado interior de la electricidad)

técnicos y de mercado, para disminuir sus desvíos⁵⁹. Similar tratamiento debe recibir la demanda, bien directamente o bien a través de su comercializadora, regulada o no⁶⁰.

Es esencial responsabilizar a los todos agentes por sus desvíos; las exenciones a las renovables y paulatinamente a la demanda deberían ser eliminadas

El precio del desvío es la herramienta que se usa para asignar parte o la totalidad de los costes relacionados con los servicios complementarios. Cuantos más costes se incluyen en el precio del desvío, más robusta será la señal resultante y menor la parte de los costes de las reservas que tiene que seguir siendo socializada entre la demanda. Por otro lado, para maximizar la eficiencia de la señal, es preferible considerar el coste marginal de las reservas y no el coste promedio (si se sigue este último enfoque, es aconsejable reducir el volumen que se usa para calcular el promedio). Aunque estas recomendaciones están respaldadas por la teoría regulatoria, hay que subrayar que muchos sistemas incluyen en el precio del desvío sólo los costes relativos a la energía activada (mientras la reserva de capacidad se sigue socializando), basándose en el promedio de estos costes en vez que en el coste marginal.

Otro elemento muy importante en la aplicación del precio del desvío es el intervalo de liquidación. Una granularidad temporal mayor (intervalos de liquidación menores) permite registrar desvíos que son “invisibles” con granularidades menores, escondiéndose detrás del desvío neto. Al mismo tiempo, reducir los intervalos de liquidación aumenta la complejidad y los costes del proceso y es necesario encontrar un equilibrio.

Cuando los precios del desvío, debido a la metodología utilizada para su cálculo, no son capaces de reflejar la carencia de reservas, es posible aplicar precios de escasez administrativos. Éstos suelen funcionar como precios piso y están basados normalmente en el valor de la energía no suministrada (VOLL, o *Value of Lost Load* en inglés). Los precios de escasez administrativos se pueden usar sólo para liquidar los desvíos o también para remunerar a los proveedores de servicios complementarios.

El precio del desvío debería incluir todos sus costes, estar basado en el coste marginal y puede ser complementado por un precio de escasez administrativo que refuerza su señal; los intervalos de liquidación deberían de ser lo más cortos posible

Las experiencias internacionales también demuestran que hay dos puntos de vista diferentes sobre la gestión de los desvíos. Los reguladores que quieren incentivar a los agentes a que sigan lo más posible su programa suelen aplicar un precio dual, que introduce una diferencia entre el precio de los desvíos en la misma dirección y en la dirección contraria al desvío neto del sistema. En cambio, hay reguladores que usan el mismo precio para todos los desvíos. En este segundo caso, hay a veces un interés en fomentar el llamado balance pasivo, según el cual

⁵⁹ Como se indicaba en el documento de revisión de experiencias internacionales, en esta línea se están pronunciando los reguladores de los sistemas en los que la penetración de ERV es relevante, como por ejemplo la Comisión Europea.

⁶⁰ Para el caso de la demanda regulada, se pueden perfectamente implantar mecanismos de incentivo para los comercializadores regulados (habitualmente las distribuidoras), de la misma forma que se trata la gestión de las pérdidas o de la calidad de servicio.

los agentes se desvían voluntariamente de su programa para apoyar al balance del sistema, especulando sobre la diferencia entre el precio del desvío y el precio del mercado diario (o intradiario). En este caso, el retraso en la publicación del precio del desvío puede jugar un papel importante.

La decisión entre precio del desvío único (posiblemente relacionado con el balance pasivo) o dual depende de una elección regulatoria

4.6.2 Requerimiento de reservas

El aumento de la incertidumbre de muy corto plazo, relacionado con la dificultad de predicción de las tecnologías ERV, tiene que reflejarse en la metodología usada para determinar el requerimiento o volumen de reservas⁶¹. En este ámbito, como en muchísimos otros en la industria eléctrica, hay que encontrar un equilibrio entre eficiencia y simplicidad (transparencia). Los métodos deterministas, estáticos y con demanda inelástica, a nivel teórico, son más sencillos y menos eficientes que los métodos probabilísticos, dinámicos y con demanda elástica. Los métodos más eficientes, además de una pérdida de transparencia, suponen unos costes de implementación. Sólo cuando estos costes se ven superados por los beneficios esperados (por ejemplo, una reducción en los costes de adquisición de reservas), la mejora de la eficiencia es justificada.

En sistemas eléctricos convencionales, una metodología determinista (N-1, N-2 o un porcentaje de la demanda de punta), que fije el volumen de reserva durante periodos de tiempo muy largos, puede ser suficientemente eficiente y evita la necesidad de implementar metodologías más complicadas. En cambio, en un contexto con generación renovable, los enfoques deterministas no siempre son capaces de incorporar la incertidumbre relacionada con la disponibilidad de las fuentes renovables, que además será diferente en función de la generación renovable casada en el mercado diario. En este caso, una metodología probabilística dinámica puede resultar digna de consideración.

La decisión entre demanda elástica e inelástica no se ve muy afectada por la incertidumbre relativa a las ERV. Una demanda elástica permite reflejar en el mercado de SSCC que el requisito óptimo de reservas depende del coste de adquisición⁶², pero supone un proceso de casación más complejo. De nuevo, es necesario encontrar un equilibrio entre eficiencia y simplicidad que depende del sistema.

Penetraciones renovables elevadas aumentan las ventajas de las metodologías probabilísticas y dinámicas para el cálculo del requerimiento de reservas

⁶¹ El impacto de las renovables variables afecta más las reservas secundarias y terciarias; entonces la mayoría de recomendaciones presentadas en esta sección están más centradas en estas reservas.

⁶² Si el requerimiento de reservas es igual a 2 000 MW, pero la curva de oferta de reservas se encarece enormemente a partir de 1 950 MW, puede ser preferible para el sistema quedarse levemente corto de reservas, corriendo un riesgo muy reducido, que aumentar enormemente el coste total de adquisición. Por el contrario, si se presentan ofertas muy bajas de reservas hasta 2 050 MW, el operador puede estar interesado a contratar por encima de su requerimiento, porque esto le permite reducir ulteriormente el riesgo de falta de suministro a un precio muy bajo.

4.6.3 Adquisición de reservas

Como se muestra en el capítulo 5, la adquisición de reservas no siempre se lleva a cabo a través de mecanismos de mercado. En algunos sistemas, donde, por ejemplo, hay una gran disponibilidad de servicios complementarios, resulta más simple tratar los SSCC como servicios regulados, con una definición administrativa tanto de los agentes llamados a proporcionar reservas, como de la remuneración relativa a este servicio. Sin embargo, en sistemas térmicos donde la penetración renovable puede acrecentar la importancia de los servicios complementarios en la operación del sistema, es aconsejable recurrir a mecanismos de mercado que garanticen la eficiencia de la adquisición. Entre los diferentes diseños de mercado, es preferible aplicar un precio marginal, aunque muchos sistemas siguen casando su mercado de SSCC como *pay-as-bid* (normalmente por preocupaciones sobre la existencia de poder de mercado).

Una distinción fundamental cuando se habla de adquisición de reservas es entre adquisición secuencial de energía y reservas (modelo europeo) y co-optimización (modelo estadounidense). Es importante resaltar que las diferencias entre estos dos enfoques van más allá del mercado de servicios complementarios y dependen del paradigma de operación del sistema, más centralizado y complejo el americano, más simple y orientado al mercado el europeo. No obstante, en el momento de definir unas buenas prácticas, hay que reconocer los evidentes méritos a nivel de eficiencia de la co-optimización. Como se menciona en el capítulo 5, la adquisición conjunta permite optimizar la provisión de dos productos que son complementarios (el mismo recurso puede producir energía o reservas). También hay que subrayar que la co-optimización necesita una organización institucional que no se encuentra en todos los sistemas⁶³ y que supone un esfuerzo computacional muy elevado.

La adquisición conjunta de energía y reservas (co-optimización) es más eficiente que la adquisición separada y secuencial, ya que aprovecha las sinergias entre los dos productos, pero requiere un esfuerzo computacional importante y se puede aplicar sólo con determinadas configuraciones institucionales

En lo que concierne a los productos, se ha visto cómo la adquisición separada de capacidad y energía, así como de reservas a subir y a bajar, reduce las barreras de entrada a la provisión de estos servicios y puede mejorar la competencia y la eficiencia del mercado (MITeI, 2016). Muchos recursos pueden proveer sólo alguno de estos productos y la adquisición separada aumenta el número de participantes en el mercado de SSCC. La compra separada de capacidad y energía, además, permite hacer uso en el tiempo real de la energía de menor coste, aunque no provenga de los agentes que proporcionen la capacidad de reserva.

Con el aumento de las renovables en el mix, es aconsejable que los SSCC se adquieran, siempre que se pueda, con mecanismos de mercado, separando los diferentes productos (capacidad y energía, reservas a subir y a bajar) y remunerando los servicios al precio marginal

⁶³ En Europa, donde los operadores de mercado controlan la compraventa de energía y los operadores del sistema se encargan de gestionar el mercado de reserva, haría falta un cambio institucional para poder combinar estos dos mercados en una co-optimización.

Otros elementos de diseño que pueden representar una barrera implícita para algunos agentes son la antelación en la adquisición de las reservas y la discriminación temporal de los productos. Los recursos que tienen cierta incertidumbre sobre su producción no pueden participar en el mercado de SSCC si se les pide ofertar el producto con una antelación que supone un riesgo elevado para ellos (Fernandes, 2017). Lo mismo se puede decir de la discriminación temporal, que, si es demasiado larga, obstaculiza a los recursos que pueden ofertar reservas de manera eficiente, pero sólo durante intervalos de tiempo limitados (como, por ejemplo, los sistemas de almacenamiento). Con la penetración renovable, aumentan las ventajas de mover la adquisición de reserva más cerca del tiempo real y de considerar productos de corta duración (por ejemplo, 15 minutos).

La adquisición de SSCC se debería efectuar lo más cerca posible del tiempo real (por lo menos por una parte del requerimiento) y con productos de duración reducida

4.6.4 Productos innovadores

La penetración de nuevos recursos está dando lugar a la introducción de productos de reserva innovadores. En el capítulo 5, se presentan ejemplos de productos que discriminan según la señal de regulación que los proveedores de reserva tienen que seguir (usado en PJM) o de productos que remuneran capacidades específicas, como la de proporcionar rampas (usado en California ISO).

Introducir nuevos productos es beneficioso siempre que estos reconozcan el valor económico de una nueva necesidad del sistema (IRENA, 2017). Sin embargo, hay que recalcar que estos nuevos productos no deberían nunca ser diseñados para que su provisión corresponda a una tecnología específica, porque esto segmentaría el mercado (creando barreras de entrada a otros potenciales oferentes) y difícilmente mejoraría la eficiencia global.

Los productos de reserva innovadores deben reflejar necesidades del sistema (cuyo valor no estaba siendo reconocido de manera adecuada) y no en apoyar el desarrollo de tecnologías específicas, para no segmentar el mercado

4.7 Mecanismos de confiabilidad

La teoría microeconómica establece que en un mercado en el que se cumplen una serie de hipótesis ideales, el precio del mercado de corto plazo es la señal óptima para guiar no sólo la operación sino también la inversión, ya que este precio es capaz de remunerar completamente todos los costes de generación.

Sin entrar en todo el detalle que este problema merece, sí que cabe destacar que la hipótesis necesaria más importante para que lo anterior se cumpla es que la generación y la demanda participen activamente en los mercados de corto y largo plazo⁶⁴. En la práctica, la capacidad de la demanda de expresar sus preferencias en el corto plazo es limitada (aunque cada vez mayor)

⁶⁴ Otra hipótesis importante es que el precio no se interviene artificialmente con precios tope (implícitos o explícitos). Los precios tope impiden que los generadores recuperen sus costes, en especial los de punta.

bien por limitaciones tecnológicas, bien por el desconocimiento que ésta tiene de su propia función de utilidad. Esto es algo que se tuvo muy presente desde la liberalización de los mercados eléctricos, y condujo a que el regulador actuase en nombre de la demanda, determinando de manera más o menos rigurosa el valor que la energía tiene para los consumidores (el precio de la energía no suministrada). Del mismo modo, la participación voluntaria de la demanda en los mercados de largo (y muy largo) plazo es muy limitada. Ante esta falta de participación hay un consenso casi unánime acerca de la necesidad de que el regulador intervenga por el bien del sistema. Esto ha conducido en los distintos mercados a la implantación de múltiples mecanismos de confiabilidad orientados a solventar esta falta de participación, entre otros nos encontramos con los pagos por capacidad, la firma de contratos de energía de largo plazo, opciones de energía, etc.

Todos estos mecanismos buscan de una forma más o menos acertada ofrecer un escenario más atractivo al generador, bien reduciendo su incertidumbre, bien incrementando sus ingresos o bien haciendo ambas cosas a la vez. Por otro lado, la demanda obtiene también un escenario menos incierto bien por la mayor capacidad que se instala o bien porque asociado mecanismo, el regulador añade algún contrato financiero en el compromiso (e.g. forward, opción, etc.) que ayuda a estabilizar los pagos de la demanda.

Por todo esto, los mecanismos de confiabilidad están en el centro de la agenda regulatoria de muchos países. Los sistemas que siempre contaron con ellos los están reformando, mientras los países que habían optado por un *energy-only market* están introduciendo mecanismos de confiabilidad (e.g. Reino Unido, Francia, en cierta manera Alemania). Muchos reguladores están motivando la nueva introducción de estos mecanismos con la penetración renovable, que deprime los precios de mercado y aumenta su volatilidad. No obstante, en el capítulo 5 se argumenta cómo la causa principal de los problemas de suficiencia de muchos sistemas eléctricos es el aumento de la incertidumbre sobre el mix de generación futuro y de la incertidumbre regulatoria.

En lo que respecta al diseño de estos mecanismos, hay cuatro elementos que están recibiendo una creciente atención de cara a integrar de forma eficiente a las renovables, estos son: (i) la participación de las tecnologías ERV, (ii) el cálculo de la potencia o energía firme, (iii) el cálculo de las penalizaciones asociadas a un pobre desempeño y (iv) la posibilidad de dar incentivos a la flexibilidad a través del mecanismo de largo plazo. Pasamos a continuación a analizar una a una.

4.7.1 Participación de las tecnologías ERV

Las tecnologías ERV pueden contribuir a mejorar la confiabilidad del sistema. Su intermitencia puede ser absorbida por el almacenamiento proporcionado por centrales hidroeléctricas o puede no representar un problema en caso de que haya una correlación evidente entre las condiciones de escasez y la disponibilidad de la fuente renovable (como en el caso de la fotovoltaica en sistemas con puntas de demanda relacionadas con el consumo de los equipos de aire acondicionado). Por tanto, debería admitirse la participación de las ERV en los mercados de confiabilidad. Sin embargo, si las tecnologías renovables y convencionales compiten en el mercado de confiabilidad, tienen que estar sujetas a las mismas reglas, para que la eficiencia de dicho mercado no se vea distorsionada.

Las renovables pueden contribuir a la confiabilidad del sistema y deberían poder participar en los mercados donde este producto se comercia, siempre que estén sujetas a las mismas reglas que se aplican a las tecnologías convencionales

La existencia de mecanismos de apoyo económico a las ERV no debería suponer un problema. Estos mecanismos se introducen para reflejar una externalidad y, si el diseño es correcto, no deberían interferir con los mercados en los que las renovables participen. De hecho, el apoyo económico podría calcularse teniendo en cuenta la participación en el mercado de confiabilidad.

Los mecanismos de apoyo a la renovable son compatibles con la participación de las tecnologías ERV en el mercado de confiabilidad, siempre que se diseñen de forma coherente

4.7.2 Capacidad o energía firme

La cantidad de capacidad o energía firme que un recurso renovable puede aportar a la confiabilidad del sistema depende no sólo de las características del sistema y de la demanda, sino también, y en mayor medida, de las tecnologías que componen el mix de generación. Las metodologías de cálculo de estas variables deberían ser reformadas y estar basadas en modelos de simulación del sector eléctrico que permitan identificar y cuantificar las sinergias entre tecnologías diferentes. La capacidad o energía firme debería además ser recalculada con cierta frecuencia, para reflejar cambios en las condiciones de escasez del sistema.

La capacidad o energía firme de las ERV debería calcularse a través de modelos de simulación que cuantifiquen las sinergias dentro del mix de generación

4.7.3 Penalizaciones

El capítulo 5 ilustra cómo algunos de los diseños más modernos de los mercados de confiabilidad prevén elevadas penalizaciones por incumplimiento, que tienen el objetivo de mejorar las prestaciones de los proveedores de confiabilidad durante las condiciones de escasez. Experiencias internacionales recientes han demostrado la necesidad de estos incentivos al cumplimiento para garantizar la seguridad de suministro (Mastropietro et al., 2016). Las penalizaciones por incumplimiento deberían ser suficientemente altas⁶⁵ para fomentar medidas por parte de los agentes que puedan aumentar su disponibilidad durante los periodos de escasez del sistema.

Para garantizar la seguridad de suministro, los mercados de confiabilidad deberían contar con un esquema robusto de penalizaciones por incumplimiento

Por otro lado, estas penalizaciones podrían desincentivar la participación de tecnologías ERV en los mercados de confiabilidad. Aunque la disponibilidad durante las condiciones de escasez depende de muchos factores, en general, un recurso no programable se expone a un riesgo de incumplimiento mayor. No obstante, la penalización transmite una señal eficiente y todos los

⁶⁵ ISO New England aumentará la penalización por incumplimiento hasta llegar a los 5 455 \$/MWh, mientras que en PJM alcanzará los 3 625 €/MWh. En Irlanda, la penalización podría estar directamente relacionada con el valor de la energía no suministrada, que en este país se estima en más de 11 000 €/MWh.

recursos que participen en el mercado de confiabilidad deberían estar expuestos a ella. Los agentes renovables tienen que ser libres de decidir si incurrir en este riesgo o no, o pueden internalizarlo en su oferta y será el mercado quien decida si su contribución es eficiente o no. Otra alternativa es conectar la penalización con el cálculo de la capacidad o energía firme (asignando menos capacidad firme a cambio de una exención de la penalización en caso de incumplimiento por indisponibilidad de energía primaria), como en el caso francés que se presenta en el capítulo 5.

Las tecnologías ERV deberían estar sujetas a las mismas penalizaciones que las convencionales y ser libres de decidir si incurrir en el riesgo que implican o no

4.7.4 Incentivos a la flexibilidad

Los mercados de confiabilidad dan una señal de inversión de largo plazo para garantizar la seguridad de suministro en el corto plazo. No obstante, en el corto plazo, la confiabilidad del sistema se garantiza a través de los servicios complementarios. Algunos sistemas, como es el caso de Irlanda e Italia, están relacionando el mercado de confiabilidad con el mercado de SSCC, condicionando la remuneración del primero con la disponibilidad a ofertar en el segundo en el corto plazo. Si el diseño del mecanismo es correcto, esto no representa una doble remuneración, porque los productos son diferentes⁶⁶.

Se puede relacionar el mercado de confiabilidad con la provisión de SSCC sin que ello implique una doble remuneración

4.8 Referencias

ACER/CEER, Agency for the Cooperation of Energy Regulators / Council of European Energy Regulators, 2016. Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity Markets in 2015. Informe publicado en septiembre de 2016.

ACER/CEER, Agency for the Cooperation of Energy Regulators / Council of European Energy Regulators, 2015. Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2014. Informe publicado en noviembre de 2015.

Battle, C., Barroso, L. A., Pérez-Arriaga, I. J., 2010. The Changing Role of the State in the Expansion of Electricity Supply in Latin America. Energy Policy. volumen 38, número 11, páginas 7152-7160.

CNE, Comisión Nacional de Energía, 2017. Reporte mensual sector energético. Volumen 28, publicado en junio 2017.

⁶⁶ El mecanismo de capacidad en este caso incluye una remuneración adicional para apoyar la inversión en recursos de generación (y demanda) que sean capaces de contribuir en los mercados de muy corto plazo. El precio de estos mercados en el corto plazo remunera la provisión efectiva del servicio. En este sentido, el razonamiento es análogo al que conduce a la distinción entre precio de la capacidad (o la potencia) y precio de la energía en el mercado mayorista.

IRENA, International Renewable Energy Agency, 2017. Adapting Market Design to High Shares of Variable Renewable Energy. Informe de IRENA, publicado en mayo de 2017.

Fernandes, C., 2017. Adapting European Market Arrangements to Facilitate the Contribution of Renewable Generators to Electricity Balancing. Tesis doctoral defendida en la Universidad Pontificia Comillas el 11 de julio de 2017.

Mastropietro, P., Rodilla, P., Batlle, C., 2017. Performance Incentives in Capacity Mechanisms: Conceptual Considerations and Empirical Evidence. Economics of Energy & Environmental Policy. volumen. 6, número 1, páginas 149-163.

MITei, Massachusetts Institute of Technology Energy Initiative, 2016. Utility of the Future: An MIT Energy Initiative Response to an Industry in Transition. Informe desarrollado en colaboración con IIT-Comillas, publicado en diciembre de 2016.

Tennet, 2016. Market Review 2016 - Electricity Market Insights. Informe anual de supervisión del mercado.

5. Capítulo 5: Revisión de la Experiencia Internacional

5.1 Introducción

Las Energías Renovables Variables (ERV) son el elemento central del proceso de descarbonización que va a caracterizar el sector eléctrico en las próximas décadas. Su bajo impacto ambiental, su costo en constante caída y su elevada disponibilidad en toda la geografía mundial pueden traer enormes beneficios al conjunto de la sociedad (IEA, 2016; IRENA, 2016). Dos tecnologías ERV en particular, la eólica terrestre y la solar fotovoltaica, han visto crecer enormemente su cuota de mercado en los últimos años. Estos dos recursos, cuya contribución a la producción eléctrica global era marginal a principios de este siglo, representan hoy el 12%⁶⁷ de la capacidad de generación eléctrica en el mundo.

La Figura 1 muestra el crecimiento global de la capacidad instalada de generación eólica, que ha seguido un ritmo constante en torno a los 50 GW al año, alcanzando los 487 GW en 2016 (en el mismo año, la capacidad instalada en Chile era de 22,8 GW⁶⁸).

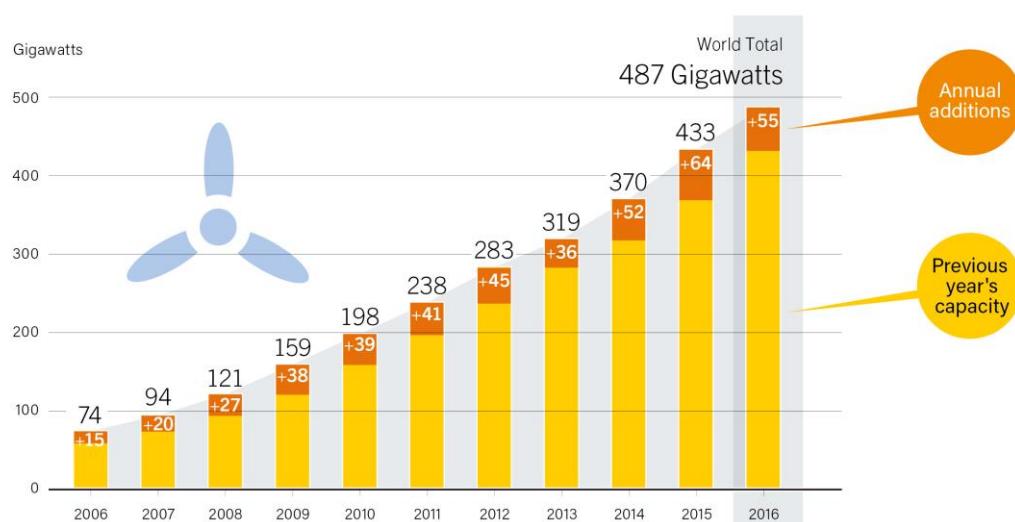


Figura 1. Capacidad global e incremento anual de eólica (REN21, 2017)

La solar fotovoltaica, sin llegar a los mismos niveles de capacidad instalada (303 GW en 2016), ha mostrado, en cambio, un crecimiento casi exponencial en la última década y sólo entre 2015 y 2016 se instalaron 75 GW de nueva capacidad, como se puede ver en la Figura 2.

⁶⁷ La capacidad instalada a nivel mundial en 2016 se considera igual a 6 500 GW; estimación basada en las *International Energy Statistics* de la *Energy Information Administration* de Estados Unidos.

⁶⁸ Dato de la plataforma Energía Abierta de la Comisión Nacional de Energía de Chile.

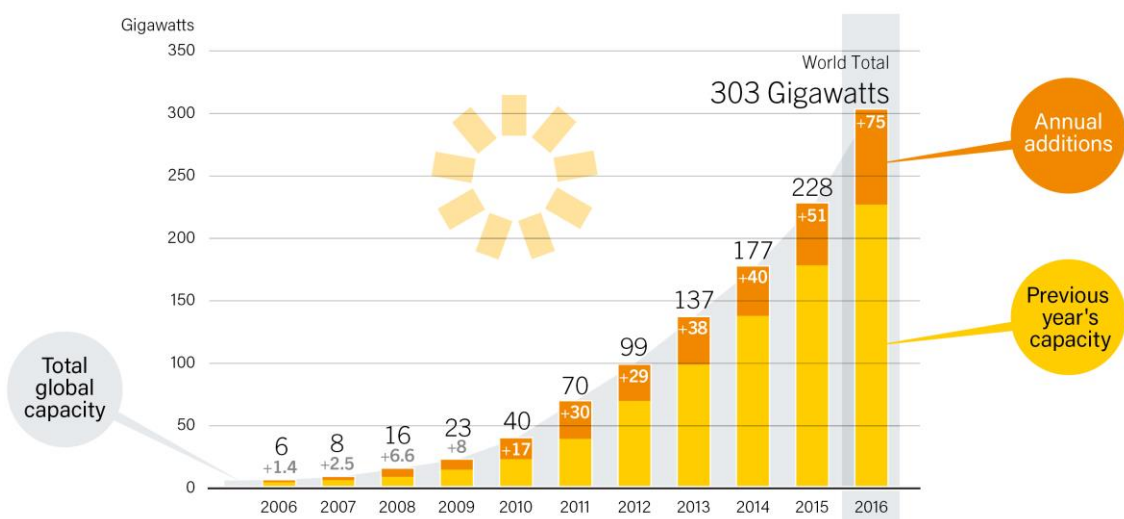


Figura 2. Capacidad global e incremento anual de solar fotovoltaica (REN21, 2017)

En el medio y largo plazo, este crecimiento vendrá acompañado por nuevas tecnologías de almacenamiento de electricidad, lo que permitirá gestionar la variabilidad de corto plazo de la producción solar y eólica. Por el momento, la capacidad instalada de baterías conectadas a la red eléctrica es muy reducida (menos de 2 GW en 2016), pero con un crecimiento del 50% anual en los últimos dos años (Figura 3), que permite anticipar un gran desarrollo de estas tecnologías en la próxima década.

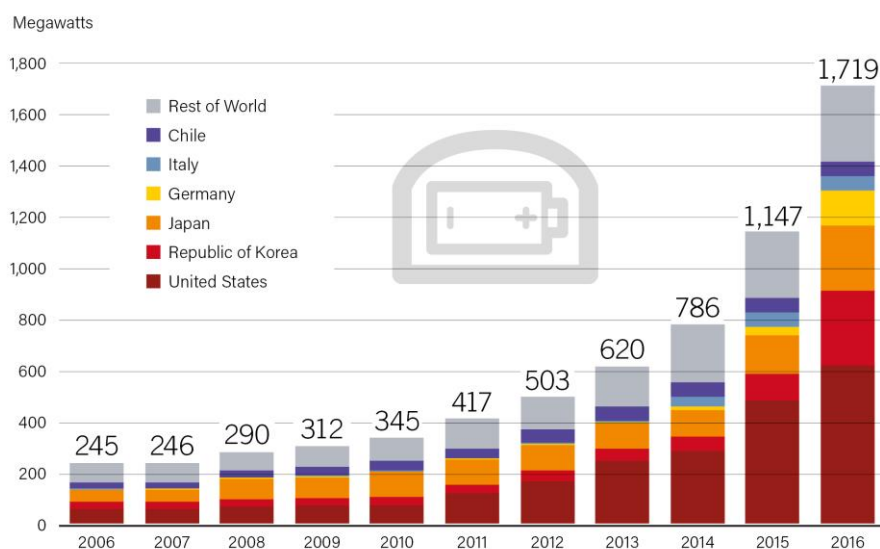


Figura 3. Capacidad global de baterías estacionarias conectadas a la red por país (REN21, 2017)

El crecimiento extraordinario de la eólica terrestre y de la solar fotovoltaica se explica, en buena medida, por los incentivos que gobiernos de diferentes países han concedido para fomentar el desarrollo de las ERV. En muchos casos, los gobiernos han centrado en el sector eléctrico sus esfuerzos para cumplir con los objetivos de reducción de emisiones de los sucesivos acuerdos climáticos (Kioto en 1997 y París en 2015). Esto ha permitido realizar inversiones en ERV, avanzando rápidamente en la curva de aprendizaje de estos recursos, y haciéndolas más competitivas. La Figura 4 muestra la evolución de los costos de estas dos

tecnologías; se puede apreciar cómo el costo de la solar fotovoltaica, que en 2010 era todavía de 250 USD/MWh, ha caído hasta alcanzar en 2016 los 50 USD/MWh, mientras que el costo de la eólica, que en 2010 era una tecnología ya más madura, ha registrado bajadas menores, aunque todavía significativas.

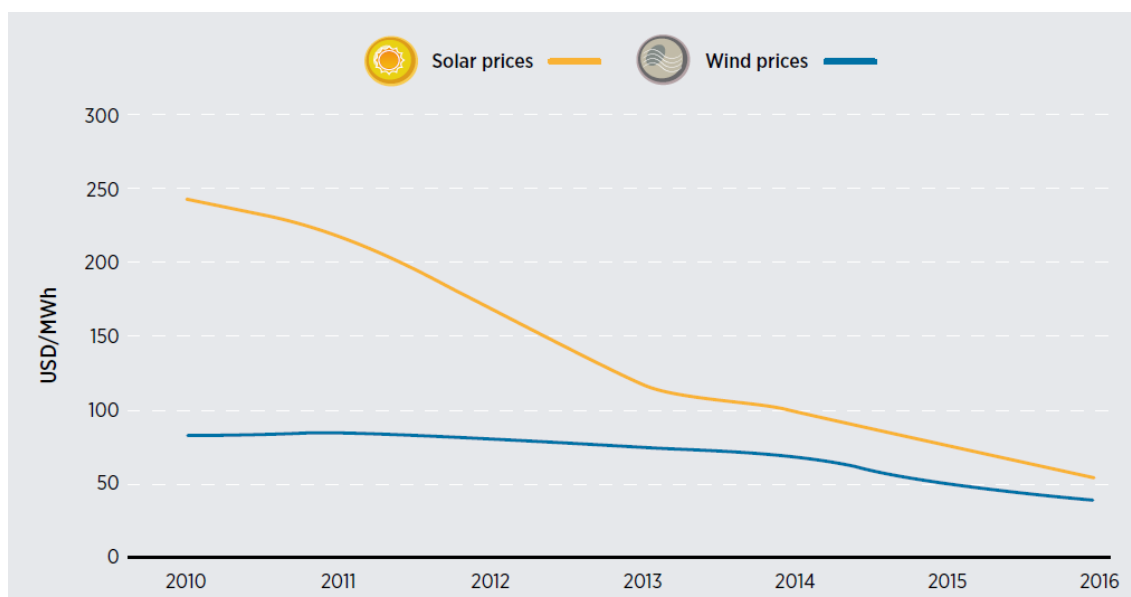


Figura 4. Evolución del costo medio de eólica terrestre y solar fotovoltaica de gran escala (IRENA, 2017a)

Los resultados de diversos procesos de adquisición de energía renovable también muestran cómo el costo del MWh producido a partir de ERV empieza a ser similar al de otras tecnologías convencionales (Figura 5).

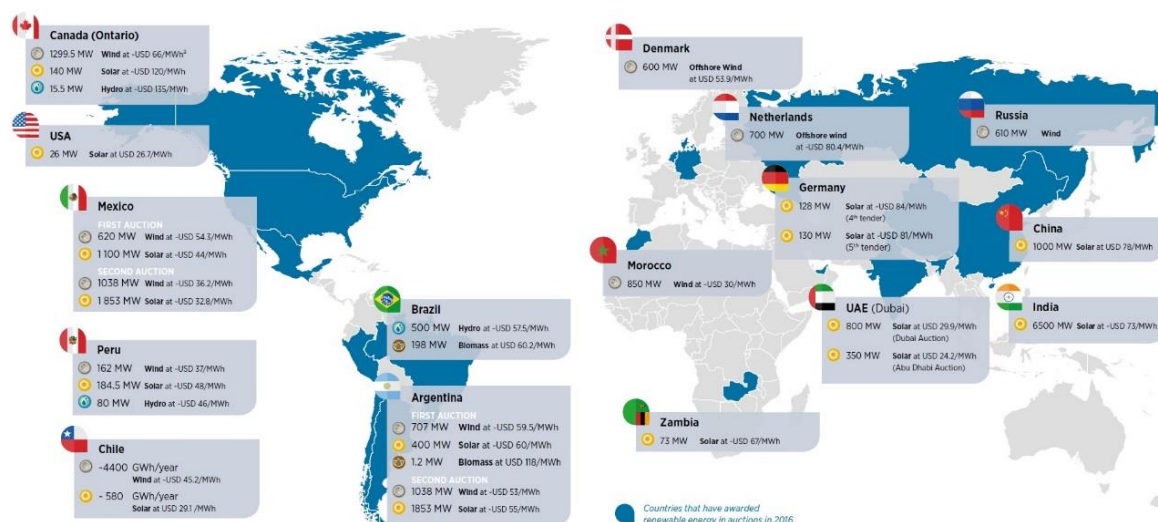


Figura 5. Resultados de subastas de energía renovable no convencional en los países que llevaron a cabo licitaciones en 2016 (IRENA, 2017a)

La información proporcionada hasta ahora era global; sin embargo, la penetración de renovables no ha sido homogénea a nivel geográfico. A nivel particular, algunos países, principalmente los que han introducido incentivos más generosos, han tenido un desarrollo de ERV muy superior a la media. Esto se puede observar en la Figura 6, que muestra para

diferentes países la cuota de generación solar y eólica en 2015, y su valor esperado en 2021. Dinamarca, que ya supera el 50%, es una excepción, pero hay muchos países que en 2020 van a tener cuotas entre el 10% y el 30%.

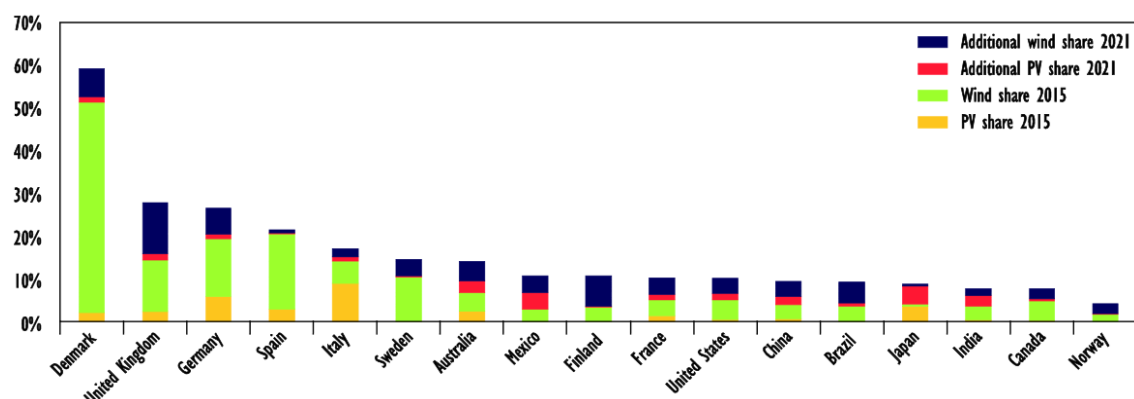


Figura 6. Cuota de generación de fuente renovable intermitente en diferentes países en 2015 y 2021 (IEA, 2016)

Estos números, ya de por sí muy elevados, se encuentran todavía por debajo de los objetivos de penetración de largo plazo que se han ido estableciendo en los últimos años. La Unión Europea tiene como objetivo para 2050 un sistema renovable al 99% (EU, 2012). También en Estados Unidos, donde las políticas federales de promoción de las ERV han sido escasas y bastante volátiles, algunos estados han fijado objetivos muy ambiciosos: tanto California como Hawái apuntan a un sistema eléctrico 100% renovable para 2045 (Senate of California, 2017; Senate of Hawaii, 2017).

Sin embargo, si bien las energías renovables comportan beneficios para la sociedad, también han demostrado alterar el funcionamiento de los mercados eléctricos, que en muchos casos fueron diseñados hace décadas y están adaptados a las tecnologías dominantes en esa época, principalmente centrales térmicas e hidroeléctricas. Las ERV se caracterizan por unos patrones de funcionamiento radicalmente distintos del propio de las tecnologías de generación convencional (térmica e hidroeléctrica), lo que exige una readaptación gradual tanto del *modus operandi* vigente hasta la fecha como de los procesos de planificación del mix futuro. Esta necesidad de readaptación ya se ha empezado a constatar en algunos sistemas en los que la penetración de ERV ha sido más elevada.

Claramente, estas preocupaciones no deben parar o ralentizar el desarrollo de las energías renovables, sino que se deben reformar los mercados para poder asimilar de manera eficiente los elevados niveles de ERV que se esperan alcanzar en el futuro cercano. Estas reformas incluyen la retirada de incentivos a medida que las tecnologías renovables se hagan competitivas, la armonización de las reglas de participación en los mercados, y la mejora de las señales de precio para reflejar el valor de diversos servicios necesarios para continuar garantizando la adecuada provisión del servicio eléctrico.

A medida que incrementan su componente de ERV, un buen número de sistemas a nivel global se están enfrentando a nuevos desafíos. Aunque el impacto de las renovables es diferente en cada mercado y depende de las características del sistema y de la regulación vigente, los problemas fundamentales son los mismos. Por lo tanto, al análisis de las lecciones aprendidas

en otros contextos es un paso imprescindible para abordar cualquier proceso de adecuación del marco vigente. El objetivo de esta revisión es analizar las reformas que están teniendo lugar en distintos mercados eléctricos del mundo, centrando la atención en los países que ya cuentan con una elevada penetración de recursos renovables. Este estudio será la base de la propuesta regulatoria para el sistema chileno.

En primer lugar, la sección 5.2 de la revisión identifica los mayores impactos de las tecnologías ERV en el mercado eléctrico y los clasifica según el horizonte de tiempo considerado; esto permite justificar el enfoque del estudio. Las siguientes secciones, 5.4 a 5.9, ahondarán cada una en un segmento de mercado. La estructura del documento se resume de manera gráfica en la Figura 7.

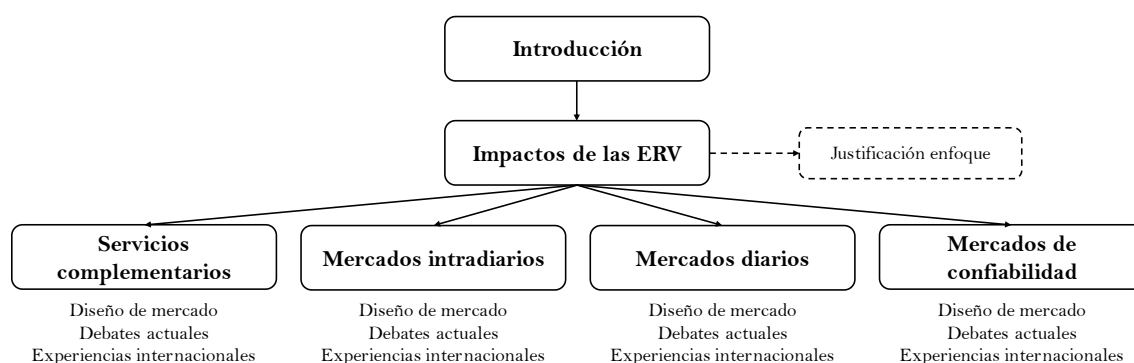


Figura 7. Estructura del documento

5.2 Impactos técnico-económicos de las renovables variables

Las principales diferencias entre las ERV⁶⁹ y las tecnologías de generación convencionales son la intermitencia o variabilidad de su producción, la dificultad de predecir su disponibilidad con antelación y su estructura de costos.

Las centrales eólicas y solares aprovechan fuentes de energía, el viento y la radiación solar, que son intermitentes y variables. Algunos autores diferencian entre estos dos últimos términos. La variabilidad se identifica como una variación predecible en la disponibilidad del recurso (como, por ejemplo, la variación de la radiación solar a lo largo del día), mientras que la intermitencia se define como una variación de muy corto plazo y difícil de pronosticar (como el paso de un frente nuboso que reduce drásticamente la radiación solar durante unos minutos). Para los fines de este estudio, estos dos conceptos se pueden fusionar en uno solo, la no-programabilidad de las ERV: mientras que las centrales convencionales pueden, casi siempre, seguir unas instrucciones de despacho, las plantas renovables sólo pueden inyectar electricidad en la red cuando su fuente de energía primaria está disponible.

La capacidad de predecir con precisión esta variabilidad o intermitencia, fundamental para la integración de la generación renovable, depende de la antelación del pronóstico, siendo

⁶⁹ De aquí en adelante, este acrónimo (y, en general, el término “renovables”) se utilizará para identificar principalmente la eólica terrestre y la solar fotovoltaica que, como se ha podido observar en la introducción, son con diferencia las tecnologías renovables variables con una penetración más elevada a nivel mundial.

claramente más imprecisas las predicciones hechas con más antelación. No obstante, los modelos de predicción meteorológica han mejorado enormemente en los últimos años, reduciendo el margen de error. La Figura 8 muestra la evolución del desvío medido entre la última sesión del mercado intradiario y el tiempo real (cuatro horas) para las centrales eólicas y fotovoltaicas en España. Estos datos ponen de manifiesto una mejora en la capacidad de predicción de los generadores renovables (ver también Figura 35 en la sección 5.7.4).

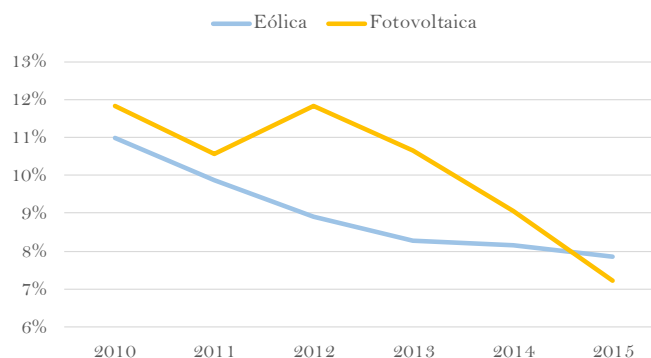


Figura 8. Desvío medido de centrales eólicas y fotovoltaicas entre 2010 y 2015, elaboración de los autores a partir de datos de CNMC (2016a)

Sin embargo, siempre existirá un margen de error en estos pronósticos que, al igual que la demanda o las potenciales fallas de los grupos térmicos, debe ser internalizado por el operador del sistema en sus procedimientos de gestión. En cualquier caso, hay que subrayar que disponer de predicciones sin ningún margen de error no eliminaría los retos asociados a la variabilidad e intermitencia de las ERV⁷⁰.

Finalmente, las centrales eólicas y fotovoltaicas tienen una estructura de costos diferente de la de las centrales convencionales, caracterizada por costos de inversión elevados⁷¹ si comparados con los costos variables, que son prácticamente nulos. El aprovechamiento de la energía primaria renovable no tiene ningún costo “de combustible” y los gastos de mantenimiento suponen un porcentaje reducido de la inversión inicial. Se podría decir que esta estructura es muy parecida a la de las centrales hidroeléctricas tradicionales. No obstante, la posibilidad de almacenar el agua, y la consecuente posibilidad de desplazar la generación en el tiempo y así sustituir otras fuentes, da lugar a lo que en el sector eléctrico se conoce como valor del agua. En cambio, la energía eólica o solar no se puede en general almacenar de manera eficiente; o se transforma en energía eléctrica y se inyecta a la red cuando está disponible, o se pierde. Por esta razón, estas tecnologías suelen ofertar su energía en los mercados eléctricos de corto plazo a precio cero o muy bajo⁷².

⁷⁰ Saber con total certidumbre que dentro de 24 horas un parque eólico que hasta ese momento estaba generando 5 GW dejará completamente de producir por falta (o por exceso) de viento ayuda al operador del sistema en su gestión, pero no elimina el desafío para el resto del parque de generación de suministrar una rampa a subir de 5 GW.

⁷¹ Aunque en bajada y ya cercanos a los costos de inversión de las tecnologías convencionales.

⁷² Incluso, debido a la presencia de incentivos, y dependiendo del diseño del mecanismo de ayuda, algunos operadores de plantas ERNC pueden llegar a ofertar su energía a precios negativos.

Estas características crean una serie de impactos técnico-económicos⁷³ que se pueden dividir según el horizonte de tiempo en el que se manifiestan, entre muy corto plazo, corto plazo y largo plazo.

Muy corto plazo

Con muy corto plazo se entiende aquí el intervalo de tiempo entre el despacho o la casación del mercado del día anterior y el tiempo real. En este lapso de tiempo, los agentes pueden, en algunos casos, reajustar su posición en el mercado, y el operador del sistema tiene que llevar a cabo todas las actuaciones necesarias para asegurar el suministro en el tiempo real, gestionando los recursos bajo su control según la información disponible en cada momento.

En el muy corto plazo, los impactos de las tecnologías renovables están relacionados principalmente con los errores en la predicción de la producción renovable, y a la evolución de esta predicción durante dicho horizonte de tiempo. El efecto directo de los errores de predicción es el aumento de los desvíos en el sistema. El programa en el mercado (diario o intradiario) de los agentes renovables está basado en una predicción, que se ajusta a medida que se acerca el tiempo real, y que puede dar lugar a desvíos significativos. Por esta misma razón, al menos a nivel teórico, puede aumentar la necesidad de reservas⁷⁴. El operador del sistema, sabiendo que una parte de la generación programada está sujeta a errores de predicción, debería tomar medidas para aumentar su capacidad de enfrentarse a desvíos inesperados o comunicados con muy poca antelación, por ejemplo, aumentando los requisitos de capacidad de reserva. La frecuencia de estos desvíos, en aquellos mercados con escasa capacidad de almacenamiento, también puede aumentar de manera significativa la volatilidad de los precios en los mercados que cubren el muy corto plazo, principalmente el mercado de servicios complementarios y el mercado intradiario⁷⁵.

En general, se puede decir que la penetración renovable ha aumentado la importancia de los mercados y mecanismos de muy corto plazo en los sistemas eléctricos, porque en este horizonte de tiempo se genera la información relevante para el despacho de estas tecnologías. Es probable que este efecto se refuerce a medida que las ERV cubran cuotas de mercado mayores.

Corto plazo

Con corto plazo se entiende aquí el horizonte de tiempo en el que se casa el mercado diario (o del día anterior) o para llevar a cabo el despacho programado en los sistemas que no tienen un mercado diario propiamente dicho. En este lapso de tiempo, el operador del sistema recoge la

⁷³ Los impactos que se analizan en esta revisión de experiencias internacionales son los que afectan al mercado mayorista de energía eléctrica. Las ERNC tienen muchos otros impactos (en la red de transporte, en la red de distribución, en las tarifas eléctricas, etc.); sin embargo, estos últimos quedan fuera del alcance de este estudio.

⁷⁴ En la sección 5.4 se verá cómo éste no es siempre el caso.

⁷⁵ Estas definiciones se usan aquí de manera genérica. Los servicios complementarios pueden ser contratados y gestionados también en ausencia de un mercado propiamente dicho, mientras que sólo algunos sistemas cuentan con mercados intradiarios.

información sobre la disponibilidad y los parámetros económicos de los agentes y genera un programa orientativo de operación. Este horizonte de tiempo se ha considerado durante décadas como el horizonte óptimo para planificar la operación del sistema eléctrico. Un día de antelación permitía alcanzar un equilibrio entre la necesidad de fijar con antelación el despacho de las centrales (principalmente térmicas) y la necesidad de acercarse lo más posible al tiempo real para contar con estimaciones precisas de la demanda eléctrica. Como ya se ha dicho, la aparición de nuevas fuentes de incertidumbre y la instalación de centrales más flexibles y con mayor capacidad de rampa está moviendo este equilibrio hacia el muy corto plazo, pero es innegable que el día anterior representa todavía un horizonte de tiempo central para la operación del sistema.

En un creciente número de sistemas, el mercado diario constituye una fuente de remuneración de los recursos ERV, como mínimo al mismo nivel que los subsidios directos que pueden percibir. Debido a su estructura de costos, las renovables suelen ofertar su producción a precios nulos o muy bajos en el mercado diario. Eso tiene dos efectos: i) las centrales convencionales son frecuentemente desplazadas en el orden de mérito para la casación del mercado, lo que reduce los precios medios y por tanto sus ingresos, así como su factor de carga a lo largo del año, ii) en aquellos mercados con escasa capacidad de almacenamiento, el precio del mercado ve aumentada su volatilidad. Estos dos efectos se pueden observar en los mercados europeos: la Figura 9 muestra cómo la generación eléctrica a partir de gas natural se ha visto desplazada por la generación eólica y fotovoltaica (y además, por una reducción de la demanda). La Figura 10 ilustra la clara correlación entre la penetración solar y eólica y el aumento de la frecuencia de precios nulos o negativos.

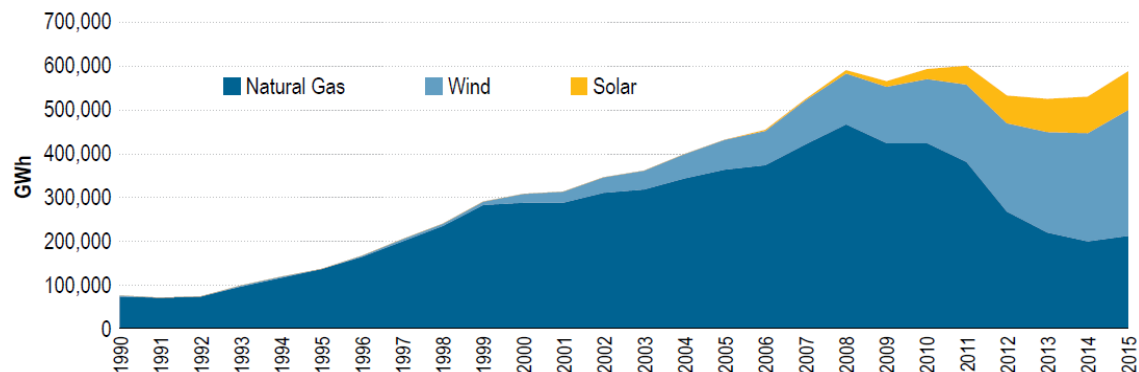


Figura 9. Producción agregada de centrales a gas, eólicas y solares en la Unión Europea (ACER/CEER, 2016)

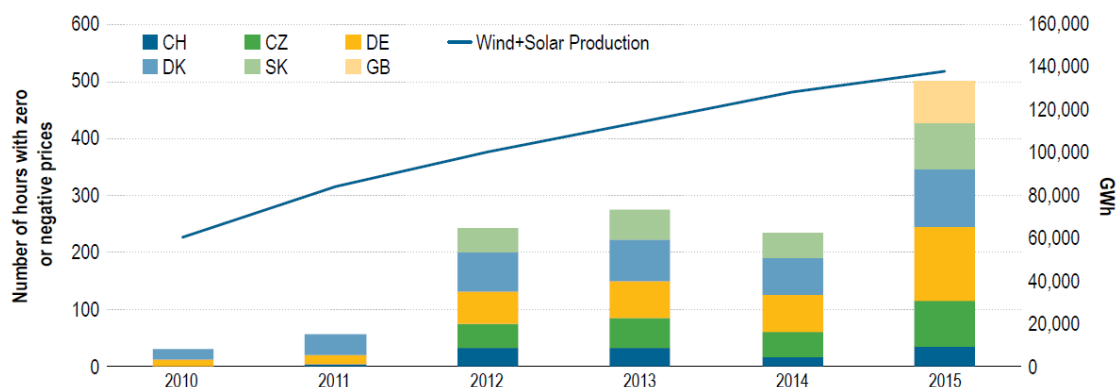


Figura 10. Número de horas con precios iguales a cero o negativos en diferentes mercados europeos (CH, Suiza; CZ, República Checa; DE, Alemania; DK, Dinamarca; SK, Eslovaquia; GB, Reino Unido) comparado con la generación eólica y fotovoltaica (ACER/CEER, 2016)

Otro impacto relevante de las renovables en la planificación diaria de la operación del sistema, está relacionado con su variabilidad y afecta al número de ciclos de arranque y parada de las plantas térmicas. La generación renovable varía enormemente a lo largo del día y esta variación debe ser compensada por centrales convencionales, en ocasiones, por centrales térmicas. Una central de gas de ciclo combinado, que en ausencia de renovables se mantendría arrancada durante todo el día, puede enfrentarse a más de un ciclo de arranque y parada a lo largo del día en un escenario con elevada penetración de renovables. Los ciclos de arranque y parada tienen unos costos asociados. Dependiendo de la metodología que se aplica para la remuneración de estos costos, el aumento de estos ciclos puede afectar la eficiencia del mercado, como se verá en la sección 5.8.

Largo plazo

Con largo plazo se entiende aquí el horizonte de tiempo en el que se llevan a cabo inversiones en el sector eléctrico. Este horizonte de tiempo es central para lo que en inglés se define como *resource adequacy* y que en español se suele traducir como suficiencia. El mercado eléctrico tiene que enviar señales que maximicen la eficiencia, no sólo de la operación del sistema, sino también de la inversión. La seguridad de suministro depende no sólo de la disponibilidad de las centrales en el tiempo real, sino también de decisiones que se han tomado muchos años antes. Si el marco regulatorio no proporciona señales eficientes y estables a los inversores, estas decisiones se pueden ver afectadas, con la consecuente reducción del margen de reserva del sistema y, finalmente, la aparición de problemas de suministro.

En este horizonte de tiempo juega un rol central la incertidumbre de los agentes. La decisión de instalar una nueva central eléctrica se toma basándose en una serie de previsiones sobre el futuro comportamiento del sistema y del mercado durante la vida útil de la central. Estas previsiones están sujetas a diferentes fuentes de incertidumbre, relativas a la evolución de la demanda, precio de los combustibles, hidrología, entre muchas otras. Un aumento significativo de la incertidumbre en estas previsiones puede empujar a los agentes a no llevar a cabo inversiones, o a aumentar el costo de financiación de los proyectos debido al mayor riesgo.

Las renovables aumentan la incertidumbre en el mercado de dos maneras. Primero, aumentan la incertidumbre sobre el precio futuro, porque, como se ha visto arriba, las ERV incrementan la volatilidad de corto plazo del precio de mercado, obligando a veces a las centrales

convencionales a recaudar la mayoría de su remuneración durante unos periodos muy cortos en los que el precio repunta. No obstante, esta incertidumbre, por sí sola, no afecta de manera relevante las decisiones de inversión. Lo que sí tiene un impacto en estas decisiones es el aumento en la incertidumbre sobre el parque de generación futuro y en la incertidumbre regulatoria. Si hace unas décadas era bastante simple prever qué tecnologías formarían parte del mix eléctrico en el medio y largo plazo, la aparición de las renovables ha cambiado completamente el escenario. Por un lado, la competitividad de los recursos renovables va en constante aumento, y además depende de factores muy locales, como la disponibilidad de la fuente de energía primaria en un territorio concreto; no todos los agentes son capaces de predecir esta evolución, que afectará al parque de generación futuro. Además, otra fuente de incertidumbre proviene de la política energética. ¿Qué objetivo de reducción de emisiones de CO₂ asignará un gobierno al sector eléctrico? ¿Qué objetivo de generación renovable fijará? ¿Qué mecanismo de apoyo introducirá el regulador para alcanzar ese objetivo? ¿Qué impacto tendrá ese mecanismo en el mercado? La experiencia internacional demuestra cómo responder a estas preguntas para un horizonte de tiempo superior a unos años (o, en todo caso, superior a una legislatura) es prácticamente imposible.

Estas nuevas fuentes de incertidumbre (que se suman a las incertidumbres que siempre han caracterizado una industria tan intensiva en capital como el sector eléctrico) pueden reducir las nuevas inversiones necesarias para cubrir el crecimiento de la demanda eléctrica y/o para renovar el parque de centrales existentes. Este efecto, combinado con la necesidad de disponer de centrales convencionales para respaldar la generación intermitente de las renovables, puede provocar problemas de suministro en el medio/largo plazo. Las herramientas regulatorias que se utilizan normalmente para atraer nueva inversión o, más en general, para garantizar la seguridad del suministro, se conocen en Europa y Estados Unidos como mecanismos de capacidad y, en este documento, se definen, para mantener la generalidad, como mercados de confiabilidad.

5.3 Justificación del enfoque de la revisión

La revisión de experiencias internacionales que se presenta en este documento es parte de un proyecto que tiene como motivación inicial contribuir a la discusión sobre la reforma de la regulación chilena sobre servicios complementarios, para responder a los desafíos que la creciente penetración de renovables supone.

No obstante, no resulta conveniente limitar el análisis a los impactos de las renovables en el muy corto plazo por diferentes razones. La primera es que, como se verá en el cuerpo de esta revisión, el impacto económico de las renovables va mucho más allá del muy corto plazo, siendo este último un horizonte de tiempo que registra transacciones y liquidaciones muy pequeñas comparado con otros segmentos del mercado. La segunda es que los diferentes ámbitos temporales que se han distinguido hasta ahora están entrelazados, por lo que, si se limita el análisis a sólo un horizonte de tiempo, se pierden las interrelaciones entre ellos. Por ejemplo, la cantidad de generación flexible capaz de proporcionar servicios complementarios para respaldar las ERV en el muy corto plazo puede depender del mecanismo de capacidad que se usa para atraer nueva inversión en el largo plazo, o del sistema de remuneración de los costos de arranque y parada en el corto plazo.

Por dichas razones, esta revisión abarcará todos los horizontes de tiempo introducidos en esta sección y sus correspondientes mercados o mecanismos de remuneración: mercado de servicios complementarios, mercado intradiario, mercado diario y mercado de confiabilidad.

5.4 Servicios complementarios

Los servicios complementarios (o SSCC) son servicios que el operador del sistema necesita para garantizar la seguridad del suministro en la red que gestiona. La estabilidad del sistema eléctrico requiere en cada momento un balance casi perfecto entre generación y demanda. No obstante, hay muchas variables que pueden alterar temporalmente este equilibrio⁷⁶ y el operador del sistema utiliza los servicios complementarios para reestablecer el balance. Aunque haya muchas clasificaciones posibles, las dos variables fundamentales que el operador del sistema tiene que tener bajo control son la frecuencia y la tensión; de esta manera, se pueden dividir los servicios complementarios entre control de frecuencia y control de tensión. Esta revisión se centrará en el control de frecuencia y no analizará los SSCC relativos al control de tensión por dos razones. Primero porque el control de frecuencia es una operación que abarca la red en su conjunto, mientras que el control de tensión suele tener ámbitos geográficos de aplicación más limitados. Segundo porque los servicios complementarios relacionados con control de frecuencia comportan por lo general transacciones económicas mayores que los servicios para el control de tensión.

5.4.1 Productos

Es imposible definir una clasificación universal de los servicios complementarios para control de frecuencia, porque cada sistema ha diseñado los productos que mejor se adaptaban a sus características y necesidades técnicas. No obstante, es posible identificar una serie de distinciones que sí aplican a todos los sistemas.

Las redes eléctricas funcionan con una frecuencia constante, 50 o 60 Hz (50 Hz en el caso de Chile), dependiendo del sistema. Esta frecuencia baja o sube respecto a su valor de referencia cuando se altera el equilibrio entre generación y demanda (inyecciones y consumos). El control de frecuencia consiste en dar órdenes de despacho (o en ajustes automáticos) en el tiempo real que permitan reestablecer este equilibrio. El producto principal es por lo tanto una cantidad de energía eléctrica que se inyecta (o que se deja de inyectar) en la red en respuesta a una consigna establecida por el operador del sistema o a una señal de activación automática. No obstante, para que sea posible proporcionar esa energía, es necesario reservar cierta capacidad para que esté disponible para este servicio en el tiempo real. La primera distinción que se puede aplicar a los productos de SSCC es entonces entre **capacidad (reserva) y energía**.

La frecuencia puede bajar debido a que la demanda ha superado momentáneamente la generación, pero también puede subir en la condición opuesta, es decir, que los consumos sean inferiores a lo previsto. La segunda distinción es entonces entre **reservas a subir**, que suben la

⁷⁶ Hay que subrayar que los desvíos de las fuentes renovables causados por errores de predicción son sólo una de las muchas variables que pueden alterar este equilibrio. Otras variables son los desvíos de la demanda, los posibles fallos de las centrales, los posibles fallos en la red de transporte, asuntos relacionados con intercambios internacionales, etc.

frecuencia cuando ésta está bajando, **y a bajar**, que bajan la frecuencia cuando ésta está subiendo.

La frecuencia tiene que mantenerse siempre dentro de una banda de tolerancia muy ajustada alrededor del valor de referencia. Si se superan estos límites, el sistema entero puede colapsar. Por esta razón es indispensable contar con reservas que sean capaces de reaccionar de forma automática y casi inmediata a una variación de frecuencia en la red. No obstante, no es necesario que toda la reserva disponible tenga estas características, porque se pueden usar reservas más “lentas” para reemplazar las reservas más “rápidas” y reestablecer un nivel adecuado de estas últimas. Por esta razón, una tercera distinción que se puede aplicar concierne al **tiempo de activación**. La separación que se ha utilizado históricamente es entre reserva primaria, que se activa en unos pocos segundos, secundaria, que se activa en pocos minutos, y terciaria, que se activa en minutos u horas. Normalmente, la primaria se activa de forma automática, de forma local, en función de la frecuencia medida en la red, sin necesidad de órdenes por parte del operador del sistema. En cambio, la secundaria se activa por orden del operador, pero puede ser automática (AGC, del inglés *Automatic Generation Control*) o manual. La terciaria se activa por orden del operador y es siempre manual.

Estas tres distinciones dan lugar a una variedad de posibles productos, como representa la Figura 11. No todos los sistemas cuentan con todos estos productos (por ejemplo, muchas regulaciones agrupan las reservas a subir y a bajar en un solo producto), mientras que algún sistema puede contar con productos que no encajan totalmente en esta clasificación.

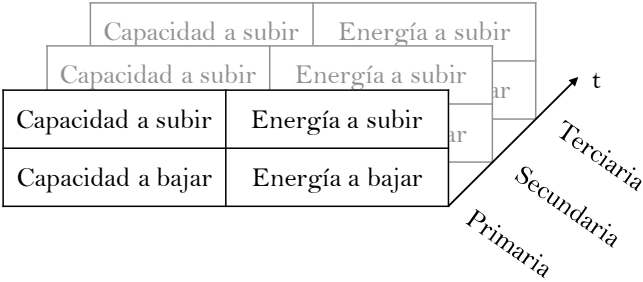


Figura 11. Posibles diferentes productos de SSCC para control de frecuencia

Finalmente, la variabilidad de las tecnologías renovables está fomentando la creación de nuevos productos, fundamentalmente orientados a poner en valor la **capacidad de proporcionar rampas** (estos productos serán analizados en detalle en las experiencias internacionales). Estos productos no sólo remuneran la capacidad de aumentar o disminuir la energía inyectada en la red, sino la velocidad con la que el recurso puede aumentar o disminuir esa energía.

5.4.2 Diseño de mercado

Como ya se ha mencionado anteriormente, los servicios complementarios no siempre se adquieren en un contexto de mercado. A veces la provisión de SSCC es una obligación para ciertos agentes que forman parte del sector eléctrico, que puede ser remunerada de manera regulada o simplemente no remunerada. En muchos casos, se aplican diferentes reglas a diferentes productos y no todos los servicios se adquieren a través de un mercado. En esta

subsección, se analizan los principales elementos de diseño de los mecanismos de adquisición, que se resumen además en la Tabla ii.

Tabla ii. Elementos de diseño de los servicios complementarios y del precio del desvío

Volumen de reservas			
Determinista		Probabilístico	
Estático		Dinámico	
Elástico		. Inelástico	
Adquisición de reservas			
Participación obligatoria		Participación voluntaria	
Adquisición conjunta de energía y reservas (co-optimización)		Adquisición secuencial de energía y reservas	
Adquisición separada de capacidad y energía de reserva		Adquisición conjunta de capacidad y energía de reserva	
Adquisición separada de reservas a subir y a bajar		Adquisición conjunta de reservas a subir y a bajar	
Antelación en la adquisición de las reservas			
Discriminación temporal del producto			
Servicio no remunerado	Servicio remunerado de manera regulada	Mercado	
		Pay-as-bid	Marginal
Liquidación de los desvíos y asignación de costos			
Socializar		Responsabilizar	
Precio del desvío incluye sólo el precio de la energía		Precio del desvío incluye el precio de la energía y de la capacidad	
Precio del desvío basado en precio promedio de las reservas		Precio del desvío basado En precio marginal de las reservas	
Precio único		Precio dual	
Precio escasez administrativo			
Intervalos de liquidación			
Incentivos al balance pasivo (publicación rápida del precio del desvío)		Desincentivos al balance pasivo (publicación tardía del precio del desvío)	

5.4.2.a Volumen (requerimiento de reservas)

El primer paso para contratar servicios complementarios consiste en definir la cantidad de reservas que necesita el sistema. Esta operación tiene que ser llevada a cabo con cierta antelación e involucra sólo los productos de capacidad (que luego pueden ser activados o no en el tiempo real). En los sistemas que discriminan según el tiempo de activación, un volumen tiene que ser fijado para cada uno de los productos (por ejemplo, primaria, secundaria y terciaria) y es posible que se empleen diferentes metodologías para diferentes productos. A continuación, se describen los principales planteamientos para la definición del volumen de reservas.

Determinista o probabilístico

Una metodología determinista fija el requerimiento de reservas sin considerar la estocasticidad de las variables involucradas. Un ejemplo de estas metodologías es la aplicación del criterio N-1 (o N-2), que consiste en reservar capacidad para cubrir la posible indisponibilidad de la planta, o las plantas, más grandes del sistema. Otro ejemplo es fijar como volumen de reserva un cierto porcentaje de la demanda de punta. La probabilidad de los eventos que pueden afectar la confiabilidad del sistema no se toma en consideración.

En cambio, una metodología probabilística estudia las variables estocásticas, define una serie de posibles escenarios y fija el volumen de reservas como la capacidad que permite garantizar la confiabilidad del suministro en la mayoría de los escenarios, expresando esta última con un porcentaje normalmente muy alto.

Los planteamientos deterministas son más simples y están basados en la experiencia previa del operador del sistema. No obstante, en un contexto de elevada penetración renovable, en el que aumentan los posibles errores de previsión entre el despacho programado y el tiempo real, las metodologías probabilistas pueden resultar ventajosas (Hirth y Ziegenhagen, 2015).

Estático o dinámico

Una metodología estática define el volumen de reservas por un periodo de tiempo largo, por ejemplo, un año, sin considerar las variables que pueden afectar la fiabilidad durante dicho periodo, por ejemplo, las centrales casadas en el mercado para cada día.

Aplicando una metodología dinámica, en cambio, la cantidad de reservas depende de una serie de variables, como puede ser el nivel de demanda esperada. El volumen se fija para periodos más breves, en los que se supone que estas variables no cambian.

Los planteamientos deterministas suelen ser estáticos, mientras que los planteamientos probabilísticos pueden ser estáticos o dinámicos.

Demanda elástica o inelástica

Si el volumen de reserva es un requerimiento fijo que se tiene que alcanzar independientemente de su costo, se habla de metodologías basadas en una demanda inelástica. Si en cambio se define una curva de demanda de reservas, según la cual se adquieren más o menos reservas dependiendo del precio que resulte, la demanda se define como elástica. Claramente, sólo en un contexto en el que los SSCC son adquiridos en un mercado se puede aplicar una demanda elástica.

5.4.2.b Adquisición de reservas

La adquisición de las reservas puede ser llevada a cabo de manera regulada, sin necesidad de un mercado y, como ya se ha dicho, algunos servicios pueden incluso no ser remunerados. Aunque la tendencia actual apunte a mecanismos de mercado, esta subsección está enfocada a los elementos de diseño generales, que se pueden aplicar independientemente del mecanismo de adquisición. De nuevo, hay que subrayar que un sistema que contrate diferentes servicios de control de frecuencia puede aplicar mecanismos diferentes para la adquisición de los diferentes productos.

Participación obligatoria o voluntaria

La participación en la provisión de servicios complementarios puede ser un requisito obligatorio para los agentes del sector eléctrico, o una simple opción de remuneración de participación voluntaria. Existen soluciones intermedias, en las que la provisión de SSCC es obligatoria para ciertos agentes (por ejemplo, las centrales convencionales) y voluntaria para otros (por ejemplo, las ERV). La mayoría de los sistemas eléctricos prevén además una calificación previa para poder prestar servicios complementarios⁷⁷. La discriminación entre obligatoriedad y voluntariedad puede ser llevada a cabo antes o después de la fase de calificación (por ejemplo, participación voluntaria a la calificación, pero provisión obligatoria para los agentes calificados).

Adquisición separada o conjunta de capacidad y energía

Como se ha mencionado, para garantizar la confiabilidad del sistema en el tiempo real, el operador del sistema tiene que reservar cierta capacidad para que esté disponible en caso de necesidad; si esta capacidad es finalmente activada en el tiempo real, la capacidad se transformará en energía realmente inyectada en la red. La capacidad y la energía se pueden adquirir al mismo tiempo y de los mismos agentes. En este caso, sólo los agentes cuya capacidad había sido reservada pueden proporcionar la energía necesaria para mantener el equilibrio en el sistema. Esta parece ser una solución evidente. No obstante, hay situaciones en las que aparecen agentes cuya capacidad no había sido reservada y que, sin embargo, pueden proveer energía en el tiempo real a un costo menor que los agentes con capacidad reservada. Estos agentes pueden no ser capaces de proveer capacidad, debido a la antelación con la que se adquiere, pero sí pueden, ocasionalmente, proporcionar energía en el tiempo real. Separar los productos de capacidad y energía, en estos casos, mejoraría la eficiencia económica del suministro de servicios complementarios.

Adquisición separada o conjunta de reservas a subir y a bajar

En el momento de adquirir reservas de capacidad, se puede diseñar un producto simétrico, que le pide al proveedor del servicio ser capaz de subir o bajar la frecuencia del sistema, o se pueden adquirir de manera separada dos productos, uno a subir y uno a bajar. Aunque pueda parecer una distinción sin importancia, las implicaciones que tiene la provisión de cada uno de ellos son muy diferentes para los agentes. Para proveer reservas a subir, una central tiene que reservar cierta capacidad, no pudiendo ofertarla en el mercado de energía, lo cual da lugar a un costo de oportunidad, normalmente menor para una central térmica que para una central renovable. En cambio, una central renovable, o una tecnología de gestión de demanda, puede resultar más competitiva para proveer reservas a bajar. Solo si se definen dos productos separados para ambos servicios, se puede reflejar esta distinción.

Antelación en la adquisición de SSCC

La antelación con la que se adquieren las reservas de capacidad es un parámetro fundamental, que puede abrir o cerrar las puertas a muchos agentes. Mientras que la energía se adquiere

⁷⁷ Uno de los criterios utilizados para la calificación es el tamaño. Muchos sistemas cuentan con un tamaño mínimo que los agentes tienen que tener para poder proporcionar servicios complementarios.

siempre en el tiempo real (o muy cerca de él), la capacidad puede reservarse con mucha antelación, en términos de días, semanas o incluso horizontes de tiempo más largos. Algunos recursos, cuya prestación en el tiempo real está sujeta a incertidumbre, no pueden proveer capacidad si ésta se adquiere con mucha antelación, por el riesgo que esto conllevaría.

Discriminación temporal del producto

Este elemento se encuentra a medio camino entre el diseño del producto y el diseño del mecanismo de adquisición. Para adquirir cualquier producto, hay que especificar durante cuánto tiempo el proveedor tendrá que prestar ese servicio. La mayoría de los productos de SSCC suelen ser horarios, pero también se usan duraciones de 15 o 30 minutos, o, por el otro lado, semanales. También la discriminación horaria del producto puede excluir implícitamente algunos agentes, como, por ejemplo, baterías con limitación de energía, que podrían ser capaces de dar reservas durante 15 minutos, pero no durante una hora.

Remuneración del servicio

Como ya se ha mencionado, los servicios complementarios pueden no ser remunerados (y de participación obligatoria), remunerados de manera regulada (a través de una negociación o simplemente de manera administrativa), o remunerados a través de un mecanismo de mercado. Es importante subrayar que diferentes productos pueden remunerarse con mecanismos diferentes en un mismo sistema. Por ejemplo, las reservas primarias pueden ser de provisión obligatoria y no remunerada, mientras que las reservas secundarias se adquieren en un mercado; o puede que se remunere de manera regulada la energía, pero no se remunere la reserva de capacidad.

En los mecanismos de mercado, la principal distinción obedece al procedimiento de fijación del precio, que puede ser *pay-as-bid* (cada agente recibe el precio ofertado) o marginal o *pay-as-cleared* (todos los agentes reciben el precio de la oferta más alta casada). Las ventajas y desventajas de las dos metodologías son bien conocidas en el sector eléctrico y la elección depende fundamentalmente de la concentración del mercado y de la necesidad de prevenir el ejercicio de poder de mercado.

5.4.2.c Liquidación de los desvíos y asignación de costos

Los servicios complementarios son necesarios para cubrir las desviaciones de los agentes entre su despacho programado y su despacho en el tiempo real. Entonces, una vez garantizada la seguridad del suministro a través de las reservas, el operador del sistema tiene que fijar una metodología para gestionar los desvíos en el tiempo real y asignar los costos de los servicios complementarios.

Socializar o responsabilizar y posibles exenciones

Contar con un sistema de servicios complementarios que permita garantizar la fiabilidad del suministro beneficia a todos los agentes del sistema eléctrico. No obstante, no todos los agentes son igualmente responsables de la necesidad de contratar reservas y de activarlas en el tiempo real. Por esta razón hay dos enfoques principales para la asignación de costos: socializar el costo entre los usuarios del sistema (o parte de ellos), o responsabilizar a los agentes cuyos desvíos han requerido la activación de reservas y cargarles los costos asociados. La

socialización del costo permite evitar la aplicación de metodologías complejas y potencialmente poco transparentes, pero sólo responsabilizando a los agentes es posible enviar señales eficientes que pueden reducir la necesidad de reservas.

Cuando se opta por responsabilizar a los agentes, esto se hace fijando un precio al desvío (o *imbalance price* en el contexto europeo), cuyos elementos de diseño se detallan en las siguientes subsecciones. Sin embargo, también en este caso, es posible prever exenciones a esta responsabilidad. Los agentes exentos no se consideran responsables por sus desvíos y los costos que éstos generan se socializan. Como se verá más adelante, una exención que se ha venido aplicando durante cierto tiempo y cuya necesidad está siendo debatida es a las tecnologías ERV.

Términos a incluir en el precio del desvío

El primer paso para definir el precio del desvío es decidir cuáles costos asociados a los servicios complementarios tienen que ser incluidos en el cálculo. Se pueden incluir los costos relativos sólo a algunos servicios y dejar fuera otros (incluir secundaria y terciaria, por ejemplo, y dejar fuera la primaria). Se pueden incluir los costos tanto de la capacidad reservada como de la energía activada, o se puede excluir la capacidad y exponer a los agentes con desvíos sólo al costo de la energía. Lo que no se incluye en el precio del desvío se suele socializar. Claramente, cuantos más costos se incluyen en el cálculo del precio del desvío, más fuerte será la señal para evitar desvíos.

Promedio o marginal

El cálculo del precio del desvío depende también del mecanismo de adquisición de las reservas. Si los servicios complementarios se han adquirido en un mercado con casación marginal, se considera claramente el precio marginal casado también para el cálculo del precio del desvío. Sin embargo, cuando los proveedores de reservas reciben remuneraciones diferentes (como en un mercado casado *pay-as-bid*), hay que calcular un precio representativo de las reservas para incluirlo en el precio del desvío. Este precio representativo puede ser el promedio de las ofertas casadas, o en algunos casos, la media de sólo una fracción de éstas, por ejemplo, los 100 MW más caros. Esta práctica busca aproximarse más a la señal marginal, que, en extremo, se correspondería a considerar sólo el precio más alto de las reservas contratadas.

Precio único o diferentes precios

El desvío que el operador del sistema tiene que considerar para activar las reservas es el desvío neto del sistema, que es el que causa una desviación en la frecuencia. No obstante, el desvío neto es la suma de los desvíos individuales, tanto positivos como negativos, de los agentes. Entonces, en cualquier instante, el desvío de un agente puede ser en la misma dirección del desvío neto del sistema, o en la dirección opuesta. Los desvíos en la misma dirección del desvío neto aumentan la necesidad de activar reservas, mientras que los desvíos en la dirección opuesta la reducen. Los primeros representan de alguna manera un perjuicio para el sistema, mientras que los segundos representan un beneficio.

Si el sistema está “corto”, es decir, tiene menos generación de la que estaba programada, los agentes con desvíos negativos tendrán que compensar lo que les falta para cumplir con su programa de despacho (lo que es equivalente a comprar en el mercado de balance) y pagarán el

precio del desvío correspondiente, mientras que los agentes con desvíos positivos podrán vender lo que le sobra de su programa y recibirán el precio del desvío correspondiente⁷⁸. Si estos dos precios son iguales, se habla de precio único del desvío. Si son diferentes, se habla de precio dual. Este último se introduce con el objetivo de reforzar el incentivo a no desviarse del programa de despacho.

Por tanto, el precio dual se puede obtener de diferentes maneras mientras que cree una diferencia entre el precio de los desvíos positivos y negativos. Se pueden aplicar factores multiplicativos o aditivos, o desvincularlos totalmente y, por ejemplo, fijar el precio del desvío positivo igual al precio del mercado de energía.

Precio de escasez administrativo

Como se verá en el análisis de experiencias internacionales, algunos sistemas complementan la metodología de cálculo del precio del desvío con precios administrativos que se activan cuando las reservas bajan más allá de un umbral predeterminado. Estos esquemas funcionan normalmente como un precio piso. Si el precio del desvío ya refleja escasez en el sistema, no hay intervención administrativa; sin embargo, si el precio del desvío no sube suficientemente según los criterios del regulador (por ejemplo, en función de la disponibilidad de reservas, o si se dan cortes de suministro), se activa el precio de escasez administrativo, reforzando la señal que se envía a los agentes.

Intervalos de liquidación

El desvío en términos de energía depende del intervalo de liquidación que se considere. El desvío en el tiempo real es una línea continua que oscila alrededor del despacho programado. Hace falta definir un intervalo de liquidación dentro del cual se calcula el desvío neto, suma integral de todos los desvíos instantáneos durante dicho intervalo. Este elemento de diseño es fundamental para una gestión eficiente de los desvíos. Los intervalos de tiempo que se consideran normalmente en el sistema eléctrico (por ejemplo, una hora) pueden no tener la suficiente granularidad. De esta manera la señal eficiente representada por el precio del desvío se “diluye” debido al proceso de integración.

Publicación del precio del desvío y balance pasivo

Un tema sobre el cual hay un debate regulatorio abierto, sobre todo en Europa, es el llamado balance pasivo. Con esta expresión se define una estrategia por parte de los agentes que consiste en intentar prever el sentido del desvío neto del sistema y desviarse de manera voluntaria de su programa en el sentido contrario para “ayudar” el sistema y cobrar el precio del desvío. Algunos expertos respaldan esta alternativa, afirmando que ayudaría a reducir el volumen de reservas. En cambio, según otros expertos, es preferible que todos los agentes se aproximen lo más posible a su programa, y dejar al operador del sistema la responsabilidad de

⁷⁸ Lo relevante para la remuneración total de cada agente no es el precio del desvío, sino la diferencia entre este último y el precio del mercado de energía (que puede ser el mercado diario o intradiario o cualquier otro sistema de asignación económica del que se obtenga el despacho programado del sistema). Si el precio del mercado de energía en un determinado momento es igual al precio del desvío, un desvío negativo no está penalizado de ninguna manera.

corregir los desvíos dando instrucciones de forma activa. Este segundo punto de vista es a la base de los sistemas de precio de desvío dual.

En cambio, en caso que el operador del sistema (y el regulador) quieran promover el balance pasivo, un elemento determinante es el retraso en la publicación del precio del desvío. Este último siempre se da a conocer después del tiempo real, con retrasos que varían entre unos pocos minutos y semanas, o incluso meses. Claramente, si el precio del desvío se publica con una semana o un día de retraso, los agentes no podrán hacer estimaciones sobre la dirección que puede tomar el desvío neto. Para incentivar el balance pasivo, esta publicación debería ocurrir con el menor retraso posible.

5.5 Debates actuales relacionados con las ERV

El debate regulatorio en los mercados de servicios complementarios y gestión de desvíos, desarrollado a raíz de la penetración renovable, es parecido al debate en otros segmentos del mercado eléctrico y gira entorno a la misma pregunta: ¿Cómo integrar las tecnologías ERV en el mecanismo de mercado?

Por un lado, se discute sobre la oportunidad de eliminar la exención de la responsabilidad de desvío para las renovables, un elemento regulatorio que ha caracterizado el desarrollo temprano de estas tecnologías en muchos sistemas eléctricos. Esta exención se fundamenta en la no-programabilidad de las fuentes renovables; sin embargo, una exención total elimina una señal de precio que puede resultar eficiente para incentivar mejoras en las técnicas de predicción y en los sistemas de control de la generación renovable. Como se verá más adelante, ya son muchos los reguladores que han optado por eliminar esta exención a las renovables.

Por otro lado, si las renovables se consideran responsables de sus desvíos, también deben poder participar en el otro lado del mercado, es decir, como proveedores de reservas. Las tecnologías ERV pueden proporcionar algunos de los servicios complementarios descritos anteriormente. No obstante, la regulación impide en muchos casos la participación de estas tecnologías en el mercado de SSCC: en algunos casos de manera explícita, impidiendo la calificación a la provisión de estos servicios; en otros de manera implícita, debido a algunos elementos de diseño que la obstaculizan. Por ejemplo, un producto simétrico, que obliga a los agentes a ofrecer la misma capacidad a subir y a bajar, dificulta la participación de las renovables, aunque éstas podrían proveer reservas a bajar de manera económica. Otro elemento clave es la antelación en la adquisición de SSCC; como ya se ha dicho, una antelación elevada obstaculiza las renovables, porque aumenta la incertidumbre relacionada con las predicciones. Muchos sistemas están paulatinamente eliminando estas barreras para permitir que las renovables compitan con las tecnologías convencionales en la provisión de los SSCC que sean capaces de proporcionar.

Discusiones parecidas se están desarrollando sobre la posible participación de la demanda y de los recursos de almacenamiento distribuido. Por ejemplo, la regulación europea impone la eliminación de las barreras a la participación de la demanda en los mercados de servicios complementarios (SEDC, 2017) y reconoce el valor económico del almacenamiento en la provisión de reservas (European Parliament, 2015). No obstante, la participación de estos recursos sigue siendo anecdótica. Las principales barreras para la integración de estos agentes

son el tamaño mínimo que muchas veces se requiere para proporcionar SSCC y la discriminación horaria del servicio (una batería tiene una cantidad limitada de energía disponible, por lo que puede proporcionar reservas durante un intervalo corto de tiempo, pero no puede garantizar su disponibilidad durante un día entero).

5.6 Experiencias internacionales

5.6.1 Funcionamiento general de los SSCC: Europa vs. Estados Unidos

Europa

En Europa la regulación sobre servicios complementarios se ha ido armonizando, como en otros segmentos, con el objetivo de alcanzar el llamado mercado interno de la energía europeo. Aunque quede mucho camino por recorrer hasta llegar a un mercado único para este tipo de servicios, es posible definir un marco común que se puede aplicar a todos los mecanismos.

Los productos europeos de control de frecuencia están definidos en el código de red publicado en ENTSO-E (2013a), ya parcialmente aprobado:

- *Frequency Containment Reserves* o FCR (reservas de contención de la frecuencia, equivalentes a la primaria), tiempo de activación entre 10 y 30 segundos.
- *Frequency Restoration Reserves* o FRR (reservas de recuperación de la frecuencia, equivalentes a la secundaria), tiempo de activación entre 30 segundos y 15 minutos.
- *Replacement Reserves* o RR (reservas de repuesto, equivalentes a la terciaria), tiempo de activación mayor de 15 minutos.

Esta distinción y el proceso de activación de estos productos se representa gráficamente en la Figura 12.

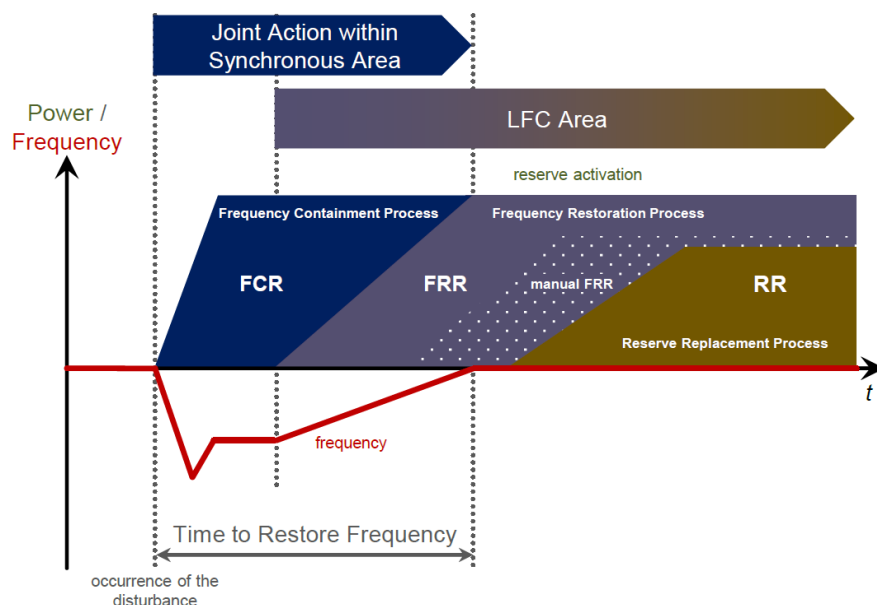


Figura 12. Productos de control de frecuencia en la Unión Europea (ENTSO-E, 2013b)

El volumen de reserva primaria (FCR) se fija a través de una metodología determinista ($N - 2$) para toda Europa continental (la llamada zona UCTE, que comparte la misma red sincronizada) y es igual a 3 000 MW⁷⁹. Este requerimiento se divide luego entre los diferentes sistemas. Los volúmenes de secundaria y terciaria (FRR y RR) y las metodologías para fijarlos, en cambio, son competencia de cada sistema.

Algunos de estos productos se adquieren en un contexto de mercado, otros se remuneran de manera regulada, dependiendo del país. Todos estos productos están proporcionados por los llamados proveedores de servicios complementarios, o BSP (del inglés, *Balancing Service Providers*). La remuneración, dependiendo del producto y del sistema, se divide entre un precio por la capacidad disponible (en €/MW·h) y un precio por la energía (en €/MWh, que se paga sólo si la capacidad disponible es finalmente activada en el tiempo real). La Tabla iii, basada en el trabajo de Ocker et al. (2016), muestra los principales elementos de diseño de los mecanismos de adquisición de SSCC en algunos países europeos. Esta información se expandirá en las siguientes subsecciones.

⁷⁹ Este valor no ha variado en los años de fuerte penetración renovable.

Tabla iii. Elementos de diseño del mercado de SSSC en diferentes países europeos, adaptación de Ocker et al. (2016)⁸⁰

País	ERV (2014)	- oferta capacidad (oc) y/u oferta energía (oe), - productos simétricos (s) o dos productos (d) a subir y a bajar, - subasta diaria (d), semanal (s), mensual (m) o anual (a), - discriminación temporal del producto, - Tamaño mínimo			Regla de precio
		FCR	FRR	RR	
Alemania	18,2%	oc, s, s, 1x168h, 1 MW	oc+oe, d, s, lunes/viernes 8/20h - resto, 5 MW	oc+oe, d, d, 6x4h, 5 MW	<i>pay-as-bid</i>
Austria	7,3%	oc, s, s, 1x168h, 1 MW	oc+oe, d, s, lunes/viernes 8/20h - resto, 5 MW	oc+oe, d, s, 42x4h, 5 MW	<i>pay-as-bid</i>
Bélgica	9,2%	oc+oe, d, m, base-punta-resto, 1 MW	oc+oe, d, m, base-punta-resto, 5 MW	oc+oe, d, a, base-punta-resto, 5 MW	<i>pay-as-bid</i>
Dinamarca	44,7%	oc, d, d, 6x4h, 0,3 MW	oc, d, d, 24x1h, 0,3 MW	oc+oe, d, d, 24x1h, 10 MW	<i>pay-as-bid</i> /marginal
España	28,3%	obligatorio sin compensación	oc, d, d, 24x1h, n/d	oc+oe, d, d, 24x1h, n/d	marginal
Francia	5,6%	obligatorio con remuneración regulada	obligatorio con remuneración regulada	oc+oe, d, a, n/d, 10 MW	<i>pay-as-bid</i>
Holanda	6,4%	oc, s, s, 1x168h, 1 MW	oc+oe, d, d/a, n/d, 4 MW	oc+oe, d, d/a, n/d, 20 MW	<i>pay-as-bid</i> /marginal
Italia	13,1%	obligatorio con remuneración regulada	oe, s, d, 24x1h, 1 MW	oe, s, d, 24x1h, 1 MW	<i>pay-as-bid</i>
Portugal	27,9%	obligatorio sin compensación	oc, s, d, 24x1h, n/d	oc+oe, s, d, 24x1h, n/d	marginal
Reino Unido	11,9%	oc+oe, d, m, lunes/viernes- sábado-domingo, 10 MW	oc+oe, d, m, lunes/viernes- sábado-domingo, 10 MW	oc+oe, s, m, lunes/viernes- sábado-domingo, 50 MW	<i>pay-as-bid</i>

En la mayoría de los sistemas y para la mayoría de los productos, el costo de los servicios complementarios es costado por las partes responsable del balance, o BRP (del inglés, *Balancing Responsible Parties*), según sus desvíos. Una BRP se define como un agente o un grupo de agentes que se hacen responsables de los desvíos de cara al mercado eléctrico y al operador del sistema; pueden ser comercializadoras, centrales, portfolios de centrales, etc. Los

⁸⁰ La tabla presenta para cada país los elementos de diseño que rigen la adquisición de reservas primarias (FCR), secundarias (FRR) y terciarias (RR) en diferentes países europeos. Para cada tipo de reserva se especifican los elementos de diseño que se presentan en el listado en la primera fila, aplicando la nomenclatura que allí se define. Cuando no es posible encontrar información sobre un elemento de diseño, eso se indica con n/d. La columna ERV (2014) presenta las penetraciones renovables calculadas como generación renovable dividido por la generación total en 2014.

desvíos se suelen medir como la diferencia entre la inyección/retiro en el tiempo real y la posición que la BRP tenía al cierre de la última sesión de mercado (diario o intradiario). El precio que se aplica a esta diferencia es el llamado precio del desvío (*imbalance price*, en inglés) que puede contener, dependiendo del sistema, sólo los costos de energía o también los de capacidad. Se pueden considerar excepciones para la responsabilidad de los desvíos de algunos agentes.

Estados Unidos

En Estados Unidos no se ha producido todavía de forma masiva el esfuerzo de armonización que se llevó a cabo en Europa. Cada sistema⁸¹ tiene diferentes productos, aunque las diferentes redes sincronizadas tengan planes de actuación comunes. En la mayoría de los casos, hay una gran variedad de productos que se han ido desarrollando con los años, que pueden cubrir necesidades muy específicas del operador del sistema y que no siempre encajan con la diferenciación entre primaria, secundaria y terciaria.

Uno de los rasgos comunes en casi todos los sistemas eléctricos estadounidenses es la co-optimización de energía y reservas. A diferencia de lo que ocurre en Europa, donde la energía y las reservas se adquieren de manera separada y secuencial, en Estados Unidos, hay una adquisición conjunta de energía y reservas. Esto permite optimizar la provisión de dos productos complementarios (el mismo recurso puede producir energía o reservas). El mismo algoritmo que define el despacho y los precios nodales de energía, también define el compromiso de provisión de reservas; el precio de los distintos productos de reserva se define a partir de las variables duales (precios sombra) de las restricciones de reserva⁸². La Figura 13 representa los precios de las reservas de 2002 a 2015 para diferentes sistemas eléctricos de Estados Unidos, expresados a través de una media móvil de 7 días. La gráfica muestra la elevada volatilidad de corto plazo de estos precios, que pueden alcanzar picos muy significativos. No obstante, hay que considerar que esos precios remuneran una capacidad muy reducida si comparada con la capacidad del sistema y, por esta razón, el monto total de los SSCC es mucho menor que el monto de otros segmentos del mercado, como se verá en la sección 5.6.8.

⁸¹ No todas las regiones de Estados Unidos funcionan bajo un mercado liberalizado, las que sí lo hacen, están organizadas a través de distintos operadores independientes (ISOs) que tienen competencias exclusivas sobre su región, que puede abarcar uno o varios Estados. Se distinguen los siguientes operadores: PJM, MISO, ERCOT, CAISO, ISO-NE, NY-ISO y SPP.

⁸² La demanda de energía se considera nudo por nudo y estas restricciones dan lugar a los precios nodales. La demanda de reservas, en cambio, se suele expresar a nivel de todo el sistema, o se define para unas pocas macro-zonas. El precio de la capacidad de reserva será único o zonal. El precio de la energía de reserva, en cambio, liquidándose al precio del tiempo real, es nodal.

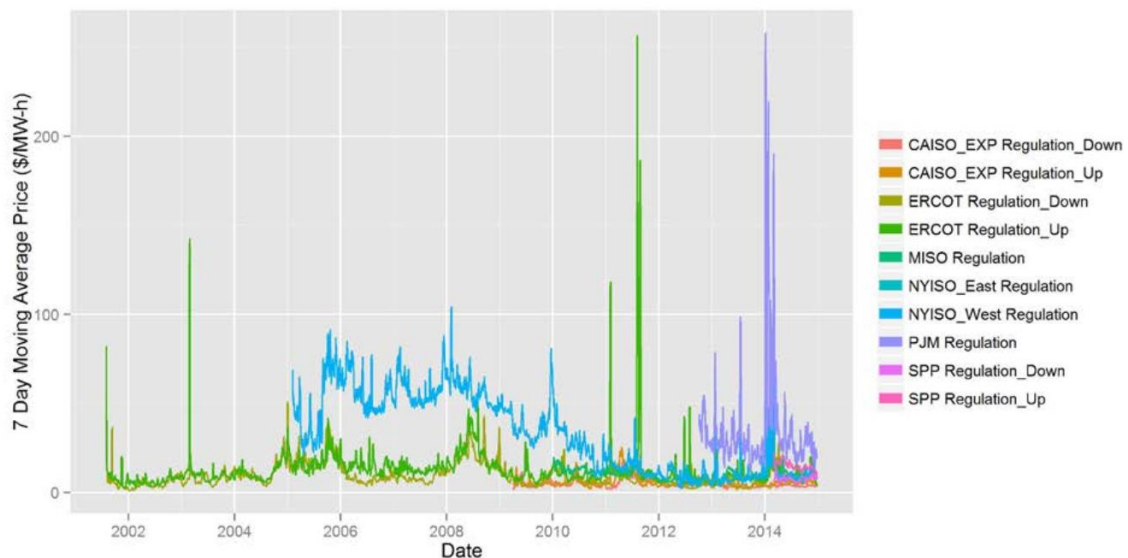


Figura 13. Evolución de los precios de las reservas en diferentes sistemas estadounidenses (Argonne National Laboratory, 2016)

Este despacho puede ser modificado en el mercado del tiempo real, que fijará nuevos precios para estos servicios (precios que suelen resultar muy próximos a los del mercado del día antes) con los que se remunerarán las diferencias entre ambos programas (ver sección 5.7 para más detalles). El programa del mercado del tiempo real se comunica a los agentes con unos minutos (de 5 a 15, dependiendo del sistema) de antelación, pero sobre este programa el operador del sistema aún puede dar instrucciones a aquellas unidades que proporcionan reservas. Suelen distinguirse, por lo tanto, los desvíos programados (*instructed*) de los no programados. La energía correspondiente a desvíos programados se considera parte del mercado de tiempo real, mientras que los no programados están sujetos a cargos adicionales que financian parcialmente el costo de las reservas.

5.6.2 Responsabilidad de los desvíos

Europa

En las primeras etapas de desarrollo de las tecnologías renovables, muchos gobiernos europeos incluyeron en su regulación una exención de la responsabilidad de los desvíos para estos recursos, con la justificación que la disponibilidad de la fuente primaria de energía no está bajo el control del agente. Las mejoras en las técnicas de predicción registradas desde entonces y el aumento significativo de la cuota de renovables en los sistemas europeos han llevado a una eliminación paulatina de estas exenciones. La Figura 14 muestra el estado actual de la responsabilidad de los desvíos en diferentes países europeos.

Balancing responsibility for RES	
Country	Balancing responsibility
Belgium	Yes
Denmark	Yes
Croatia	No
France	No
Germany	FIP Only
Ireland	Partly
Italy	Partly
Poland	Yes
Portugal	Yes
Spain	Yes
Sweden	Yes

Figura 14. Responsabilidad de los desvíos para las renovables (IRENA, 2017b; EC, 2016a)

La responsabilidad parcial que se menciona en algunos sistemas puede depender de la existencia de dos modelos regulatorios para las ERV, uno que prevé la responsabilidad de los desvíos y otro que no la prevé, o puede significar que las renovables se les considera responsables sólo de una parte de sus desvíos (ver el caso de Italia en la siguiente subsección).

La tendencia es bastante clara y va en la dirección de una eliminación total de estas exenciones, con el objetivo de integrar las renovables en todos los aspectos del mercado y exponerlas a las señales económicas que aporta cada segmento.

Italia

Italia ha registrado un crecimiento muy marcado de generación eólica y, sobre todo, fotovoltaica entre 2008 y 2012. Estos recursos contaban al principio con una exención de la responsabilidad de sus desvíos. Con el objetivo de aumentar la eficiencia en la asignación de los costos de los SSCC, el regulador ha introducido en 2014 una responsabilidad parcial, a través de unas bandas de tolerancia diferenciadas para cada fuente renovable, como muestra la Tabla iv.

Tabla iv. Bandas de tolerancia para los desvíos de los recursos renovables en Italia (AEEGSI, 2014)

Eólica > 10 MW	49%
Fotovoltaica > 10 MW	31%
Hidroeléctrica a filo de agua > 10 MW	8%
Otras ERV > 10 MW	1.5%

Los desvíos horarios de los recursos renovables (con respecto al programa de mercado) que se queden dentro de estas bandas de tolerancia, no están penalizados (el precio que se aplica es el mismo precio del mercado del día anterior), mientras que la parte del desvío que excede la banda está expuesta al mismo precio del desvío que paga todo el sistema. Esta responsabilidad parcial conlleva una señal a la que claramente sólo pueden responder los recursos que tengan cierto tamaño, que se ha fijado en 10 MW. Los recursos ERV de menor tamaño, incluido el enorme parque fotovoltaico doméstico italiano, no están incluidos en esta regulación y para el control de sus desvíos jugarán un papel determinante los comercializadores y los agregadores.

Además de estas bandas de tolerancia, el regulador ha mantenido una exención total para las unidades renovables durante los primeros seis meses de operación, como tiempo de adaptación.

Estados Unidos

La situación en Estados Unidos es similar a la de Europa. Las penalizaciones por desvíos complicaban la participación de generación renovable, por lo que se crearon exenciones que redujeran estos cargos. En un principio, estas exenciones se crearon a medida que los operadores independientes (ISOs) las vieron necesarias en sus respectivos sistemas, y en 2007 la FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*) hizo un intento por armonizar las normas en este y otros aspectos a través de la *Order* 890. El objetivo de la FERC era establecer un criterio que garantizase: i) que los cargos por desvíos estuviesen basados en el costo incremental de éstos, ii) que crearan un incentivo para reducir los desvíos y, iii) que reconociesen las circunstancias particulares de los generadores intermitentes por medio de exenciones.

De forma similar al ejemplo de Italia, la norma creaba tres bandas de tolerancia sobre las que se aplican cargos diferentes. En una primera banda, para desvíos inferiores a un 1,5% (o 2 MW, lo que sea mayor), el cargo debería reflejar sólo el costo de la energía necesaria para corregir el desvío. En la segunda banda, para desvíos entre un 1,5% y un 7,5% (o de 2 a 10 MW), el cargo se incrementa un 10%; y para desvíos mayores del 7,5% (tercera banda), el cargo se incrementa un 25%. Estas bandas aplican a todos los generadores, pero haciendo una excepción para la generación intermitente, consistente en reducir el cargo de la tercera banda de tolerancia al mismo valor utilizado en la segunda banda.

Como se describe más adelante, aunque esta norma aplique en general, existen exenciones diferentes en algunos sistemas de Estados Unidos. Por otro lado, la tendencia generalizada es integrar a las fuentes renovables en los mercados lo más posible, exponiéndolas a las mismas normas que al resto de generadores, aunque éste sea un proceso gradual.

MISO

MISO es el acrónimo para el *Midcontinent Independent System Operator*, que es el operador independiente en quince estados de la zona central de Estados Unidos. En MISO existe una única banda de tolerancia de $\pm 8\%$ de la que los generadores intermitentes estaban exentos.

En 2011, MISO eliminó las exenciones para generadores renovables (principalmente generadores eólicos), pero a la vez permitió a estos generadores participar en el mercado del tiempo real. El objetivo fundamental de la reforma era permitir a MISO enviar señales de despacho en tiempo real a los generadores intermitentes. Por supuesto, estas órdenes de despacho consisten sólo en limitar su producción. Para los generadores renovables, las ventajas asociadas a la participación en el mercado son que pueden hacer ofertas económicas expresando a qué precio están dispuestos a reducir su producción; y que, al igual que a los demás generadores, se les garantiza que las decisiones de despacho del operador en el tiempo real no afectarán negativamente a sus ingresos del mercado diario.

5.6.3 Reservas primarias: ¿servicio obligatorio o producto de mercado?

La reserva primaria es el primer “cordón de seguridad” del sistema eléctrico. Su aporte garantiza el equilibrio entre generación y demanda y es fundamental también cuando no haya variaciones en las previsiones de funcionamiento del sistema. Por mucha resolución temporal que tengan las instrucciones de despacho, que puede ser menor (una hora) o mayor (cinco minutos), el simple paso de un intervalo a otro ya crea oscilaciones de frecuencia que se cubren con la reserva primaria.

La regulación sobre la adquisición y remuneración de la primaria es muy variada. Sólo en Europa (Figura 15), hay países que consideran la reserva primaria un servicio obligatorio y no remunerado (España y Portugal), otros que la consideran como un servicio obligatorio y sujeto a un pago regulado (Francia e Italia, en este último caso sólo se remunera la energía) y otros en los que la adquisición se lleva a cabo a través de un mercado.

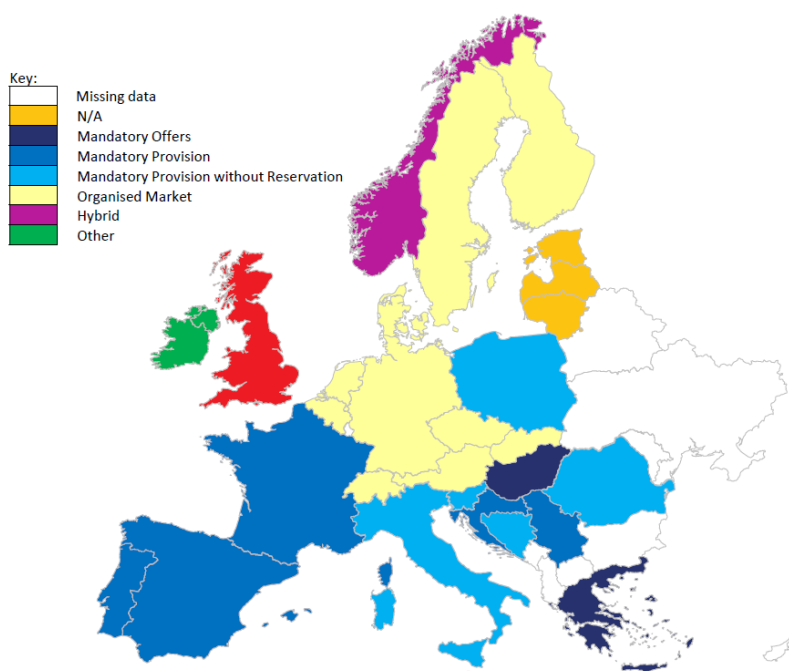


Figura 15. Mecanismo de adquisición de la reserva primaria de capacidad (ENTSO-E, 2017)

En los países donde existe un mercado de reserva primaria, la selección de las ofertas puede ser marginal o *pay-as-bid*. Alemania, Austria, Bélgica, Holanda y Suiza han acoplado sus mercados de reserva primaria y subastan conjuntamente los 1 250 MW de demanda que tienen asignados⁸³. El producto es semanal y se subasta con cinco días de antelación, mientras que la casación es *pay-as-bid*. Sólo se remunera la capacidad reservada (se considera que la energía neta tenderá a cero). Para dar una idea del orden de magnitud, la Figura 16 muestra la evolución del promedio anual del precio de este producto semanal en Alemania. Según Fleer et al. (2017), si todos los proyectos se instalaran correctamente, en 2017, 187 MW de los 603 MW de reserva primaria asignados a Alemania serán proporcionados por baterías.

⁸³ Como ya se ha mencionado, el requerimiento total de reserva primaria se fija para toda Europa continental y es igual a 3 000 MW.

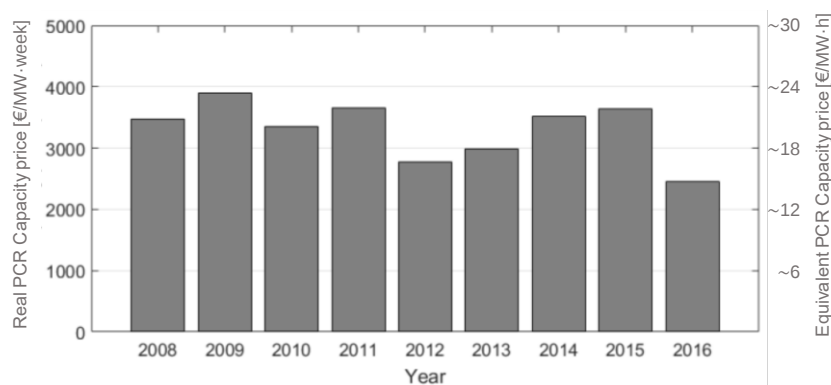


Figura 16. Promedio anual de los precios de reserva primaria en Alemania (Fleer et al., 2017)

También los países escandinavos que conforman el Nord Pool cuentan con los recursos de los demás países del mercado común para adquirir reservas, pero los mercados funcionan con reglas diferentes. Según EC (2016b), Suecia remunera las reservas de capacidad primaria *pay-as-bid*, mientras Dinamarca, Finlandia y Noruega casan el mercado de manera marginal.

5.6.4 Costos a incluir en el precio del desvío

Como se ha mencionado en la sección 5.4.2.c, no todos los costos se incluyen en el precio que se aplica a los desvíos. En muchos sistemas, tanto en Europa como en Estados Unidos, los costos relacionados con la reserva de capacidad se socializan entre la demanda (Hirth y Ziegenhagen, 2015) y cuando forman parte del precio del desvío, principalmente en Europa, sólo se consideran parcialmente o sólo para algunos productos. En esta subsección se analizan los costos de reserva de capacidad y de energía de balance en Europa, así como su cobertura por los cargos por desvío.

La Figura 17 muestra los diferentes costos de reserva de capacidad de los principales países europeos. Los costos varían aproximadamente entre los 5 y los 20 €/MW·h, lo cual evidencia las ventajas que surgirían del comercio transfronterizo de estos productos.

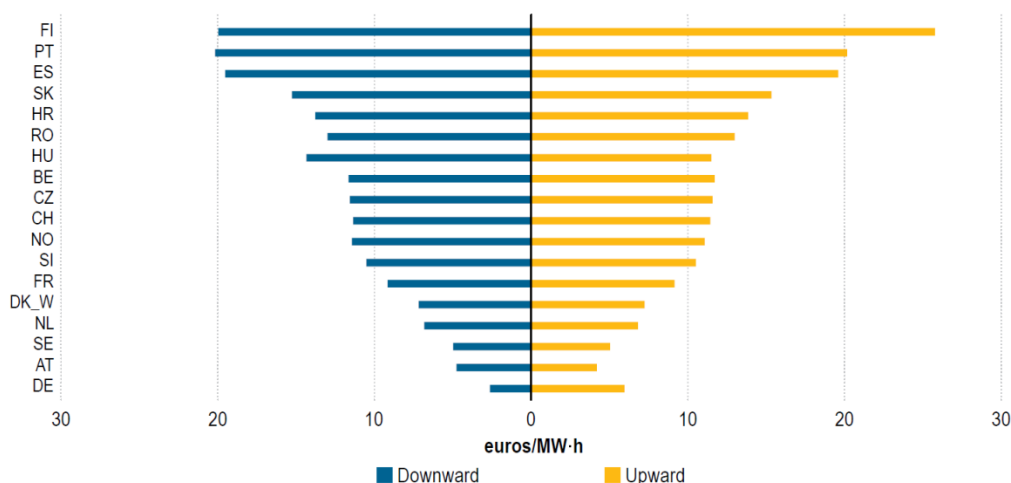


Figura 17. Costos de reservas de capacidad (secundaria a bajar y a subir) en diferentes países europeos (ACER/CEER, 2016)

La Figura 18, en cambio, muestra los costos de la energía de balance, es decir, los costos a pagar por MWh cuando la capacidad reservada se activa en el tiempo real. En este caso, las

diferencias entre países son mucho más marcadas. El precio de la energía a subir (*upward* en inglés) es lo que paga el operador del sistema, por ejemplo, a las centrales por producir más energía, y su promedio es claramente positivo. En cambio, el precio de la energía a bajar (*downward* en inglés) es lo que paga al operador del sistema, por ejemplo, una central para poder producir menos (quedándose con la remuneración de los mercados anteriores); si este precio es negativo, la central está recibiendo dinero para reducir su producción. Si bien esta situación se puede dar de manera puntual, el valor promedio debería ser positivo. Según ACER/CEER (2016), la presencia de promedios negativos se puede achacar a la alta concentración que existe en los mercados de reservas.

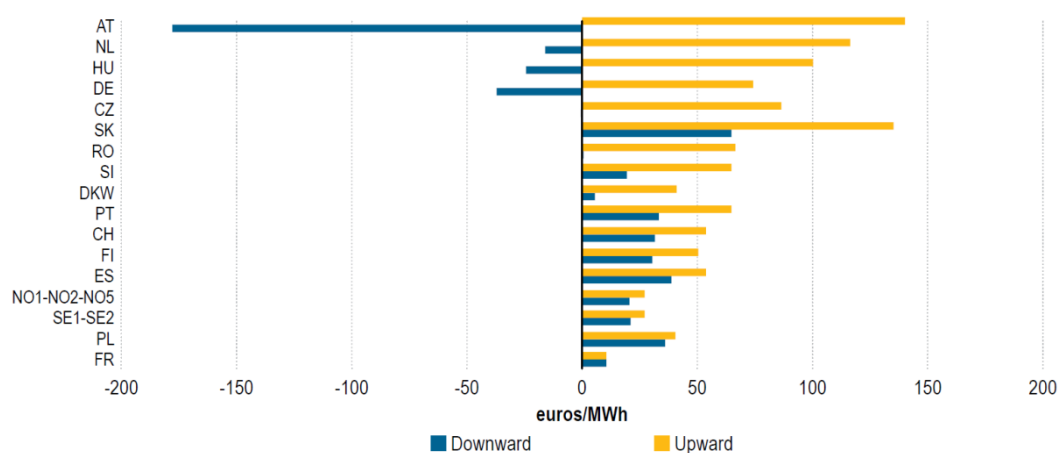


Figura 18. Costos de energía de balance (secundaria a bajar y a subir) en diferentes países europeos (ACER/CEER, 2016)

La Figura 19 muestra el precio del desvío en Alemania, Francia y España en enero de 2017. Aunque sea muy complicado extraer información de este tipo de datos, se aprecia la diferencia entre el precio único de Alemania y el precio dual de Francia y España. También se observa una diferencia en la “densidad” de los datos, debido a que en Alemania se calcula un precio del desvío cada 15 minutos, en Francia cada 30 minutos y en España cada hora. Por lo que concierne la volatilidad del precio, en Alemania se encuentran más precios negativos y más repuntes (también debido al intervalo de liquidación más pequeño).

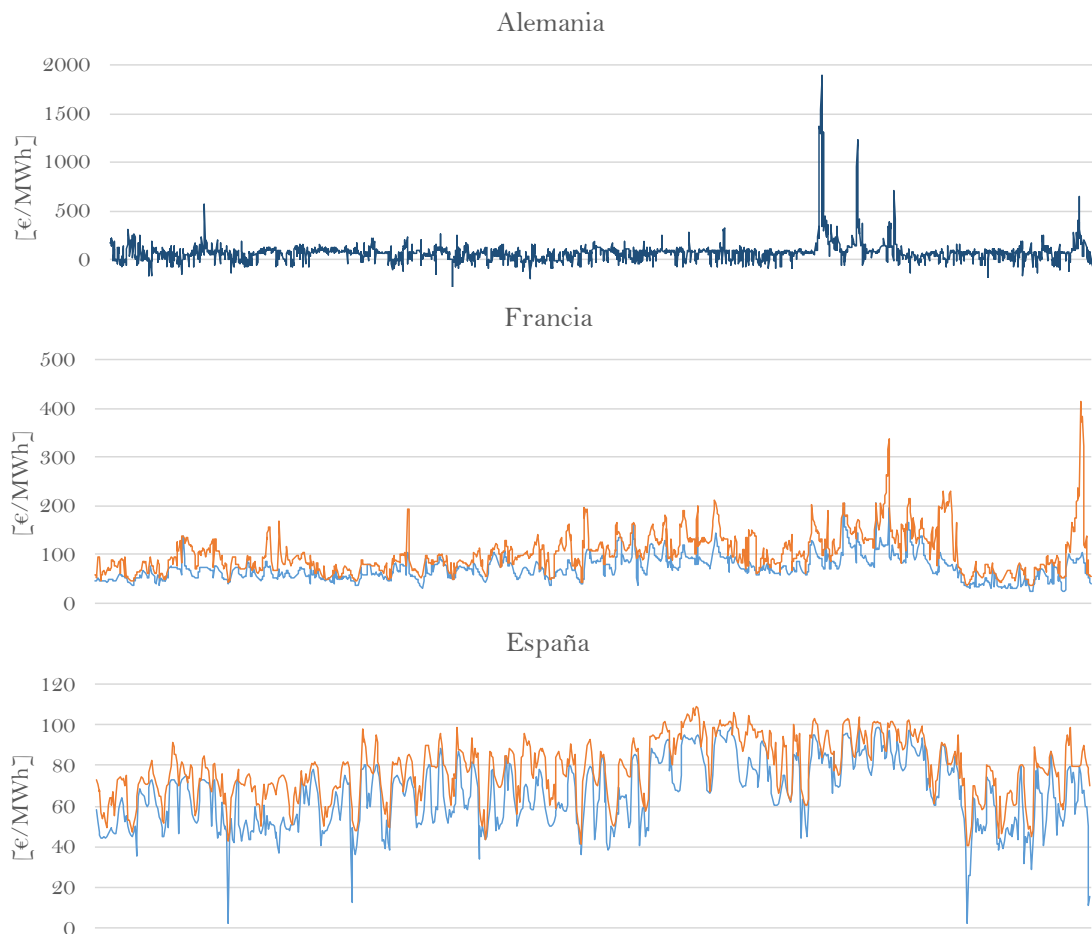


Figura 19. Precio del desvío en Alemania, Francia y España en enero de 2016⁸⁴, elaboración de los autores a partir de datos del portal de transparencia de ENTSO-E

Finalmente, la Figura 20 muestra, para diferentes países europeos, el costo unitario de las reservas para control de frecuencia (dividido entre capacidad y energía) y qué parte de este costo se cubre con cargos por desvío. Para poder obtener esta comparación entre sistemas diferentes, los costos totales de reserva de capacidad y de energía de balance, así como el total recaudado a través de la aplicación del precio del desvío, se han dividido por la demanda total del sistema. Por lo tanto, los valores en la figura no representan ni los verdaderos precios de los servicios de capacidad y energía (que se pueden ver en la Figura 17 y en la Figura 18), ni el precio real del desvío.

⁸⁴ Alemania aplica el mismo precio a los desvíos positivos (en sentido contrario al desvío neto del sistema) y negativos (en el mismo sentido del desvío neto del sistema), mientras que Francia y España utilizan dos precios diferentes (en naranja el precio para los desvíos negativos y en azul claro el precio para los desvíos positivos).

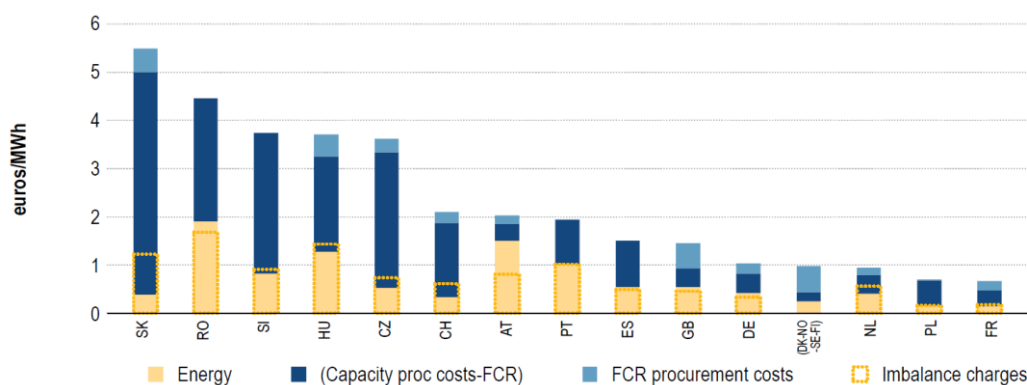


Figura 20. Costos unitarios de las reservas (capacidad y energía⁸⁵) y cargos por desvío en diferentes países europeos en 2015 (ACER/CEER, 2016)

La Figura 20 permite algunas reflexiones relevantes para este estudio. Primero, aunque haya cierta variabilidad, hay muchos países en los que el costo unitario de estos servicios es menor de 1,5 €/MWh, un valor bastante reducido si se compara con otros componentes del costo de suministro⁸⁶. Segundo, los cargos por desvío (*imbalance charges* en la figura) suelen coincidir con el costo unitario de la energía de balance y, sobre todo, representan una cuota en muchos casos bastante reducida del costo unitario total. Los costos de reserva de capacidad suelen quedarse fuera de los cargos por desvío y eso reduce la eficiencia de la señal. Hay que subrayar que el mismo informe (ACER/CEER, 2016) identifica una reducción en los costos unitarios en muchos países, un efecto probablemente relacionado con el aumento de la competencia en los mercados de SSCC, debido o a la participación de nuevos recursos (demanda y renovables) o a la ampliación de los mercados (como el mercado común creado por Alemania, Austria, Suiza y Holanda).

5.6.5 Precio de escasez administrativo

Como se ha mencionado en este documento, el precio del desvío, en muchos contextos, no cubre los costos que supone la remuneración de las reservas (capacidad y energía) y no envía una señal eficiente, porque no es capaz de reflejar el valor de las reservas en el tiempo real. Este efecto es más evidente en los mercados en los que el precio de la energía de balance no es libre de fluctuar en el tiempo real según la condición del sistema. En los países que adquieren de forma conjunta capacidad y energía y que requieren a los proveedores de reservas que especifiquen en su oferta no sólo el precio de la capacidad, sino también el de la energía, el precio del desvío es función de estos precios de energía prefijados. En caso de escasez (de energía y de reservas), el precio del desvío no será capaz de reflejar el mayor valor de las reservas. Otro elemento de diseño relevante es el método de cálculo del precio del desvío a

⁸⁵ El costo unitario de la energía de balance considera la diferencia entre el precio de la energía de balance y el precio del mercado diario, porque esta diferencia representa el verdadero gasto para el sistema. Si el operador del sistema compra 1 MWh de energía de balance a 80 €/MWh y el precio del mercado diario es 50 €/MWh, el costo real de esta adquisición para el sistema no es 80, sino 30 €/MWh, porque la alternativa habría sido comprar ese MWh en el mercado diario.

⁸⁶ El precio promedio de la electricidad en los mercados mayoristas europeos varía entre los 40 y los 50 €/MWh.

partir de los precios de energía. Los sistemas que usan el precio marginal (como, por ejemplo, Holanda, Figura 20) suelen tener un precio del desvío más eficiente y que cubre más costos de reservas que los países que usan un precio promedio. Reino Unido ha calculado históricamente su precio del desvío como el promedio de los costos de energía de los 500 MW más caros. Sin embargo, desde noviembre del 2015, el volumen para el cálculo promedio se ha reducido a los 50 MW más caros, con el objetivo de aumentar el precio del desvío y acercarse a una metodología marginalista.

Otro enfoque que se puede seguir para que el precio del desvío sea capaz de revelar la escasez de reservas es la aplicación de un precio administrativo. Esta sección presenta los mecanismos que se han introducido en Reino Unido, Irlanda y Texas.

Reino Unido

En noviembre de 2015, Reino Unido ha introducido un precio administrativo de escasez que funcionará como un piso para el precio del desvío (Ofgem, 2015). Este último se seguirá calculando como el promedio del costo de activación de los 50 MW de reservas más caros. El precio piso se activará sólo cuando éste sea mayor que el precio del desvío calculado con esta metodología. El precio piso se calcula considerando el valor de la energía no suministrada, o VOLL (*Value of Lost Load*, en inglés), y la probabilidad de pérdida de carga, o LOLP (*Loss of Load Probability*, en inglés). El VOLL subirá de 3 000 £/MWh a 6 000 £/MWh en 2018 (en euros, de 3 250 a 6 500 €/MWh). La LOLP se calcula para cada intervalo de liquidación según el margen de reserva disponible en cada momento.

Es muy importante subrayar que este mecanismo fija un precio piso sólo para el precio del desvío y eso no repercute de ninguna manera en el precio de la energía de balance con el que se remuneran los proveedores de reserva, que siguen recibiendo su oferta en el mercado según la metodología *pay-as-bid*. No obstante, la potencial activación del precio administrativo de escasez puede generar mayores intercambios en el mercado intradiario.

Irlanda

Irlanda está reformando gran parte de su diseño de mercado para adecuarlo a los requerimientos europeos y a la penetración renovable. También el regulador irlandés está diseñando un precio administrativo de escasez que debería fijar el precio del desvío cuando las reservas están por debajo del requerimiento (también en este caso, en realidad, lo que se introduce es un precio piso). La Figura 21 muestra cómo varía el precio del mercado de balance cuando las reservas disminuyen.

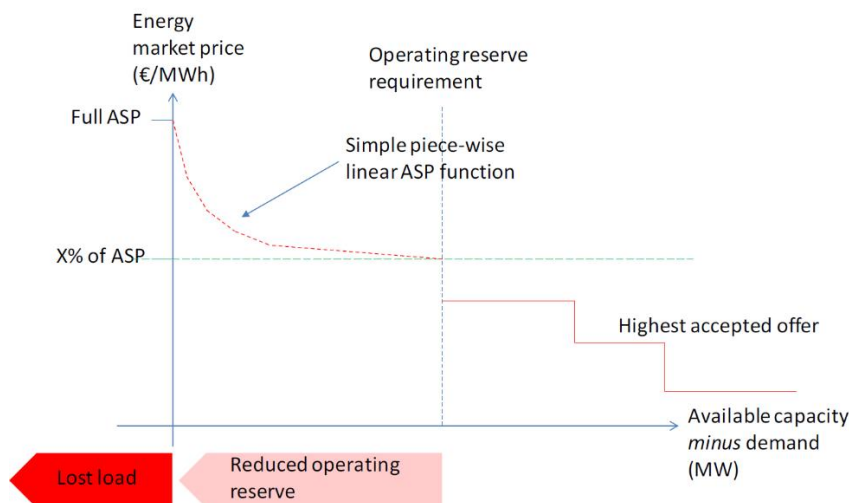


Figura 21. Precio de escasez administrativo en Irlanda (SEM, 2016)

La principal diferencia con el mecanismo británico es que, en el caso irlandés, el precio administrativo se usa, aparentemente, tanto para los desvíos como para remunerar los proveedores de energía de balance. No obstante, hay que resaltar que el nuevo mercado eléctrico irlandés también contará con un mecanismo de capacidad basado en el concepto del cargo por confiabilidad, que incluirá una opción financiera que obliga a los proveedores de confiabilidad a devolver la diferencia entre el precio de mercado y un precio de referencia. Esta opción financiera también incluye el mercado de balance.

El VOLL usado en Irlanda será, en principio, más alto que el de Reino Unido, igual a 11 017,98 €/MWh. Hay que subrayar que, el contexto europeo de mercados acoplados, estos precios pueden afectar el flujo a través de la interconexión en condiciones de escasez simultaneas en dos países colindantes. El algoritmo de casación, en caso de escasez de generación, asignará los recursos disponibles según el valor que se le da al producto en los diferentes países, representado en este caso por el VOLL.

ERCOT

ERCOT es el acrónimo de *Electric Reliability Council of Texas*, y es el operador independiente que cubre la mayoría del estado de Texas, en Estados Unidos. En ERCOT también se define (desde 2014) un precio de escasez basado en el VOLL, que en este caso está definido en 9 000 USD/MWh. Este precio administrativo se implementa por medio de un complemento al precio del mercado. En los periodos de escasez, que se definen como los periodos de operación en los que las reservas disponibles están por debajo de un requisito mínimo, el complemento al precio simplemente es tal que el precio resultante sea de 9 000 USD/MWh (complemento = VOLL – precio), es decir, el efecto es equivalente a un precio piso como en los casos anteriores. En este caso, no sólo se incrementa el precio de la energía, sino también el de las reservas, de forma que su precio refleje correctamente el costo de oportunidad de reservar capacidad en lugar de vender energía.

El precio de 9 000 USD/MWh es sólo el máximo que puede alcanzarse, pero el mecanismo prevé utilizar el complemento al precio de forma progresiva, según se disponga de más o menos reservas. Para cada nivel de reservas se define una probabilidad de pérdida de carga (LOLP), basada en datos históricos del sistema. El precio administrativo es el resultado de

multiplicar LOLP por VOLL. La Figura 22 muestra un ejemplo cómo varía este precio en función del nivel de reservas, esta curva no es siempre la misma, sino que hay varias curvas definidas para distintas circunstancias.

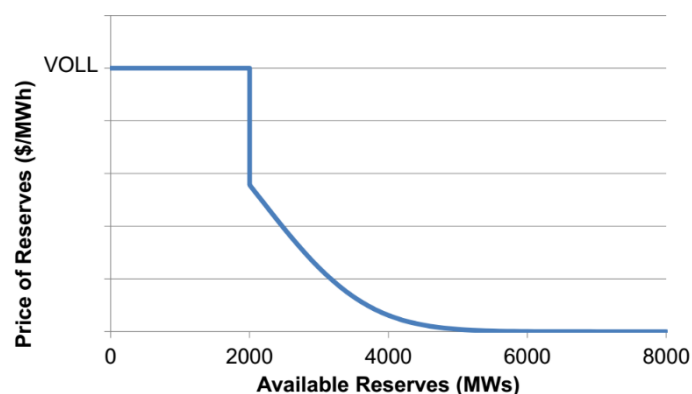


Figura 22. Ejemplo del precio de escasez administrativo en ERCOT (ERCOT, 2014)

Cabe destacar que, también en el caso de Texas, el precio administrativo se usa para liquidar las posiciones de todos los agentes, tanto para penalizar los que se han desviado de su despacho, como para remunerar los que han contribuido a la confiabilidad del sistema.

5.6.6 Productos innovadores

PJM

PJM es el operador independiente en doce estados de la costa este de Estados Unidos, lo que lo convierte en el mayor mercado mayorista de electricidad del país. En este mercado, el producto de reserva secundaria (*regulation reserve*) fue reformado en 2012 a raíz la *Order 755* de la FERC. Esta orden introducía el concepto de *pay-for-performance*⁸⁷, cuya intención era que la remuneración del servicio de reserva secundaria reflejara la precisión con la que los generadores seguían la señal de reserva. PJM no sólo es un ejemplo de cómo se implementó este concepto, sino que, además, PJM introdujo un nuevo producto de reserva destinado a nuevas tecnologías de almacenamiento como las baterías.

En PJM, la remuneración de la reserva secundaria depende de tres factores, que se calculan para cada recurso y cada hora: La precisión, que mide la correlación entre la señal de regulación y la respuesta del generador cada diez segundos; el retardo, que es el tiempo transcurrido entre que se da la señal y se alcanza la máxima correlación; y el error, que mide en valor absoluto el desvío entre la señal de regulación y la respuesta del generador. Estos tres factores se ponderan para obtener una calificación para cada generador, que afecta directamente a su remuneración. Además, el histórico de calificaciones de un generador se tiene también en cuenta en la casación del mercado de reservas, para dar prioridad a los generadores que mejor responden.

⁸⁷ Este último principio también se usa en el ámbito de los mercados de confiabilidad, ver subsección 5.9.3.c, pero con un significado diferente y sin tener ninguna relación con la señal de regulación.

Este criterio se sigue para dos productos de reservas, conocidos como regA y regD. El primero es el producto tradicional de reserva secundaria, concebido originalmente para unidades térmicas y que, como en la mayoría de sistemas térmicos, está limitado por unas restricciones de rampa. El segundo, es el nuevo producto, cuya señal requiere una respuesta más rápida, especialmente diseñada para nuevas baterías conectadas a la red que no tienen restricciones de rampa, aunque algunas unidades hidráulicas también pueden dar este servicio. La Figura 23 ilustra la diferencia entre estas dos señales. El aspecto más innovador de estos productos es que son complementarios, es decir, PJM no tiene un requisito independiente para cada uno de ellos, sino que tiene en cuenta el efecto combinado de ambos sobre un objetivo global. De forma simplificada, el servicio regD es inicialmente más valioso que el regA, pero a medida que se dispone de más volumen del primero, su valor disminuye.

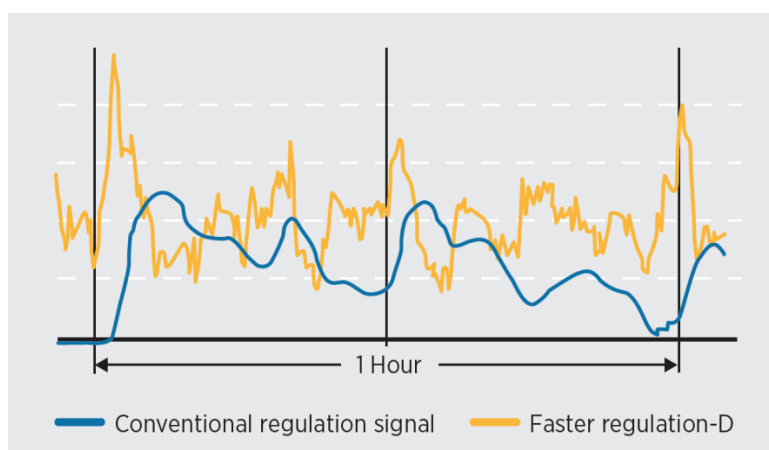


Figura 23. Señal de regulación en PJM para dos productos diferentes, RegA y RegD (IRENA, 2017b)

California ISO

California ISO es el operador independiente en la mayor parte del estado de California, y además permite la participación de algunos sistemas (*balancing authority areas*) vecinos en su mercado del tiempo real. El estado de California destaca por sus ambiciosos objetivos de generación renovable (Senate of California, 2017), y esto se refleja en su diseño de mercado. En noviembre de 2016 implementó un nuevo producto (*flexible ramping product*) destinado a garantizar suficiente capacidad de rampa durante el mercado del tiempo real, culminando un proceso de diseño que duró más de cinco años.

Aunque en todos los mercados de Estados Unidos, los programas de despacho incluyen restricciones de rampas, la capacidad de rampa no es un producto remunerado. Esto es diferente en California, donde el mercado del tiempo real pone precio (USD/MW) a la capacidad de aumentar o disminuir la producción de un periodo (de 5 minutos) al siguiente. Además, el operador no compra únicamente la capacidad de rampa estrictamente necesaria para cubrir la evolución esperada de la demanda neta del sistema, sino que compra una cantidad adicional basada en la incertidumbre de su pronóstico.

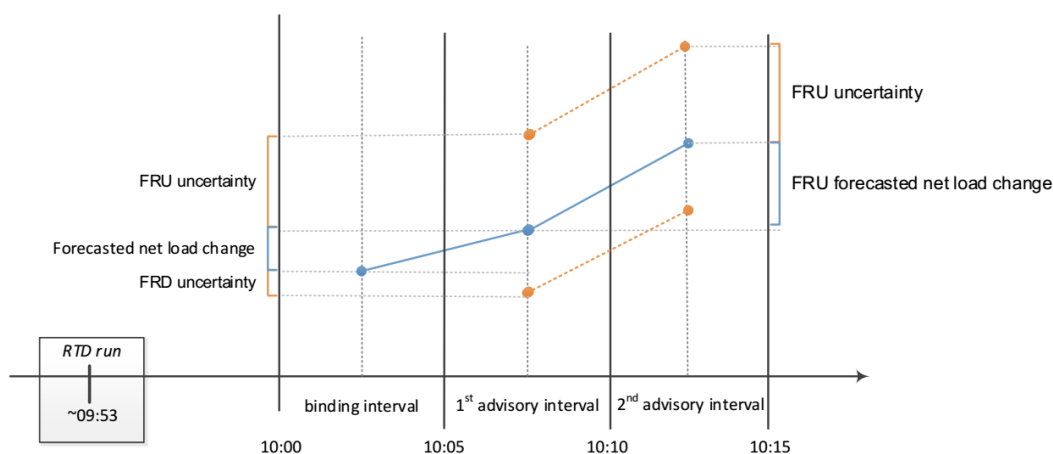


Figura 24. Restricciones de rampa en el despacho del tiempo real (CAISO, 2016)

Como ilustra la Figura 24, el despacho relativo al mercado del tiempo real para el periodo 10:00-10:05 se calcula con unos siete minutos de antelación. En ese proceso se tiene en cuenta la demanda esperada del sistema en los siguientes periodos (línea azul), para los que se dan también órdenes de despacho, aunque de carácter informativo (*advisory*). Además, el operador asegura que la solución de despacho es compatible con unos requisitos de rampa que incluyen la incertidumbre (línea naranja). Para tal fin, adquiere rampas que le permitirían operar el sistema con seguridad frente a la máxima variación esperada de la demanda (entre el punto naranja superior e inferior de la Figura 24). Los generadores son remunerados por toda esta capacidad de rampa, cuyo costo se asigna al total de usuarios del sistema, incluyendo a la demanda, en un proceso de liquidación posterior que trata de ser proporcional a la contribución de cada agente a la incertidumbre.

5.6.7 SSSC en sistemas hídricos: Colombia y Brasil

Las centrales hidroeléctricas, como otras tecnologías de almacenamiento, tienen enormes ventajas a nivel técnico para proporcionar control de frecuencia, que se basan en una capacidad de respuesta casi inmediata y en la habilidad de proporcionar rampas con facilidad y sin sobrecostos específicos. Por esta razón, el estudio de las reservas en sistemas hidroeléctricos merece especial atención. En esta subsección, la atención se centrará en Brasil y Colombia.

Brasil

La energía generada a partir de centrales hidroeléctricas varía en Brasil entre años húmedos y años secos, pero se sitúa normalmente entre el 70% y el 80%. Las plantas hidroeléctricas habilitadas tienen la obligación de proveer el control primario y secundario de frecuencia. La gestión comercial de estos servicios está regulada por los contratos de prestación de servicios ancilares, o CPSA. Sólo el control secundario de frecuencia tiene una remuneración, que es un monto fijo establecido por el regulador cada año. En 2016, esta remuneración ha sido igual a 44 156 R\$/año, lo cual equivale a unos 13 500 USD/año, una cantidad muy reducida que refleja el bajo valor de los servicios complementarios en Brasil.

Colombia

El sistema eléctrico colombiano cuenta con un servicio de regulación secundaria de frecuencia, conocido con el ya mencionado acrónimo AGC. El servicio es voluntario y proporcionado por

los generadores habilitados (aunque, en la práctica, las unidades activadas son casi siempre hidroeléctricas). Según la Resolución CREG064-2000, las centrales habilitadas presentan una oferta económica compuesta por una capacidad de regulación secundaria, siendo el precio el mismo ofertado a la bolsa de energía, el mercado diario colombiano. El operador del sistema selecciona los recursos que se encargarán de proveer la regulación secundaria antes de casar la bolsa de energía. La remuneración neta del servicio depende de un sistema de liquidaciones bastante complejo, pero la capacidad se remunera *pay-as-bid*, según la oferta de cada agente. Sin embargo, existe un precio piso igual al mínimo precio de bolsa horario en el día.

Este diseño ha sido criticado por el Comité de Seguimiento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (CSMEM, 2007 y 2015). Los puntos que más controversia han producido son:

- El costo del servicio de regulación secundaria de frecuencia oscila entre el 20% y el 30% del costo total de las transacciones de energía que se realizan en bolsa, un valor elevado en comparación con otros sistemas y no alineado con la cantidad de generación hidroeléctrica disponible en el país.
- El hecho de definir varios productos con un mismo precio (energía y regulación secundaria de frecuencia) puede resultar en comportamientos estratégicos de los agentes y que los precios resultantes no sean óptimos para el mercado. Los costos marginales de proveer energía y reservas son diferentes y los agentes deberían poder expresar un precio para cada servicio.
- El precio piso para la remuneración del servicio de regulación (durante la operación normal del sistema) es una excepción a nivel internacional.

En respuesta a estas críticas, la Resolución CREG027-2016 ha modificado los términos que se utilizan para la remuneración del servicio AGC, introduciendo además una discriminación por tecnología. La remuneración de la holgura de las centrales hidroeléctricas está basada en el precio de bolsa, mientras que la holgura de las centrales térmicas se remunera al más alto entre el precio de bolsa y el precio de reconciliaciones positivas (las reconciliaciones son pagos que surgen de las diferencias entre el despacho ideal y el despacho programado, ver sección 5.8)

5.6.8 Volumen económico de los servicios complementarios

En la sección 5.2, se comentó cómo, a nivel teórico, la penetración renovable causa un aumento en el requerimiento de reservas y, consecuentemente, en el volumen económico del mercado de servicios complementarios. Esta afirmación está basada en diversos estudios académicos, que, a través de modelos de simulación de diferentes sistemas eléctricos, evalúan el impacto de las tecnologías ERV en el volumen de reservas necesarias para garantizar la seguridad de suministro.

La mayoría de los estudios concuerdan en que el impacto mayor va ser en el volumen de secundaria y terciaria, mientras que algunos estudios mencionan también un posible incremento en la necesidad de reservas primarias (Brouwer et al., 2014). Holttinen et al. (2011) analizan diferentes simulaciones de integración de centrales eólicas y estiman, en sistemas térmicos, un aumento del requerimiento de reservas (secundaria y terciaria) que puede variar entre el 2% y el 9% del aumento en la capacidad eólica (entre 20 y 90 MW por cada GW de eólica instalado).

Ziegenhagen (2013), considerando una reducción del 30% en los errores de predicción (elemento fundamental en este tipo de simulaciones), cuantifica el aumento de reservas en el 6% de la capacidad instalada eólica o fotovoltaica. Si las dos tecnologías se desarrollan conjuntamente, este incremento baja al 4% (Figura 25).

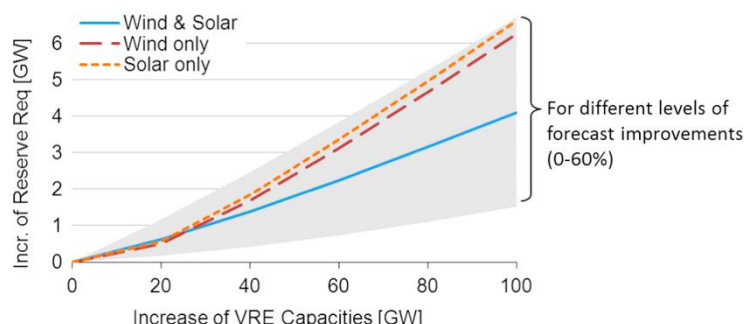


Figura 25. El impacto de las ERV en el requerimiento de reservas (Hirth y Ziegenhagen, 2015)

Un estudio que ha tenido una gran repercusión es el que llevó a cabo el laboratorio de energías renovables de los Estados Unidos (NREL, 2013) para el sistema interconectado del oeste del país. Este documento considera diferentes escenarios de penetración: i) escenario de referencia, que cumple con los objetivos de penetración fijados por los estados de esta región, ii) alta penetración eólica, iii) alta penetración fotovoltaica, iv) alta penetración de ambas tecnologías ERV⁸⁸. Según los resultados de las simulaciones, la penetración renovable no tiene ningún impacto en los requerimientos de reservas primarias (que suelen fijarse con metodologías deterministas que no cambian al aumentar la renovable), mientras aumenta los volúmenes de reservas de regulación secundaria y de reservas de flexibilidad (Figura 26). Estas últimas, que son las que más crecen en escenarios con elevada generación renovable, representan un servicio diseñado por los autores del estudio que permitiría complementar la variabilidad de la eólica y de la fotovoltaica (también se definen en el documento como reservas *load-following*).

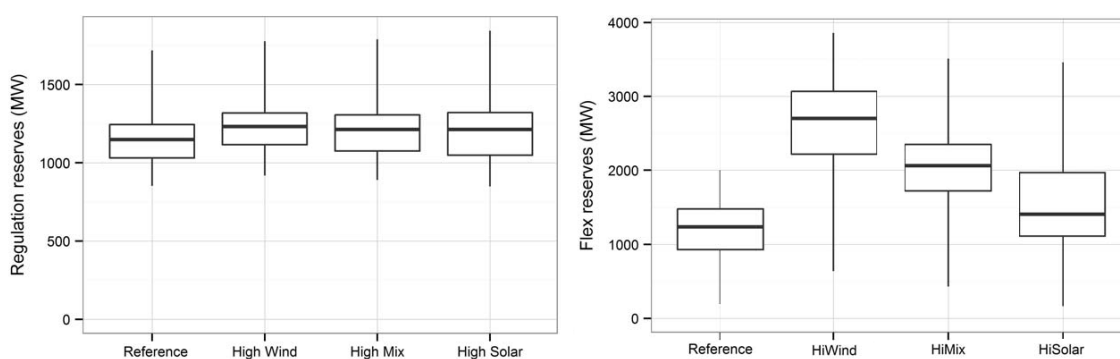


Figura 26. Distribución (mediana y percentiles 25 y 75) de reservas de regulación (izquierda) y de flexibilidad (derecha) en diferentes escenarios (Elaboración a partir de NREL, 2013)

Sin embargo, la evidencia empírica que proviene de las experiencias internacionales no siempre respalda estos estudios teóricos. Esta sección presenta información relativa al volumen de

⁸⁸ La penetración (en términos de energía generada) considerada en cada escenario es: i) 9,4% eólica y 3,6% fotovoltaica; ii) 25% eólica y 8% fotovoltaica; iii) 8% eólica y 25% fotovoltaica; y iv) 16,5% eólica y 16,5% fotovoltaica.

reservas (también en términos económicos) y a su evolución con el desarrollo renovable para diferentes sistemas.

Alemania: ¿una paradoja?

El sistema eléctrico alemán es el más grande de Europa y cuenta con una elevada penetración renovable (casi 40 GW de eólica y 40 GW de fotovoltaica, el 40% de la capacidad instalada). La reserva primaria se asigna como una cuota de la reserva total para Europa continental y, como ya mencionado, para Alemania equivale a 603 MW (Fleer et al., 2017). El volumen de reservas secundarias y terciarias se define según una metodología probabilista basada en la convolución estadística (Hirth y Ziegenhagen, 2015). Los tres productos se adquieren en un mercado de SSCC (abierto a otros países) con casación *pay-as-bid*. La reserva primaria es un producto semanal simétrico; la secundaria es un producto semanal que se divide entre reserva a subir y a bajar y entre horas punta y horas valle; la terciaria es un producto diario que se divide entre reserva a subir y a bajar en bloques de cuatro horas.

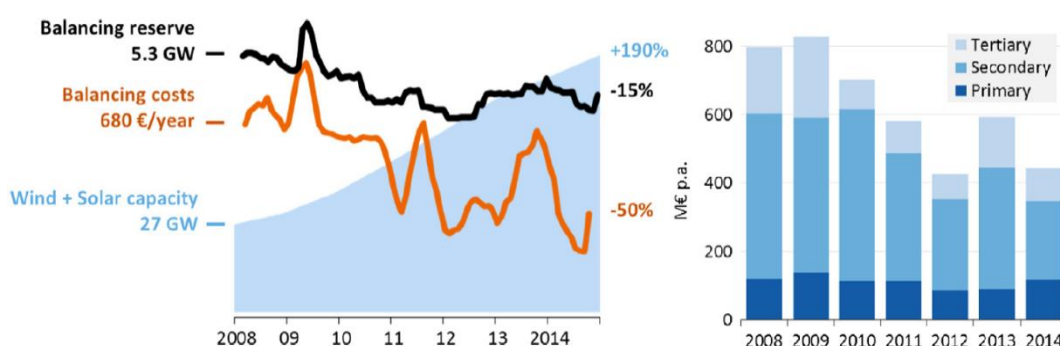


Figura 27. Evolución de la capacidad renovable, el volumen de reservas y el monto económico por diferentes tipos de reservas en Alemania (Hirth y Ziegenhagen, 2015)⁸⁹

La Figura 27 muestra la evolución del volumen y del costo total de las reservas de capacidad en Alemania entre 2008 y 2014/2015. Mientras, en ese periodo, la capacidad renovable crecía el 190%, el volumen de reservas secundaria y terciaria bajaba un 15% y el costo total de esas reservas bajaba un 50%. La bajada del costo total ha afectado de la misma manera la secundaria y la terciaria. Este efecto se conoce en literatura como la paradoja alemana, para subrayar la incongruencia entre estos valores reales y las simulaciones teóricas sobre los requerimientos de reservas.

Hirth y Ziegenhagen (2015) y Ocker y Ehrhart (2017) han intentado explicar esta situación paradójica y han identificado las siguientes causas:

- Alemania cuenta con diferentes operadores de red dentro del país. Entre 2009 y 2010, estos operadores han firmado acuerdos de cooperación en la gestión de las reservas y los desvíos. Esta coordinación ha permitido bajar los requerimientos de reservas, aprovechando las sinergias entre los diferentes sistemas.

⁸⁹ La gráfica de la izquierda es relativa a las reservas secundarias y terciarias. Por lo que concierne el monto económico (*balancing costs*, en naranja), la unidad aparece erróneamente como €/año, en vez de M€/año.

- Parte de la flexibilidad que el aumento de generación renovable requiere ha sido cubierta en el mercado intradiario, que, también gracias a la introducción de productos de 15 minutos a partir de 2011, ha visto crecer mucho su volumen y su liquidez (ver subsección 5.7.6.a).
- La creación de mercados regionales de servicios complementarios ha bajado los precios de adquisición de estos servicios en Alemania.
- La penetración renovable y la contracción de la demanda eléctrica, en Alemania y en otros países europeos, ha empujado a muchos generadores convencionales a participar en el mercado de reserva y la competencia puede haber bajado los precios.

Las gráficas de Figura 27 tienen una difícil interpretación. Obviamente, no se puede deducir de ella que la penetración renovable baja la necesidad y el precio de las reservas, lo cual sería contrario a la lógica. No obstante, lo que parece evidente es que las renovables no son el mayor impulsor del comportamiento del mercado de SSCC y que hay otros factores que pueden tener una importancia mayor y un impacto más evidente en los resultados económicos.

Otro dato que se puede extraer de la experiencia alemana (y que no se ve afectado de manera significativa por las variaciones ilustradas hasta ahora) es la cuota muy reducida que representan los costos de los servicios complementarios en el costo total del suministro, o incluso en el volumen económico del mercado mayorista. La Figura 28 muestra una comparativa entre precios equivalentes. Según estos datos, el conjunto de servicios complementarios representa el 2,7% del precio de la energía en el mercado mayorista y el 0,35% del precio de la electricidad para un usuario doméstico.

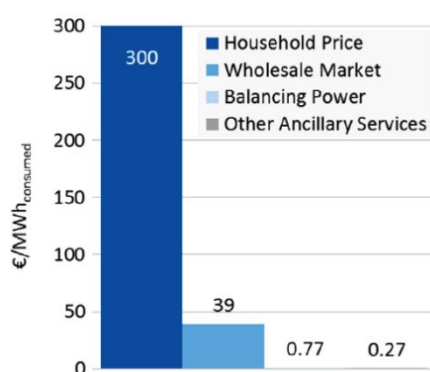


Figura 28. Comparación entre precio de la energía para un usuario doméstico, precio del mercado mayorista y precios equivalentes de los SSCC (Hirth y Ziegenhagen, 2015)

España

También el sistema eléctrico español ha registrado un incremento muy significativo de las energías renovables, sobre todo de fuente eólica, en la última década (actualmente cuenta con 23 GW de eólica y 7 GW de solar, el 28% de la capacidad instalada). Durante el periodo de mayor crecimiento de las renovables, el requerimiento de secundaria no ha variado, incluso se redujo ligeramente entre 2010 y 2015, como muestra la Figura 29.

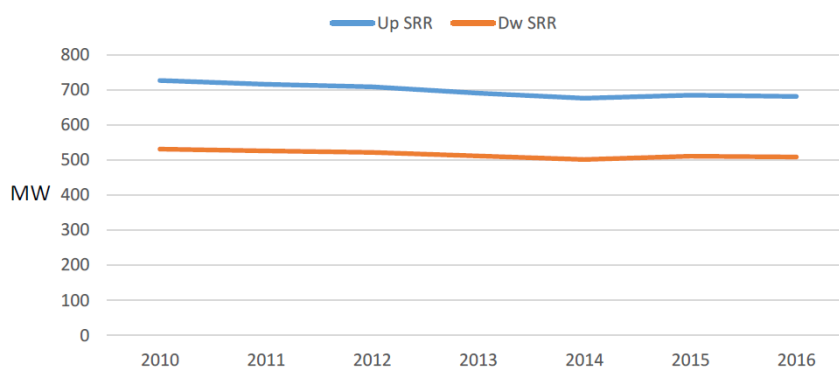


Figura 29. Evolución del volumen de reserva secundaria a subir y a bajar en España (Villar et al., 2017)

La reserva de secundaria es más o menos constante incluso si se miran años anteriores, hasta 2005. Según Villar et al. (2017), la regulación secundaria en España tiene una correlación evidente con la variación inter-horaria de la demanda, pero no con la generación renovable.

Por otro lado, el volumen económico del conjunto de servicios complementarios para control de frecuencia ha ido aumentando en los años de mayor crecimiento de la generación renovable. La Figura 30 compara la producción eléctrica de fuente renovable con los elementos de costo (expresados como costos unitarios por un MWh de demanda) que se han podido ver afectados por el crecimiento de las ERV, es decir, los servicios de ajuste, las restricciones técnicas (ver subsección 5.8.3.a) y los pagos por capacidad (ver sección 5.9). El volumen económico de los servicios de ajuste parece tener cierta correlación con la generación renovable. El costo unitario de estos servicios se ha duplicado, de 1 a 2,3 €/MWh, en los años de mayor crecimiento de producción ERV.

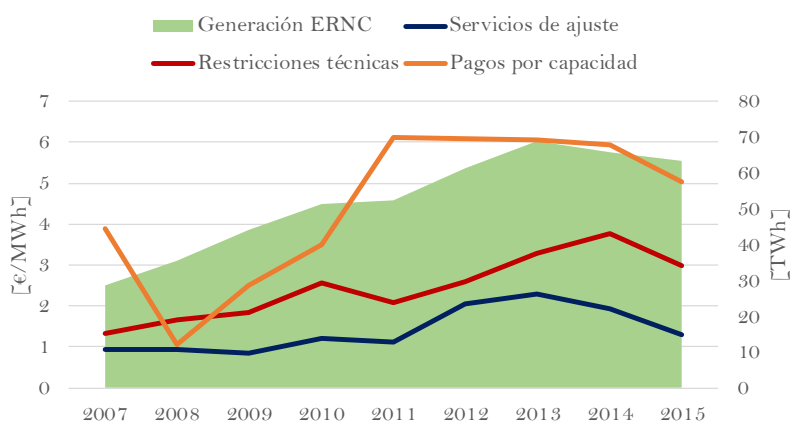


Figura 30. Evolución de la generación renovable y costo unitario de servicios de ajuste, restricciones técnicas y pagos por capacidad en España de 2007 a 2015 (datos de CNMC, 2016b)

Para tener una idea del tamaño relativo de estos términos, la Figura 31 muestra estos costos unitarios dentro del conjunto de los componentes del precio final medio de la electricidad. Los servicios de ajuste, en 2015, representaban el 2,5% del precio medio del mercado mayorista, aunque en 2013 este porcentaje se quedaba justo por debajo del 5%. Si se considera que el mercado mayorista español representaba en 2015 alrededor del 42% del costo total del suministro, la cuota de los servicios de ajuste en este costo y en este año se situaba en torno al 1%, un porcentaje más alto que el del sistema alemán.

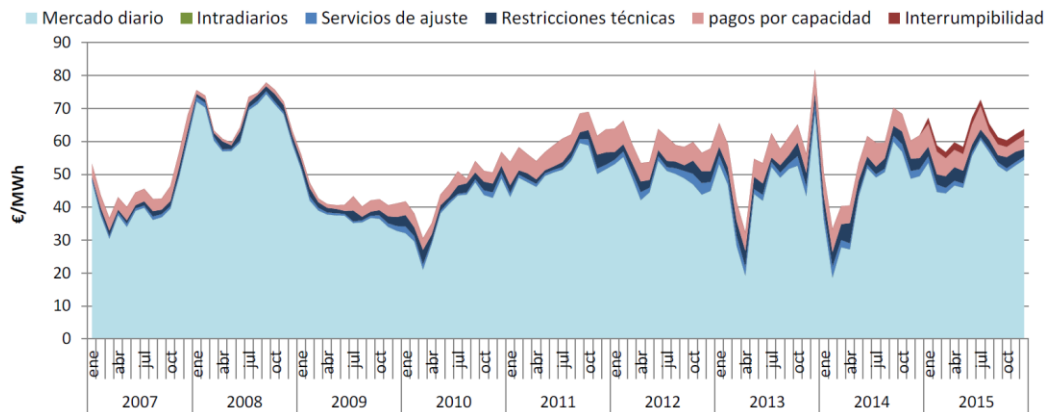


Figura 31. Evolución de los componentes del precio final medio de la electricidad en España (CNMC, 2016b)

ISO New England

En ISO New England, los costos de producción anuales han sido muy volátiles durante los últimos años. La Figura 32 muestra cómo esta variabilidad afecta tanto al mercado de energía como al mercado de SSCC, mientras que el mercado de capacidad, basado en contratos de largo plazo, tiene un comportamiento más estable.



Figura 32. Evolución de los principales costos de generación (ISO New England, 2016)

El volumen económico de los servicios complementarios oscila entre los 100 y los 300 MUSD en los últimos años, representando entre el 1,5% y el 3,2% del volumen económico del mercado mayorista de energía.

PJM

PJM cuenta con una gran variedad de servicios que el operador del sistema puede utilizar en el tiempo real para garantizar la seguridad del suministro. La Figura 33 ilustra los costos unitarios de generación y transporte y doce de ellos están relacionados con diferentes servicios complementarios.

Category	2005 \$/MWh	2006 \$/MWh	2007 \$/MWh	2008 \$/MWh	2009 \$/MWh	2010 \$/MWh	2011 \$/MWh	2012 \$/MWh	2013 \$/MWh	2014 \$/MWh	2015 \$/MWh
Load Weighted Energy	\$63.46	\$53.35	\$61.66	\$71.13	\$39.05	\$48.35	\$45.94	\$35.23	\$38.66	\$53.14	\$36.16
Capacity	\$0.03	\$0.03	\$3.53	\$7.80	\$10.78	\$12.15	\$9.71	\$6.05	\$7.13	\$9.01	\$11.12
Transmission Service Charges	\$2.71	\$3.18	\$3.45	\$3.68	\$4.03	\$4.04	\$4.49	\$4.90	\$5.21	\$5.96	\$7.09
Transmission Enhancement Cost Recovery	\$0.00	\$0.00	\$0.01	\$0.06	\$0.11	\$0.20	\$0.27	\$0.34	\$0.36	\$0.41	\$0.51
PJM Administrative Fees	\$0.72	\$0.74	\$0.72	\$0.39	\$0.31	\$0.36	\$0.38	\$0.44	\$0.42	\$0.44	\$0.44
Energy Uplift (Operating Reserves)	\$1.07	\$0.47	\$0.65	\$0.64	\$0.48	\$0.80	\$0.78	\$0.74	\$0.61	\$1.15	\$0.38
Reactive	\$0.26	\$0.29	\$0.29	\$0.34	\$0.36	\$0.45	\$0.41	\$0.46	\$0.76	\$0.40	\$0.37
Regulation	\$0.80	\$0.53	\$0.63	\$0.70	\$0.34	\$0.36	\$0.32	\$0.26	\$0.25	\$0.33	\$0.23
Capacity (FRR)	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.53	\$0.52	\$0.11	\$0.20	\$0.13
Synchronized Reserves	\$0.11	\$0.08	\$0.06	\$0.08	\$0.05	\$0.07	\$0.09	\$0.04	\$0.04	\$0.12	\$0.11
Day Ahead Scheduling Reserve (DASR)	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.01	\$0.00	\$0.01	\$0.05	\$0.05	\$0.06	\$0.05	\$0.10
Transmission Owner (Schedule 1A)	\$0.09	\$0.09	\$0.09	\$0.09	\$0.09	\$0.09	\$0.09	\$0.08	\$0.08	\$0.09	\$0.09
Black Start	\$0.02	\$0.02	\$0.02	\$0.02	\$0.02	\$0.02	\$0.02	\$0.04	\$0.14	\$0.08	\$0.08
NERC/RFC	\$0.01	-\$0.00	\$0.01	\$0.01	\$0.02	\$0.02	\$0.02	\$0.02	\$0.02	\$0.03	\$0.03
Non-Synchronized Reserves	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.02	\$0.02
Load Response	\$0.00	\$0.03	\$0.06	\$0.05	\$0.01	\$0.01	\$0.01	\$0.02	\$0.01	\$0.03	\$0.02
RTO Startup and Expansion	\$0.01	\$0.01	\$0.01	\$0.01	\$0.01	\$0.01	\$0.01	\$0.01	\$0.01	\$0.01	\$0.01
Transmission Facility Charges	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Emergency Load Response	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.02	\$0.02	\$0.01	\$0.06	\$0.06	\$0.00
Emergency Energy	\$0.02	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.01	\$0.00
Total Price	\$69.30	\$58.82	\$71.19	\$85.00	\$55.66	\$66.93	\$63.21	\$49.22	\$53.93	\$71.50	\$56.88

Figura 33. Costos unitarios de generación y transporte en PJM (Monitoring Analytics, 2016)

El costo unitario de cada uno de esos servicios es muy reducido en comparación con el costo de energía y capacidad. La suma de los costos de los servicios complementarios proporcionados por los generadores representa en torno al 1,8% del costo medio del mercado de energía.

Colombia

Como ilustrado en la subsección 5.6.7, el mercado de servicios complementarios colombiano (en particular de regulación de frecuencia, o AGC) cuenta con un diseño particular, en el que el precio que se oferta en la bolsa de energía es el mismo que se usa para seleccionar los recursos que proveerán reservas y donde existe un precio piso. La Figura 34 ilustra el volumen económico de diferentes componentes del mercado mayorista.

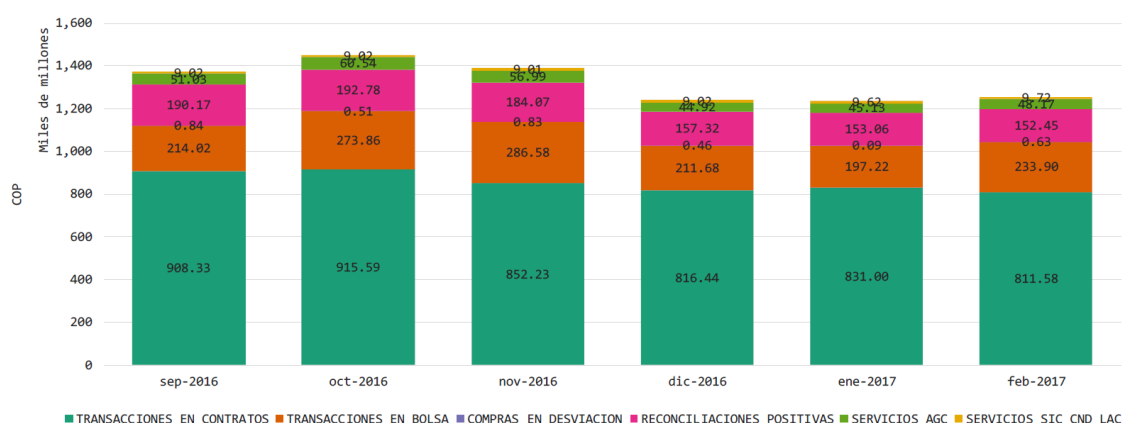


Figura 34. Volumen económico de diferentes componentes del mercado mayorista colombiano (XM, 2017)

Por un lado, se aprecia cómo el costo total del servicio AGC (que oscila en torno a los 50 000 millones de pesos colombianos, casi 17 millones de USD) representa, como declarado en CSMEM (2015), aproximadamente el 20% del volumen económico de la bolsa de energía. Por otro lado, la bolsa colombiana presenta una liquidez mucho menor que otros mercados diarios, por el peso preponderante que tiene el mercado de contratos de largo plazo en este país y en otros países de América Latina. Si se compara el costo total del servicio AGC con el volumen total del mercado mayorista (incluyendo los contratos), se obtiene un 3,8%, un valor sólo ligeramente más alto que los que se han visto para otros países.

5.7 Mercados intradiarios

El intradiario es un segmento del mercado eléctrico que solo está presente en algunos sistemas, principalmente europeos. El mercado intradiario permite a los agentes ajustar su posición de salida del mercado diario antes del tiempo real, según la información que vayan actualizando. Esta operación reduce la diferencia entre los programas de mercado y la operación real del sistema y con ella los desvíos, reduciendo (en principio) también la necesidad de reservas. Siendo un mercado de ajustes de la posición casada en el mercado diario, el producto es el mismo que en este mercado, básicamente energía.

Hay que subrayar que, en los sistemas que no cuentan con mercados intradiarios, también hay ajustes progresivos entre el programa de despacho del día anterior y el despacho en el tiempo real. El operador del sistema recalcula el despacho con cierta frecuencia y cambia el programa a medida que la información disponible varía. No obstante, estos ajustes no generan liquidaciones económicas. La mayoría de los sistemas de Estados Unidos, por ejemplo, están basados en un sistema de doble liquidación (*two-settlement system*, en inglés) que considera el mercado diario y el mercado del tiempo real. Cualquier diferencia entre el despacho del día anterior y el del tiempo real se liquida al precio de este último mercado, independientemente del momento en el que se conozca el desvío (su antelación respecto al tiempo real). Según muchos expertos (MITeI, 2016; IRENA, 2017b), este esquema de funcionamiento no permite reflejar los diferentes costos que comporta corregir el despacho en momentos diferentes. Un desvío que se comunicara con muchas horas de antelación y uno que se diera a conocer sólo media hora antes del tiempo real se penalizarían de la misma manera, con una evidente pérdida de eficiencia económica. Esto reduce los incentivos a mejorar las técnicas de predicción y a comunicar los desvíos cuanto antes⁹⁰.

5.7.1 Diseño de mercado

5.7.2 Subastas intradiarias o comercio continuo

La diferencia principal en el diseño de los mercados intradiarios reside en la manera en la que se agrupan las transacciones. Los mercados continuos permiten transacciones individuales en cualquier momento, los agentes pueden presentar ofertas para ajustar su posición de salida del mercado diario desde la casación de éste hasta el cierre comercial (*gate closure*, en inglés), que es el momento en que el operador del sistema toma el control del despacho y ya no se permiten más negociaciones. Las ofertas se casan por orden de llegada (*first come, first served*, en inglés): en cuanto existe una oferta de compra y una de venta compatibles, se realiza un intercambio.

En cambio, las subastas intradiarias concentran los intercambios en momentos específicos. Estas subastas se casan de la misma manera que la subasta del mercado diario, normalmente al precio marginal. Como se verá más adelante, el número de subastas intradiarias que existen entre el mercado diario y el tiempo real es otro elemento de diseño muy relevante.

⁹⁰ Hay que considerar, sin embargo, que la mayoría de los operadores de los sistemas estadounidenses cuentan con sus propias previsiones de demanda y de producción de fuentes renovables, y los agentes no pueden actualizar sus previsiones en el diseño actual.

El comercio continuo es más flexible para los agentes, porque permite ajustar la posición en cada momento, en cuanto se genera una nueva información relevante. No obstante, tiene muchas desventajas en comparación con las subastas en lo que concierne a la formación de precios. Las subastas aumentan la liquidez del mercado (elemento muy relevante en esos contextos caracterizados por un número reducido de grandes compañías) y el precio resultante proporciona una referencia mucho más fidedigna de la evolución del costo marginal de la energía en el horizonte intradiario. Otra ventaja de las subastas es que pueden incorporar restricciones de red y calcular precios nodales o zonales, mientras que el comercio continuo, al casar ofertas de compra y venta en parejas individuales, no permite que existan rentas de congestión (diferencia de precio entre dos zonas cuando se alcanza el límite de la interconexión).

Finalmente, cabe mencionar que, como se verá en las experiencias internacionales, algunos sistemas han optado por combinar estos dos esquemas, complementando el comercio continuo con subastas puntuales a lo largo del día.

5.7.3 Frecuencia de las subastas

En los mercados intradiarios basados en subastas, el regulador tendrá que determinar la frecuencia con la que éstas se organizan. Esta decisión está íntimamente relacionada con la discusión entre mercado continuo y subastas. Una mayor frecuencia permite más flexibilidad a los agentes para ajustar su posición lo antes posible y, supuestamente, al menor costo posible, pero también implica una menor liquidez en cada subasta. Por lo tanto, es necesario identificar un término medio, que dependerá de las características del mix de generación y de la concentración del mercado.

5.7.4 Discriminación temporal del producto

Según los mercados se acercan al tiempo real, los productos deberían aumentar su granularidad temporal, o sea, deberían definir posiciones por intervalos de tiempo menores (MITeI, 2016). Los mercados intradiarios se encuentran en un horizonte de tiempo en el que los productos horarios pueden no ser la solución más eficiente. Productos de media hora o cuarto de hora, que se utilizan en algunos contextos, pueden mejorar el desempeño de algunos agentes, como los renovables.

5.7.5 Debates actuales relacionados con las ERV

Los mercados intradiarios representan un elemento fundamental para enfrentarse a la intermitencia y las dificultades de previsión de las energías renovables. Los errores de predicción de las ERV se reducen de manera significativa más cerca del tiempo real, como muestra la Figura 35 (que evidencia también como este error ha ido disminuyendo durante los últimos años). La existencia de plataformas de mercado que permitan ajustar el programa según se disponga de información más precisa y fiable es una ventaja, no sólo para los recursos renovables, sino también para el sistema en general, porque este ajuste reduce la necesidad de reservas y el costo de estos servicios.

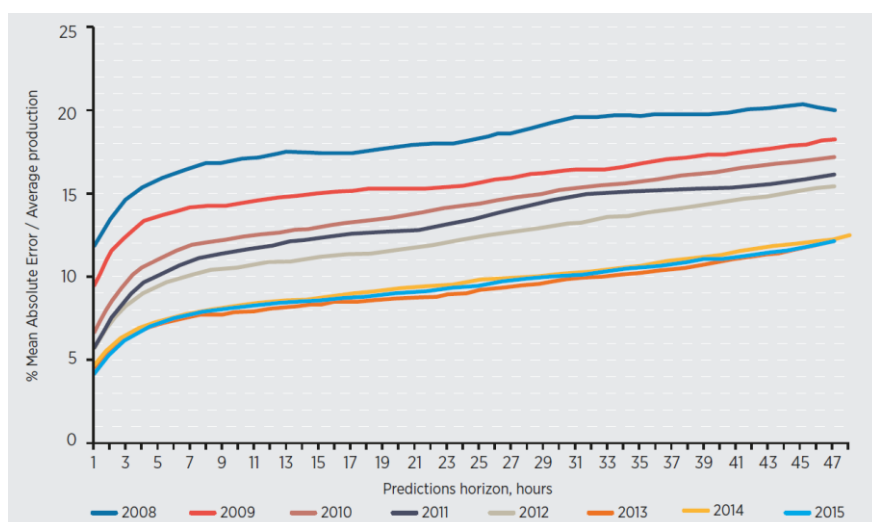


Figura 35. Error de predicción de plantas eólicas en España (IRENA, 2017b, sobre datos de Red Eléctrica de España)

Los debates actuales apuntan a la creación de mercados intradiarios más líquidos que en el pasado y a reformar su diseño para mejorar su eficiencia en un contexto de elevada penetración de renovables. El aumento de la resolución temporal del producto, el aumento de la frecuencia de las subastas y su acercamiento al tiempo real son elementos que van en esta dirección.

5.7.6 Experiencias internacionales

5.7.6.a Alemania: productos de 15 minutos

Alemania tuvo históricamente un mercado intradiario con productos horarios (igual que el mercado diario) y comercio continuo. En 2011, para reflejar mejor el valor de los recursos flexibles y permitir ajustar con mayor precisión sus programas, se introdujo un nuevo producto intradiario con duración de 15 minutos. La ventaja del producto de 15 minutos es que coincide con el intervalo de liquidación de los desvíos, permitiendo entonces reducir el margen de error entre posición de mercado y despacho real. En 2014, para aumentar la liquidez del producto de 15 minutos, se complementó el comercio continuo con una subasta intradiaria. Estas modificaciones, junto con la elevada penetración renovable (y otros factores), han llevado a un crecimiento significativo del volumen de negociación en el mercado intradiario alemán, como ilustra la Figura 36⁹¹.

⁹¹ Algunos autores subrayan también la correlación entre el volumen del mercado intradiario alemán y el proceso de redespacho, que obliga a algunos agentes a participar en el intradiario. No obstante, Nabe y Neuhoﬀ (2015) limitan este impacto al área bajo control de 50Hertz, uno de los operadores del sistema alemán, y afirman que este diseño del redespacho (que afecta el mercado intradiario) se irá eliminando en los próximos años. Por otro lado, tanto Tennet (2016) como ACER/CEER (2015) subrayan el rol central del producto de 15 minutos en el aumento del volumen intradiario y relacionan los mayores intercambios de este producto con la penetración de tecnologías renovables, que se benefician del intervalo más corto para ajustar mejor el programa del mercado a su producción real.

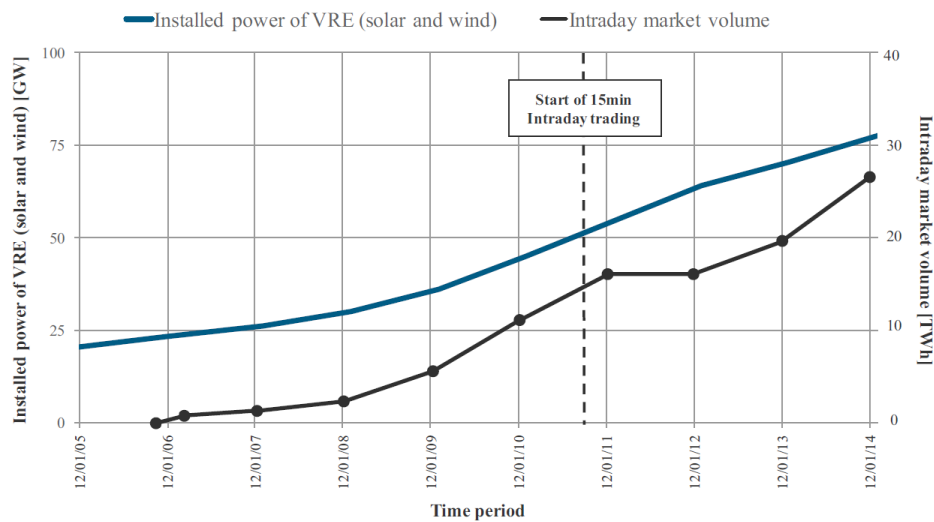


Figura 36. Volumen del mercado intradiario alemán comparado con la penetración renovable (Ocker y Ehrhart, 2017)

La ventaja en términos de seguimiento de la inyección real es muy evidente para la tecnología fotovoltaica, como muestra la Figura 37.

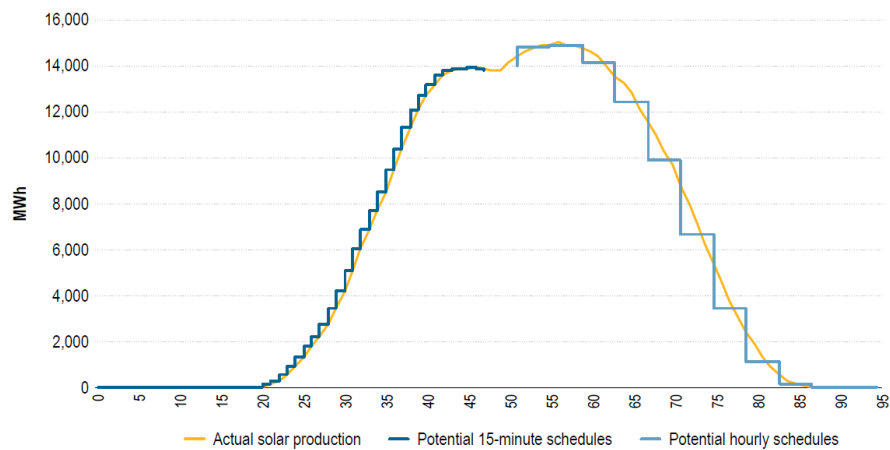


Figura 37. Comparación entre cubrir la producción fotovoltaica alemana con productos de 15 minutos, a la izquierda, y horarios, a la derecha (ACER/CEER, 2015)

Por esta razón, el volumen negociado del producto de 15 minutos ha empezado a mostrar en los últimos años una evidente correlación con la generación fotovoltaica, siguiendo también la estacionalidad de esta tecnología (Figura 38). En cambio, no se puede apreciar ninguna correlación en el caso de la generación eólica (ACER/CEER, 2016).

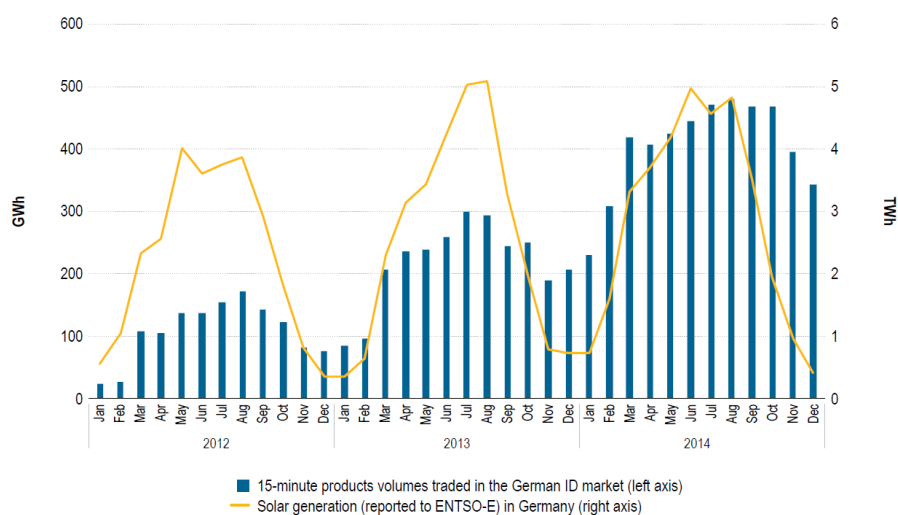


Figura 38. Liquidez del producto intradiario de 15 minutos en Alemania y correlación con la generación fotovoltaica (ACER/CEER, 2015)

5.7.6.b Unión Europea

La clara correlación que se puede observar en Alemania entre el volumen del mercado intradiario y la penetración renovable no es común a todos los sistemas eléctricos europeos. Si bien en algunos sistemas existe relación entre el porcentaje de generación intermitente en el sistema y el volumen del mercado intradiario (como ilustra la Figura 39), esta relación no es para nada concluyente. Hay muchos mercados con un volumen intradiario mayor que el alemán, que sin embargo tienen una penetración renovable menor; y, al contrario, hay países con cuotas de generación intermitente significativas que cuentan con muy bajos volúmenes en mercados intradiarios.

Market	Intermittent generation (% installed capacity)	Ratio ID volumes/demand
Spain	22%	12.1%
Italy	18%	7.4%
Portugal	21%	7.6%
Germany	28%	4.6%
Great Britain	12%	4.4%
Slovenia	7%	1.0%
Belgium	19%	1.0%
Sweden	11%	1.0%
Lithuania	8%	1.0%
France	10%	0.7%
Czech Republic	10%	0.7%
Netherlands	10%	0.2%
Poland	9%	0.1%

Figura 39. Generación intermitente y liquidez del mercado intradiario en una selección de países europeos (ACER, 2016)

Tampoco la evolución de los volúmenes registrados en los mercados intradiarios europeos permite identificar una tendencia ligada a la penetración renovable. La Figura 40 muestra cómo ha variado el volumen intradiario entre 2011 y 2015 en algunos mercados europeos. Mientras la capacidad renovable instalada seguía creciendo, España y Portugal registraron una caída significativa del volumen, Italia se mantuvo relativamente constante, mientras que el incremento en Reino Unido fue muy reducido.

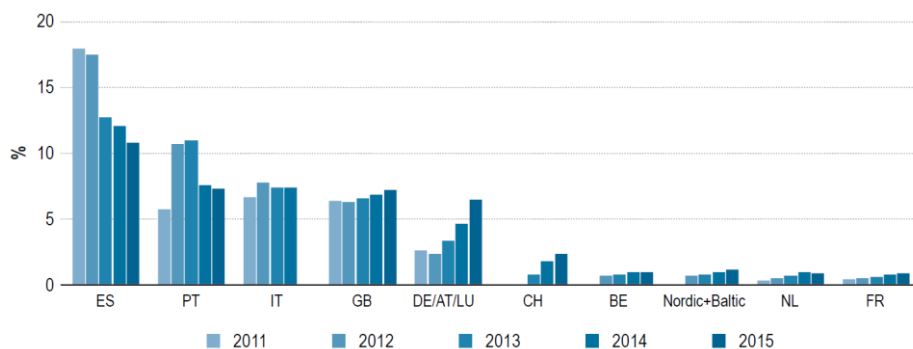


Figura 40. Evolución del volumen del mercado intradiario, como porcentaje de la demanda, en una selección de países europeos (ACER/CEER, 2016)

Estos datos podrían indicar que no existe relación entre la generación renovable y la necesidad de negociación intradiaria, pero lo que realmente evidencian es que hay elementos que tienen mayor relevancia, y que pueden enmascarar el efecto teóricamente esperado (y empíricamente observado en Alemania). En especial, pueden existir causas de origen regulatorio. Un ejemplo evidente es el volumen del mercado intradiario español, cuya reducción no parece tener ninguna relación con la penetración renovable, pero se explica fácilmente observando la Figura 41, que desagrega por tecnología los intercambios intradiarios en España.

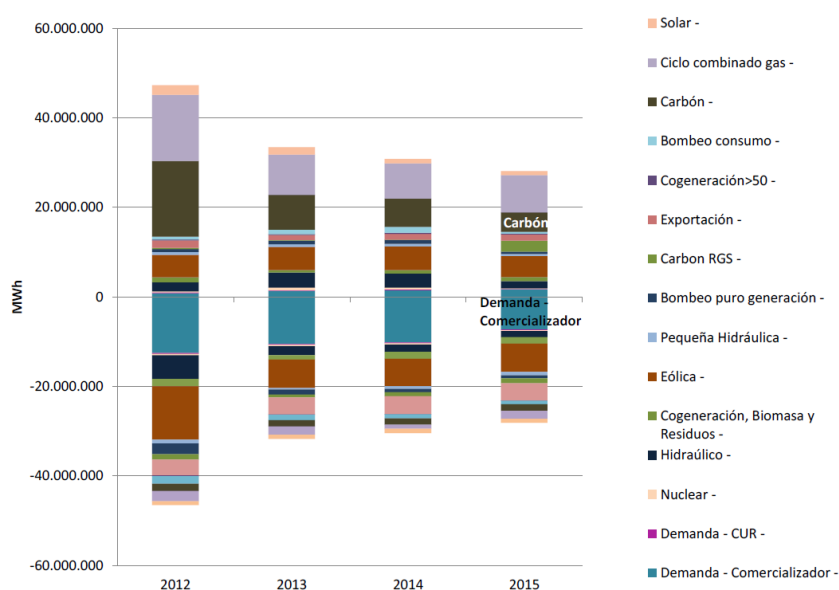


Figura 41. Evolución de la participación de las ventas y compras en el mercado intradiario (CNMC, 2016b)

Se pueden extraer dos conclusiones claras de la Figura 41. Primero, las ventas y compras de centrales eólicas (marrón claro) en el mercado intradiario se han mantenido prácticamente constantes en los años analizados. Segundo, la caída del volumen global en este mercado se debe principalmente a una tecnología: las centrales de carbón (marrón oscuro). El carbón nacional español recibió durante años un incentivo cuyo diseño forzaba su oferta en el mercado intradiario. Cuando este incentivo se eliminó para cumplir con la regulación europea, la participación de estas plantas en el mercado intradiario se redujo de manera significativa y esto provocó la bajada observada en el volumen de este mercado.

5.8 Mercados diarios

En muchos contextos, el mercado diario ha representado y representa un pilar fundamental del sistema eléctrico. Como ya se mencionó en la sección 5.2, el horizonte de tiempo diario se ha considerado durante décadas como el horizonte óptimo para la operación de un sistema eléctrico basado en tecnologías convencionales. Aunque la penetración de renovables desplace este punto de equilibrio más cerca del tiempo real, el mercado diario sigue siendo la principal fuente de remuneración en muchos sistemas.

Se han usado muchos modelos diferentes para el diseño del mercado diario. Estos modelos dependen también de la organización institucional, como, por ejemplo, la diferencia entre los operadores europeos, que normalmente son propietarios de la red de transmisión y sólo se hacen cargo de la operación del sistema, y los operadores americanos, que suelen ser independientes de cualquier activo físico, pero se encargan a la vez de la operación del sistema y el mercado. Esta sección se centrará en los elementos de diseño de los mercados diarios que más importancia tienen para la integración de las tecnologías renovables.

5.8.1 Diseño de mercado

5.8.1.a Formato de oferta

El diseño del mercado diario, como el de otros segmentos, tiene que buscar un equilibrio entre transparencia y eficiencia. El modelo de mercado diario más utilizado en Estados Unidos prima en cierta medida la eficiencia. La casación del mercado se obtiene a través de un algoritmo muy parecido a los que se usarían para el despacho en un sistema eléctrico no liberalizado. Las ofertas para participar en este tipo de mercado se denominan complejas y tienen múltiples elementos que especifican tanto las restricciones técnicas de la central (tiempo de arranque, rampas, etc.) como una serie de costos (reales o de oportunidad) para cada parámetro (energía producida, arranque en frío, arranque en caliente, etc.).

Todos estos datos son usados por el operador del sistema para definir la contribución óptima de cada recurso al suministro⁹². Esto le permite también calcular el precio marginal, que normalmente tiene una resolución nodal. No obstante, puede haber unidades necesarias en el despacho óptimo del sistema, que de ser remuneradas al precio marginal no cubrirían sus costos de operación. Esto ocurre por la existencia de costos fijos de operación (como los de arranque y parada) que, por definición, no se reflejan en el precio marginal. En este caso, dicha unidad recibe un pago discriminatorio, lo que en inglés se denomina *side-payment* o *uplift*, que le permite recuperar todos sus costos. Todos estos factores garantizan la eficiencia y la optimalidad del despacho programado, pero el formato de la oferta, la casación del mercado y la existencia de pagos discriminatorios pueden ser poco transparentes para los agentes.

En cambio, en Europa, la mayoría de los diseños de mercado han primado la transparencia en el formato de oferta, que se denomina simple y sólo considera una cantidad y un precio. Todos los costos, incluso los costos fijos de operación, han de internalizarse en la oferta simple, ya que el mercado se casa al precio marginal, y ese precio marginal es la única remuneración que

⁹² Hay que recordar que los mercados diarios estadounidenses co-optimizan energía y reservas.

reciben los agentes. Para internalizar un costo discreto, como, por ejemplo, el costo de arranque, un agente tendrá que hacer previsiones sobre el comportamiento del mercado en su conjunto y estimar o predecir un despacho para su central. La primera desventaja de este tipo de diseño es que estas previsiones requieren un esfuerzo analítico que es más sencillo si se cuenta con una amplia cartera de activos de generación, lo cual puede crear barreras para la entrada de nuevos agentes. La segunda desventaja es que estas previsiones se han hecho cada vez más complicadas con la penetración de tecnologías renovables intermitentes.

En realidad, muchos mercados europeos han ido introduciendo ofertas semi-complejas. En esos casos, se mantiene una casación basada en el precio marginal, pero se permite a los agentes incluir implícitamente informaciones sobre sus restricciones y sus costos fijos de operación (un ejemplo es una oferta cantidad-precio que especifique un número mínimo de horas; si la oferta resultara casada durante menos horas que este valor mínimo, la oferta se elimina automáticamente).

5.8.1.b Representación de la red

El mismo desafío de encontrar un equilibrio entre eficiencia y transparencia surge de la representación de la red en el mercado diario. Este último consiste en casar ofertas de venta y de compra, que a nivel técnico representan inyecciones y consumos. El conjunto de estas inyecciones y consumos puede resultar en un despacho factible (que la red de transporte puede permitir), o no factible (que provoque la congestión de una o más líneas). De aquí nacen diferentes metodologías de consideración de la red.

Algunos sistemas (como, por ejemplo, España o Colombia) casan el mercado sin considerar las posibles congestiones en la red de transporte, como si el sistema estuviera compuesto por un único nudo. Si el despacho resultante no puede ser soportado por la red, se procede al redespacho del sistema, aumentando las inyecciones de unos agentes y disminuyendo las de otros, para que la solución sea factible. El redespacho implica claramente unos costos, porque requiere activar unas centrales que se habían quedado fuera del despacho y pagar una compensación a las centrales que habían sido despachadas y que ven reducida su producción.

La metodología opuesta al nudo único es el cálculo de los precios nodales, que se usa en la mayoría de los sistemas de América. El algoritmo de casación considera las restricciones de red con gran nivel de detalle, resultando siempre en un despacho factible. En este caso, se calcula un precio para cada nudo de la red, y las diferencias entre los precios nodales señalan la congestión de la línea entre dos nudos⁹³. Al no necesitarse ningún redespacho⁹⁴, aumenta la eficiencia económica, pero la casación pierde transparencia.

Una solución intermedia es el cálculo de precios zonales, como ocurre en Italia o en el Nord Pool escandinavo. La casación del mercado considera la red, pero de manera simplificada; los

⁹³ Se suelen considerar también las pérdidas de energía en la red de transporte y ese efecto también lleva a diferencias de precio entre nudos. La diferencia entre precios nodales representa también un indicador eficiente para la expansión de la red. Para una descripción detallada, ver Batlle (2013).

⁹⁴ Aún puede ser necesario un redespacho si el operador del sistema tiene otros requisitos de fiabilidad, más allá de la congestión, como el equilibrio de la potencia reactiva en la red.

nudos son agrupados en zonas, según las congestiones más frecuentes que aparecen en la red de transporte. Los precios zonales son diferentes entre sí cuando hay una congestión en la línea que une dos zonas. Hay que subrayar que la mayoría de los mercados diarios europeos están hoy acoplados y el algoritmo de casación europeo (Euphemia⁹⁵) calcula precios zonales. Algunos países están divididos en más de una zona (como, por ejemplo, Italia), mientras otros sistemas eléctricos nacionales se representan con una sola zona.

5.8.2 Debates actuales relacionados con las ERV

Como expone la sección 5.2, el principal impacto económico que las renovables tienen en los mercados diarios es una depresión generalizada de los precios. En algunos sistemas que lo permiten (sobre todo en Europa), aparecen incluso precios negativos. Este último efecto, en realidad, está más relacionado con algunos mecanismos de apoyo a la generación renovable, que deberían evolucionar hacia esquemas que no provoquen estas distorsiones (Huntington et al., 2017).

A nivel de formato de oferta, la penetración de renovables aumenta la incertidumbre sobre el despacho del sistema. Como se ha mencionado, las ofertas simples y las ofertas semi-complejas obligan a los agentes a hacer previsiones sobre el comportamiento del mercado en su conjunto. En los mercados que usan este tipo de ofertas, el aumento de la incertidumbre representa una dificultad añadida para los agentes y puede aumentar la ineficiencia del programa obtenido en el mercado, por no considerar características técnicas de los generadores que son cada vez más relevantes.

El aumento de generación intermitente cambia también de manera radical la operación de las centrales convencionales. El estudio NREL (2013), que ya se mencionó en la subsección 5.6.8 para analizar el efecto de las renovables en el volumen de reservas, también estudió el impacto de estas tecnologías en la capacidad térmica arrancada, las horas de operación en cada arranque y el número de rampas anuales (Figura 42).

⁹⁵ Ver PCR (2016) para más detalles.

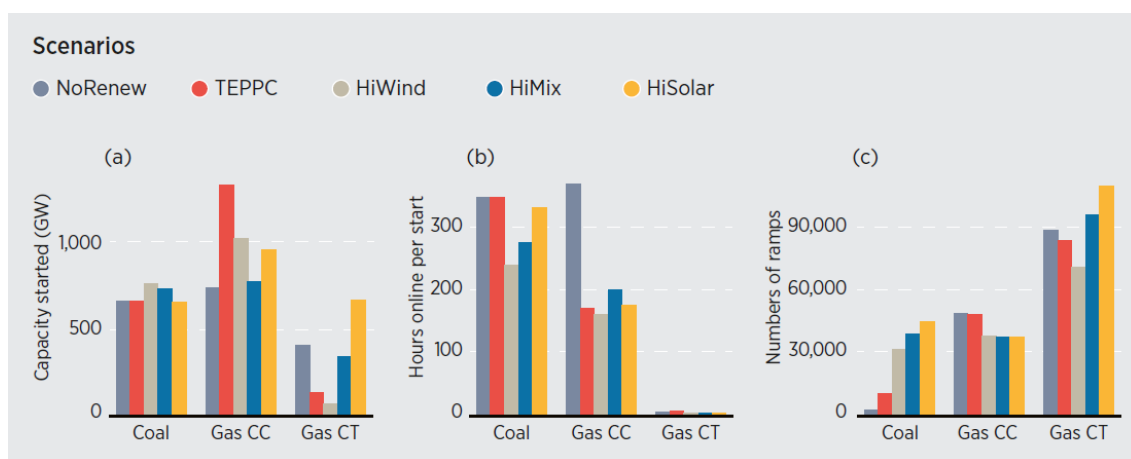


Figura 42. Capacidad térmica arrancada, horas de operación en cada arranque y número de rampas anuales para diferentes tecnologías térmicas y para diferentes escenarios (IRENA, 2017b; NREL, 2013)⁹⁶

En los escenarios con más penetración renovable, aumenta la utilización de la generación de punta, disminuye el número de horas durante las cuales las centrales térmicas operan una vez arrancada y aumenta el número de rampas para ciertas tecnologías. Estos efectos causarán probablemente un aumento de los costos fijos de operación. Es importante, entonces, que los mercados eléctricos cuenten con una metodología robusta y eficiente para la remuneración de estos costos.

Otra característica de las tecnologías renovables (que aplica también a otras tecnologías, pero que es mucho más evidente en el caso de las ERV) es la relevancia de su ubicación. Las mejores ubicaciones, que garantizan una mayor producción renovable, pueden estar cerca de núcleos de demanda o no y, dependiendo de esto, pueden aumentar o disminuir la carga para la red de transporte. En muchos sistemas eléctricos, la penetración renovable ha coincidido con un aumento de las congestiones de red (Alemania es probablemente el caso más evidente). En este contexto, el cálculo de precios nodales tiene la ventaja de enviar señales eficientes de localización para todos los agentes, no sólo los renovables. Expuestos a estas señales los promotores de proyectos ERV tomarían las decisiones de localización de sus inversiones buscando un equilibrio entre mayor producción (disponibilidad de energía primaria) y precios más favorables. Otro efecto de la penetración renovable es que las congestiones de red son más volátiles y difíciles de prever. Esto complica la identificación de las diferentes zonas de un mercado zonal y cuestiona su validez a largo plazo.

Resumiendo, como afirman los informes de MITEi (2016) e IRENA (2017b), la penetración renovable amplifica las ventajas de mercados basados en ofertas complejas y que consideren la red con el mayor detalle posible.

⁹⁶ El escenario TEPPC es el mismo escenario que se definía como “*Reference*” en la Figura 26. El escenario NoRenew, en cambio, considera el 0% de eólica y fotovoltaica.

5.8.3 Experiencias internacionales

5.8.3.a España

El mercado diario español (que en realidad era parte del mercado ibérico y que ahora es parte del mercado diario acoplado europeo) se casa sin considerar las restricciones de red. El operador del sistema se encarga posteriormente de comprobar la factibilidad del despacho y, si necesario, aplica un redespacho. Este último implica unos costos, para compensar los agentes que son expulsados del despacho, aunque hayan sido casados en el mercado, y para remunerar los nuevos recursos despachados. Estos costos de redespacho han ido aumentando en los últimos años y muestran cierta correlación con la generación renovable, como se mostró anteriormente en la Figura 30 (restricciones técnicas, línea roja). Lo que muestra esta correlación no es que la generación renovable aumente el costo del despacho, si no que aumenta la congestión de la red, y consecuentemente, aumenta la necesidad de efectuar redespachos. Los costos totales del redespacho han supuesto, en los últimos años, entre el 4,1% y el 8,7% del costo mayorista de la electricidad (CNMC, 2016b).

En lo que concierne al formato de oferta, España utiliza una casación simple, pero con ofertas semi-complejas que pueden incluir lo que se denomina condición de ingresos mínimos. Esto permite que, en caso de que el resultado del mercado no garantice a una central obtener un ingreso mínimo (que se define como una cantidad fija más una remuneración variable por hora), se rechacen todas sus ofertas simples horarias. Este formato busca reducir el riesgo de que las unidades que tienen costos fijos de operación (como un costo de arranque), sean despachadas en condiciones no rentables, debido a la dificultad de los agentes de anticiparse a los resultados del mercado. Cuando las ofertas no son casadas porque no cumplen con este requisito, se habla de activación de la condición de ingresos mínimos. La Figura 43 ilustra la evolución de las activaciones de esta condición y su correlación con la producción eólica diaria.

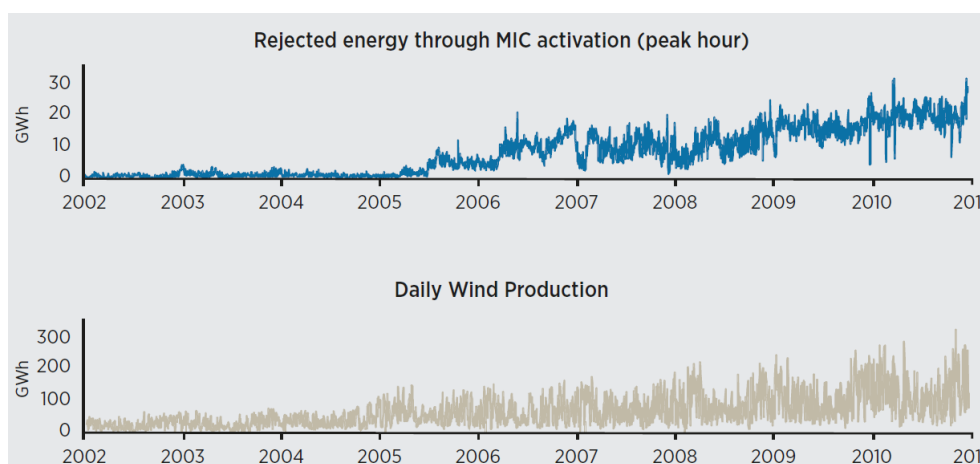


Figura 43. Evolución de la activación de una oferta compleja (MIC) y generación eólica en España (IRENA, 2017b; Vázquez et al., 2014)

Se puede apreciar cómo los años de mayor expansión de la generación eólica han coincidido con un crecimiento significativo de la activación de la condición de ingresos mínimos. Como ya se dijo en la subsección 5.8.2, estas activaciones reducen la eficiencia del despacho y reflejan la creciente dificultad que tienen los agentes para prever el comportamiento del mercado.

5.8.3.b Alemania

La mayoría de la capacidad eólica alemana está instalada en el norte del país y existe una importante restricción en la red de transporte en el eje norte-sur. Al mismo tiempo, también el mercado diario alemán se casa considerando el sistema como un nudo único, con la consecuente necesidad de redespacho. Esta combinación de factores ha llevado a un crecimiento incontrolado de las necesidades de redespacho entre 2013 y 2015, como ilustra la Figura 44. Aunque parezca que se haya invertido la tendencia en 2016, los costos asociados a estos redespachos siguen preocupando al regulador, que está estudiando medidas para paliar el problema.

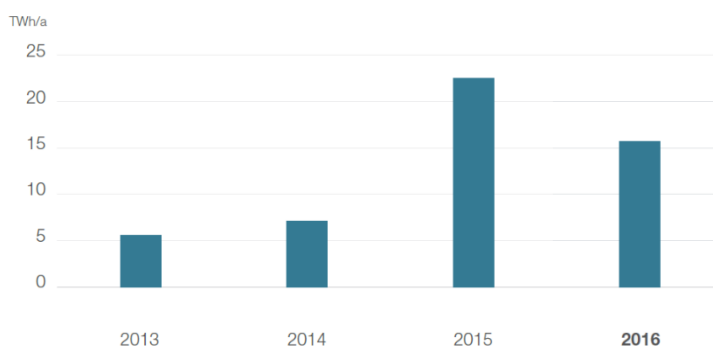


Figura 44. Volumen de redespacho en Alemania (Tennet, 2016)

La frecuente congestión de la interconexión norte-sur está también detrás de la creación, en 2013, de la llamada reserva de red, un mecanismo de confiabilidad local que consiste en una reserva estratégica compuesta por centrales en el sur del país. Las centrales que solicitan autorización para su cierre pueden ser convertidas a reserva de red y recibir una remuneración regulada por este servicio. Según EC (2016c), la reserva de red contaba, en 2016, con 5,6 GW de capacidad, un valor muy elevado incluso para el sistema alemán.

Esta situación podría complicarse con el desarrollo de centrales eólicas *off-shore* en el mar del Norte. Van den Bergh et al. (2015) han estudiado el posible impacto de estas instalaciones en el redespacho del sistema, obteniendo los resultado de la Figura 45.

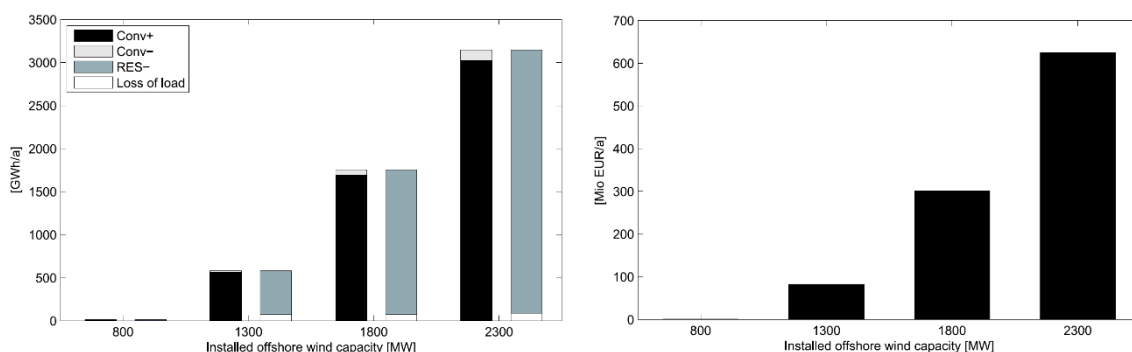


Figura 45. Evolución del volumen (izquierda) y del costo total (derecha) del redespacho para diferentes escenarios de penetración de la tecnología eólica marina (Van den Bergh et al., 2015)

En el escenario de mayor penetración de eólica marina (2 300 MW instalados), el volumen del redespacho crecería en casi 3 000 GWh/año, mientras que el costo total aumentaría en más de 600 M€.

5.8.3.c Colombia

Colombia casa su bolsa de energía sin considerar la red. Esto produce un despacho ideal cuya factibilidad tiene que ser verificada por el operador del sistema. El despacho programado incluye los ajustes que el operador considere necesarios debido a las congestiones en la red. Las diferencias entre el despacho programado y el ideal se remuneran a través de reconciliaciones positivas (remuneración para los agentes fuera de mérito que han sido incluidos en el despacho programado) y negativas (compensación para los agentes casados en el despacho ideal y excluidos del despacho programado). La Figura 34, presentada en una sección anterior, mostraba la evolución de diferentes componentes del mercado mayorista colombiano. Las reconciliaciones positivas representan un porcentaje muy significativo del volumen total del mercado mayorista, oscilando entre el 12% y el 14%. Como en el caso español, este porcentaje es mucho mayor del que corresponde, por ejemplo, a los servicios complementarios.

En lo que concierne a los costos fijos de operación, las centrales térmicas presentan en el mercado ofertas que indican su costo variable y su costo de arranque y parada (que se oferta trimestralmente). Estos últimos se consideran para despachar el sistema, pero no están reflejados en el precio de bolsa, que es un precio marginal basado sólo en los costos variables. Los costos de arranque y parada son reconocidos y remunerados a los agentes. Para recuperar estos costos, el precio que paga la demanda casada en el mercado considera el precio de bolsa más un sobre costo para arranque y parada que funciona como un *uplift*.

5.9 Mercados de confiabilidad

La motivación principal detrás de la liberalización de las industrias eléctricas es la convicción de que el precio de un mercado con competencia es la señal más eficiente, tanto para la operación del sistema en el corto plazo como para su desarrollo en el largo plazo. Según la teoría regulatoria, el precio de corto plazo es una señal suficiente para atraer nuevas inversiones y garantizar un desarrollo eficiente del mix de generación. Sin embargo, estas afirmaciones están basadas en unas hipótesis que rara vez se cumplen en los mercados reales⁹⁷. Para garantizar la suficiencia del sistema en el largo plazo, hacen falta medidas regulatorias adicionales y eso da lugar a diferentes enfoques. Algunos sistemas optan por lo que se conoce en inglés como *energy-only market*: el mercado de energía de corto plazo y su precio emiten la única señal para la inversión en el largo plazo. No obstante, estos sistemas suelen contar con una serie de salvaguardias regulatorias⁹⁸ que le permiten asegurar la seguridad del suministro. Otros reguladores introducen mecanismos explícitos que tienen como objetivo garantizar la suficiencia del sistema. Estas medidas se conocen normalmente como mecanismos de

⁹⁷ Para más detalles sobre la necesidad de introducir mecanismos de capacidad o mercados de confiabilidad, ver Rodilla y Batlle (2013) y Mastropietro (2016).

⁹⁸ Entre otras, la presencia en el mercado de una empresa estatal, la aceptación de cierto nivel de concentración horizontal en el mercado, la adquisición con mucha antelación de SCCC, o la intervención del operador del sistema mediante acciones de emergencia durante las condiciones de escasez.

capacidad, pero se definirán en este documento como mercados de confiabilidad, para no perder generalidad⁹⁹.

5.9.1 Diseño de mercado

Los mercados de confiabilidad son mecanismos de largo plazo que pueden tener diseños muy complicados, sobre todo por la necesidad de relacionar su funcionamiento con el resto de segmentos del mercado. Hay muchas clasificaciones basadas en etiquetas (pago por capacidad, subasta de capacidad, obligaciones de capacidad, cargos por confiabilidad, etc.). No obstante, estas agrupaciones no son capaces de reflejar la gran variedad de diseños posibles y a veces crean confusión entre el producto de confiabilidad y el mecanismo de adquisición. Por estas razones, se están popularizando taxonomías basadas en los elementos de diseño de los mercados de confiabilidad, como la que se muestra en la Tabla v.

⁹⁹ Hay “mecanismos de capacidad” que tienen como producto la energía (como las obligaciones de energía firme colombianas), pero que tienen el objetivo claro de asegurar la suficiencia del sistema.

Tabla v. Elementos de diseño de los mercados de confiabilidad (Mastropietro, 2016)

Mecanismo de adquisición				
Centralización del mecanismo	Centralizado		Descentralizado	
Estimación de la demanda	Centralizada		Descentralizada	
Lado comprador	Demanda regulada	Demanda total del sistema		Demanda libre
Lado vendedor	Plantas existentes		Plantas nuevas	
	Selección de tecnologías		Neutral	
	Recursos domésticos		Recursos internacionales	
			Interconexiones	
	Recursos de generación		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 bajas a muy altas garantías			
Producto de confiabilidad				
Producto	Capacidad		Energía	
	Capacidad instalada	Disponibilidad	Contrato Financiero	Entrega física
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 comerciable	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

No todos los elementos de diseño son relevantes para el análisis que se está llevando a cabo en este documento y las siguientes subsecciones centrarán la atención en los aspectos más relacionados con la penetración renovable.

5.9.1.a Mecanismo de adquisición

Centralizado o descentralizado

Un mecanismo de confiabilidad suele organizarse alrededor de un mercado en el que se adquiere el producto de confiabilidad (ver subsección 5.9.1.c). Este mercado puede ser centralizado, cuando el operador del sistema adquiere el producto de confiabilidad para cubrir toda la demanda o parte de ella, o descentralizado, cuando el regulador impone una obligación de adquirir confiabilidad a ciertos agentes, los cuales cumplen con la obligación a través de contratos bilaterales o a través de subastas descentralizadas. La misma distinción se puede aplicar al proceso de estimación de la demanda a cubrir a través de contratos de confiabilidad, que puede llevarse a cabo de manera centralizada (por parte del operador del sistema) o descentralizada (por parte de cada uno de los agentes).

Lado comprador y lado vendedor

En la adquisición de confiabilidad, el regulador tiene que identificar y autorizar unos vendedores y unos compradores. Los compradores son los que tienen la obligación de cubrir su demanda, presente y futura, con contratos de confiabilidad. El lado comprador puede ser toda la demanda del sistema, sólo la demanda regulada y, en raras ocasiones, sólo la demanda libre. La elección del lado vendedor, en cambio, es un elemento muy relevante en el diseño del mecanismo. El regulador puede limitar la participación a las plantas existentes o ampliarla a las plantas nuevas (o introducir reglas que discriminan entre las dos). El regulador puede limitar la participación a ciertas tecnologías que reúnen una serie de características que garantizan la confiabilidad de sistema, o puede excluir (implícitamente o explícitamente) algunas tecnologías por razones técnicas o económicas. Otras posibilidades son discriminar entre recursos domésticos e internacionales (debate muy importante, por ejemplo, en Europa), o entre recursos de generación y recursos de demanda.

5.9.1.b Disposiciones de los contratos

Periodo de carencia

El periodo de carencia es el intervalo de tiempo que separa la firma del contrato de confiabilidad y el comienzo del periodo de entrega, en el que la confiabilidad ha de hacerse disponible. Este elemento es fundamental cuando el mercado de confiabilidad tiene como objetivo atraer nuevas inversiones, que necesitan un periodo de carencia suficiente para la construcción y puesta en funcionamiento de la central.

Duración de los contratos

También la duración de los contratos es fundamental para atraer nuevas inversiones. Los mercados de confiabilidad se introducen muchas veces para cubrir parte del riesgo de los agentes, que, debido a unas fallas del mercado, no encuentran herramientas para cubrir este riesgo en los mercados convencionales. Contratos de larga o muy larga duración garantizan ciertos ingresos a los nuevos entrantes y fomentan la inversión. Cuanto más grandes sean las inversiones (no es lo mismo instalar un motor a combustión interna que una central hidroeléctrica de gran escala), mayor tiene que ser la duración de los contratos.

5.9.1.c Producto de confiabilidad

El diseño del producto es sin duda el elemento más importante para garantizar el funcionamiento eficiente del mercado de confiabilidad y tiene que ser hecho a medida para los problemas de confiabilidad que afectan al sistema. El producto puede ser simplemente capacidad instalada (o energía producible, en los sistemas hidráulicos), la disponibilidad de esa capacidad en ciertos periodos de tiempo, o directamente la inyección física de electricidad en la red durante ese tiempo. Cada uno de estos productos enviará señales muy diferentes al mercado y atraerá tecnologías muy diferentes.

Indicador de escasez

El periodo de tiempo durante el cual el producto de confiabilidad tiene que ser entregado se define, normalmente, a través de un indicador de escasez. Este indicador puede estar basado en el precio de un mercado de referencia (por ejemplo, hay escasez cada vez que el precio de la bolsa diaria supera un valor preestablecido) o en parámetros de red o medidas tomadas por el operador del sistema para asegurar el suministro (por ejemplo, hay escasez cada vez que la reserva secundaria se encuentra por debajo de un nivel predeterminado).

Límites a la cantidad comerciable

Una vez definido el producto de confiabilidad, el regulador tiene que decidir qué cantidad de este producto puede comerciar cada agente. En realidad, la decisión fundamental es si esa cantidad tiene que ser fijada de manera regulada o si es el agente mismo quien, basándose en las características técnicas de su recurso, se auto-asigna una cantidad de producto de confiabilidad por encima de la cual el riesgo sería demasiado alto (dependiendo de las penalizaciones, ver subsección 5.9.1.d más abajo). La práctica más común prevé que el regulador o el operador del sistema asignen estos límites a los agentes durante una fase de calificación, basándose en el concepto de capacidad (o energía) firme. Con firme se define la capacidad o la energía que puede ser entregada por el agente con cierto nivel de confiabilidad (si esta asignación se hace a través de un programa de simulación probabilístico, dicho nivel de confiabilidad se puede definir directamente como una probabilidad porcentual).

5.9.1.d Incentivos al cumplimiento

Para que los contratos de confiabilidad guíen al sistema hacia una inversión eficiente y suficiente, deben producir ciertos incentivos. Si toda la demanda está cubierta por contratos de confiabilidad, pero no hay penalizaciones por el incumplimiento de estos contratos, la confiabilidad del sistema no puede ser asegurada. Las penalizaciones pueden suponer simplemente la restitución (o la pérdida) de la remuneración obtenida en el mercado de confiabilidad o pueden estar basadas en otros parámetros, como el costo del nuevo entrante¹⁰⁰.

Exenciones

En ciertos casos, el regulador puede prever exenciones a la aplicación de las penalizaciones. Estas exenciones pueden ser necesarias para reducir el riesgo de los agentes y abarcan

¹⁰⁰ El costo del nuevo entrante, o CONE (del inglés, *cost of new entry*) se suele definir como la anualidad de la inversión en una tecnología representativa de los nuevos entrantes que se quieren atraer.

normalmente los eventos que están fuera del control de los agentes (como, por ejemplo, fallos en la entrega debidos a la indisponibilidad de la red de transporte). No obstante, la exención intrínsecamente altera y diluye la señal eficiente que la penalización transmite y su uso debería ser muy limitado.

Techos a las penalizaciones

El mismo razonamiento se puede aplicar a los techos a las penalizaciones. Los techos pueden reducir el riesgo y aumentar la participación en el mercado de confiabilidad (y evitar problemas financieros a los agentes que podrían repercutir en la misma seguridad de suministro). Sin embargo, un agente que ya ha alcanzado su techo de penalización no tiene ningún incentivo a cumplir con su contrato. En este caso, es muy importante definir el horizonte de tiempo en el que se aplica el techo.

5.9.2 Debates actuales relacionados con las ERV

Los debates a nivel internacional que relacionan los mercados de confiabilidad y las energías renovables son numerosos. Algunos países indican claramente la penetración renovable como una de las causas de introducir o reformar el mecanismo de capacidad en su sistema eléctrico. En general el argumento es que la depresión de los precios de mercado y la reducción de los factores de carga de las centrales tradicionales desincentivan la inversión en generación programable, la cual, por otro lado, es indispensable para respaldar la producción intermitente de las renovables. No obstante, como se expone en la sección 5.2, el problema principal es el impacto de las renovables en la incertidumbre en el mercado eléctrico, tanto de precio como regulatoria.

Además de su papel como presuntos “impulsores” de la introducción de mercados de confiabilidad, los recursos renovables también pueden contribuir a la seguridad de suministro. La intermitencia de las ERV puede ser más fácilmente asimilada si existen suficientes sistemas de almacenamiento o con un amplio mercado regional. Las tecnologías renovables se complementan con otras fuentes primarias (como la hidráulica) y entre ellas. Las ERV cuentan con tiempos de instalación muy inferiores a los de las centrales convencionales, lo cual significa que en ocasiones pueden ser recursos de gran valor para la suficiencia del sistema. Por estas razones, muchas de las discusiones recientes apuntan a que las tecnologías renovables y convencionales puedan competir al mismo nivel en los mercados de confiabilidad.

La primera pregunta, de hecho, es si las ERV deberían tener o no acceso a los mercados de confiabilidad. Si se considera sólo este segmento del mercado, la única respuesta posible es que deberían poder participar en la medida en que contribuyen a la confiabilidad del sistema. Esto último, obviamente, depende de la fuente primaria y de las características del sistema y sus condiciones de escasez. Por ejemplo, una central solar fotovoltaica no podrá contribuir a cubrir la demanda punta en un país de clima frío que siempre presenta picos de carga en las últimas horas de los días de invierno. Pero la misma central claramente contribuye a garantizar la seguridad de suministro en un sistema donde la punta de demanda tiene lugar en verano y depende de los equipos de aire acondicionado. En realidad, a nivel teórico, no debería haber barreras aunque la contribución de las ERV a la confiabilidad se presuma baja. Como en el caso de los servicios complementarios, la decisión de si es conveniente o no participar en el mercado

de confiabilidad deberían tomarla los agentes teniendo en cuenta sus preferencias de remuneración y riesgo.

Un argumento muy usado para limitar o excluir la participación de los recursos renovables en los mercados de confiabilidad es que las ERV no deberían tener acceso a la remuneración del mecanismo de confiabilidad porque ya están recibiendo, en muchos casos, otra señal de inversión específica, a través de un mecanismo de apoyo a la renovable. Este argumento tiene dos fallos a nivel teórico. Primero, no considera que la señal del mercado de confiabilidad no es sólo una señal de inversión, sino que también puede incluir un incentivo a estar disponible durante las condiciones de escasez en el sistema. Si las renovables no reciben esta señal, no tendrán este incentivo. Segundo, ese argumento no considera que los mecanismos de apoyo a la renovable pueden ser diseñados para tener en cuenta una potencial participación en el mercado de confiabilidad y evitar explícitamente una doble retribución. Todos estos razonamientos teóricos llevan a la conclusión de que la participación de las renovables sería posible y beneficiosa para el sistema. No obstante, en muchos mercados de confiabilidad, esta participación está excluida o limitada.

En los sistemas que permiten la participación de las ERV en los mecanismos de confiabilidad, otro debate muy relevante concierne la metodología para calcular su capacidad o energía firme. La intermitencia de las renovables dificulta esta tarea. Las metodologías aplicadas históricamente a las centrales térmicas e hidráulicas no pueden ser usadas para plantas eólicas y fotovoltaicas. De hecho, la energía firme de una planta renovable depende ampliamente del mix de generación del sistema. La intermitencia de corto plazo de una granja eólica no es problemática en un sistema dominado por centrales hidroeléctricas, lo importante es que produzca en el mediano y largo plazo la energía para la que se ha comprometido, permitiendo de esa manera ahorrar agua en los embalses. Por esta razón, una metodología eficiente para el cálculo y la asignación centralizada de la capacidad o energía firme de las ERV requiere de modelos de simulación que reproduzcan las condiciones de escasez en el sistema y calculen la contribución de cada recurso.

Un tema que está ganando relevancia en el diseño de los mecanismos de confiabilidad es el rol de las penalizaciones. Algunos mercados de capacidad en Estados Unidos han sido reformados recientemente para introducir penalizaciones mucho más elevadas en caso de incumplimiento, con el objetivo de mejorar las prestaciones de los proveedores de confiabilidad durante las condiciones de escasez (el concepto se conoce en inglés como *pay-for-performance*). Estas experiencias han sido recogidas en Europa, donde los nuevos mecanismos de remuneración de la capacidad ya incluyen elementos parecidos. Estas cuantiosas penalizaciones podrían desincentivar la participación de las renovables, que tienen un riesgo de incumplimiento más alto.

Un último elemento de debate sobre mercados de confiabilidad que puede afectar a las renovables es la posible interacción entre estos últimos y los mercados de servicios complementarios. Algún diseño, que será objeto de análisis en la sección de experiencias internacionales, remunera los recursos a cambio de su disponibilidad (medida como capacidad de ofertar) en ciertos segmentos del mercado, el de servicios complementarios entre ellos. Si las tecnologías renovables no están habilitadas para proveer SSCC, automáticamente quedan excluidas también del mercado de confiabilidad y de su remuneración.

5.9.3 Experiencias internacionales

5.9.3.a Participación de las renovables: Reino Unido, Irlanda y ISO New England

Las experiencias internacionales demuestran cómo el debate sobre la participación de las renovables en los mercados de confiabilidad está todavía muy abierto. Reino Unido introdujo un mercado de capacidad en 2015 (DECC, 2014), en el marco de una reforma más amplia del mercado eléctrico. Las tecnologías ERV pueden participar en las subastas de capacidad y percibir la remuneración resultante, pero sólo si renuncian al mecanismo específico de apoyo a la renovable. Debido a las penalizaciones por incumplimiento previstas en los contratos de capacidad, y al riesgo que éstas conllevan para la generación intermitente, ningún proyecto renovable ha sido casado en las subastas de capacidad hasta la fecha.

Irlanda está a punto de introducir un mercado de capacidad basado en opciones de confiabilidad (el mismo principio en el que se fundamentan las obligaciones de energía firme colombianas). Según las más recientes propuestas de diseño (SEM, 2015), y al contrario que en el Reino Unido, Irlanda permite la participación de las renovables en el mercado de confiabilidad, también cuando las plantas estén recibiendo otro tipo de ayuda económica específica. Sin embargo, y de nuevo debido a las elevadas penalizaciones, no se prevé una participación masiva de estos recursos.

ISO New England cuenta con un mercado de capacidad con más de diez años en operación. Según el regulador (ISO New England, 2015), el mercado de capacidad debe garantizar la viabilidad económica de las centrales térmicas, cuyos ingresos en el mercado de energía están disminuyendo debido a la penetración renovable. Siguiendo este razonamiento, el regulador quiere evitar que las ERV subsidiadas depriman también el precio del mercado de capacidad. Por esta razón, se introdujo un procedimiento de intervención de las ofertas que se activa cuando el precio ofertado está por debajo de un umbral predefinido (ORTP, *Offer Review Trigger Price* en inglés). Al mismo tiempo, las renovables están exentas de esta condición, pero sólo mientras no se superen los 200 MW de estas tecnologías en cada subasta.

5.9.3.b Asignación de la capacidad/energía firme: Francia, PJM y Colombia

Francia puso en funcionamiento en 2016 un mercado de capacidad descentralizado, con el objetivo de garantizar la cobertura de la punta de demanda, en constante crecimiento debido a los consumos eléctricos para calefacción. Las renovables pueden participar en este mecanismo (RTE, 2014). Cada central tiene asignados un número de certificados de capacidad, que representan su capacidad firme. Los agentes renovables pueden escoger entre dos metodologías diferentes para el cálculo de la capacidad firme:

- Calcular por su cuenta la capacidad firme, que será luego sujeta a ajustes según las prestaciones reales de la planta.
- Aceptar la capacidad firme calculada a través de unos coeficientes establecidos por el regulador para cada tecnología, que internalizan el riesgo de indisponibilidad relacionado con la falta de energía primaria.

En el primer caso las penalizaciones por incumplimiento son las mismas que las que se aplican a las demás tecnologías. En el segundo caso, el agente sólo es responsable y sujeto a

penalizaciones por incumplimientos no relacionados con la fuente primaria (por ejemplo, una indisponibilidad por fallo técnico).

PJM cuenta con un mercado de capacidad que ha registrado una participación significativa de recursos renovables. La capacidad firme que se les reconoce a las plantas ERV se calcula multiplicando la capacidad instalada por un coeficiente fijado por el regulador. En las últimas subastas (PJM, 2016), este coeficiente ha sido igual al 13% centrales eólicas y 38% para centrales fotovoltaicas. Cabe destacar que este último coeficiente es incluso más alto que los factores de carga esperados para proyectos fotovoltaicos. En PJM, las puntas de demanda tienen lugar en verano, en las horas centrales del día, durante las cuales el consumo de los equipos de aire acondicionado es más alto. La correlación de la demanda punta con la producción fotovoltaica es muy alta y se refleja en el coeficiente para el cálculo de la capacidad firme.

Colombia cuenta, desde 2006, con obligaciones de energía firme. La Resolución CREG148-2011 introdujo una metodología para el cálculo de la energía firme de proyectos eólicos. Dicha metodología dividía entre proyectos que cuenten o no con datos de viento de los últimos 10 años. Los proyectos con datos de viento pueden calcular su energía firme según una fórmula establecida por el regulador en base a los datos históricos. En cambio, a los proyectos sin datos de viento de 10 años se les asigna una energía firme igual al 6% de su producción máxima teórica, un valor muy por debajo de los coeficientes de carga medios de esta tecnología. Las Resoluciones CREG162-2014 y CREG242-2016 proponen modificar esta metodología, permitiendo a los proyectos sin datos de viento de 10 años integrar sus series históricas con datos de instituciones internacionales reconocidas por el regulador.

5.9.3.c Penalizaciones por incumplimiento: PJM

El mercado de capacidad de PJM ha sido reformado en 2014 para introducir penalizaciones por incumplimiento más contundentes¹⁰¹. El mercado cuenta de momento con dos productos: el *base capacity*, con requerimientos de cumplimiento menos estrictos, y el *capacity performance*, con requerimientos y penalizaciones más exigentes. Como ya se ha mencionado, unas penalizaciones muy elevadas suponen un riesgo para la generación no-programable. Esto se reflejó en la primera subasta para la adquisición de estos productos (Figura 46), en la que la mayoría de los recursos renovables optó por ofertar el producto de *base capacity*.

¹⁰¹ Durante el llamado *polar vortex* en enero de 2014, el 22% de la capacidad con compromisos de confiabilidad no pudo producir, lo que significa que 40 200 MW de capacidad no estuvieron disponibles (PJM, 2014) aunque estuviesen recibiendo una remuneración por su aportación a la confiabilidad del sistema.

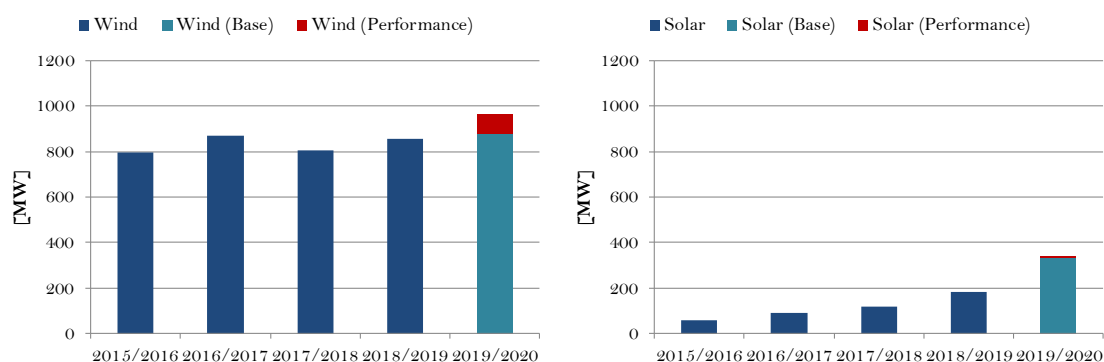


Figura 46. Participación de plantas eólicas (izquierda) y fotovoltaicas (derecha) en las últimas cinco subastas de capacidad de PJM (datos de PJM, 2016)

No obstante, el producto *base capacity* se eliminará progresivamente en los próximos años y, de momento, no es fácil prever si los agentes renovables aceptarán el riesgo de las penalizaciones (internalizándolo en sus ofertas) o si dejarán de ofrecer su capacidad en estas subastas.

5.9.3.d Relación entre mercados de confiabilidad y SSCC: Italia e Irlanda

Tanto Italia (Terna, 2017) como Irlanda (SEM, 2015) están a punto de sustituir sus pagos por capacidad por mercados de contratos basados en las opciones de confiabilidad. En ambos casos, los proveedores de confiabilidad reciben una prima anual (que se establece a través de una subasta) y a cambio se comprometen a ofertar su capacidad en el mercado y a devolver la diferencia entre el precio de mercado y un precio *strike* (opción financiera). Diferentes segmentos del mercado de corto plazo entran dentro de este mecanismo. En Italia, la capacidad comprometida que no ha sido casada en el mercado diario tiene que ser ofertada en el mercado de reservas. En Irlanda, el diseño es similar, pero incluye también el mercado intradiario.

Este tipo de diseño liga el mercado de confiabilidad con el mercado de servicios complementarios. Claramente, los mecanismos irlandés e italiano no representan una adquisición adelantada y de largo plazo de reservas, pero aumentarán con toda probabilidad la liquidez de los mercados de SSCC. Además, con este diseño, la participación en el mercado de confiabilidad está de alguna manera condicionada a la capacidad de proporcionar reservas y este elemento puede guiar el mix de generación hacia tecnologías más flexibles.

5.10 Almacenamiento de Energía

El almacenamiento de energía es considerado por muchos expertos como un elemento imprescindible del sistema eléctrico del futuro. Esta tecnología debería permitir una integración más eficiente de las energías renovables intermitentes y una mejor operación de las redes de distribución. En este punto se presentan unas consideraciones sobre la participación del almacenamiento en los diferentes segmentos del mercado eléctrico, identificando las principales barreras al despliegue de esta tecnología¹⁰².

¹⁰² Este subcapítulo se inspira en el artículo “*The Regulatory Debate about Energy Storage Systems*” de I. Usera, P. Rodilla, S. Burger, I. Herrero, and C. Batlle, publicado en *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 15, no. 5, setiembre/octubre 2017.

Debido a sus características de respuesta rápida, la discusión regulatoria sobre el almacenamiento se ha centrado en los últimos años en su participación en la provisión de servicios complementarios. No obstante, estas tecnologías pueden participar (y están participando) también en los mercados de energía y de capacidad, si no existen reglas que, explícita o implícitamente, desincentiven su contribución. El objetivo que tiene que perseguir la regulación en la próxima década no es crear condiciones favorables para el almacenamiento (que tiene que ser considerado como un participante más en el mercado), sino eliminar condiciones adversas e injustificadas a nivel técnico que pueden obstaculizar su desarrollo.

A continuación, se desarrollan aspectos del almacenamiento de energía relacionados con el mercado de energía, con los servicios complementarios y con mecanismos de confiabilidad.

5.10.1 Mercado de energía

Las tecnologías de almacenamiento pueden participar en los mercados de energía de la mayoría de los sistemas eléctricos, tanto en Estados Unidos como en Europa, aunque, hasta la fecha, su penetración haya sido escasa. La experiencia más relevante para el caso chileno es la que se ha desarrollado en EE.UU., donde el regulador federal, la FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*), propuso la inclusión de los siguientes nuevos parámetros de oferta específicos para el almacenamiento:

- Estado de carga (o SoC, *State of Charge*)
- Límites de carga superior e inferior
- Límites de rampa de carga y descarga
- Tiempo de carga mínimo y máximo
- Tiempo de operación mínimo y máximo

Según la FERC, incluyendo esta información en el algoritmo de despacho, los operadores deberían poder optimizar la contribución del almacenamiento a la operación del sistema. El regulador propone al mismo tiempo permitir que los operadores de unidades de almacenamiento puedan auto-gestionar su estado de carga, elaborando estrategias de oferta que les permitan proveer paralelamente otros servicios, más allá del mercado de energía.

Los operadores de los diferentes sistemas estadounidenses se han acogido de manera más o menos estricta a estas recomendaciones. Por ejemplo, CAISO ha introducido la figura del recurso no-generador (*non-generation resource*), que permite representar las restricciones típicas del almacenamiento, mientras que NYISO considera la figura del recurso con energía limitada (*energy-limited resource*), con características similares a nivel de oferta.

5.10.2 Servicios complementarios

Las unidades de almacenamiento suelen contar con una capacidad de respuesta rápida que les permite proporcionar servicios complementarios de manera muy eficiente. No obstante, los mercados para estos servicios se diseñaron en muchos casos pensando en la generación convencional y pueden presentar barreras a la participación de tecnologías de almacenamiento.

Para las unidades pequeñas, las restricciones suelen derivar del umbral de capacidad (por ejemplo, la capacidad mínima para poder proveer regulación secundaria de frecuencia) y del intervalo de tiempo considerado por el diseño del producto (las unidades de tamaño reducido pueden tener problemas en proporcionar reservas durante una hora entera). La reducción o eliminación de estos umbrales (o permitir la agregación de los recursos) y la consideración de duraciones inferiores a la hora para los productos de SSCC son dos medidas que fomentarían la participación del almacenamiento en este segmento del mercado.

Otra barrera relevante es la compra conjunta de capacidad y energía de reserva. La reserva de capacidad puede llevarse a cabo a través de subastas que se efectúan con días, meses o incluso un año de antelación. Eso reduce la participación de recursos que no pueden tener información sobre su estado de carga futuro con tanta antelación. La reducción del intervalo de tiempo entre reserva de capacidad y activación de energía o la compra separada de capacidad y energía pueden solucionar este problema.

Finalmente, la compra conjunta de reservas a subir y a bajar (obligación de presentar ofertas simétricas) obliga a las unidades de almacenamiento a mantener un estado de carga que les permita proporcionar ambos productos, impidiendo la utilización de todo el potencial de la unidad. No habiendo razones o restricciones técnicas que obliguen a diseñar productos de SSCC simétricos, estos servicios deberían ser desacoplados, permitiendo la venta separada de reservas a subir y a bajar.

Todas estas recomendaciones pueden ser aplicadas al nuevo mercado de servicios complementarios que está siendo desarrollado en Chile.

5.10.3 Mecanismos de confiabilidad

Los mecanismos de confiabilidad pueden ser una fuente de ganancia importante para las unidades de almacenamiento; no obstante, la contribución que estos recursos pueden proporcionar a la seguridad de suministro de un sistema depende de las características del sistema, reflejadas en el diseño del mecanismo de confiabilidad. Los sectores eléctricos en los que el almacenamiento puede contribuir más son los sistemas limitados en potencia (*capacity-constrained systems*), donde una batería puede ayudar a cubrir la punta de demanda, que tiene lugar durante un tiempo reducido.

Las discusiones principales que se han desarrollado a nivel internacional sobre participación del almacenamiento en los mercados de capacidad versan sobre el diseño del producto, en particular sobre las obligaciones que conlleva participar en este mercado y las penalizaciones por el incumplimiento de dichas obligaciones. Muchos mercados de capacidad remuneran a los agentes a cambio de su compromiso a producir cuando el operador declare una situación de escasez en el sistema, durante un número de horas que puede tener un límite (como las cuatro horas de CAISO) o no tenerlo (como en PJM o Reino Unido); el incumplimiento de este compromiso conlleva penalizaciones muy elevadas. Sobre todo en aquellos casos en los que no se impone un límite al número de horas, este diseño dificulta la participación de unidades de almacenamiento, que podrían no ser capaces de cumplir con su compromiso si la situación de escasez se prolongara más allá de unas pocas horas. En cambio, cuando el número de horas de escasez está limitado, la unidad de almacenamiento puede “devaluar” (*de-rate*) su capacidad para garantizar el cumplimiento del compromiso. Si, por ejemplo, el compromiso prevé la inyección

de la capacidad contratada durante 4 horas frente a un aviso del operador del sistema, una batería con una capacidad instalada de 1 MW y una capacidad de carga de 1 MWh puede ofertar 0,25 MWh en el mercado de capacidad, sin que su limitación de energía comporte una exposición elevada al riesgo de tener que pagar penalizaciones.

Todas estas discusiones no aplican al caso chileno. El mecanismo de confiabilidad chileno prevé un pago por potencia, fijado de manera administrativa, que entra en la remuneración prevista en los contratos de largo plazo. No hay un compromiso de producción con consecuentes penalizaciones, ni una metodología para la identificación de las condiciones de escasez. En Chile, no hay ninguna barrera a la participación de unidades de almacenamiento al mecanismo de pago por potencia. El desafío regulatorio, en este caso, sería la definición de una metodología para el cálculo de la potencia firme de estos recursos. Como ya se ha mencionado, esta metodología depende del sistema chileno y del tipo de condiciones de escasez que se espera se produzcan en los próximos años.

5.11 Referencias

ACER, Agency for the Cooperation of Energy Regulators, 2016. The 4th Annual Market Monitoring Report - Increasing Cross Border Tradable Capacities. Presentación para la reunión *Electricity Market Stakeholders Committee*, que tuvo lugar en Bruselas el 3 de febrero de 2016.

ACER/CEER, Agency for the Cooperation of Energy Regulators / Council of European Energy Regulators, 2016. Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity Markets in 2015. Informe publicado en septiembre de 2016.

ACER/CEER, Agency for the Cooperation of Energy Regulators / Council of European Energy Regulators, 2015. Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2014. Informe publicado en noviembre de 2015.

AEEGSI, Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico, 2014. Disposizioni in materia di dispacciamento delle fonti rinnovabili non programmabili a seguito della sentenza del Consiglio di Stato - Sezione Sesta - 9 giugno 2014, n. 2936. Deliberación 522/2014/R/eel, publicada el 23 de octubre de 2014.

Argonne National Laboratory, 2016. Survey of U.S. Ancillary Services Markets. Informe ANL/ESD-16/1.

Battle, C., 2013. Electricity Generation and Wholesale Markets. Capítulo 7 de *Regulation of the Power Sector*, Springer, editado por Ignacio J. Pérez-Arriaga.

Brouwer, A. S., van den Broek, M., Seebregts, A., Faaij, A., 2014. Impacts of Large-Scale Intermittent Renewable Energy Sources on Electricity Systems, and How These Can Be Modeled. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, volumen 33, páginas 443-466.

CAISO, California Independent System Operator, 2016. Flexible Ramping Product - Draft Final Technical Appendix. Documento de trabajo publicado el 25 de enero de 2016.

- CNMC, Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, 2016a. Acuerdo por el que se emite informe sobre la propuesta del operador del sistema de modificación del procedimiento de operación P.O.15.2 “servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad”. Expediente INF/DE/114/16.
- CNMC, Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, 2016b. Informe de supervisión del mercado peninsular de producción de energía eléctrica - año 2015. Informe IS/DE/025/16, publicado el 20 de diciembre de 2016.
- CSMEM, Comité de Seguimiento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, 2015. Cien informes del Comité de Seguimiento del MEM: principales temas tratados. Informe No. 100, publicado el 16 de junio de 2015.
- CSMEM, Comité de Seguimiento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, 2007. Servicio de regulación secundaria de frecuencia. Informe No. 20, publicado el 14 de septiembre de 2007.
- DECC, Department of Energy & Climate Change, 2014. Implementing Electricity Market Reform (ERM) – Finalised Policy Positions for Implementation of EMR. Documento publicado en junio de 2014.
- EC, European Commission, 2016a. Staff Working Document Accompanying the Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms. SWD(2016) 385 final, publicada el 30 de noviembre de 2016.
- EC, European Commission, 2016b. METIS Technical Note T4 - Overview of European Electricity Markets. Nota técnica del proyecto METIS, publicada en febrero de 2016.
- EC, European Commission, 2016c. State Aid No. SA.42955 (2016/N-2) – Germany Network Reserve. Comunicación oficial C(2016) 8742 final, publicada el 20 de diciembre de 2016.
- ENTSO-E, European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2017. Survey on Ancillary Services Procurement, Balancing Market Design 2016. Informe gráfico publicado el 10 de mayo de 2017.
- ENTSO-E, European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2013a. Network Code on Load-Frequency Control and Reserves. Publicado el 23 de junio de 2013.
- ENTSO-E, European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2013b. Supporting Document for the Network Code on Load-Frequency Control and Reserves. Publicado el 28 de junio de 2013.
- ERCOT, Electric Reliability Council of Texas, 2014. ORDC Workshop. Presentación publicada el 18 de abril de 2014.
- EU, European Union, 2012. Energy Roadmap 2050. Documento que acompaña la comunicación COM(2011) 885.
- Fleer, J., Zurmühlen, S., Meyer, J., Badeda, J., Stenzel, P., Hake, J. F., Uwe Sauer, D., 2017. Price Development and Bidding Strategies for Battery Energy Storage Systems on the

- Primary Control Reserve Market. Artículo presentado en la conferencia IRES 2017 (11th International Renewable Energy Storage Conference).
- Hirth, L., Ziegenhagen, I., 2015. Balancing Power and Variable Renewables: Three Links. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, volumen 50, páginas 1035-1051.
- Huntington, S. C., Rodilla, P., Herrero, I., Batlle, C., 2017. Revisiting Support Policies for RES-E Adulthood: Towards Market Compatible Schemes. *Energy Policy*, volumen 104, páginas 474-483.
- IEA, International Energy Agency, 2016. Next Generation Wind and Solar Power - From Cost to Value. Informe OECD/IEA.
- IRENA, International Renewable Energy Agency, 2017a. Renewable Energy Auctions: Analysing 2016. Informe de IRENA, publicado en marzo de 2017.
- IRENA, International Renewable Energy Agency, 2017b. Adapting Market Design to High Shares of Variable Renewable Energy. Informe de IRENA, publicado en mayo de 2017.
- IRENA, International Renewable Energy Agency, 2016. Renewable Energy Benefits: Measuring The Economics. Informe de IRENA, publicado en 2016
- ISO New England, 2016. 2016 Regional Electricity Outlook. Informe anual del operador del Sistema.
- ISO New England, 2015. The Importance of a Performance-Based Capacity Market to Ensure Reliability as the Grid Adapts to a Renewable Energy Future. Documento de trabajo, actualizado en octubre de 2015.
- Mastropietro, P., 2016. Regulatory Design of Capacity Remuneration Mechanisms in Regional and Low-Carbon Electric Power Markets. Tesis doctoral, ISBN 978-84-608-5917-8.
- MITei, Massachusetts Institute of Technology Energy Initiative, 2016. Utility of the Future: An MIT Energy Initiative Response to an Industry in Transition. Informe desarrollado en colaboración con IIT-Comillas, publicado en diciembre de 2016.
- Monitoring Analytics LLC, 2016. State of the Market Report for PJM - January through September. Informe del monitor independiente del mercado, publicado el 11 de octubre de 2016.
- Nabe, C., Neuhoff, K., 2015. Intraday and real time activity of TSOs: Germany. Documento de trabajo publicado el 24 de junio de 2015.
- NREL, National Renewable Energy Laboratory, 2013. The Western Wind and Solar Integration Study Phase 2. Informe técnico NREL/TP-5500-55588, publicado en septiembre de 2013.
- Ocker, F., Ehrhart, K. M., 2017. The “German Paradox” in the Balancing Power Markets. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, volumen 67, páginas 892-898.

- Ocker, F., Braun, S., Will, C., 2016. Design of European Balancing Power Markets. Artículo de conferencia presentado en European Energy Market (EEM) de Porto, 2016.
- Ofgem, Office of Gas and Electricity Markets, 2015. Balancing and Settlement Code (BSC) P305: Electricity Balancing Significant Code Review Developments. Decisión del regulador, publicada el 2 de abril de 2015.
- PCR, Price Coupling of the Regions, 2016. EUPHEMIA Public Description - PCR Market Coupling Algorithm. Versión 1.5, publicada el 5 de diciembre de 2016.
- PJM, Pennsylvania New Jersey Maryland Interconnection, 2016. 2019/2020 RPM Base Residual Auction Results. Documento con los resultados de la subasta de capacidad.
- PJM, Pennsylvania New Jersey Maryland Interconnection, 2014. Problem Statement on PJM Capacity Performance Definition. Documento de trabajo publicado el 1 de Agosto de 2014.
- REN21, Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, 2017. Renewables 2017 - Global Status Report. Presentación máster, publicada el 7 de junio de 2017.
- RTE, Réseau de Transport d'Électricité, 2014. French Capacity Market. Report Accompanying the Draft Rules. Documento publicado el 9 de abril de 2014.
- Rodilla, P., Batlle, C., 2013. Security of Generation Supply in Electricity Markets. Capítulo 12 de *Regulation of the Power Sector*, Springer, editado por Ignacio J. Pérez-Arriaga.
- SEM, Single Electricity Market Committee, 2016. Integrated Single Electricity Market (I-SEM) - Capacity Remuneration Mechanism Detailed Design - Decision Paper 2. Decisión del regulador, SEM-16-022, publicado el 10 de mayo de 2016.
- SEM, Single Electricity Market Committee, 2015. Integrated Single Electricity Market (I-SEM) - Capacity Remuneration Mechanism Detailed Design - Decision Paper 1. Decisión del regulador, SEM-15-103, publicado el 16 de diciembre de 2015.
- Senate of California, 2017. SB-100 California Renewables Portfolio Standard Program: Emissions of Greenhouse Gases. Proyecto de ley del Senado, presentado el 11 de enero de 2017.
- Senate of Hawaii, 2017. Senate Bill 1186 Relating to Energy. Proyecto de ley del Senado, presentado el 25 de enero de 2017.
- Tennet, 2016. Market Review 2016 - Electricity Market Insights. Informe anual de supervisión del mercado.
- Terna, 2017. Schema di proposta di disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica. Propuesta publicada en enero de 2017.
- Van den Bergh, K., Couckuyt, D., Delarue, E., D'haeseleer, W., 2015. Redispatching in an Interconnected Electricity System with High Renewables Penetration. Documento de trabajo WP EN2015-4.

- Vázquez, S., Rodilla, P., Batlle C., 2014. Residual Demand Models for Strategic Bidding in European Power Exchanges: Revisiting the Methodology in the Presence of a Large Penetration of Renewables. *Electric Power Systems Research*, volumen 108, páginas 178-184.
- Villar, J., Campos, F. A., Domenech, S., Díaz, C. A., 2017. Estimation of the Spanish Secondary Reserves Requirements. Artículo presentado en la conferencia 14th International Conference on the European Energy Market - EEM17, Dresde, Alemania, junio 2017.
- XM S.A., 2017. Informe transacciones febrero 2017. Informe mensual del operador del sistema.
- Ziegenhagen, I., 2013. Impact of Increasing Wind and PV Penetration Rates on Control Power Capacity Requirements in Germany. Tesis de máster, Universidad de Leipzig.

Anexo A: ejemplos numéricos capítulo 1.

Programación vinculante y reprogramaciones

Consideremos tres generadores, A, B y C, con el mismo tamaño, 500 MW. Supongamos que, en la programación diaria, los tres generadores resultan despachados por toda su capacidad para la hora h del día siguiente y adquieren un compromiso de producir 500 MWh durante esa hora. El costo marginal de la programación diaria es igual a 40 USD/MWh y cada generador recibe $500 \times 40 = 20\,000$ USD por su contribución comprometida en ese periodo horario.

Unas pocas horas después de la programación diaria, en la hora $h-14$, antes de que empiece el día al que esa programación hace referencia, el generador B sufre un fallo en su central, que limita a 300 MW la capacidad que puede proporcionar. El generador B sabe que no va a poder cumplir con su compromiso en la hora h . Según el diseño del mercado propuesto habría una reprogramación intradiaria que calcularía una nueva señal de precio. Supongamos que el generador B comunica su indisponibilidad al operador del sistema, que considera la nueva información en una reprogramación intradiaria. Esta última fija unos nuevos compromisos para la hora h (300 MWh para el generador B y 500 MWh para los otros dos generadores) y calcula un nuevo costo marginal, que es igual a 50 USD/MWh. Este costo marginal se usa para liquidar las diferencias entre la programación diaria y la reprogramación. El generador B ha bajado su compromiso de 500 MWh a 300 MWh en la hora h y tendrá cubrir esta diferencia al nuevo costo marginal, o sea, pagando $200 \times 50 = 10\,000$ USD. Los generadores A y C no han cambiado su compromiso y no tienen liquidaciones económicas asociadas a esta reprogramación.

Unas horas después, en la hora $h-3$, mucho más cerca del tiempo real, el generador C repara en que entre las horas $h-2$ y $h+1$ no va a poder inyectar los 500 MWh comprometidos, y que sólo podrá entregar 250 MWh. Este desvío plantea la conveniencia de un nuevo redespacho, en el que el Coordinador programa 50 MWh de producción hidráulica adicional y ordena arrancar una turbina de gas de 200 MWh para producir durante unas pocas horas (4 horas). El costo marginal de esta reprogramación en la hora h es 85 USD/MWh, que se corresponde con el variable de la turbina. En este caso, los generadores A y B no han cambiado su compromiso con respecto al redespacho previo, luego no tienen obligación económica alguna, pero el generador C tendrá que cubrir esta diferencia al nuevo costo marginal, pagando $250 \times 85 = 21\,250$ USD.

De este modo, y únicamente refiriéndonos a la hora h , esta será la liquidación neta de los tres generadores:

- El generador A, que cumplió con la programación del horizonte diario habrá recibido en la hora h 20 000 USD y habrá producido 500 MWh,
- El generador B habrá recibido 10 000 USD ($500 \times 40 = 20\,000$ USD menos $200 \times 50 = 10\,000$ USD) y habrá producido 300 MWh.
- Finalmente, el generador C habrá tenido que pagar 1 250 USD ($500 \times 40 = 20\,000$ USD menos $250 \times 85 = 21\,250$ USD) y habrá producido 250 MWh en la hora h .

En el ejemplo anterior se ilustra como los despachos vinculantes logran que el causante de los redespachos reciba una señal de precio relacionada con el impacto de tal cambio en la programación. En este caso, revelar la disponibilidad real más cerca del tiempo real resulta en un costo mayor para el generador, ya que implica con toda probabilidad la entrada de algún generador flexible, de costo más alto. Este último costo, en teoría, como en el caso del ejemplo, será con toda probabilidad mayor que el costo marginal de una reprogramación que se podía haber llevado a cabo unas pocas horas después de la programación diaria, cuando todavía había tiempo de arrancar nuevas centrales de base. El incentivo a revelar la mejor previsión cuanto antes no sólo va en la dirección de mejorar las ganancias de los generadores, sino que disminuye el costo total del despacho y por tanto aumenta la eficiencia del mismo.

Si bien lo habitual es que los cambios de programación cercanos al tiempo real impliquen un mayor costo, y por lo tanto las señales de precio penalicen a los agentes que cambian el programa, esto no es necesariamente así siempre. En general esto dependerá del sentido y magnitud de todos los cambios de los programas de todos los agentes. Podría darse el caso de que en el redespacho nos encontremos con ajustes de generación (renovable o no) al alza, lo que conduciría en principio a precios de redespacho inferiores a los precios del mercado del día antes. En este caso un generador que se ha desviado a la baja involuntariamente estaría favoreciendo al sistema, y los precios así lo reflejarían.

Volvamos al ejemplo anterior. Esta vez, el generador B sufre un fallo en su central en la hora $h-14$, que reduce a cero la capacidad que puede proporcionar. Además, en este caso, coincide que hay una sobreproducción eólica que no se había programado en el horizonte diario y que se programa en el redespacho. El nuevo costo marginal del redespacho se hunde debido a este aporte renovable, y resulta igual a 5 USD/MWh. El generador B, que ha bajado su compromiso de 500 MWh a 0 MWh en la hora h tendrá que cubrir esta diferencia al nuevo costo marginal, o sea, pagando $500 \times 5 = 2\,500$ USD. De este modo, la liquidación neta del generador B le lleva a recibir 17 500 USD (20 000 USD del día antes menos 2 500 USD del redespacho) a pesar de producir 0 MWh.

En todo caso, exceptuando claros ejercicios de poder de mercado¹⁰³, el incentivo de todos los agentes será el de declarar su disponibilidad real con la mayor antelación posible. Debe concluirse, entonces, que dotar de un carácter vinculante a los programas calculados por el Coordinador en el horizonte diario introduce un incentivo para los agentes a optimizar sus procesos de estimación de producción futura.

Asignación de costos de capacidad de reserva

Por plantear un ejemplo simplificado a modo de ilustración: si se programa una capacidad de reserva de 1000 MW calculada como un 5% de la punta de energía demandada (e.g., $10\text{ GW} \times 5\% = 500\text{ MW}$), más la capacidad instalada de la mayor planta térmica que pudiera fallar (e.g., 400 MW), más un 10% de la producción renovable esperada (e.g., $1\text{ GW} \times 1\% = 100\text{ MW}$), el cálculo de la asignación de los costos se puede asignar de forma

¹⁰³ Desequilibrios sistemáticos en una misma dirección de los precios del mercado del día antes y del primer (o ulterior) redespacho sugiere que las autoridades reguladoras analicen en detalle la situación.

proporcional: 50% a la demanda, 40% a las plantas térmicas (y entre ellas, en proporción a su tasa de fallos histórica) y un 10% a las plantas renovables.

Anexo B: Reglamento de la Coordinación y Operación, Reglamento de Servicios Complementarios y Co-optimización de recursos

a) Antecedentes de Reglamentos en Trámite

Tanto el Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional (DS N° 125, Reglamento de Coordinación) como el Reglamento de Servicios Complementarios (DS N° 113, Reglamento de SSCC), ambos en trámite de control de legalidad en la CGR, plantean que la programación de la operación del sistema eléctrico debe efectuarse mediante un proceso de optimización conjunta de los recursos destinados a abastecer la demanda como de aquéllos destinados a otorgar reservas operativas.

En efecto, en el Artículo 36, el Reglamento de Coordinación señala:

*La programación de la operación deberá garantizar la operación más económica para el conjunto de instalaciones, **minimizando el costo total actualizado de abastecimiento, esto es, la suma de los costos totales de operación, reservas y falla**, para un determinado horizonte de tiempo, preservando la seguridad y calidad del servicio en el sistema eléctrico. La programación de la operación determinará el valor de los recursos de la energía embalsada o almacenada, en adelante, energía gestionable, el nivel de colocación de las energías y reservas, y el uso óptimo de las instalaciones, según corresponda, conforme al presente reglamento y a la norma técnica respectiva. El Coordinador deberá realizar la programación de la operación del Sistema Eléctrico Nacional **optimizando de manera conjunta el nivel de colocación de la energía para abastecer la demanda y las reservas operacionales necesarias que permitan cumplir adecuadamente los principios de la coordinación** a que se refiere el artículo 5 del presente reglamento.*

Este proceso deberá considerar los insumos necesarios para cumplir los objetivos señalados en el inciso anterior, tales como características técnicas de las instalaciones, la programación y coordinación de los mantenimientos, las solicitudes de trabajos en las instalaciones, costos variables declarados por los Coordinados, información proporcionada por los Coordinados, estudios desarrollados o mandados por el Coordinador, información de pronósticos, entre otros, de acuerdo a lo indicado en el presente título.

El Artículo 42 de la señalada norma reglamentaria añade:

El Coordinador deberá resguardar que el proceso de programación de la operación sea compatible con los mecanismos que se definan para la materialización y prestación de Servicios Complementarios, en particular, para los que resulten a partir de procesos de subastas de cortísimo plazo.

El Reglamento de SSCC, por su parte, ratifica lo anterior, señalando en su Artículo 18 que:

*El Coordinador deberá realizar la programación de la operación del Sistema Eléctrico Nacional **optimizando de manera conjunta el nivel de colocación de la energía para abastecer la demanda y las reservas operacionales necesarias para un adecuado control de frecuencia de dicho sistema**, junto con los demás elementos que se deben considerar en la referida programación de acuerdo a la normativa vigente y los principios de ésta, establecidos en el artículo 72°-1 de la Ley.*

La misma norma agrega en su Artículo 25 que:

El Coordinador deberá monitorear permanentemente las condiciones de mercado de los servicios contenidos en el Informe SSCC, mediante procedimientos, metodologías y/o indicadores que éste defina.

*Tratándose de los servicios de control de frecuencia que se materialicen mediante subastas, el Coordinador deberá considerar para la verificación de las condiciones de competencia de éstas, al menos, **la realización de una optimización base que permita monitorear, en consistencia con el diseño de las subastas que se establece en el artículo 32 del presente reglamento, los resultados obtenidos en la optimización señalada en el artículo 18 del presente reglamento.** Se entenderá por optimización base al ejercicio de la programación de la operación que considere la provisión de reservas operacionales de acuerdo a los criterios que el Coordinador establezca, de conformidad a los principios establecidos en el inciso segundo del artículo 6 del presente reglamento.*

En caso que el Coordinador constate cambios en las condiciones de mercado que justificaron los mecanismos de materialización establecidos, deberá modificar el Informe SSCC mediante una actualización del mismo.

Finalmente, en caso de declararse una subasta total o parcialmente desierta, por ejemplo, siendo entonces necesario instruir la prestación directa del servicio, el Artículo 51 del Reglamento de SSCC señala que:

*Para la determinación del o los Coordinados responsables de la prestación y/o instalación directa, **el Coordinador deberá considerar las alternativas que resulten en la operación segura y más económica del sistema o subsistema eléctrico correspondiente.** Adicionalmente, el Coordinador podrá considerar criterios tales como la propiedad de las instalaciones en la subestación donde deba instalarse la Nueva Infraestructura, la experiencia del Coordinado en instalaciones similares y/o la disponibilidad de terrenos de este último. La aplicación de dichos criterios deberá resguardar la no discriminación arbitraria respecto de los Coordinados.*

Para establecer la remuneración del prestador en caso de producirse la situación anterior, el Artículo 56 del mismo reglamento prevé:

...Por su parte, los servicios que deban ser prestados y/o instalados directamente serán valorizados y remunerados según:

a. Lo establecido en el Estudio de Costos tratándose de servicios en los que no existan condiciones de competencia.

b. *Los valores máximos o mecanismos de valorización fijados por la Comisión tratándose de servicios cuyas licitaciones y/o subastas fueron declaradas desiertas, de conformidad a lo establecido en los artículos 63 y siguientes del presente reglamento.*

De esta forma, y en síntesis, se puede desprender de los textos transcritos que la reglamentación en trámite ordena que:

1. Los recursos requeridos para para abastecer la demanda y las reservas operacionales deben programarse de modo conjunto mediante un procedimiento de optimización integrado, debiendo además el Coordinador resguardar que el proceso de programación de la operación sea en particular compatible con los resultados de procesos de subastas de cortísimo plazo.
2. Para la verificación de las condiciones de competencia de las subastas destinadas a asignar los servicios de control de frecuencia –para la asignación de las reservas- el Coordinador deberá al menos efectuar “una optimización base que permita monitorear, en consistencia con el diseño de las subastas que se establece en el artículo 32 del presente reglamento, los resultados obtenidos en la optimización señalada en el artículo 18”, es decir, los resultados de la optimización conjunta de los recursos.
3. En caso instruirse la prestación directa, el Coordinador deberá considerar, entre otros aspectos, las alternativas que resulten en la operación segura y más económica del sistema. En este caso, los precios a los cuales se remunerare el servicio, corresponderán a los precios máximos determinados por la Comisión.

b) Análisis

Teniendo como contexto las propuestas desarrolladas por el Consultor, particularmente, la propuesta de eliminar el mecanismo de subastas para asignación de SSCC -básicamente en lo que dice relación con la asignación de reservas- sustituyéndolo por un procedimiento de co-optimización que entregue la capacidad de reserva a programar en las unidades del sistema que corresponda, así como el precio a remunerar por la misma, se verifica que la reglamentación en trámite valora y recoge técnicamente el concepto de co-optimización situándolo como un referente o trasfondo obligado de considerar al momento de efectuar las subastas, y en el entendido que:

- La optimización base que debe utilizar el Coordinador para verificar las condiciones de competencia en las subastas de reservas se basan en la co-optimización regular que se practica para programar la operación del sistema. Si bien la redacción del Artículo 26 del Reglamento de SSCC no lo expresa así, parece ser la mejor manera de interpretar este texto al situarlo en el contexto técnico del problema, y en consistencia con lo indicado en las demás disposiciones reglamentarias.

- Las subastas están sujetas a un precio techo a fijar por la Comisión, si es que el regulador opta por ejercer dicha facultad (Artículo 37 del Reglamento de SSCC). Aunque la norma no lo señala, es razonable entender que los precios máximos serán establecidos en función de los resultados de la co-optimización regular que el Coordinador debe practicar, por ejemplo, un valor estabilizado de los costos marginales de reserva obtenidos más un margen.
- De instruirse directamente la prestación del servicio, el mismo se asignará observando criterios de optimización y valorarse a los precios techo determinados por la Comisión. Nuevamente, debe entenderse que el trasfondo de referencia tanto para la asignación de la capacidad de reserva a las unidades correspondientes, así como el precio del servicio, emanan primeramente del proceso de co-optimización.

Así entendido, se verificaría el hecho de que los resultados de la co-optimización a que se refieren tanto el Artículo 36 del Reglamento de Coordinación y como el Artículo 18 del Reglamento de SSCC, se trate de los montos de reserva asignados a las unidades y/o de los precios correspondientes, se constituyen en una referencia central para el monitoreo y control de los procesos de subastas, e incluso, dependiendo de cómo se administren, pudieran constituir valores de convergencia a largo plazo para las variables involucradas, tanto para el mercado de reservas como para el mercado principal.

Respecto al mercado principal, de especial interés resulta lo dispuesto en el Artículo 42 del Reglamento de Coordinación, cuando instruye al Coordinador a “resguardar que el proceso de programación de la operación sea compatible con los mecanismos que se definan para la materialización y prestación de Servicios Complementarios, en particular, para los que resulten a partir de procesos de subastas de cortísimo plazo”. Si bien la norma es general, al no caracterizar los ámbitos de “compatibilidad” a los que alude, da cuenta al menos de que el regulador, vista la interdependencia del mercado principal y el de reservas, apunta a resguardar tanto la eficacia técnica, como económica y/o de competencia en la administración conjunta de ambos mercados. En efecto, la existencia de precios máximos en las subastas de reserva no considera eventuales incentivos a ofertar en ellos precios artificialmente bajos para forzar la asignación de reservas que impactarían a un alza artificial de los precios del mercado principal. Nuevamente los resultados del ejercicio de co-optimización se constituirían en un referente para el resguardo de la compatibilidad en ambos mercados.

Aun cuando la forma en que el reglamento incorpora la co-optimización podría condicionar a un funcionamiento eficiente a largo plazo, dependiendo de cómo se administre la interdependencia de los mercados y la sucesión de decisiones de asignación de los recursos, la solución reglamentaria no parece efectuar una optimización conjunta de los recursos, pues la norma no lo señala expresamente en el sentido en que en este estudio se plantea; la co-optimización a que hace referencia el Artículo 18 del Reglamento de SSCC, es referencial para ese mercado. Tampoco se desprende de las disposiciones reglamentarias que la capacidad de reserva, asignada por la co-optimización a unidades específicas y en montos diversos, resulte igualmente asignada en los procesos de subastas, a menos que, como se ha indicado, el esquema se administre con una fuerte orientación a alcanzar los resultados de la co-optimización.

Con todo, la propuesta del Consultor, de substituir las subastas de reservas por la co-optimización de los recursos del parque, se fundamenta en argumentos de eficiencia de costos en el mercado de generación y, como se señala en el informe, también se efectúa en base a un argumento de costo de supervisión. En efecto, el esquema de subastas considerado en la normativa vigente es ostensiblemente más caro de implementar y supervisar que el uso de la co-optimización tal como se propone en el estudio, para, en el mejor de los casos, lograr los mismos resultados. La reglamentación en trámite confirma esta visión, pues valora e implementa la co-optimización de todas maneras, y la usa como referencia de control de los resultados de las subastas.