UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

"EFECTOS DE LOS MECANISMOS DE COMPLEMENTARIEDAD ENTRE TECNOLOGÍAS CÍCLICAS Y BASE, EN EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL"

Sergio Cortez Vera

MAGISTER EN ECONOMIA ENERGETICA

2017

UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

"EFECTOS DE LOS MECANISMOS DE COMPLEMENTARIEDAD ENTRE TECNOLOGIAS CICLICAS Y BASE, EN EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL"

Tesis de grado presentada por

Sergio Andrés Cortez Vera

como requisito parcial para optar al grado de

Magister en Economía Energética

Profesor Guía
Francisco Aguirre Leo

Profesor Correferente
Marco Marcilla Ayancán

Julio 2017

TITULO DE LA TESIS:

EFECTOS DE LOS MECANISMOS DE COMPLEMENTARIEDAD ENTRE TECNOLOGÍAS CÍCLICAS Y BASE, EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.

AUTOR:

Sergio Andrés Cortez Vera

TRABAJO DE TESIS, presentado en cumplimiento parcial de los requisitos para el Grado de Magíster en Economía Energética del Departamento de Ingeniería Mecánica de la Universidad Técnica Federico Santa María.

Francisco Aguirre Leo.....

Marco Mancilla Ayancán.....

Santiago, Chile. Julio de 2017

AGRADECIMIENTOS

Mis sinceros agradecimientos a mi profesor Guía Francisco Aguirre Leo y los profesores Marco Mancilla Ayancán y Juan Carlos Araneda, por su dedicación, compromiso y enormes aportes realizados en el desarrollo de este trabajo.

A mis colegas Alex Santander, Sebastián Campos, Ricardo Gálvez y a todos quienes me apoyaron directa e indirectamente durante el periodo de Estudio.

Gracias Bahá'u'lláh.

DEDICATORIA

A mi novia y familia, por su apoyo incondicional y comprensión, gracias por estar siempre a mi lado.

Sergio Cortez Vera

RESUMEN

En este trabajo se describe la evolución que han tenido las energías renovables no convencionales en el SIC y SING, abordando las externalidades positivas y negativas asociadas a la incorporación de las tecnologías cíclicas, desde el punto de vista de la seguridad del sistema y de los efectos sobre los agentes que participan del mercado.

Considerando que la Ley 20.698 establece una cuota creciente de ERNC de un 20% al año 2025, resulta evidente que los requerimientos operacionales y de flexibilidad sobre el parque térmico irán en aumento, con el objetivo de aprovechar los recursos renovables de bajo costo, los cuales reducirán los costos operaciones del sistema.

No obstante, para poder amortiguar las solicitaciones que imponen las tecnologías cíclicas al sistema y además mantener los estándares de seguridad y calidad del SEN, se requiere de la prestación de Servicios Complementarios (SSCC), siendo una de las alternativas idóneas las centrales hidroeléctricas de embalse o de bombeo, ciclos combinados de gas natural, bancos de baterías (BESS) u otra tecnología que permita suministrar los requerimientos operacionales existentes y las necesidades a futuro. Los nuevos SSCC para el SEN y la forma como se van a remunerar estos servicios, estará contenido en el reglamento de SSCC que publicará la CNE a fines de 2017.

Finalmente, considerando que la Ley 20.936 establece que los costos de SSCC que debe asumir el usuario final, corresponde al pago de las inversiones asociadas a la nueva infraestructura y sus costos anuales de mantenimiento eficiente, se plantea una metodología que permite estimar los costos que serán traspasados al usuario final, asociado a los SSCC exigidos por el Coordinador Eléctrico Nacional a implementar en el corto plazo.

ABSTRACT

This paper describes the evolution of unconventional renewable energies in the SIC and SING, addressing the positive and negative externalities associated with the incorporation of cyclical technologies, taking into account system security and the effects on the agents participating in the market.

Considering that Law 20.698 establishes an increasing share of NCRE of 20% by the year 2025, it is evident that the operational and flexibility requirements on thermoelectric units will increase with the objective of taking advantage of low-cost renewable resources, which will reduce the system's operating costs.

However, to be able to cushion the demands created by cyclical technologies on the system and also to maintain the safety and quality standards of the SEN, Complementary Services (SSCC) are required. Some optimal alternatives are hydroelectric reservoir or pumping systems, combined natural gas cycles, battery banks (BESS) and other technologies that provide for existing and future operational requirements. The new SSCC for the SEN and the way these services are to be profited will be established in the SSCC regulation that will be published by the CNE at the end of 2017.

Finally, considering that Law 20.936 establishes that the SSCC costs should be covered by the end user, corresponding to the payment of the investments associated with the new infrastructure and the annual costs of efficient maintenance, a methodology is proposed that allows to estimate the costs that will be Transferred to the end user, associated with SSCC required by the National Electrical Coordinator to implement in the short term.

GLOSARIO

Para efectos de la presente Tesina, las siguientes siglas y abreviaturas tendrán el significado indicado a continuación:

AChEE : Agencia Chilena de Eficiencia Energética.

AGC : Automatic Generation Control.

AR : Aislamiento Rápido.

BCN : Biblioteca del Congreso Nacional de Chile.

BOE : Boletín Oficial del Estado (España).

CDC : Centro de Despacho y Control.

CDEC : Centro de Despacho Económico de Carga.

CNE : Comisión Nacional de Energía.

CPF : Control Primario de Frecuencia.

CSF : Control Secundario de Frecuencia.

CT : Control de Tensión.

CF : Control de Frecuencia.

DFL : Decreto con Fuerza de Ley.

DGA : Dirección General de Aguas.

DSO : Distribution System Operator.

EDAC : Esquema de Desconexión Automático de Carga.

ERNC : Energía Renovable no Convencional.

EV : Equipo de Vinculación (sincronización de sistemas aislados).

GCC : Grid Control Cooperation.

GNL : Gas Natural Licuado.

PA : Partida Autónoma.

PPA : Power Purchase Agreement.

PRS : Plan de Recuperación de Servicio.

RCA : Resolución de Calificación Ambiental.

REE : Red Eléctrica España.

SADI : Sistema Argentino de Interconexión.

SEN : Sistema Eléctrico Nacional.

SIC : Sistema Interconectado Central.

SING : Sistema Interconectado del Norte Grande.

SSCC : Servicios Complementarios.

TSO : Transmission System Operator.

INDICE

RESUMEN **6**

ABSTRACT **7**

GLOSARIO **8**

INDICE DE TABLAS **11**

INDICE DE GRÁFICOS **11**

INDICE DE FIGURAS **11**

1 INTRODUCCION **13**

2 OBJETIVOS **14**

2.1 OBJETIVO GENERAL 14
2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS 14

3 METODOLOGIA **15**

4 TECNOLOGÍAS CÍCLICAS EN LA MATRIZ ENERGÉTICA **16**

4.1 LEYES QUE INCENTIVAN LAS ERNC 16
4.2 SITUACIÓN ACTUAL DE LAS ERNC EN CHILE 19
4.3 DESCRIPCIÓN DE LA PROBLEMATICA 26

5 ESTADO DEL ARTE **27**

5.1 ASPECTOS TECNOLÓGICOS 27

6 EXTERNALIDADES ASOCIADAS A LA INCORPORACIÓN DE TECNOLOGÍAS CÍCLICAS A LA MATRIZ ENERGÉTICA **34**

6.1 LICITACIÓN DE SUMINISTRO DE ENERGÍA Y POTENCIA PARA CLIENTES REGULADOS 34
6.2 DEVOLUCIÓN DE LOS DERECHOS DE AGUA DE EMPRESAS GENERADORAS 40
6.3 RECUPERACIÓN DE INVERSIONES DE CENTRALES TÉRMICAS 42
6.4 REDUCCIÓN DE LA INERCIA SISTÉMICA 44
6.5 CONGESTIONES DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN 47

7 SERVICIOS COMPLEMENTARIOS **52**

7.1 ANÁLISIS DE LOS SSCC DE ALEMANIA 56
7.2 ANÁLISIS DE LOS SSCC DE ESPAÑA 66
7.3 ESTIMACIÓN DE LOS COSTOS DE SSCC TRASPASADOS AL USUARIO FINAL 72

8 CONCLUSIONES **82**

9 BIBLIOGRAFÍA **85**

INDICE DE TABLAS

Tabla 6.1: Estado de proyectos ERNC (Ref. 7). 40
Tabla 6.2: Efectos de los contratos de suministro para los clientes libres. 51
Tabla 7.1: Recursos técnicos existentes y proyectados para la prestación de los SSCC del SEN. 74
Tabla 7.2. Costos de inversión y mantenimiento de la infraestructura asociada a la prestación de SSCC. 78
Tabla 7.3: Anualidad de inversiones, considerando una tasa de interés mínima de un 7%. 79
Tabla 7.4: Anualidad de inversiones, considerando una tasa de interés máxima de un 10%. 79
Tabla 7.5. Valorización de infraestructura exigida para la prestación de SSCC, considerando bajos costos de inversión. 80
Tabla 7.6: Valorización de infraestructura exigida para la prestación de SSCC, considerando altos costos de inversión. 80
Tabla 7.7: Previsión de demanda del SEN para el año 2018 (Ref.18). 80

INDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 7.1. Equipamiento existente y requerido en el corto plazo, para la prestación de los SSCC. 73
Gráfico 7.2. Equipamiento existente y probable de implementar, para la prestación de los SSCC. 74

INDICE DE FIGURAS

Figura 4.1: Exigencia de la Ley 20.257 y 20.698. 17
Figura 4.2: Evolución del marco regulatorio, relacionado con las ERNC en Chile. 18
Figura 4.3: Capacidad instalada del SING por tipo de tecnología. 20
Figura 4.4: Capacidad instalada del SING por región y tipo de tecnología. 20
Figura 4.5: Capacidad instalada de tecnología ERNC en el SING. 21
Figura 4.6: Aporte de energía al SING de las plantas ERNC. 22
Figura 4.7. Capacidad instalada del SIC por tipo de tecnología. 23
Figura 4.8: Capacidad instalada del SIC por región y tipo de tecnología. 23
Figura 4.9: Capacidad instalada de tecnología ERNC en el SIC. 24
Figura 4.10: Aporte de energía al SIC de las plantas ERNC. 25
Figura 5.1: Reducción del perfil de consumo, asociado a la mejora en la eficiencia de equipos y procesos. 28
Figura 5.2: Desplazamiento de los consumos diarios, de horas de máxima a mínima demanda. 30

Figura 5.3: Reducción de consumo diario, en las horas de mayor demanda del sistema eléctrico. 31
Figura 5.4: Perfil de demanda del sistema eléctrico y llenado de las horas de menor demanda. 32
Figura 6.1: Estado de proyectos ERNC. 40
Figura 6.2. Desempeño del control primario de frecuencia, considerando demanda neta mínima y flujo desde la zona norte a la zona centro del SEN (Ref. 3). 47
Figura 6.3: Direccionalidad de los flujos en el Sistema de transmisión 2x500 kV Los Changos-Polpaico (Ref. 3). 48
Figura 6.4. Curva de duración de los flujos por la línea 2x500 kV Nueva Maitencillo-Nueva Pan de Azúcar (Ref. 3). 49
Figura 7.1: Curva de demanda del Sistema Eléctrico Nacional en periodo de verano, 01 de febrero de 2021 (Ref. 3). 54
Figura 7.2: Control de frecuencia de un sistema eléctrico. 56
Figura 7.3: Evolución de la capacidad instalada de generación en Alemania. 57
Figura 7.4: Producción de energía en Alemania, desde el 14 al 18 de mayo 2017.[7] 57
Figura 7.5: Conexiones internacionales y su balance de energía. 58
Figura 7.6: Operadores de los Sistemas de Transmisión (TSO) de Alemania. 59
Figura 7.7: Características técnicas del control de frecuencia y su forma de remuneración. 64
Figura 7.8:Evolución de la capacidad instalada de generación en España. 67
Figura 7.9: Evolución de la generación peninsular (GWh) de España por tipo de tecnología. 67
Figura 7.10. Conexiones internacionales y su balance de energía. 68
Figura 7.11: Características técnicas del control de frecuencia y su forma de remuneración. 71
Figura 7.12. Costos de los SSCC traspasados a los usuarios finales del SEN al año 2018. 81

1 INTRODUCCION

Durante la última década, a nivel mundial hemos visto como las energías renovables no convencionales han ingresado al mercado eléctrico de muchos países, en algunos casos incentivados por subsidios económicos por parte del estado, mientras que en otros casos se ha impulsado mediante la aplicación de Leyes que exigen a las empresas eléctricas acreditar una determinada participación de ERNC. Para el caso particular de Chile, el incentivo proviene de la aplicación de la Ley 20.257 y su actualización por medio de la Ley 20.698 del año 2013 que actualmente se encuentra vigente.

En general, las tecnologías renovables no convencionales se caracterizan por tener costos de inversión y operación inferiores a las centrales térmicas e hidráulicas convencionales, por lo que desplazan en el orden de mérito económico la generación proveniente de otro tipo de tecnologías de mayor costo variable. El régimen intermitente de generación de estas plantas y la dificultad que existe actualmente para predecir la disponibilidad de sus recursos primarios, complejiza la programación de la operación de los sistemas eléctricos y el despacho en tiempo real que realizan los Centros de Despacho y Control (CDC). Tales cambios, han implicado que las plantas térmicas e hidráulicas que originalmente fueron diseñadas para operar en carga base, han tenido que modificar su régimen de operación, debiendo suplir el déficit de generación producto de la intermitencia de las tecnologías cíclicas y aportar energía cuando no están presenten las fuentes de energía renovable.

En particular, uno de los efectos más visibles que ha tenido para el país la mayor oferta de ERNC, corresponde a la reducción de los costos marginales de energía en determinados periodos horarios, lo que ha incentivado la aplicación de nuevas estrategias por parte de las empresas eléctricas convencionales para mantener su participación de mercado. Otro aspecto relevante, corresponde a la participación activa que han tenido las tecnologías ERNC en los procesos de licitación de suministro eléctrico a clientes regulados, adjudicándose bloques de

suministro por periodos de 20 años con ofertas bajas si se compara con el resto de los participantes.

Tal como se describe en los siguientes capítulos de la presente tesina, para realizar el abastecimiento de la demanda con una alta participación de ERNC, se requiere de mecanismos de complementariedad que permitan la integración eficiente de otras tecnologías, manteniendo los criterios de seguridad y confiabilidad que requiere un sistema eléctrico para enfrentar condiciones intempestivas que puedan ocurrir en los segmentos de generación, transmisión y consumo.

2 OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GENERAL

Analizar y describir los efectos de los mecanismos de complementariedad entre tecnologías cíclicas y base, en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), incorporando propuestas que permitan flexibilizar su operación técnica y regulatoria.

2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

2.2.1 Identificar los desafíos tecnológicos y regulatorios para el Sistema Eléctrico Nacional, considerando la integración de ERNC

Se identificarán las opciones tecnológicas y desafíos regulatorios que enfrenta el país, considerando el fuerte incremento de tecnologías cíclicas en la última década. En particular, las opciones tecnológicas se orientan a considerar como métrica fundamental los aspectos de seguridad de suministro y estabilidad del sistema eléctrico. Mientras que los desafíos regulatorios están relacionados con los incentivos que se pueden aplicar a la oferta y demanda eléctrica para maximizar los beneficios globales para el mercado.

2.2.2 Determinar los mecanismos desarrollados en mercados internacionales en relación a la incorporación de tecnologías cíclicas a la matriz energética

Se analizarán los mecanismos que se han desarrollado en los mercados de España y Alemania, ya que estos países poseen elevados niveles de participación de ERNC en su matriz energética, estudiando los desarrollos implementados y las buenas prácticas adquiridas.

2.2.3 Determinar los efectos que introducen las tecnologías cíclicas en los costos y beneficios económicos para el sistema

Se incluirán los efectos directos e indirectos que introducen las centrales ERNC al sistema, así como la estimación de otro tipo de externalidades cualitativas de interés.

2.2.4 Identificar y plantear propuestas de mejora para la integración eficiente de ERNC al Sistema Eléctrico Nacional

Este ítem resume las propuestas de mejora en materia tecnológica y regulatoria, basado en la experiencia de mercados internacionales y publicaciones académicas.

3 METODOLOGIA

En primer lugar, se dará un contexto general de la energía renovable en Chile, presentando la evolución que estas han tenido en términos de capacidad instalada y aporte de energía al sistema. Luego, se describirá la reglamentación de las ERNC que se encuentra vigente y el cumplimiento de las metas impuestas, para luego explicar la problemática actual que motiva el desarrollo de esta tesina. La fuente de información para desarrollar este capítulo, se obtendrá de la Comisión Nacional de Energía, del Coordinador Eléctrico Nacional y de las leyes de la Biblioteca del Congreso Nacional de Chile (BCN).

En segundo lugar, el trabajo a desarrollar consistirá en realizar una investigación para determinar el estado del arte de los aspectos tecnológicos y regulatorios que han debido enfrentar los países que poseen una alta penetración de tecnologías cíclicas. El objetivo de este capítulo, consiste en exponer las propuestas de la academia y los resultados obtenidos de los modelos que han seguido los mercados analizados, incorporando propuestas de mejora a la reglamentación de ERNC en Chile.

En tercer lugar, se presentarán las externalidades cualitativas que han introducido las tecnologías cíclicas al mercado eléctrico chileno, incluyendo los efectos directos e indirectos para el sistema. La fuente de información se obtendrá de publicaciones de la industria, balances de inyecciones y retiros del Coordinador Eléctrico Nacional, “papers” y trabajos de tesis afines. En particular, en este capítulo se presentarán los desafíos que debe enfrentar el sistema, en aspectos técnicos y económicos.

Por último, se describen las propuestas de mejora para la integración de ERNC, cubriendo los aspectos tecnológicos y regulatorios obtenidos de los capítulos previos de la tesina.

4 TECNOLOGÍAS CÍCLICAS EN LA MATRIZ ENERGÉTICA

4.1 LEYES QUE INCENTIVAN LAS ERNC

Con la promulgación de la Ley 20.257 en marzo de 2008, la cual introduce modificaciones a la ley general de servicios eléctricos respecto a la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales, se obliga a las empresas eléctricas que efectúan retiros de energía de sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW, que acrediten ante el CDEC respectivo, que cierto porcentaje de sus retiros haya sido inyectado por medios de generación renovable no convencionales, sean estos propios o contratados. Además, esta ley establece que aquellas empresas que superen el

cumplimiento de la obligación anterior, podrán utilizarla para el año calendario siguiente o bien traspasar la acreditación de sus excedentes a otra empresa eléctrica, pudiendo incluso ser traspasada a empresas de diferentes sistemas eléctricos.

En cuanto al reconocimiento de las tecnologías ERNC, se consideran los siguientes: centrales hidroeléctricas de 40 MW o inferior (aplicando un factor de corrección), centrales hidroeléctricas menor a 20 MW, biomasa, eólica, solar, geotérmica, energía de los mares y plantas de cogeneración eficiente inferior a 20 MW.

Posteriormente, en octubre de 2013 se promulga la Ley 20.698, la cual propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes renovables no convencionales. La ley 20.698 reemplaza a la 20.257, incrementando el porcentaje de acreditación de ERNC sobre los retiros que realizan las empresas eléctricas. En la figura 4.1, se presenta el porcentaje de cumplimiento impuesto en la ley 20.257 y 20.698 (Ref. 1).

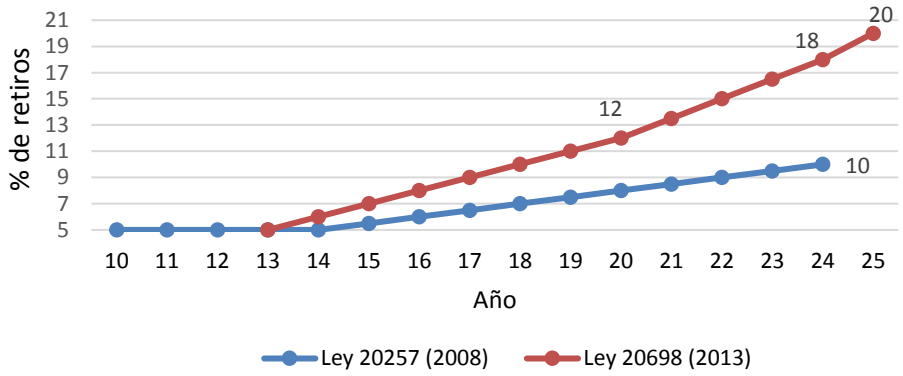

Figura 4.1: Exigencia de la Ley 20.257 y 20.698.

De acuerdo a lo anterior, las leyes que incentivan la participación de las tecnologías cíclicas a la matriz energética, no añaden incentivos económicos a las inversiones que deben realizar las empresas privadas, para cumplir con las exigencias impuestas. Situación contraria a lo ocurrido en España (Ref. 2), donde existieron fuertes incentivos económicos por parte del Estado, con el

objetivo de priorizar los proyectos de medios de generación renovable no convencional, en relación con otras fuentes de energía primaria.

Por lo demás, las leyes citadas anteriormente tampoco establecen cuál es el límite máximo de participación de ERNC que puede tener el país, considerando que mientras mayor sea la participación de estas tecnologías, se reduce la inercia sistémica, afectando la respuesta dinámica del SEN ante fallas intempestivas que ocurran en el sistema eléctrico (Ref. 3).

En la siguiente figura, se presenta en una línea de tiempo, la evolución del marco regulatorio que ha permitido el desarrollo de las ERNC, mayor competencia y mejor infraestructura (Ref. 4).

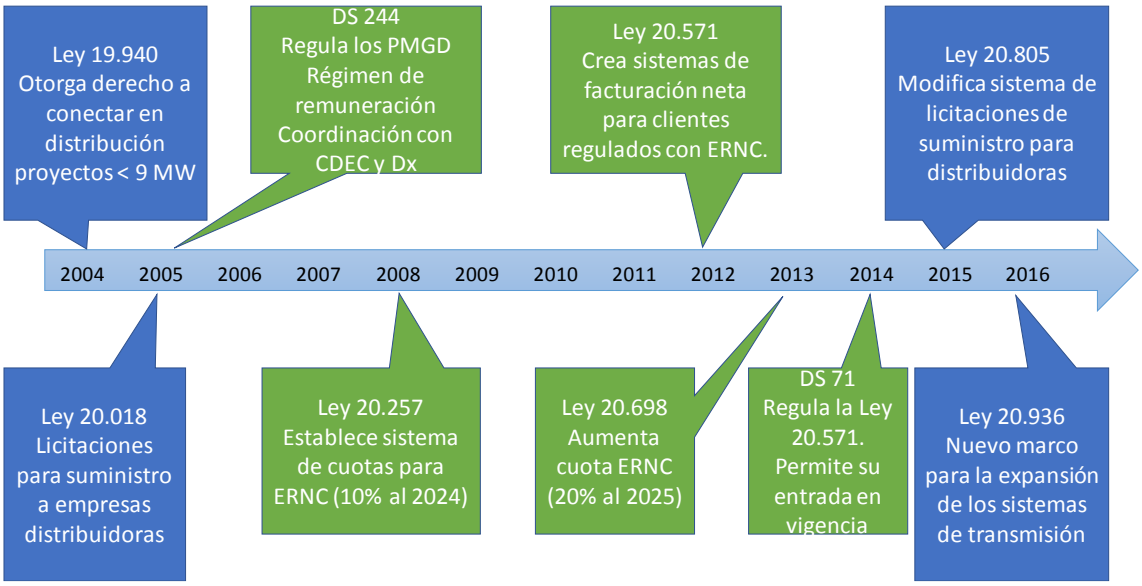

Figura 4.2: Evolución del marco regulatorio, relacionado con las ERNC en Chile.

4.2 SITUACIÓN ACTUAL DE LAS ERNC EN CHILE

A continuación, se describe la evolución que han experimentado las tecnologías ERNC en los sistemas eléctricos SIC y SING, analizando específicamente su grado de penetración, junto con el cumplimiento de la cuota establecida en la Ley 20.698 que se encuentra vigente.

4.2.1 ANÁLISIS EN EL SISTEMA INTERCONECTADOD EL NORTE GRANDE (SING)

El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) comprende las regiones de Arica y Parinacota, Tarapacá y Antofagasta. Previo al ingreso de las ERNC, el parque generador del SING estaba compuesto principalmente por centrales térmicas cuyo régimen de despacho no presentaba mayores fluctuaciones en el transcurso del día, debido a que el perfil de demanda de la gran minería es bastante estable. Sin embargo, desde la promulgación de la Ley 20.257 en el año 2008 y su actualización en el año 2013 por medio de la Ley 20.698, se observa un incremento sostenido de centrales ERNC, principalmente del tipo eólico y solar. Así, previo al año 2014 las tecnologías cíclicas representaron un aporte incipiente en la capacidad instalada de generación, mientras que a partir del año 2014 en adelante la tecnología eólica y solar alcanzan una participación significativa de la capacidad instalada del sistema.

En la figura 4.3 se presenta la evolución de la capacidad instalada del parque generador (a febrero de 2017) en los últimos 10 años, mientras que en la figura 4.4 se presenta la capacidad instalada en cada región del SING.

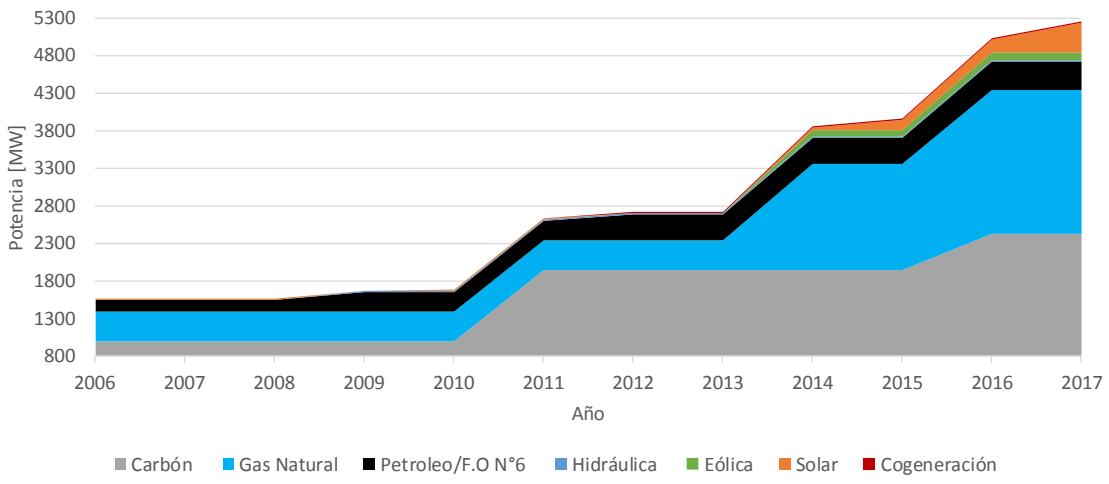

Figura 4.3: Capacidad instalada del SING por tipo de tecnología.

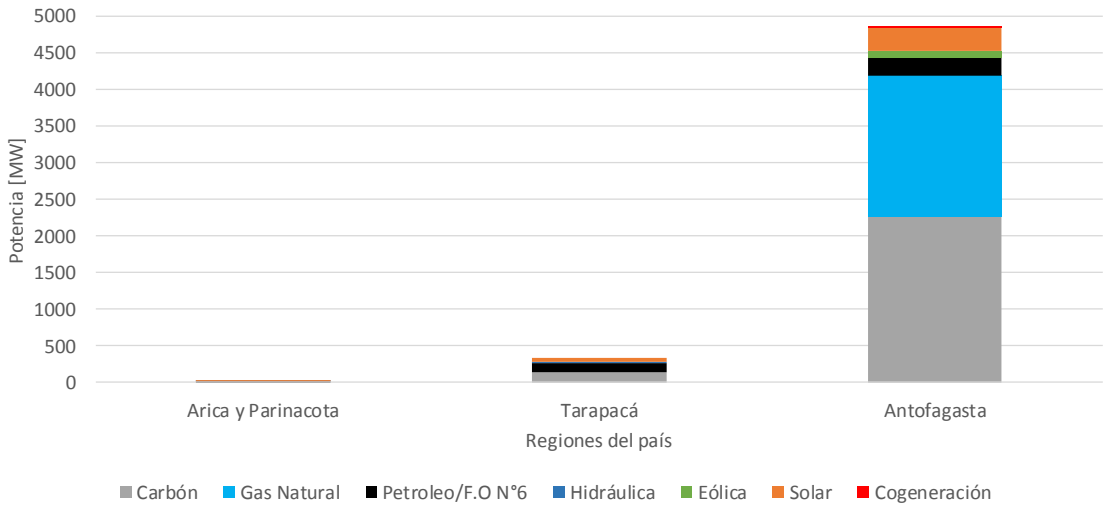

Figura 4.4: Capacidad instalada del SING por región y tipo de tecnología.

En el periodo en que se promulga la Ley 20.257, la cual incentiva la participación de las empresas privadas para invertir en tecnologías ERNC y así dar cumplimiento a las exigencias de la ley, los costos de inversión de plantas solares o eólicas eran elevados por lo que no resultaba rentable invertir en este tipo de tecnologías, siendo esta una barrera natural de entrada. No obstante, tal como se aprecia en la figura 4.5, a partir del segundo semestre del año 2014 se produce un aumento en la capacidad instalada de generación renovable,

alcanzando en el periodo 2014 a 2016 una participación de un 3.6%, 6.1% y 5.7% respectivamente.

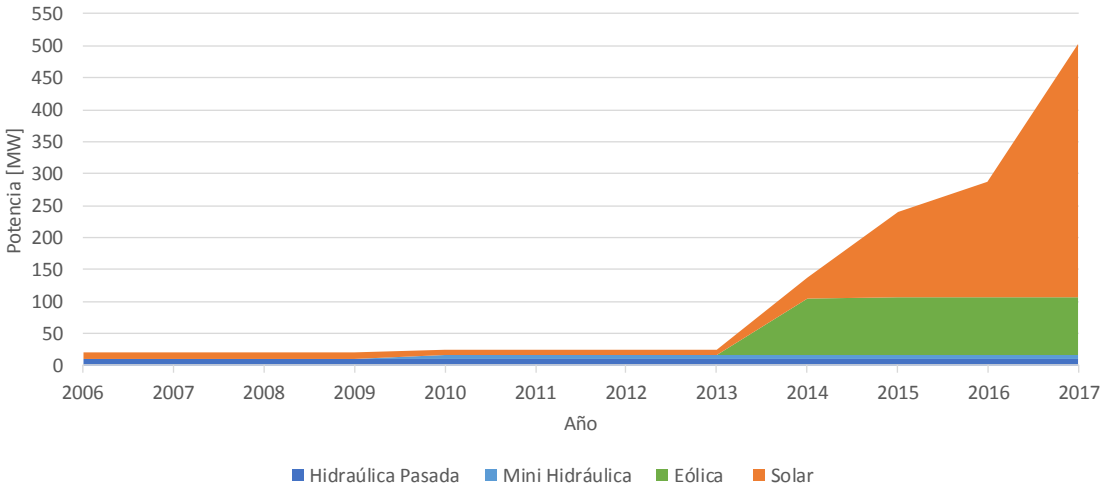

Figura 4.5: Capacidad instalada de tecnología ERNC en el SING.

A febrero de 2017, la capacidad instalada del parque generador ERNC representa un 9.6% de la capacidad del sistema. Además, de acuerdo a la información entregada por la CNE en el informe de fijación de precios de nudo de corto plazo de enero de 2017, se encuentran declarados en construcción 20 proyectos ERNC, los cuales ascienden a 850 MW, de estos 81.4% corresponde a tecnología fotovoltaica, 12.9% termosolar y 5.7% geotérmico.

En la figura 4.6 se presenta el aporte de energía de las plantas ERNC del SING por tipo de tecnología, en particular en el periodo 2014 a 2016 la contribución de energía alcanza un 2.1%, 3.6% y 6.0% de la energía producida cada año. Así, el cumplimiento de la Ley 20.698 para el SING en el año 2016 corresponde a un 6%, resultando deficitario en 2 puntos respecto al 8% que exige la Ley. No obstante, con los proyectos ERNC que entrarán en operación durante el año 2017, equivalente a 850 MW de capacidad instalada, se podrá alcanzar la cuota de energía prevista en la ley.

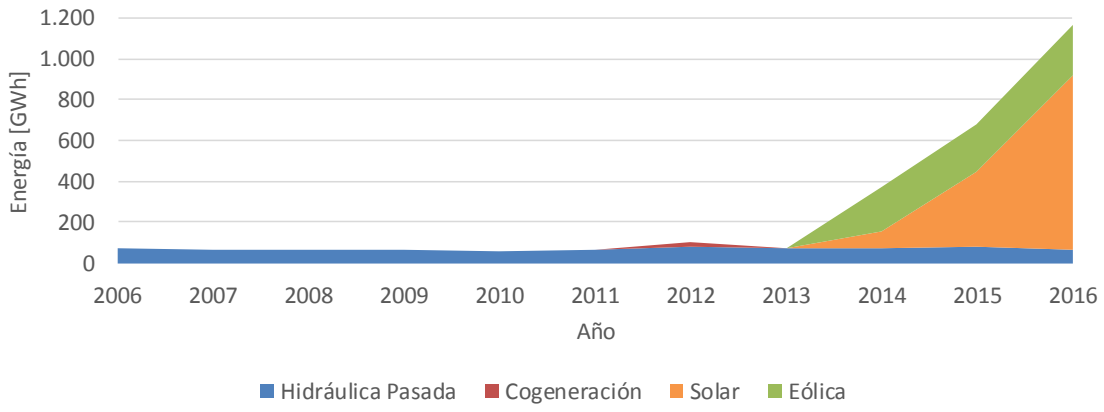

Figura 4.6: Aporte de energía al SING de las plantas ERNC.

Por otra parte, considerando que a fines de 2017 se prevé la interconexión de los sistemas eléctricos SIC y SING, en esta sección de la tesis se presentarán los aportes de energía de las centrales ERNC previo a la interconexión.

4.2.2 ANÁLISIS EN EL SISTEMA INTERCONECTADOD CENTRAL (SIC)

El principal sistema eléctrico del país abastece los consumos de clientes libres y regulados desde Taltal a Chiloé. Posee un parque generador hidrotérmico, con múltiples contribuciones de tecnologías de generación. El perfil de consumo del SIC presenta bastante variabilidad horaria, ya que la principal demanda de este sector corresponde a los clientes regulados.

Tal como se presenta en la figura 4.7, previo al año 2010 las tecnologías hidráulicas y de gas natural son las que presentan una mayor participación en la capacidad instalada del sistema. Sin embargo, posterior a la entrada en vigencia de la Ley 20.698 en el año 2013, se observa una creciente participación de centrales ERNC, principalmente eólico y solar, las cuales a marzo de 2017 poseen una capacidad instalada de 3367 MW, representando un 19,2% de la capacidad del sistema.

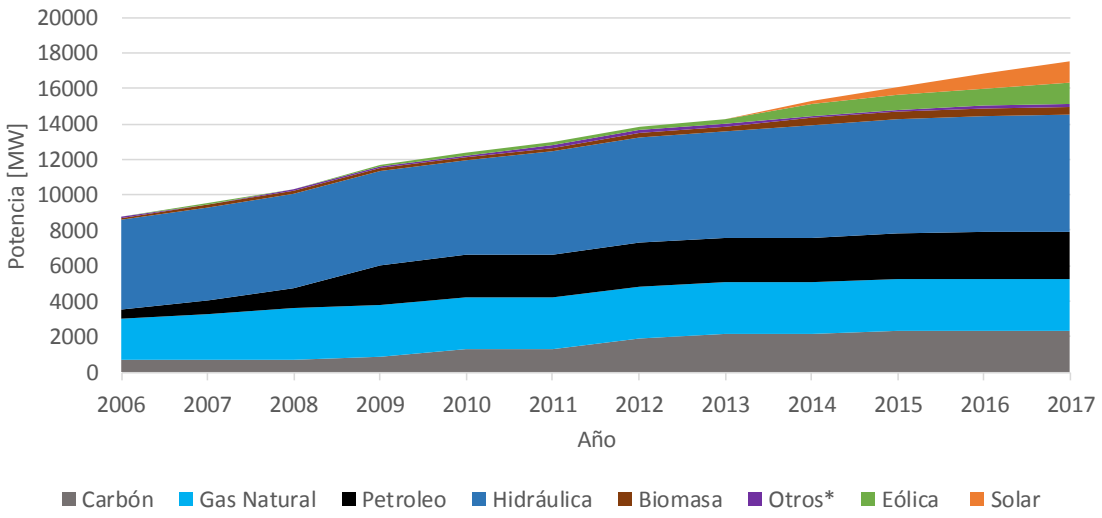

Figura 4.7. Capacidad instalada del SIC por tipo de tecnología.

En la figura 4.8 se presenta la capacidad instalada de cada región del SIC.

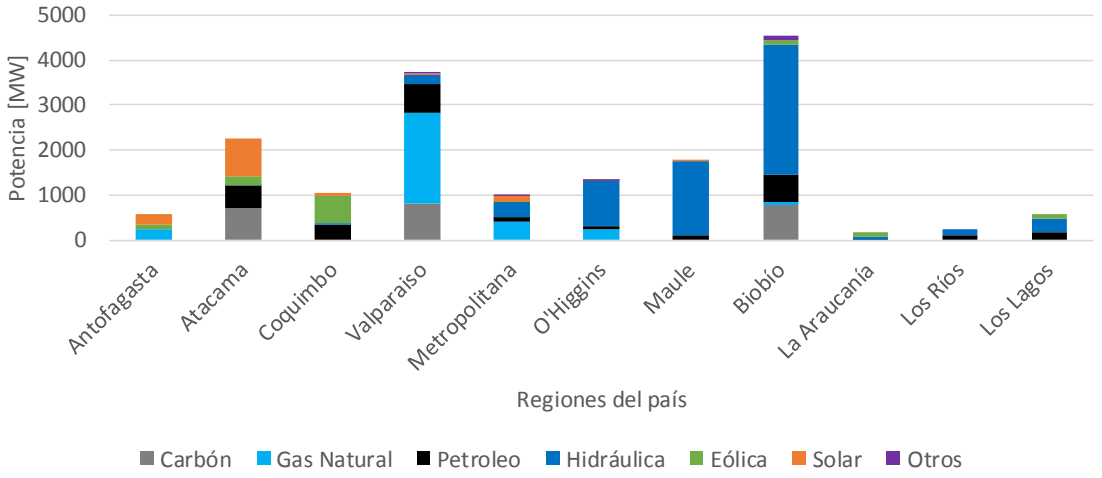

Figura 4.8: Capacidad instalada del SIC por región y tipo de tecnología.

En particular, desde la promulgación de la Ley 20.257, el SIC se ha caracterizado por presentar un avance significativo en la incorporación de tecnologías cíclicas al sistema. De hecho, la primera planta eólica “Canela” se puso en servicio en el año 2007, mientras que la primera planta solar “Tambo Real” entró en operación en el 2012. De esta forma, la participación que han realizado las plantas ERNC a la capacidad instalada del sistema desde el año 2014 al 2016 corresponde a un 10.4 %, 12,9% y un 15,9% respectivamente.

Con la reducción de los costos de las tecnologías ERNC, la capacidad instalada de las plantas eólicas y solar en los últimos tres años se incrementaron en 1505 MW, sobrepasando en conjunto la capacidad de las plantas de biomasa y mini hidráulica pasada. En particular, con la promulgación de la Ley 20.698 en el año 2013, las plantas solares son las que presentan una mayor participación con respecto al conjunto de tecnologías ERNC presenten en el sistema. En la figura 4.9 se presenta el grado de penetración de las ERNC en el SIC.

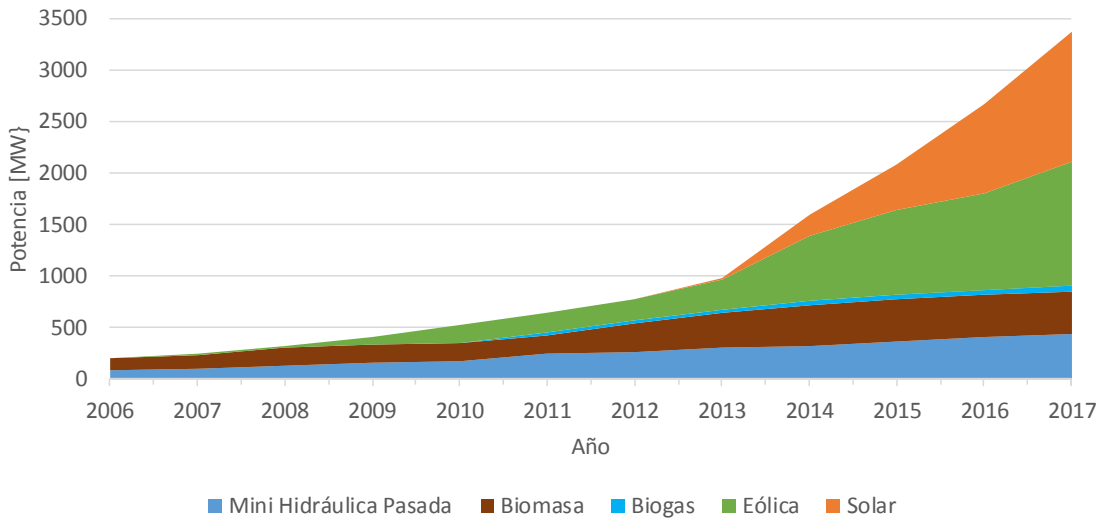

Figura 4.9: Capacidad instalada de tecnología ERNC en el SIC.

Actualmente, la creciente incorporación de centrales ERNC en la zona norte del SIC, ha provocado congestiones de los sistemas de transmisión, vertimiento de energía proveniente de centrales renovables y desacoples económicos del sistema. Producto de lo anterior, cada vez son mayores las exigencias al parque generador térmico, en la operación y en el mantenimiento de sus centrales, así como en los costos adicionales que estas empresas deben incurrir para poder cumplir con las exigencias del despacho de sus centrales.

Respecto a los proyectos ERNC que actualmente se encuentran en construcción, informados en el informe de fijación de precio de nudo de enero de 2017, la capacidad de estos asciende a 867 MW, representados en un 24% de tecnología eólica, 63% solar y un 13% hidráulica.

En cuanto al cumplimiento de la Ley 20.698, en la figura 4.10 se presenta el aporte de energía que han realizado las plantas ERNC, obteniendo entre los años 2014 a 2016 una participación de un 10.8%, 12.7% y 14.8% respectivamente, sobrepasando en 6.8 puntos la exigencia de la ley vigente al año 2016. Además, de acuerdo a los proyectos que se encuentran declarados en construcción por la CNE, la capacidad instalada de centrales ERNC se incrementará en un 867 MW, aumentando el porcentaje de energía aportado por las plantas renovables no convenciones.

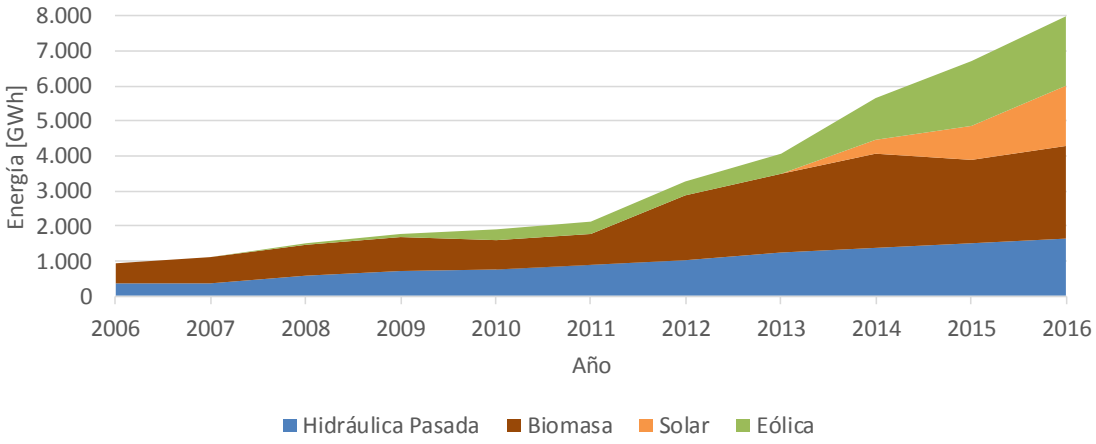

Figura 4.10: Aporte de energía al SIC de las plantas ERNC.

Tal como se comentó en la sección anterior, considerando que a fines de 2017 se prevé la interconexión de los sistemas eléctricos SIC y SING, en esta sección de la tesis se presentarán los aportes de energía de las centrales ERNC previo al proceso de interconexión.

4.3 DESCRIPCIÓN DE LA PROBLEMATICA

De la descripción realizada anteriormente de los sistemas SIC y SING, resulta evidente que durante los últimos cinco años la capacidad instalada de las plantas ERNC se ha incrementado fuertemente, dando lugar a aumentos significativos en la contribución de energía de estas tecnologías al sistema, lo cual se ha visto reflejado en la reducción de los costos marginales de energía, congestiones de transmisión en algunos tramos del sistema eléctrico y una alta variabilidad operacional de las plantas térmicas asociado a la ciclicidad y variaciones intrahorarias de generación proveniente de fuentes de energía renovable.

La sobreexplotación de los recursos naturales en algunos sectores del país, específicamente al norte de la subestación Maitencillo (SIC norte), ha causado congestiones de los sistemas de transmisión y una sobreoferta de energía renovable en el subsistema, dando lugar a costos marginales igual a 0 USD/MWh durante gran parte del día y consecuentemente dificultades económicas para las empresas eléctricas e inversionistas, ya que no reciben ingresos por su producción y además deben cubrir sus contratos de suministro con clientes libres o regulados. La situación más compleja para este tipo de empresas, corresponde al establecimiento de contratos de suministro con clientes que se encuentran fuera de su subsistema económico, ya que deben comprar la energía a costo marginal en las barras de retiro, apostando a que el marginal no supere el precio de energía establecido en sus contratos.

Por otra parte, considerando que al año 2016 el aporte de energía de las plantas ERNC de los sistemas SIC y SING correspondió a un 12.5% de la energía producida en el sistema, y considerando que la Ley 20.698 establece una cuota al año 2025 de un 20%, resulta evidente que los requerimientos operacionales sobre el parque técnico irán en aumento en el transcurso de los años, exigiendo mayores tasas de reducción de generación térmica al amanecer y altas tasas de toma de carga durante la tarde, con el fin de

mantener el equilibrio que debe existir entre la oferta y demanda de energía. Sin embargo, con los recursos de generación existentes no va a ser posible mantener la continuidad de suministro y la estabilidad del sistema eléctrico, por lo que se debe recurrir a la prestación de servicios complementarios (SSCC) que permitan corregir la intermitencia de las ERNC, siendo una de las alternativas idóneas las centrales hidroeléctricas de embalse, ciclos combinados de gas natural u otra fuente que permita suministrar los requerimientos operacionales del SEN.

5 ESTADO DEL ARTE

En este capítulo se presentan los aspectos tecnológicos orientados a los incentivos que se pueden aplicar a la oferta y la demanda eléctrica en determinados sectores del país, tales como clientes de tipo industrial, comercial, residenciales u otro, así como a medios de generación alternativos. El objetivo de esto, consiste en mejorar la eficiencia del consumo y generación, aprovechando de mejor forma los recursos disponibles e infraestructura de los sistemas de transmisión.

5.1 ASPECTOS TECNOLÓGICOS

5.1.1 INCENTIVOS A LA DEMANDA

A continuación, se describen los incentivos que permiten realizar una gestión de demanda eléctrica. Se entiende por *gestión de demanda* a la planificación e implementación de medidas destinadas a influir en el modo de consumir energía, con el fin de modificar el perfil de consumo. Con esto, se contribuye a una gestión más eficiente y sostenible del sistema eléctrico.

5.1.1.1 Reducción del consumo diario

Consiste en contribuir a la eficiencia del sistema eléctrico a través de la participación activa de los usuarios. Esto se puede conseguir por medio de la mejora de la eficiencia de equipos y de los procesos productivos demandantes

de energía eléctrica, aplicadas al sector residencial, comercial, industrial y alumbrado público. Algunos ejemplos de la eficiencia que se puede lograr en los equipos, corresponde al reemplazo de una ampolleta incandescente por una eficiente, cambio de motores de alto consumo por equipos de alta eficiencia, eficiencia energética en edificios, entre otros.

Otra forma de lograr la reducción del consumo diario de forma más acelerada, consiste en la difusión y educación a las personas, sobre el significado del ahorro energético y los beneficios económicos que puede alcanzar, así como la contribución que significa para el sistema eléctrico en general.
Es más, actualmente se desarrolla una iniciativa voluntaria de los 16 mayores operadores de redes eléctricas en el mundo, cuyo objetivo es liderar la transición hacia la red eléctrica del futuro[1].

En la siguiente figura se presenta el perfil de consumo típico de un sistema eléctrico y los resultados obtenidos luego de una reducción de la demanda. Tal reducción de consumos, implica que el abastecimiento eléctrico que deben realizar las centrales generadoras será efectuado a un menor costo, permitiendo además, disponer de mayores holguras de los sistemas de transmisión, aliviando por tanto las congestiones de transmisión y los vertimientos de las centrales ERNC.

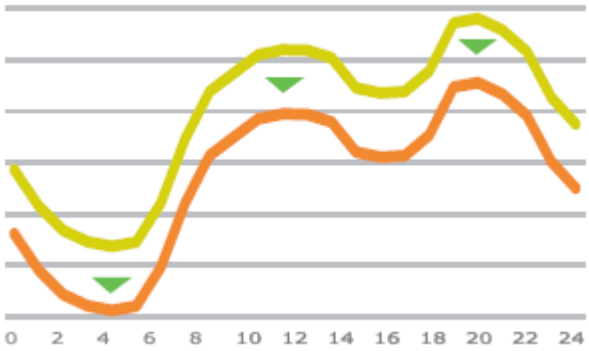

Figura 5.1: Reducción del perfil de consumo, asociado a la mejora en la eficiencia de equipos y procesos.

[1] Proyecto se denomina “Reliable and Sustainable Power Grids”, www.ree.es

5.1.1.2 Desplazamiento del consumo de las horas punta a las horas valle

El desplazamiento de los consumos de las horas punta a las horas valle (o de baja demanda), permite un aplanamiento del perfil de demanda, reducción de las exigencias sobre las unidades generadas más ineficientes, disminución de costos marginales y aumento de las holguras de los sistemas de transmisión, permitiendo una mayor integración de energías renovables.

Esta medida de gestión de demanda, tiene incentivos sólo para aquellos usuarios que posean una tarifa eléctrica con discriminación horaria, que refleje los costos instantáneos del mercado. Además, de acuerdo a forma como se llevan a cabo los contratos de suministro eléctrico en Chile, podrán optar al beneficio económico de la modulación de carga señalado anteriormente, sólo aquellos clientes que posean un contrato de compra de energía a costo marginal o diferenciado, situación que excluye inmediatamente a los clientes regulados y clientes libres que posean un contrato a precio fijo.

Actualmente en España se está incentivando el consumo en las horas valle por medio de los vehículos eléctricos, para que estos realicen su carga durante las horas de menor consumo. De hecho, el operador del sistema eléctrico de España señala que "en los próximos años será posible alimentar hasta la cuarta parte del parque automovilístico español, sin inversiones adicionales en generación y en la red de transporte, si se hace una recarga lenta nocturna[2]".

De acuerdo a lo anterior, si queremos adaptarnos a un sistema flexible y de bajos costos, debemos introducir incentivos a los consumidores. Una medida que podría incentivar a los clientes regulados, consiste en añadir tarifas eléctricas flexibles, que reflejen las condiciones del mercado. Esto se puede conseguir mediante la modificación de las bases de licitaciones de suministro eléctrico a clientes regulados que actualmente realiza la Comisión Nacional de Energía (CNE), de esta forma la empresa distribuidora traspasa el beneficio a aquellos clientes que decidan optar por tarifas eléctricas diferenciadas y a

[2] Información obtenida del Red Eléctrica de España, www.ree.es

menor costo. En la figura 5.2 se presenta las acciones de esta medida de gestión de demanda.

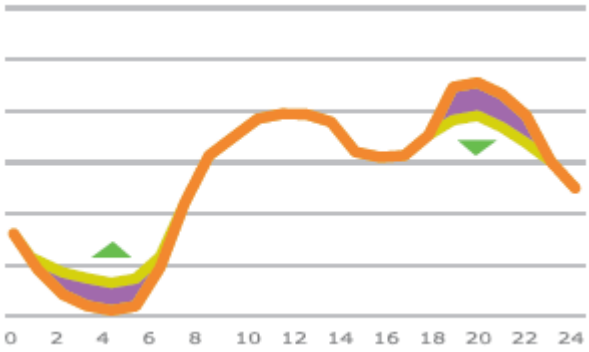

Figura 5.2: Desplazamiento de los consumos diarios, de horas de máxima a mínima demanda.

5.1.1.3 Reducción del consumo en las horas de punta del sistema

Esta herramienta de gestión de la demanda corresponde a un servicio que brinda flexibilidad para la operación y seguridad del sistema eléctrico, ante situaciones de desequilibrio entre generación y demanda. Consiste en la activación de una orden de reducción de consumo dada por el operador del sistema a los grandes clientes industriales, la cuál es remunerada posteriormente. El desequilibrio entre la generación y demanda puede ocurrir por ejemplo, debido a una variación intempestiva de energía renovable, a causa de un cambio de las condiciones meteorológicas o un peak de consumo instantáneo en el sistema.

A modo de ejemplo, el operador del sistema eléctrico de España "Red Eléctrica", es el encargado de realizar subastas para asignar este servicio, resultando un mecanismo competitivo y eficiente[3]. En la siguiente figura se ilustra la reducción de consumos en las horas punta.

[3] Servicio de interrumpibilidad aplicado en España, www.ree.es

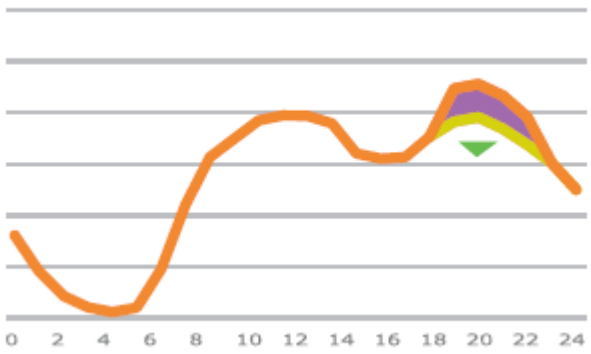

Figura 5.3: Reducción de consumo diario, en las horas de mayor demanda del sistema eléctrico.

5.1.2 INCENTIVOS A LA OFERTA

A continuación, se describen los incentivos a la oferta de suministro eléctrico, tanto para el llenado de las horas valle del sistema (horas de menor consumo), como para la reducción de los costos de energía del mercado.

5.1.2.1 Llenado de las horas valle

Las tecnologías de generación de hidro-bombeo y almacenamiento, realizan importantes retiros de energía en las horas valle, puesto que corresponde al instante del día con menores costos marginales, para luego suministrar al sistema su energía almacenada, en aquellos instantes cuando la demanda es alta, al igual que los costos marginales.

De acuerdo a la información obtenida del Estudio ERNC “Flexibilidad y sistemas de almacenamiento en el Sistema Eléctrico Nacional en el año 2021”, el aporte a la flexibilidad operativa de tecnologías de generación de hidro-bombeo, se prevé aumente en la medida que se incremente la penetración de ERNC en el Sistema Eléctrico Nacional, producto de menor disponibilidad de recursos hidroeléctricos, limitada disponibilidad de GNL a precios competitivos, restricciones de seguridad operativa y medioambientales, ausencia de conexiones internacionales (Ref. 3).

En la siguiente figura se presenta el llenado de las horas valle, realizado por el consumo de tecnologías de generación antes mencionado.

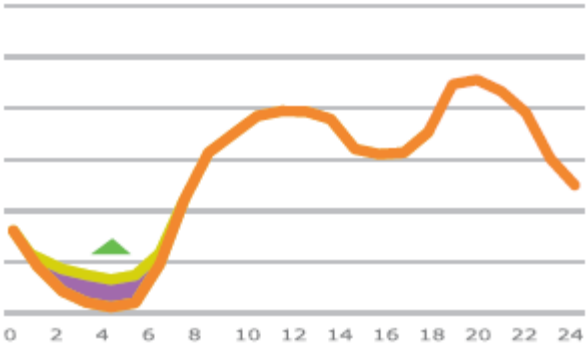

Figura 5.4: Perfil de demanda del sistema eléctrico y llenado de las horas de menor demanda.

5.1.2.2 Conexiones internacionales

Las conexiones internacionales con países vecinos, permite la comercialización de los excedentes de energía entre los sistemas, evitando el vertimiento de determinadas tecnologías y reduciendo los costos operaciones en su conjunto. Además, es posible aprovechar las sinergias y la disponibilidad de recursos, logrando incluso compartir las reservas para el control de frecuencia, definiendo aportes individuales, los cuales resultan inferior al caso sin interconexión[4].

Actualmente el SING posee una interconexión eléctrica con el SADI (sistema eléctrico de Argentina), por medio de la línea de transmisión 1x345 kV Andes-Salta, propiedad de AES GENER. La interconexión entre ambos países se encuentra normada por el Decreto 115, publicado en diciembre de 2016, el cual establece un límite máximo de exportación de 150 MW.

[4] Información obtenida de los operadores de los sistemas eléctricos (TSO) de España y Alemania. www.ree.es y www.50hertz.com

5.1.3 EXPERIENCIAS TECNOLOGICAS ADAPTABLES AL SEN

De lo expuesto anteriormente, relacionado con los incentivos a la oferta y demanda eléctrica, a continuación, se señalan aquellas experiencias internacionales que pueden ser adaptables a nuestro sistema, ya sea para la situación actual o con miras a ser implementadas en el mediano plazo.

i. *Reducción del consumo diario.*

Hace algunos años ya se está trabajando en esto, a modo de ejemplo se encuentran los motores de alta eficiencia para la industria, mejoras en el diseño de los procesos industriales, cambio de ampolletas incandescentes por equipos LED, entre otros.

ii. *Desplazamiento del consumo de las horas punta a las horas valle.*

Tal como se comentó en la sección anterior, este incentivo está enfocado para la carga de baterías de autos eléctricos o consumo gestionables de clientes regulados. Si bien, las empresas de distribución aún no disponen de tarifas diferenciadas para los consumos que efectúen sus clientes en las horas valle, es probable que con la nueva regulación del sector de distribución se promueva este tipo de iniciativas, lo cual permitirá disponer de sistemas de transmisión con mayores holguras en las horas de máxima demanda y un menor precio de energía para los clientes.

iii. *Reducción del consumo en las horas de punta del sistema.*

El servicio de interrumpibilidad no existe actualmente en los sistemas eléctricos SIC y SING, sin embargo con los nuevos servicios complementarios que defina el Coordinador Eléctrico Nacional, es probable que se incluya como un recurso para realizar la coordinación de la operación, ya que permitirá mantener el equilibrio entre oferta y demanda del sistema, en caso de que ocurra una variación intempestiva a nivel de generación o consumo.

iv. *Llenado de horas valle.*

Al igual que el punto anterior, este incentivo se relaciona con el consumo que realizan las centrales de bombeo para almacenar agua en sus embalses. Si bien actualmente no disponemos de este tipo de centrales, estas serán necesarias en el mediano plazo, considerando que las exigencias de ramping sobre las centrales térmicas se incrementará a medida que aumente el aporte de energía que realicen las plantas ERNC al sistema. Por tanto, si este tipo de proyectos no se lleva a cabo de manera natural, podrán ser incorporados como servicios complementarios para el SEN.

v. *Conexiones internacionales.*

En lo inmediato, disponemos de la interconexión eléctrica con Argentina sólo para exportación, con un límite de 150 MW. Sin embargo, se está estudiando una posible interconexión con Perú, la cual nos permitirá aprovechar los recursos naturales de ambos países para reducir los costos sistémicos y mejorar la seguridad operacional.

6 EXTERNALIDADES ASOCIADAS A LA INCORPORACIÓN DE TECNOLOGÍAS CÍCLICAS A LA MATRIZ ENERGÉTICA

6.1 Licitación de suministro de energía y potencia para clientes regulados

Antes de la promulgación de la ley 20.257 en el año 2008, la Ley Corta 1 y 2 introducen modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL1), entre ellas la incorporación de algunos incentivos a los propietarios de medios de generación no convencional que se encuentren conectados a los sistemas eléctricos respectivos, asegurando un trato no discriminatorio para este tipo de energías en el mercado eléctrico (Ref. 5).

La Ley Corta 1, promulgada en el año 2004, entre otras cosas establece que los propietarios de medios de generación no convencional cuyos excedentes de potencia suministrada al sistema sea inferior a 20 MW, estarán exceptuadas del pago total o parcial de los peajes por el uso que las inyecciones de esos medios de generación hacen de los sistemas de transmisión troncal (Ref. 1). En resumen, estarán exceptuados del pago de peaje troncal aquellos medios de generación no convencionales cuyos excedentes de potencia sea inferior a 9 MW, mientras que aquellos que posean excedentes entre 9 MW y 20 MW el pago de peaje será calculado conforme a las normas generales de peajes multiplicado por un factor de reducción. Por otra parte, si la capacidad conjunta que se encuentra exceptuada del pago de peaje troncal sobrepasa el 5% de la capacidad instalada total del sistema eléctrico, los propietarios de los medios de generación no convencional, tendrán que pagar una proporción por el uso de los sistemas de transmisión troncal. Los peajes exentos serán pagados por las demás empresas eléctricas que efectúan inyecciones de energía al sistema, a prorrata de dichas inyecciones conforme a los procedimientos del reglamento que corresponda.

La ley Corta 2, promulgada en el año 2005, la cual regula los contratos de suministro eléctrico para los clientes regulados, señala que los propietarios de medios de generación no convencional conectados al sistema eléctrico respectivo, tendrán derecho a suministrar a los concesionarios de distribución hasta el 5% del total de demanda destinada a clientes regulados (Ref. 1), con condiciones de precio similar a las empresas que se adjudiquen contratos con las distribuidoras.

No obstante, la Ley Corta 1 y 2 no lograron los incentivos suficientes para un desarrollo creciente de las tecnologías renovables, de hecho, la Ley Corta 2 no obliga a las empresas distribuidoras a firmar contratos de suministro con propietarios de medios de generación no convencional.

En el año 2008 y 2013 se promulgan la Leyes 20.257 y 20.698 respectivamente, estas obligan a las empresas eléctricas que efectúan retiros de energía en sistemas eléctricos mayores a 200 MW, a acreditar que parte de sus retiros de energía se obtienen a través de medios de generación renovable no convencional. Estas leyes establecieron obligaciones crecientes de acreditaciones de energía renovable a las empresas, comenzando con un 5% al año 2010 y un 20% para el año 2025.

Otro mecanismo de incentivo para la participación de las ERNC, lo constituye la modificación de las bases de licitación de suministro eléctrico para clientes regulados, las cuales desde el año 2013 por primera vez establecen bloques de suministro eléctrico coincidentes con los perfiles de generación de los distintos tipos de tecnologías renovables. Estas licitaciones que efectúa la Comisión Nacional de Energía (CNE) para el abastecimiento de energía y potencia a los consumos de clientes sometidos a regulación de precios, ha sufrido importantes modificaciones, las cuales se han mantenido vigentes en los siguientes procesos de licitación de suministro eléctrico. La licitación de suministro SIC 2013/3-2° llamado, corresponde al primer proceso que incluye ofertas económicas de bloques horarios de suministro de energía y potencia, donde los bloques 1 y 2 se conformaron por sub-bloques horarios, mientras que los bloques 3 y 4 no presentaron restricciones horarias para el abastecimiento de la demanda, manteniendo la oferta económica de suministro continuo tal como se venía realizando previamente. A modo de resumen, a continuación, se describe los bloques horarios que añade la Comisión en este proceso (Ref. 6) en particular.

- Bloques 1-A y 2-A, destinado a abastecer únicamente los consumos durante los periodos horarios comprendidos entre las 00:00 h. y las 07:59 h. y entre las 23:00 h. y las 23:59 h.
- Bloques 1-B y 2-B, destinado a abastecer únicamente los consumos durante los periodos horarios comprendidos entre las 08:00 h. y las 17:59 h.

- Bloques 1-C y 2-C, destinado a abastecer únicamente los consumos durante los periodos horarios comprendidos entre las 18.00 h. y las 22:59 h.
- Bloque 3 y 4, no presentan restricción horaria para el abastecimiento de la demanda.

La nueva estructura de tramos horarios de la licitación, la cual constituye una parte importante de los bloques de este proceso, tiene por objetivo fomentar la entrada de tecnologías solar (bloque 1-B y 2-B) y eólica (bloque 1-C y 2-C), dando la posibilidad a las ERNC de adjudicarse contratos de suministro eléctrico de largo plazo (PPA), lo que les permite acceder al financiamiento de sus inversiones. Por otra parte, los bloques horarios de suministro 1-A y 2-A, corresponde al periodo de tiempo donde no se encuentran presenten las centrales solares y se encuentran en menor proporción las centrales eólicas, por lo que este bloque de 9 horas puede ser adjudicado en mayor medida por las centrales de base del sistema.

En el año 2015 se realizaron dos procesos de licitaciones de suministro a clientes regulados, el primer proceso (2015/1) presentó bloques de suministro idénticos al señalado anteriormente, mientras que el segundo proceso se licitaron exclusivamente bloques de suministro horario. Mientras que la licitación de este año (2017/1) que está llevando a cabo la Comisión, considera bloques de suministro horario y bloques trimestrales, incentivando la participación de tecnologías ERNC e hidroeléctricas de pasada, ya que en este último caso los bloques coinciden con las condiciones hidrológicas.

De los procesos de licitación mencionados anteriormente, se observa que el objetivo principal de la Comisión ha sido fomentar la oferta de generación proveniente de tecnologías renovables no convencionales, en un comienzo orientado a potenciar las plantas eólicas y solares, mientras que en la licitación de este año se está fomentando la participación de centrales minihidro. No obstante, aun cuando estos procesos han permitido reducir los precios de las ofertas de suministro, la forma como se han estructurado estas licitaciones ha

frenado la participación que puedan tener las centrales de base del sistema, las cuales mantienen la estabilidad del sistema eléctrico y otorgan la confiabilidad para el suministro de clientes libres y regulados.

Personalmente, considero que este tipo de licitaciones de suministro eléctrico que está llevando a cabo la Comisión, no ha tomado en cuenta los efectos sistémicos que puede tener la masiva incorporación de centrales ERNC a la matriz energético, siendo su principal preocupación la reducción de los costos de las ofertas de suministro. Además, si bien es cierto que los precios de las ofertas en el proceso de licitación 2015/01 ha sido el más bajo en Chile, obteniendo un promedio de 47.59 USD/MWh, existieron empresas que se adjudicaron alrededor de 1900 MWh con precios entre los 38 y 40 USD/MWh, siendo la oferta más baja de 29.1 USD/MWh por 280 GWh en base a generación fotovoltaica. De acuerdo a las cifras antes mencionadas, resulta evidente que existirán riesgos en el mercado durante los próximos 20 años, relacionados con el cumplimiento de los contratos de suministro, ya que aquellas empresas que se adjudicaron contratos a bajo costo, apostaron a que el precio de la energía en el mercado spot en los puntos de retiro sea inferior al precio indexado de sus ofertas, situación que difícilmente ocurrirá, pudiendo resultar meses con balances económicos negativos, afectando el cumplimiento de la cadena de pagos entre las empresas generadoras del mercado.

Como propuesta de modificación de las licitaciones de suministro eléctrico de clientes regulados, se propone incluir un valor mínimo de las ofertas o precio de reserva inferior, el que tiene por objetivo dejar fuera del proceso a todas aquellas empresas que especulan respecto a los costos futuros de las tecnologías y al comportamiento que pueda tener el mercado en los próximos 20 años, los cálculos del precio de reserva inferior lo realizará la Comisión considerando las proyecciones de consumo, de los sistemas de transmisión y generación, así como de los costos de inversión por tipo de tecnología. Más aún, considerando la masiva entrada al sistema de tecnologías cíclicas, resulta complejo poder prever cuáles serán las condiciones del mercado futuro,

pudiendo descartar a todas aquellas empresas que pudieran afectar la continuidad del cumplimiento de la cadena de pago al interior del Coordinador Eléctrico Nacional.

Además, se propone a la Comisión que se promueva en el mediano plazo, el uso de recurso renovables a mayor escala para la generación de energía, logrando mayor independencia energética como país. Particularmente, mediante la incorporación de tecnologías hidroeléctricas, aprovechando los abundantes recursos de la zona austral del país.

Como consecuencia de los cambios que ha efectuado la Comisión en las bases de licitaciones para suministro de clientes regulados, a abril de 2017 existen 26.887 MW de proyectos ERNC con resolución de calificación ambiental (RCA) aprobada, de los cuales 25.506 MW corresponden a tecnología eólica y solar (ver tabla 6.1 y figura 6.1). A la misma fecha, había 1.271 MW de proyectos ERNC declarados en construcción, mientras que 3.793 MW ya se encuentran en operación comercial. Luego, los proyectos ERNC que poseen resolución de calificación ambiental aprobada totalizan 31.951 MW, de los cuales sólo un 4% se encuentran en construcción. La situación de los proyectos con RCA aprobada y que aún no se ha materializado, radica principalmente porque en la actualidad los clientes libres están firmando contratos a corto plazo (PPA), para no exponerse a los cambios de las condiciones de mercado que resultaría de establecer un contrato a 15 o 20 años, situación que ha dificultado el financiamiento de los nuevos proyectos de generación[5].

[5] Entrevista de Revista Electricidad a Francisco Aguirre Leo, 17 de abril 2017. www.revistaei.cl

Tabla 6.1: Estado de proyectos ERNC (Ref. 7).

Tecnología	Operación [MW]	Construcción [MW]	RCA Aprobada [MW]	En Calificación [MW]
Solar - PV	1.522	929	14.747	4.240
Solar-CSP	0	110	1.898	750
Eólico	1.342	196	8.861	1.932
Geotermia	24	0	120	50
Mini Hidro	446	36	792	110
Biomasa	459	0	469	67
Total	**3.793**	**1.271**	**26.887**	**7.149**

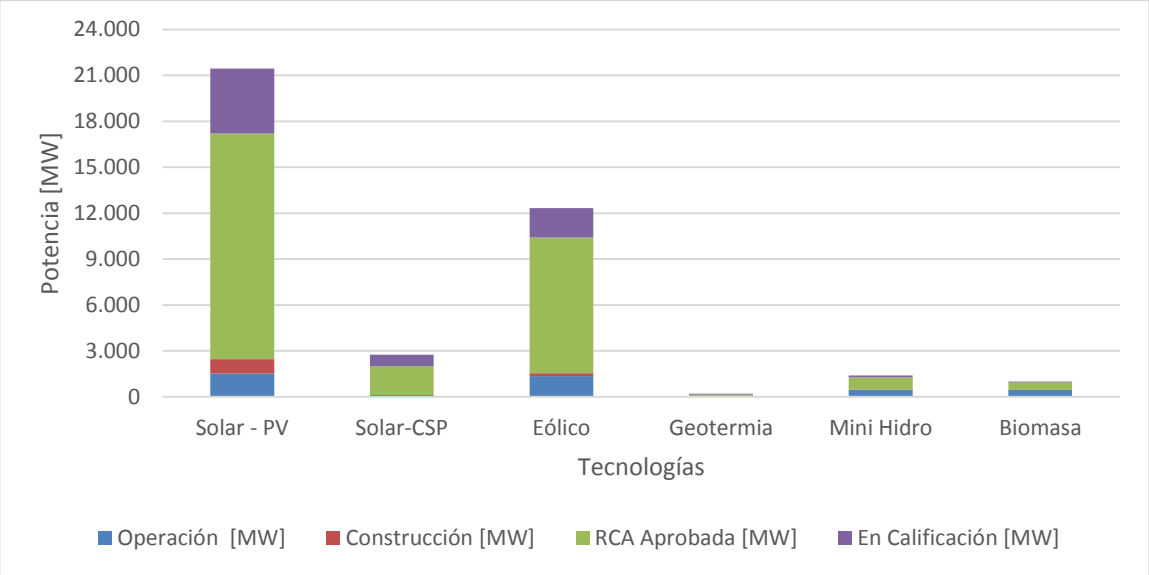

Figura 6.1: Estado de proyectos ERNC.

6.2 Devolución de los derechos de agua de empresas generadoras

El sector eléctrico en los últimos años ha tenido importantes cambios, los cuales se atribuyen principalmente a la rápida incorporación de centrales ERNC al sistema, lo que ha derivado en reducción de los costos marginales, sumado a las conservadoras proyecciones de crecimiento de la demanda. Además, las nuevas tecnologías de generación cíclicas son vistas por la sociedad como tecnologías amigables con el medio ambiente, tal situación ha derivado en que los proyectos convencionales de gran envergadura tengan dificultades en la tramitación de sus permisos ambientales, en la relación con la oposición de las

comunidades y durante la etapa de construcción. Por este motivo, gran parte de las principales empresas de generación del país ha decidido reducir su portafolio de proyectos convencionales, manteniendo activos sólo proyectos de menos escala.

De la entrevista realizada por Revista Electricidad a Francesco Starace, CEO de ENEL, este indica que "*no realizaran proyectos de generación convencional de gran envergadura, porque sería un error garrafal como administradores de la firma invertir en proyectos tradicionales cuando tenemos más energía de la que necesitamos. Además, tienen un costo de operación superior a lo que el mercado está dispuesto a pagar"*. En definitiva, la visión de ENEL apunta a no invertir en proyectos que impliquen riesgos financieros para la compañía, considerando la sobreoferta de energía y la dificultad de competir con sus bajos costos de operación.

De acuerdo a lo expuesto anteriormente, empresas como ENEL han desechado alternativas de proyectos termoeléctricos e hidroeléctricos de gran escala. Así, en el segundo semestre del 2016, ENEL devolvió los derechos de agua de los proyectos "Cautín, Chillan, Puelo, Futaleufu y Maipo", los que representan cerca del 25% de sus derechos. La devolución finalmente se concretó porque en algunos sectores existían dificultades con las comunidades o simplemente porque las condiciones de mercado hacían inviables su ejecución, sumado a los altos costos que la compañía mantenía por el pago de las patentes de derechos de agua no utilizados.

Otra de las dificultades que sortean las empresas generadoras corresponde a la reforma al código de aguas, la que fue aprobada por la Cámara de Diputados en noviembre del 2016 y que actualmente se encuentra en el Senado, esta reforma *"establece que aquellos derechos que se encuentren aprobados o reconocidos anteriormente seguirán siendo vigentes, pero podrán extinguirse por no uso. Mientras que los nuevos derechos de aprovisionamiento de agua serán temporales y de un plazo máximo de 30 años. Además, la reforma*

establece que los derechos no consuntivos (utilizados para centrales hidroeléctricas) tendrán una caducidad a los 8 años si estos no son utilizados. *Además, la propuesta señala que no se podrá constituir derechos de aprovechamiento de agua en territorios indígenas, ya que el Estado velará por la integridad entre la tierra y agua, y protegerá las aguas existentes para beneficio de las comunidades (Ref. 8)".* Por otra parte, la reforma señala que la Dirección General de Aguas (DGA) debe utilizar como criterio para otorgar los derechos, la priorización de uso para consumo humano, uso doméstico de subsistencia y el saneamiento.

De este modo, considerando la mayor oposición por parte de ambientalistas y de la sociedad en general, sumado a la reforma del código de aguas que aún se encuentra en el Senado, se vislumbra que el desarrollo de proyectos hidroeléctricos de gran escala no será una alternativa viable para el abastecimiento de la demanda, dejando sin efecto la utilización de los recursos hidráulicos abundantes de la zona austral del país. Por tal motivo, el abastecimiento de la demanda se obtendrá por medio de centrales que produzcan un bajo impacto social y ambiental.

6.3 Recuperación de inversiones de centrales térmicas

En los últimos años, las centrales térmicas convencionales que se encontraban conectadas al sistema eléctrico, han tenido que modificar su régimen de operación producto de una mayor participación de mercado de las tecnologías cíclicas, pasando de una condición de carga base, donde gran parte del día se encontraban a plena carga o en una condición similar, a un régimen de operación variable, debiendo limitar sus inyecciones en los instantes del día cuando existe una mayor participación de centrales cuyo costo variable es cercano a cero y además cubrir las intermitencias o variabilidades intra-horarias que caracteriza a las centrales intermitentes.

Producto de lo anterior, el factor de planta de las centrales térmicas ha disminuido, los ingresos económicos relacionados con la venta de energía al

mercado spot se han reducido considerablemente por los bajos costos marginales, sumado a la disminución de los pagos por potencia de suficiencia por la baja participación de estas centrales en los periodos de máxima demanda del sistema. Así, aquellas empresas eléctricas que evaluaron económicamente sus proyectos en un periodo de 20 años, hoy producto de la ciclicidad, mayores ineficiencias en su régimen de operación y mayores costos asociados a mantención, han hecho que la recuperación de inversión de estas centrales se pueda extender a 30 0 40 años (según sea el caso). Por este motivo, las grandes empresas eléctricas ya no se inclinan por construir proyectos de gran envergadura, limitándose a inversiones que presenten un menor riesgo financiero. Una situación similar ha tenido que enfrentar la central termoeléctrica Guacolda, ubicado en Huasco (región de Atacama), producto de la sobreoferta de energía proveniente centrales eólicas y solares situadas al norte de la subestación Maitencillo 220 kV, teniendo que reducir su generación a mínimo técnico durante las horas en que se encuentran presenten las centrales fotovoltaicas y aumentar su generación a medida que las fuentes intermitentes comienzan a disminuir su producción por falta del recurso primario.

Una solución que podría aplicar el regulador para que los agentes del mercado contribuyan a la confiabilidad del sistema, corresponde a la aplicación de un pago a las tecnologías que aporten a la confiabilidad al sistema (Capacity Payment) durante periodos críticos, donde el precio del producto confiabilidad no es determinado por el mercado sino directamente por el regulador (Ref. 9). Este concepto se introduce por los continuos cambios en el mercado eléctrico asociado a la inserción de tecnologías cíclicas, donde las centrales térmicas resultan afectadas económicamente en el balance de energía y potencia del sistema. A modo de ejemplo, en el caso que un sistema eléctrico retire de servicio todas sus unidades térmicas, el resto de las tecnologías de generación no podría abastecer los consumos en los periodos de mayor demanda, menoscabando la seguridad y continuidad de suministro de los usuarios finales. Sin embargo, esa seguridad de suministro se puede alcanzar al disponer de

unidades térmicas, las cuales aun cuando no estén despachadas, se encuentran disponibles para atender los requerimientos del centro de despacho, siendo además remuneradas por aquello.

6.4 Reducción de la inercia sistémica

Una de las labores que realizan los operadores de los sistemas eléctricos, consiste en mantener equilibrados en todo momento la oferta y demanda de energía, dicho de otra forma, se requiere que la energía suministrada por las centrales generadoras sea igual a aquella que demandan los consumidores, sujeto al cumplimiento de estándares mínimos que garanticen la seguridad de suministro. Luego, cuando se producen desbalances entre la oferta y demanda eléctrica o las restricciones de seguridad son vulneradas, el funcionamiento del sistema eléctrico queda desprovisto de seguridad, quedando expuesto a interrupciones de suministro o “black out” total del sistema durante la ocurrencia de contingencias o fallas de mayor proporción. A menos que el operador del sistema tome las medidas operacionales inmediatas para poder resolver tal situación.

Los generadores convencionales poseen características inherentes que contribuyen a la seguridad del sistema eléctrico, ya que proporcionan inercia al sistema, mejorando la capacidad de la red para enfrentar la recuperación dinámica post contingencia y limitar las excursiones de frecuencia (Ref. 10). Luego, a medida que los generadores convencionales son desplazados por las tecnologías ERNC asincrónicas, la inercia del sistema comienza a disminuir, haciendo que el sistema posea una respuesta dinámica cada vez más degradada, lo que implica por ejemplo que ante desconexiones intempestivas de grandes bloques de generación, las máquinas sincrónicas que se mantienen en servicio entregan parte de la energía cinética almacenada en sus masas rotatorias reduciendo temporalmente la condición de desbalance entre la potencia mecánica y potencia eléctrica, así mientras más máquinas sincrónicas se encuentren en servicio, existe una mayor inercia sistémica por lo que la tasa

de caída de frecuencia (df/dt) post-contingencia será inferior, prestando un soporte al sistema, mientras las máquinas que participan del control primario de frecuencia se encargan de reestablecer el sistema (Ref. 11). Por otra parte, en el caso de una desconexión de un gran consumo, la frecuencia se elevaría de forma rápida y la recuperación del sistema estaría determinada por la inercia del sistémica, siendo esta cada vez más reducida a medida que existe una mayor proporción de centrales eólicas y solar en servicio.

En Australia, identifican una serie de desafíos asociado a la retirada de las centrales térmicas del sistema, producto de la creciente penetración de plantas renovables, entre ellas la dificultad de poder predecir cuál será la oferta de generación y el comportamiento del sistema eléctrico como resultado del equilibrio instantáneo entre oferta y demanda. Además, surge la interrogante de quienes van a suministrar los servicios de inercia y de soporte compartido que requieren las regiones para controlar las fluctuaciones de tensión en caso de fallas. De hecho, en noviembre del año 2015, el sistema eléctrico del sur de Australia, el cual se caracteriza por tener una alta participación de tecnologías cíclicas (40% de la energía la generan por medio de generadores eólicos), sufrió un “black out” y la desconexión de 160 MW por 1.5 horas, luego de que se desconectara una de sus líneas de transmisión que los conecta con el resto del país, mientras la segunda línea de transmisión se encontraba en mantenimiento. Luego del incidente, el primer ministro australiano Malcolm Turnbull señaló que “Reducir las emisiones es muy importante, pero tiene que ser compatible con la seguridad energética”. Es más, Australia se ha propuesto aumentar la producción de energía renovable con el objetivo de que al año 2020, el 25% de la energía provenga de tecnologías eólica, solar e hidráulica.

De acuerdo al Estudio de ERNC publicado por el CDEC-SING (Ref. 3) en el año 2016, el cual analiza el control de frecuencia con un horizonte de planificación al año 2021, los resultados indican que considerando una penetración de un 30% adicional al cumplimiento de la meta ERNC establecida en la ley 20.698 (vale decir un 26% de participación) el Sistema Eléctrico Nacional no degrada en

mayor medida el desempeño del control de frecuencia (frecuencia mínima y en estado estacionario). Los resultados anteriores se obtienen al considerar reservas distribuidas en el SEN para el control de frecuencia, para lo cual se recomienda utilizar una combinación de unidades generadoras hidráulicas y térmicas, obteniendo los beneficios que caracteriza a cada una de estas centrales. Además, como una forma de prever los efectos de la incorporación de una mayor proporción de generación solar fotovoltaica y eólica, se sugiere implementar un mecanismo de restricción de inercia sistémica mínima, de modo de asegurar la continuidad del sistema eléctrico de acuerdo a los estándares establecidos en Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NT de SyCS). Este mecanismo se podría implementar en el AGC (automatic generation control) de la zona norte y sur del SEN, de modo que el despacho de las centrales se efectúe bajo restricciones mínimas de seguridad, evitando los efectos que se podría producir por ejemplo al desvincular la interconexión en 500 kV entre el SIC-SING, en un escenario de alta penetración de ERNC en el SING y flujos en el sistema de transmisión desde la zona centro a la zona norte.

Para evaluar el desempeño del control primario de frecuencia, en el Estudio se realiza un análisis de sensibilidad para la condición más crítica luego de una perturbación, esta corresponde al caso de localizar reservas en la zona sur (RS) y contingencia en la zona norte. Las sensibilidades presentadas en la figura 6.2 consideran el caso base, disminución de un 30% de las reservas respecto al caso base, reducción del número de unidades generadoras con márgenes de reserva y aumento de un 30% de participación de ERNC respecto a lo establecido en la Ley 20.698.

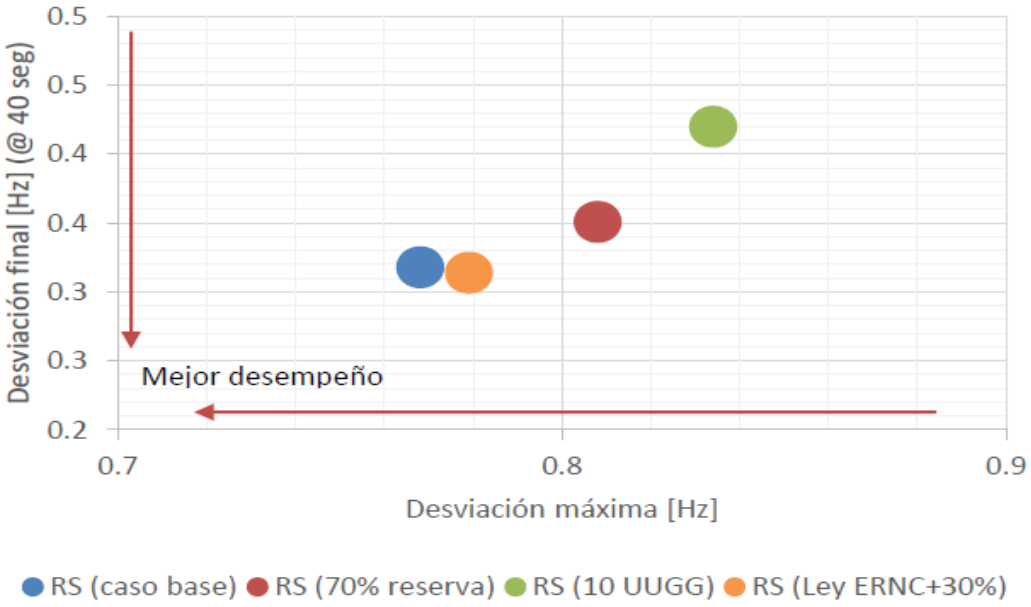

Figura 6.2. Desempeño del control primario de frecuencia, considerando demanda neta mínima y flujo desde la zona norte a la zona centro del SEN (Ref. 3).

Se observa que la peor respuesta se obtiene cuando se considera un número reducido de unidades generadoras para efectuar el control primario de frecuencia. Además, el desempeño del caso “Ley ERNC+30%” resulta similar al caso base, aumentando levemente la desviación máxima de frecuencia.

6.5 Congestiones de los sistemas de transmisión

Con el objetivo de analizar la condición de operación que tendrán los sistemas de transmisión del sistema eléctrico nacional, con horizonte de planificación al año 2021, vale decir considerando los sistemas eléctricos SIC y SING interconectados, se recurre al análisis realizado por el CDEC-SING en el Estudio ERNC “Flexibilidad y sistemas de almacenamiento en el Sistema Eléctrico Nacional en el año 2021”. Dicho Estudio consideró las proyecciones de demanda, obras de generación de acuerdo a criterios de optimización económicos, nuevas obras de transmisión o refuerzos a instalaciones existentes declaradas en construcción o considerados en los respectivos decretos de expansión de la transmisión.

Luego, los resultados de las simulaciones presentados en la figura 6.3, arrojan la direccionalidad de los flujos para las condiciones hidrológicas húmeda, media y seca, incluyendo las sensibilidades de aporte de tecnologías ERNC de acuerdo a lo exigido en la Ley 20.698 y un 30% adicional a lo exigido por la misma. Así, para una condición hidrológica húmeda los flujos por la línea de trasmisión en 500 kV van de sur a norte, la situación contraria ocurre en una hidrología seca, con excepción del tramo comprendido entre Charrúa y Alto Jahuel, ya que en este último caso los flujos van desde la zona sur a la norte principalmente por el fuerte aporte de energía que realizan las centrales hidráulicas y térmicas en la zona de subestación Charrúa.

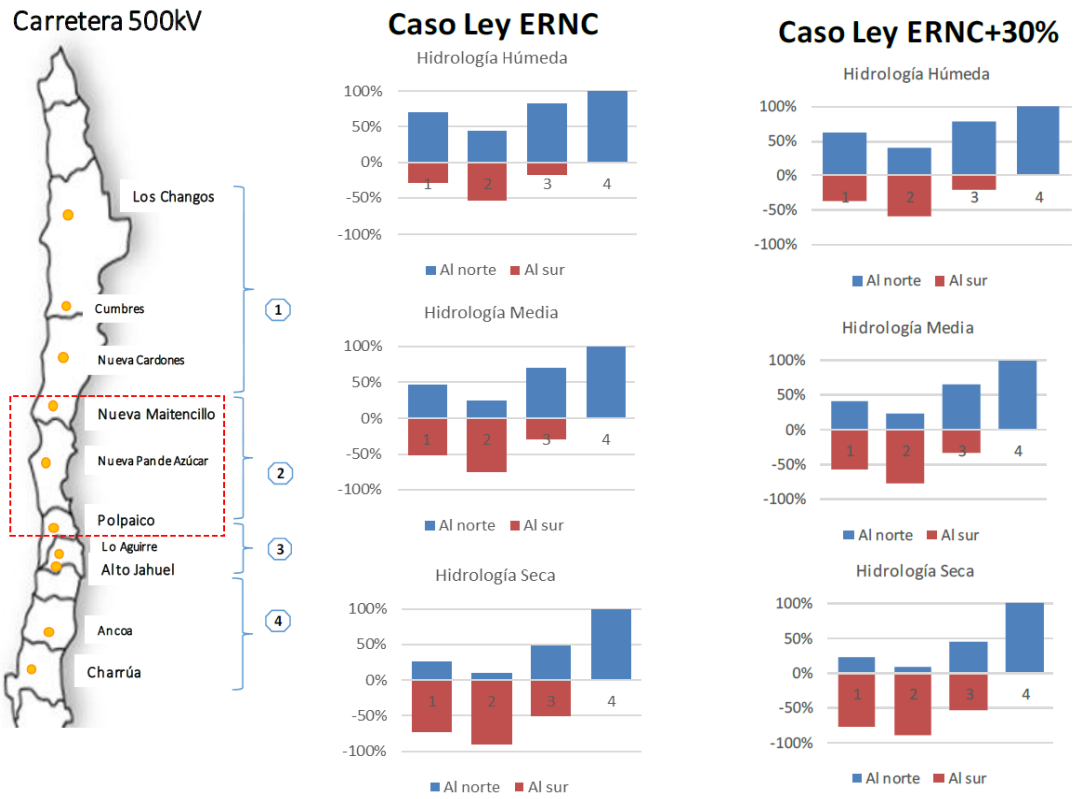

Figura 6.3: Direccionalidad de los flujos en el Sistema de transmisión 2x500 kV Los Changos-Polpaico (Ref. 3).

Por otra parte, al analizar las posibles congestiones del sistema de transmisión en 500 kV entre las subestaciones Los Changos y Charrúa, de la figura 6.4 se desprende lo siguiente:

- Línea 2x500 kV Nueva Maitencillo-Nueva Pan de Azúcar:
  - Considerando un aporte de ERNC equivalente al cumplimento de la Ley, la línea presentará congestiones eventuales, siendo estas inferiores a un 2% del tiempo.
  - Considerando un aporte de ERNC de un 30% por sobre el cumplimento de la Ley, la línea presentará flujos superiores a los 1400 MW un 20% del tiempo, ocurriendo congestiones en menos de un 2% del tiempo.
- Línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar-Polpaico:
  - Considerando un aporte de ERNC equivalente al cumplimento de la Ley, la línea presentará flujos por sobre los 1200 MW un 20% del tiempo, ocurriendo congestiones alrededor de un 4% del tiempo.
  - Considerando un aporte de ERNC un 30% por sobre al cumplimento de la Ley, la línea presentará flujos superiores a 1000 MW un 40% del tiempo, ocurriendo congestiones alrededor de un 23% del tiempo.

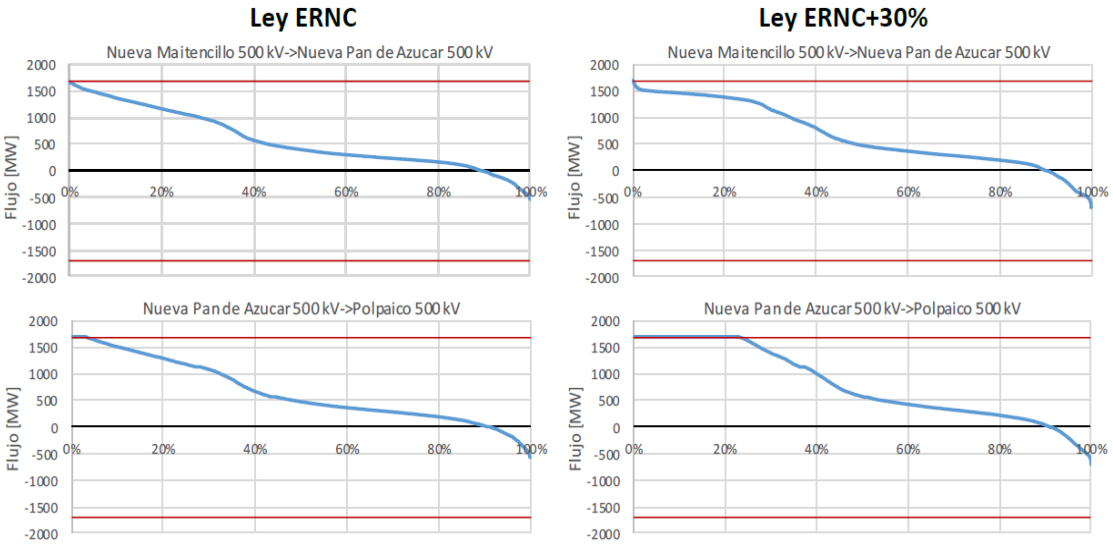

Figura 6.4. Curva de duración de los flujos por la línea 2x500 kV Nueva Maitencillo-Nueva Pan de Azúcar (Ref. 3).

Tal como se observa en la figura 6.4, a medida que el aporte que realizan las centrales ERNC sobrepase la meta impuesta en la Ley 20.698, las

congestiones de los sistemas de transmisión irán en aumento, siendo la línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar-Polpaico la más afectada.

Tal situación de congestión se podría corregir en parte, si las plantas ERNC se pudieran conectar a los sistemas de transmisión de clientes regulados o de un conjunto de clientes libres, esto provocaría que la carga de las líneas zonales disminuya, disponiendo incluso de capacidad adicional para ampliaciones o nuevos proyectos de demanda. Con esto se logra que las centrales intermitentes puedan vender su producción de energía al mercado spot y dar cumplimiento a sus obligaciones de suministro.

A continuación, se presenta un cuadro resumen con las externalidades positivas y negativas para clientes libres y generadores, asociados a contratos de suministro eléctrico de corto y largo plazo, firmados con proveedores que poseen centrales convencionales y no convencionales.

Tabla 6.2: Efectos de los contratos de suministro para los clientes libres.

		Oferta	
		Centrales convencionales	Centrales no convencionales (ERNC)
Demanda	Contrato de corto plazo (5 años)	Generador: - Permite expandir negocio con clientes libres que antes eran regulados. - Consiguen calzar su oferta con la demanda de clientes, evitando exponer los excedentes de generación al costo marginal. Consumidor: - Opción para reducir los costos de energía a mediano plazo. - Capacidad de negociar contratos de suministro con empresas serias, que poseen variadas tecnologías de generación.	Generador: - Alternativa para proyectos ERNC que se encuentran en operación. - Permite evitar la exposición al costo marginal de las inyecciones de la central. Consumidor: - Existen múltiples oferentes que pueden abastecer la demanda. - Riegos para el cliente, ya que los contratos incorporan costos adicionales producto de la intermitencia de ERNC.
	Contrato de largo plazo (20 años)	Generador: - Permite financiar nuevos proyectos de inversión para el suministro de energía a usuarios finales. - Producto de la incertidumbre del largo plazo, los costos de contratos deben más elevados, transfiriendo riesgos al cliente. Consumidor: - Permite reducir los riesgos de mercado, asegurando costos de suministro estables en el tiempo.	Generador: - Permite financiar nuevos proyectos de inversión para el suministro de energía a usuarios finales. - Contratos de suministro trasfieren riesgos operacionales y costos asociados a la intermitencia de las ERNC. Consumidor: - Costos de suministro bajo, sin embargo el traspaso de riesgos en los contratos puede aumentar los costos finales en el mediano plazo.

7 SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

De lo analizado en los capítulos anteriores, respecto al aumento progresivo de la capacidad instalada de tecnologías renovables no convencionales en el país, hemos visto que cuando la capacidad de las tecnologías intermitentes resulta insipiente respecto a la capacidad del sistema eléctrico, el efecto operacional sobre el parque generador que se encuentra despachado no presenta mayores alteraciones, sin embargo, cuando la capacidad de estas tecnologías aumenta de forma significativa respecto a la capacidad instalada del sistema, entonces las plantas térmicas deben reducir su participación en el mercado de energía por despacho económico, para permitir que las plantas ERNC de bajo costo variable puedan inyectar su energía al sistema. Para este último caso, se requiere de mayores márgenes de reserva de unidades generadoras convencionales para brindar los servicios de control primario y secundario de frecuencia.

Actualmente, es posible observar que las mayores complejidades operacionales para el sistema eléctrico se producen al amanecer y atardecer, coincidentes con el perfil de generación de las centrales fotovoltaicas. Así, el despacho de las unidades generadores que realiza el Coordinador Eléctrico, debe considerar que al amanecer se requiere una reducción de generación de plantas térmicas a la misma razón con que se produce el ingreso de generación proveniente de tecnologías renovables, teniendo que disponer de unidades de generación confiables que permitan entregar el servicio requerido en los tiempos establecidos. Luego, durante el día las máquinas térmicas e hidráulicas deben suministrar la energía restante que las plantas renovables no consiguen abastecer, modulando continuamente su aporte de energía para hacer coincidir hora a hora el perfil de generación y demanda del sistema. Mientras que, al atardecer, es cuando se requiere del aporte y confiabilidad de las centrales térmicas para suministrar la energía que las plantas renovables dejan de inyectar, teniendo que disponer de unidades que permitan brindar la tasa de toma de carga (MW/min) no suministrada por las tecnologías cíclicas producto

de la ausencia de su recurso primario. Tal situación, se complejiza aún más mientras mayor sea el aporte de tecnologías cíclicas, ya que puede ocurrir que las solicitaciones de reducción y aumento de generación para las centrales convencionales sea tan elevado, que estas no van a poder suministrar los servicios demandados en los instantes de tiempo que se requiere, produciendo un déficit progresivo de generación y consecuentemente reducciones de frecuencia que podrían activar los esquemas de desconexión automática de carga (EDAC), afectando a clientes libres y regulados, e incluso podría darse el caso extremo de una pérdida total de suministro del sistema.

Del estudio de ERNC elaborado por el CDEC-SING en el año 2016, el cual analiza los efectos de las tecnologías cíclicas del SEN al año 2021, se observa en la siguiente figura la contribución que realizaran las centrales convencionales a lo largo del día, pudiendo distinguir que el parque térmico tendrá que disminuir su generación al amanecer, a una tasa de 8.7 y 13.5 MW/min durante dos horas (considerando una participación creciente de ERNC de un 13.5% y 17.5% respectivamente), lo que equivale a una reducción máxima de generación de 1620 MW. Del mismo modo, se observa que durante el atardecer se requiere de un mayor aporte proveniente de las centrales convencionales, ya que en este caso la tasa de toma de carga máxima considerando un 17.5% de participación ERNC aumenta a 15 MW/min, extendiendo el periodo de tiempo requerido para el aporte de las reservas asociadas el control de frecuencia. Luego, si se considera un escenario con un mayor aporte de energía proveniente de tecnologías cíclicas, la situación operación se complejiza ya que aumentarían las solicitaciones de rampas sobre el parque de generación convencional, teniendo que dar cumplimiento a las exigencias de control de tensión y frecuencia para condiciones estáticas y dinámicas del sistema, en condiciones de estado normal, alerta y emergencias.

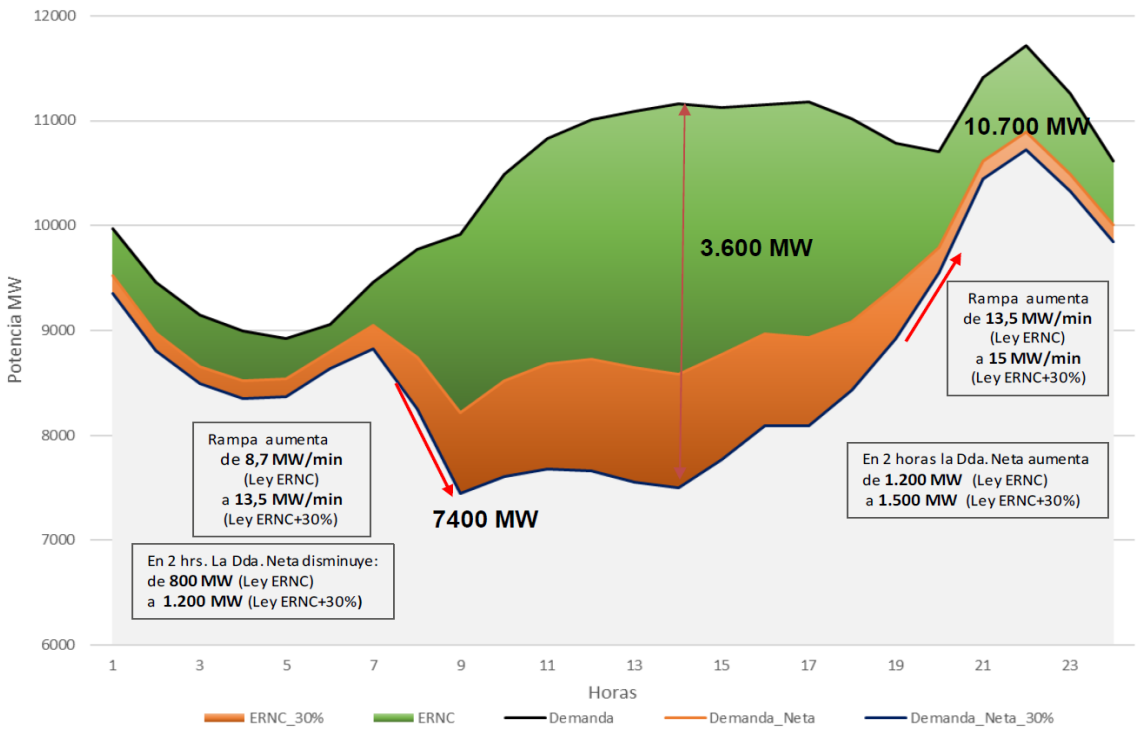

Figura 7.1: Curva de demanda del Sistema Eléctrico Nacional en periodo de verano, 01 de febrero de 2021 (Ref. 3).

De acuerdo a lo expuesto anteriormente, para poder amortiguar las solicitaciones que imponen las tecnologías cíclicas al sistema y además mantener los estándares de seguridad y calidad del SEN, necesitamos disponer de un mercado de servicios complementarios que permita enfrentar los desafíos operacionales existentes y los cambios que ocurran en el transcurso de los años. Las tecnologías que incorporen los servicios complementarios al sistema, podrán ser provenientes de fuentes de energía convencional como no convencional, siendo uno de sus atributos principales, su alta disponibilidad operacional y elevada tasa de toma y reducción de carga.

Según se indica en la ley 20.936, publicada el 20 de julio de 2016, el Coordinador deberá definir los servicios complementarios que requiere el sistema eléctrico con una determinada calendarización, "*indicando los recursos técnicos necesarios para la prestación de dichos servicios, la infraestructura que se debe instalar para su prestación y su vida útil, en caso de requerirse esta última, y el mantenimiento anual eficiente asociado a la infraestructura,*

según corresponda" (Ref. 1). Además, el Coordinador debe indicar el mecanismo a través del cual se materializará su prestación y/o instalación, pudiendo ser licitaciones o subastas cuando el requerimiento sea de cortísimo plazo (conforme lo determine el reglamento), pudiendo instruir la prestación y/o instalación en forma directa cuando las condiciones de mercado no sean competitivas. En cuanto a la valorización económica de los servicios complementarios, estos serán obtenidos de un estudio de costos eficientes realizado por el Coordinador y aprobado por la Comisión, mientras que la valorización de las nuevas obras corresponderá al valor adjudicado en la respectiva licitación o subasta. Las inversiones asociadas a la nueva infraestructura serán remuneradas durante el periodo de su vida útil, considerando la tasa de descuento señalada en el artículo 118 y estas serán financiadas por los usuarios finales a través de un cargo de servicios complementarios, el que se será incorporado al cargo único.

De acuerdo a lo definido en la ley 20.936, los servicios complementarios corresponden a prestaciones que permiten realizar la coordinación de la operación del sistema eléctrico, incluyendo dentro de esta categoría el control de frecuencia, control de tensión y el plan de recuperación de servicio, lo anterior tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias. Tales servicios serán provistos por recursos técnicos con capacidad de generación de potencia activa, inyección o absorción de potencia reactiva y potencia conectada de los usuarios, entre otras.

Para efectos de explicar el significado de la regulación de frecuencia en los sistemas eléctricos, en la siguiente figura se presenta un ejemplo de la respuesta dinámica de un sistema frente a un evento intempestivo. En la figura se observa que una vez ocurrido el evento se produce una disminución de la frecuencia (dependiente de la inercia del sistema) y luego de unos minutos se recupera a su valor nominal, habiendo actuado durante los primeros 30 segundos el control primario de frecuencia por medio de un conjunto de unidades de generación, posteriormente y siguiendo el mismo principio anterior,

entre los 30 segundos a 10 minutos actúa el control secundario, mientras que el control terciario posee tiempos de actuación superior a los 10 minutos. Cada uno de estos modos de control de frecuencia se explicará con mayor detalle posteriormente.

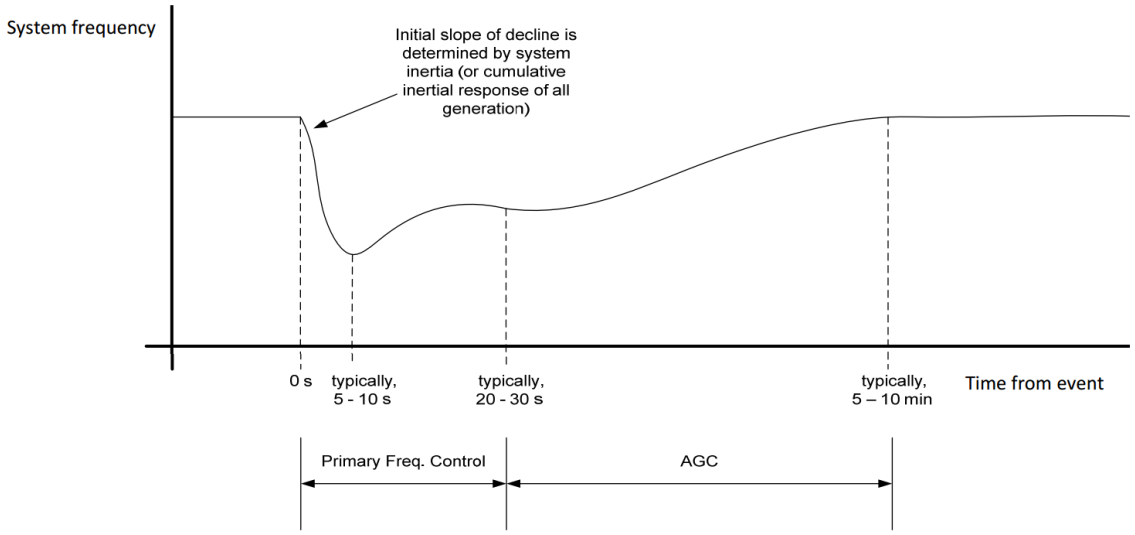

Figura 7.2: Control de frecuencia de un sistema eléctrico[6].

Con el objetivo de determinar un mecanismo eficiente de implementación de servicios complementarios para el SEN, en primer lugar, se efectúa un Benchmark a los países de Alemania y España, ya que estos poseen una importante participación de ERNC en sus sistemas y además han tenido que enfrentar el desarrollo de mecanismos de complementariedad entre sus tecnologías cíclicas y base.

7.1 Análisis de los SSCC de Alemania

En esta sección se describen y analizan los servicios complementarios que posee Alemania y la forma como estos se valorizan. La capacidad instalada de Alemania al año 2017 alcanza los 200 GW y se compone principalmente por centrales térmicas, una reducida participación de hidroeléctricas y un creciente aporte de plantas eólicas y fotovoltaicas, para este último caso la participación

[6] Fuente: National Renewable Energy Laboratory (NREL). www.nrel.gov

alcanza un 46%. En la siguiente figura se presenta la evolución de la capacidad instalada de generación desde el año 2010.

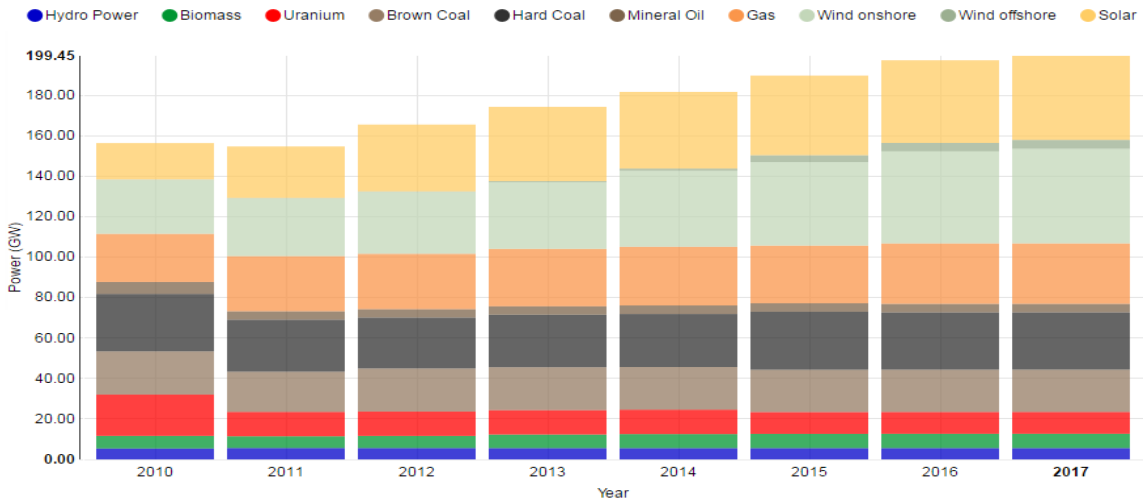

Figura 7.3: Evolución de la capacidad instalada de generación en Alemania.[7]

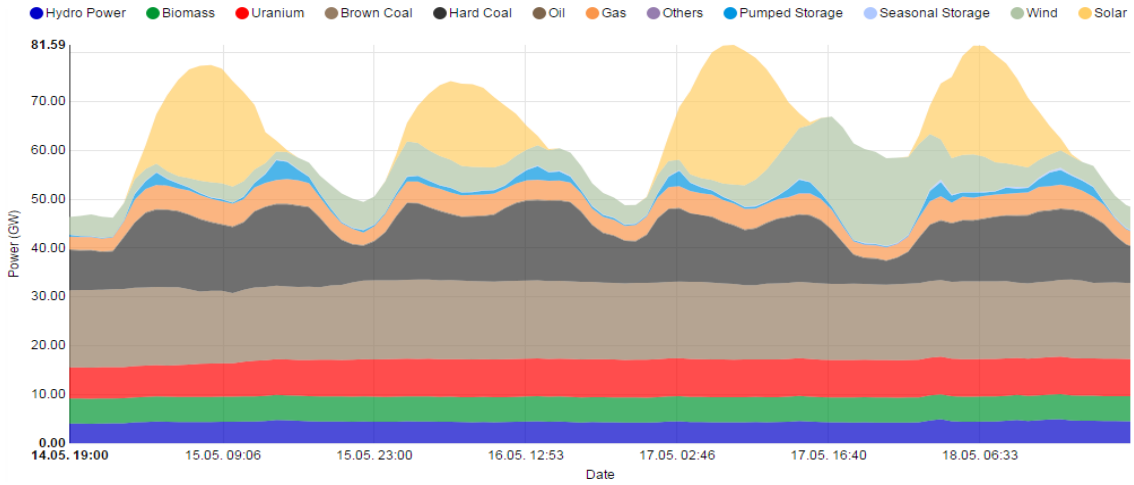

Figura 7.4: Producción de energía en Alemania, desde el 14 al 18 de mayo 2017.[7]

Durante el año 2015, un 66.5% de la energía fue generada a base de carbón, energía nuclear y otras fuentes convencionales, mientras que un 33,5% se obtuvo por medio de fuentes renovables (eólica, solar, biomasa e hidroelectricidad), la misma participación por tecnologías se obtuvo durante el año 2016. Para explicar la evolución de la participación intradiaria de energía, en la figura 7.4 se presentan los aportes por tecnología durante algunos días de

[7] Fuente: www.energy-charts.de

mayo 2017, observando contribuciones significativas de energía fotovoltaica y eólica durante el periodo, así como aportes de las centrales de bombeo, gas natural y contribuciones intermitentes de las centrales a base de carbón.

Alemania posee interconexión con 8 países (ver figura 7.5), permitiendo una mayor complementariedad entre las tecnologías de generación, alcanzando durante el año 2016 exportaciones de 52.6 GWh e importaciones de 12.2 GWh.

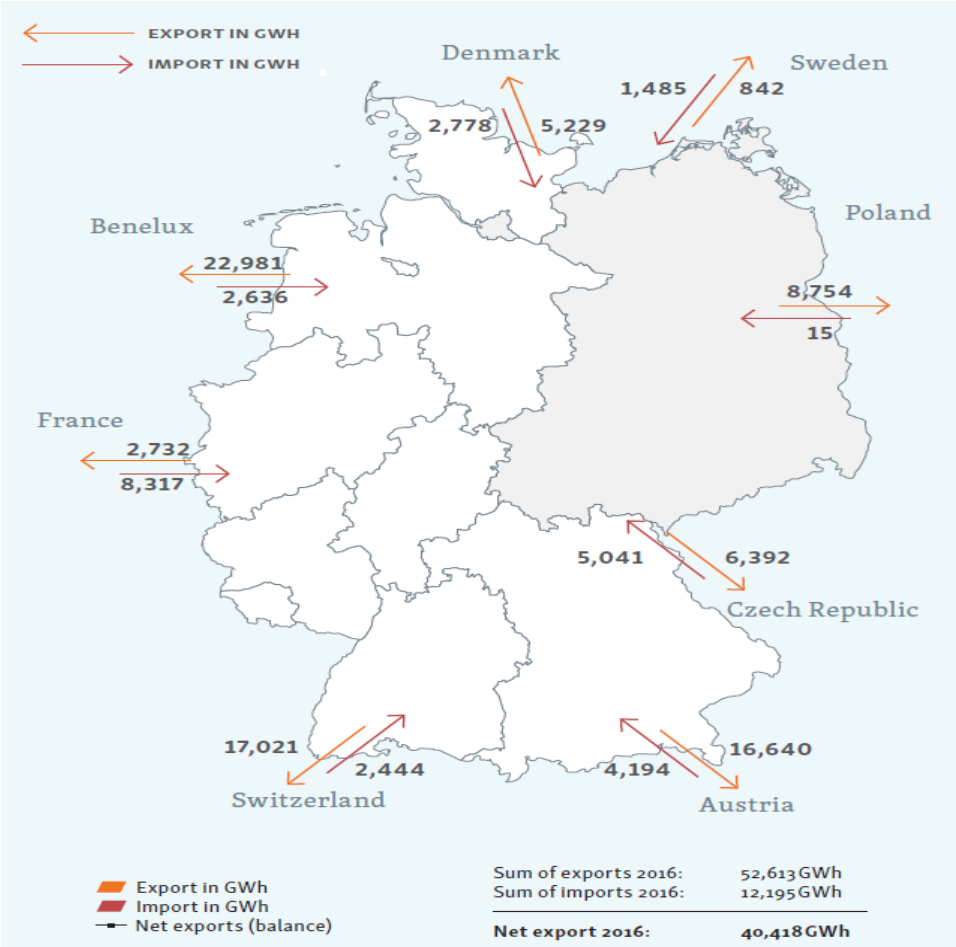

Figura 7.5: Conexiones internacionales y su balance de energía.

En el pasado, ocurrieron situaciones complejas producto del superávit de energía en determinados territorios y déficit en otras zonas, no existiendo soluciones comunes a nivel país para abordar estas materias. Por tal motivo, desde el año 2010 los cuatro operadores y propietarios del sistema eléctrico (TSO: Transmission System Operator) se unieron y actualmente trabajan desde

una plataforma de control común denominada "G*rid Control Cooperation* (GCC)", pudiendo realizar una supervisión integral y un control conjunto del sistema, optimizando sus recursos y mejorando la confiabilidad del suministro eléctrico[8]. En la siguiente figura, se presenta en diferentes colores el territorio que controla cada uno de los TSO.

Figura 7.6: Operadores de los Sistemas de Transmisión (TSO) de Alemania.[9]

De forma similar a las políticas que mantiene Chile en materia de energías renovables no convencionales, Alemania ha planteado a través de la ley Energiewende (en alemán "transición energética") que la energía renovable debe alcanzar un 40 a 45% de participación al año 2025 y un 55 a 60% al año 2035 (Ref. 12), alcanzables mediante subastas anuales por tecnologías, fijando para cada una de ellas un monto anual de potencia a instalar. Todo esto, permitirá cumplir con los compromisos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero de un 40% al año 2030 (con respecto al año 1990). Lo anterior, tiene por objetivo mitigar los efectos sobre el cambio climático, proteger el medio ambiente y reducir los costos en la economía incluyendo los

[8] Fuente: 50 Hertz, Transmission System Operator. www.50hertz.com
[9] Fuente: EnBW, Transmission System Operator. www.Enbw.com

efectos externos de largo plazo. De hecho, después del accidente nuclear de Fukushima, el gobierno alemán decidió cerrar paulatinamente sus centrales nucleares, así el año 2011 se cerraron 8 de sus 15 centrales nucleares, mientras que las restantes ya tienen una fecha de cierre definida, siendo el último periodo de cierre el año 2022.

En vista de los cambios que se han producido en la operación de los sistemas eléctricos producto de la entrada de las tecnologías renovables, Alemania decidió crear un mercado de servicios complementarios que atienda sus desafíos operacionales, para tener un adecuado control de frecuencia y tensión de la red frente a condiciones normales y contingencias. La *Grid Code* de Alemania define los servicios complementarios como servicios que proporcionan los agentes del mercado y que son imprescindibles para el adecuado funcionamiento del sistema eléctrico.

A continuación, se explican los servicios complementarios que dispone Alemania y la forma como estos se remuneran (Ref. 13):

i. Control de frecuencia/potencia.
ii. Control de tensión.
iii. Recuperación del suministro.
iv. Sistemas de control.

7.1.1 Control de frecuencia/potencia

El objetivo de este servicio consiste en mantener el equilibrio de la frecuencia, por medio del balance entre la generación y la demanda que posee cada operador del sistema eléctrico. Para lograr el equilibrio se requiere disponer de reservas dinámicas provistas por unidades generadoras, las cuales se conocen como reserva primaria, secundaria y terciaria, estas son otorgadas a distintas unidades del sistema por medio de un mercado de reservas. Cada uno de estos mercados requiere determinadas cualidades de las unidades generadoras, tales

como tiempo de respuesta, recursos disponibles y principio de activación, además del precio ofertado.

Los mercados de reservas para el control de frecuencia existen desde el año 2001, sin embargo, en el transcurso de los años se han realizado una serie de cambios, con el objetivo de aprovechar de manera conjunta las reservas que dispone cada TSO. En cuanto a la reserva terciaria, desde el año 2006 la oferta se realiza de forma diaria, mientras que desde el año 2011 las ofertas de reserva primaria y secundaria se realizan de forma semanal, todas estas conforme a los requerimientos de reserva de los 4 TSO.

A partir del año 2012 los TSO también pueden contratar el servicio de carga interrumpible, para mantener el equilibrio entre oferta y demanda de energía, aquí participan grandes consumos industriales que forman parte del territorio de cada TSO y que puedan reducir o desconectar su carga.

Control primario de frecuencia: Corresponde a la primera reserva en activarse luego de ocurrir un desbalance entre oferta y demanda de energía, su activación se realiza de manera automática durante los primeros segundos de ocurrido el evento, participando de este mercado las unidades generadoras asignadas en la subasta semanal. De acuerdo a los requerimientos de la European Network of Transmission System Operator for Electricity (ENTSO-E[10]), la activación del control primario debe realizarse cuando la frecuencia supera los 20 mHz, aceptando una máxima desviación en régimen estacionario de 200 mHz y 800 mHz post contingencia. Considerando que el control primario se distribuye entre los países que se encuentran interconectados a Alemania, se estableció una reserva de 3000 MW, donde Alemania contribuye con 750 MW.

Las subastas de reservas se realizan semanalmente de forma online, donde la oferta mínima corresponde a un 1 MW. Las ofertas deben tener la capacidad de poder subir y bajar el nivel de generación en el monto ofertado en caso de que

[10] www.entsoe.eu

se requiera. Además, las unidades que participan de este mercado deben cumplir el proceso de calificación con su respectivo TSO, el cual consiste en la verificación de las capacidades técnicas comprometidas.

Control secundario de frecuencia: Corresponde al segundo en actuar luego de ocurrir un desbalance entre oferta y demanda de energía, siempre que las reservas del control primario se agoten. Su activación se realiza de manera automática y centralizada, atendiendo las diferencias programadas y reales del intercambio de energía producto de las interconexiones y los desbalances de frecuencia del sistema. La ENTSO-E permite que cada TSO o país defina las reservas de control secundario, de acuerdo a sus características particulares de oferta y demanda. De esta forma, Alemania realiza estudios probabilísticos trimestrales, considerando fallas de unidades generadoras, errores en la predicción de energía renovable y variaciones de la demanda e intercambios internacionales, obteniendo como resultado una reserva de 2000 MW.
Las subastas de reservas se realizan semanalmente de forma online, donde la oferta mínima corresponde a 5 MW, debiendo activarse en un tiempo inferior a 5 minutos. Para este tipo de reservas se aceptan ofertas tanto para subir como para bajar generación, denominas oferta positiva y negativa respectivamente. Además, las unidades que participan de este mercado deben cumplir el proceso de calificación con su respectivo TSO, el cual consiste en la verificación de las capacidades técnicas comprometidas.

Control terciario de frecuencia: Corresponde al tercero en actual luego de ocurrir un desbalance entre oferta y demanda de energía, siempre que las reservas del control primario o secundario se agoten. Su activación se realiza de manera manual, con tiempos de activación del orden de 15 minutos, permitiendo el uso de generadores con tiempo de respuesta más lentos. El objetivo de este control es devolver las reservas para el control secundario, mediante la puesta en servicio de unidades que no participen en ninguno de los modos de control de frecuencia. La ETNSO-E permite que cada TSO defina los

requerimientos de reserva, de acuerdo a las características particulares de oferta y demanda. Para el caso de Alemania, las reservas se determinan de un estudio probabilístico trimestral, con los mismos criterios utilizados para el control secundario de frecuencia, obteniendo requerimientos del orden de 2200 MW para subir y 1800 MW para bajar.

Las subastas de reservas se realizan diariamente de forma online, para lo cual la oferta mínima es de 5 MW, aceptando ofertas tanto para subir como para bajar generación, siempre que las unidades se encuentren precalificadas. La oferta de reservas debe provenir de unidades que se encuentren localizadas dentro del área de control de cada TSO, sin embargo, en caso de que esto no sea posible, se pueden compartir reservar entre las distintas áreas. El despacho de las reservas se realiza de acuerdo al orden de mérito económico según las ofertas presentadas, debiendo activarse en un tiempo inferior a 15 minutos, previo aviso telefónico del TSO.

Al año 2015 los suministradores precalificados en Alemania para proveer reserva primaria, secundaria y terciaria son 23, 34 y 48 respectivamente. Respecto de las ofertas que realizan los proveedores, aquellos que participan únicamente del control primario deben incluir sólo el precio de su potencia ofertada [€/MW], mientras que las participantes del control secundario y terciario tienen que presentar la oferta para su potencia [€/MW] y energía [€/MWh]. Posteriormente, la adjudicación de las reservas se realiza siempre que las ofertas alcancen a cubrir las reservas previstas, mientras que la utilización de los recursos se realiza de acuerdo al correspondiente orden de mérito económico. En general, el pago por capacidad se encarga de compensar la disponibilidad de la reserva, sea esta utilizada o no, mientras que el pago por energía remunera los costos de operación.

A continuación, se resume los requerimientos para el control de frecuencia en Alemania y la forma como estos se remuneran.

Tipo	Carácter	Subasta	Potencia	Tipo	Oferta mín.	Tiempo act.	Oferta	Remuneración
Primario	Voluntario	Semanal	750 MW	↑ y ↓	1 MW	Instantáneo	€/MW	Disp.
Secundario	Voluntario	Semanal	2000 MW	↑ y/o ↓	5 MW	< 5 mín.	€/MW- €/MWh	Disp. y energía
Terciario	Voluntario	Diaria	2200 MW 1800 MW	↑ ↓	5 MW	< 15 mín.	€/MW- €/MWh	Disp. y energía

Figura 7.7: Características técnicas del control de frecuencia y su forma de remuneración.

Cargas interrumpibles: Este tipo de servicio se utiliza para mantener el equilibrio entre oferta y demanda, permitiendo recuperar la frecuencia del sistema luego de la desconexión de alguna unidad generadora de gran potencia. Otra aplicación para este tipo de servicio, fue incorporada por el regulador en el año 2013, para controlar las transferencias y entregar mayor flexibilidad a las líneas de transmisión existentes, considerando las restricciones asociadas a los altos flujos de potencia desde la zona norte a sur del país, producto de que gran parte de la capacidad instalada de energía eólica y fotovoltaica se encuentra en la zona norte.

Las subastas para este servicio se realizan de forma mensual, para los servicios de carga interrumpible de forma inmediata y carga interrumpible dentro de un intervalo de 15 minutos, para lo cual la oferta mínima es de 50 MW y la máxima de 200 MW, en ambos casos el control lo realiza cada TSO de acuerdo a los requerimientos del sistema. Las cargas que decidan participar de este mercado deben cumplir el proceso de calificación con su respectivo TSO, siendo importante su ubicación para el control de las congestiones de transmisión. Los operados de los TSO solicitaran mensualmente una capacidad de cargas interrumpible de 3000 MW[11].

La remuneración de este servicio consta de dos componentes, el primero corresponde a la capacidad ofertada, cuyo precio regulado es de 2500 €[//MW], cuyo monto es pagado mensualmente independiente de la utilización del

[11] Transmission System Operator (TSO) 50 Hertz, www.50hertz.com/en/markets.

servicio. El segundo componente corresponde a la energía no utilizada por la industria durante el tiempo que el servicio fue requerido, considerando la potencia ofertada en la subasta. El precio de la energía es fijado por cada suministrador en la subasta, con valores que pueden fluctuar entre los 100 y 400 [€//MWh]. No obstante, el pago del servicio se realizará de manera proporcional a la disponibilidad real que este tuvo, no remunerando el servicio en el caso de que este no se encuentre disponible por más de 5 días (Ref. 14).

En la subasta mensual se presentan las siguientes opciones de oferta:

i. Desconexión de 15 minutos como máximo en distintos momentos del día, con intervalos variables entre desconexiones, con una duración acumulada máxima de una hora al día. Pudiendo ser requerido por lo menos 4 veces por semana.
ii. Desconexión de 4 horas como máximo en cualquier instante, una vez cada 7 días. Se da garantía que entre las paradas existirá un periodo de al menos 48 horas sin interrupciones.
iii. Desconexiones de 8 horas como máximo en cualquier instante, una vez cada 14 días. Se da garantía que entre las paradas existirá un periodo de al menos 7 días sin interrupciones.

7.1.2 Control de tensión

Cada uno de los TSO debe disponer de los recursos suficientes para mantener la estabilidad de tensión de sus sistemas de transmisión y distribución, utilizando los recursos disponibles y el aporte/absorción de potencia reactiva de las máquinas sincrónicas del sistema.

7.1.3 Recuperación del suministro

Cada uno de los TSO debe disponer de planes de recuperación de servicio en caso de que fallas de gran magnitud dejen fuera de servicio gran parte de las instalaciones del sistema eléctrico, estos planes deben ser realizados en

conjunto con los demás TSO, DSO (Distribution System Operator) y generadores del sistema, remunerando a aquellas unidades que decidan participar del mercado de partida en negro y a aquellas que tengan la capacidad de aislarse del sistema hasta que el TSO determine el instante cuando estas deben sincronizar a la red.

7.1.4 Sistemas de control

Dentro de esta categoría se incluye todos los sistemas de control que utilizan los TSO para conseguir el abastecimiento seguro de la demanda y garantizar la seguridad de las instalaciones de generación y transmisión. Los sistemas de control que son remunerados corresponden a aquellos que proveen el manejo de las congestiones de transmisión, previsión de demanda y generación de energía renovable, cumplimiento de las reservas de control de secundario, entre otras.

La remuneración del control de tensión, recuperación de suministro y sistemas de control, no se realiza mediante subastas, ya que estos servicios los debe administrar cada TSO de forma zonal y dependiente de la localización del requerimiento, por lo que la remuneración se realiza por acuerdos contractuales entre el TSO y el suministrador, definiendo un precio por la prestación del servicio.

7.2 Análisis de los SSCC de España

En esta sección se analizan los servicios complementarios que posee España y la forma como estos se valorizan en el mercado. Durante la última década, España ha aumentado la participación de las tecnologías renovables no convencional, por medio del incentivo económico del Estado a los privados (*feed in tariff)*, logrando que al año 2016 la capacidad instalada sea de 100 GW, de los cuales un 50.2% corresponde a centrales térmicas, un 29.5% corresponde a plantas eólicas, solar y termosolar, mientras que un 20.3% corresponde a plantas hidráulicas (incluye bombeos).

Durante el año 2016, un 59.6% de la energía de la península fue producida a base de carbón, energía nuclear, cogeneración y residuos, mientras el restante 40.4% se produce a base de fuentes renovables (hidráulica, eólica y solar).

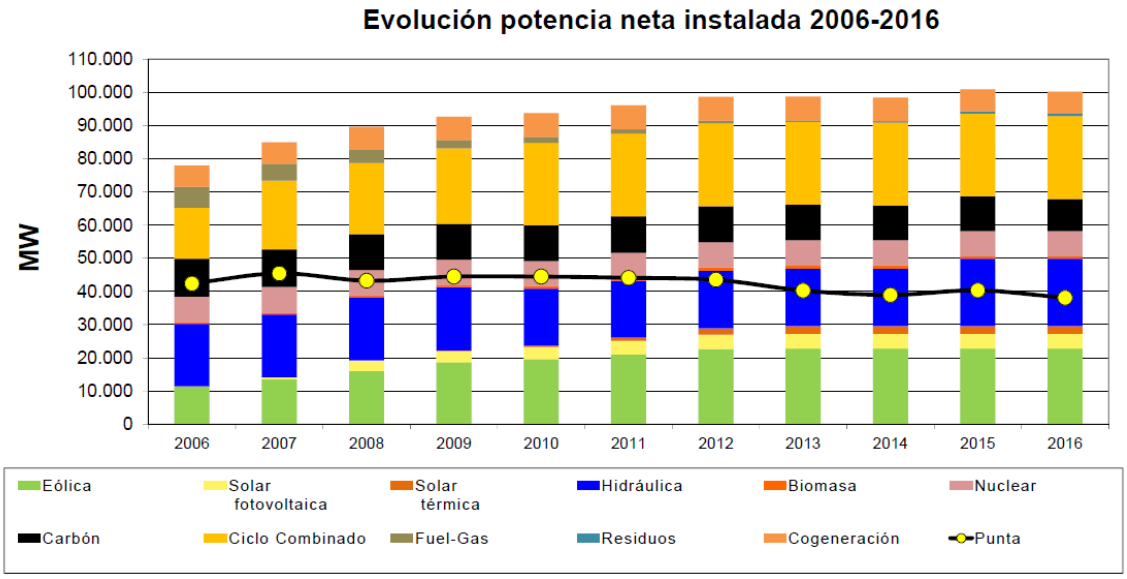

Figura 7.8:Evolución de la capacidad instalada de generación en España[12].

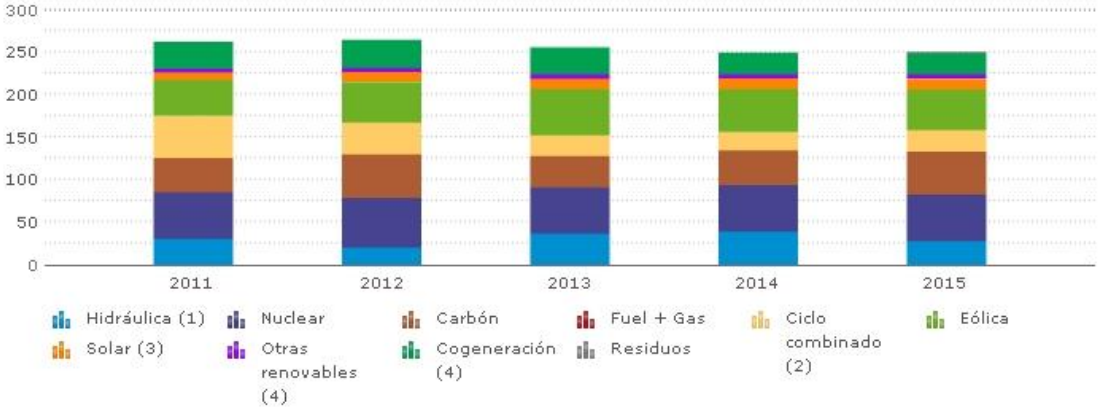

Figura 7.9: Evolución de la generación peninsular (GWh) de España por tipo de tecnología.

España posee conexiones eléctricas internacionales con Francia, Portugal, Marruecos y Andorra, permitiendo una mayor integración de energías renovables y complementariedad con tecnologías de base de sus países vecinos, aumentando la eficiencia en la utilización de los recursos y mayor

[12] Transmission System Operator (TSO) "Red Eléctrica de España". www.ree.es

seguridad de suministro. De esta forma, durante el 2015 se exportaron 1.3 TWh, mientras que las importaciones fueron de 1.97 TWh.

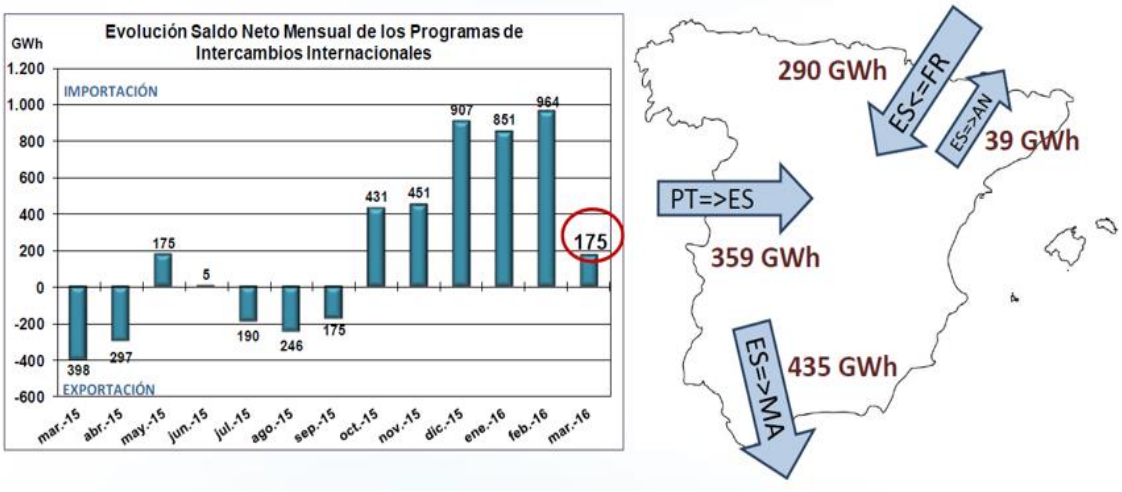

Figura 7.10. Conexiones internacionales y su balance de energía.

España posee sólo un operador del sistema eléctrico (TSO) “Red Eléctrica de España”, el cual lleva 30 años garantizando la continuidad y el suministro eléctrico del país. Corresponde al encargado de operar, diseñar y mantener más de 42.000 km de líneas de transmisión.

En cuanto a las políticas energéticas, España tiene el compromiso de reducir un 40% las emisiones para el año 2030, respecto a los niveles de 1990.

En el sistema eléctrico peninsular, Red Eléctrica se encarga de gestionar los mercados de servicios de ajuste, los cuales tienen por objetivo adecuar los programas de producción, para hacer frente a los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico[13]. Dentro de los servicios de ajuste se encuentran la solución de restricciones técnicas, la asignación de los servicios complementarios y la gestión de desvíos. Con el propósito de profundizar en los servicios complementarios que posee España, a continuación, se explica cada una de sus prestaciones.

[13] Transmission System Operator (TSO) “Red Eléctrica de España”, www.ree.es

El Boletín Oficial del Estado (Ref. 19) N° 303, de fecha 18 de diciembre de 2015, establece los criterios para participar en los servicios de ajuste del sistema, definiendo el valor mínimo de ofertas en 10 MW, pudiendo alcanzarse como oferta agregada de varias instalaciones.

7.2.1 Control de frecuencia/potencia

Reserva de potencia adicional para subir: Servicio de carácter voluntario, gestionado y remunerado de acuerdo a mecanismos de mercado. Tiene por objetivo disponer de una reserva de potencia adicional para el sistema, obtenida de la diferencia que resulta entre el despacho previsto y real del programa diario.

Una vez que el operador del sistema comunica los requerimientos diarios de reserva, las empresas tienen 30 minutos para presentar sus ofertas. Las ofertas presentadas tienen que contener para cada unidad, la cantidad de bloques horarios seleccionados, en orden creciente de precio, con el valor de la reserva de potencia en MW, y el precio en €/MW. Siendo el valor mínimo de reserva de potencia adicional a subir por bloque de 1 MW, mientras que el valor mínimo de potencia a subir por periodo es de 10 MW (en la oferta se podrá definir una única serie de bloques en periodos consecutivos que deberán ser adjudicados o desechados de forma conjunta.)

La asignación de reserva de potencia es remunerada al precio marginal, en función de las ofertas que resultaron asignadas en el periodo de programación, dando como resultado la contratación y gestión de reserva para todos y cada uno de los periodos de programación del día siguiente.

Regulación primaria: Servicio de carácter obligatorio para todas las unidades del sistema y no remunerado, el cual es aportado por lo generadores que se encuentran despachados y posean márgenes de reserva. El objetivo de este servicio consiste en corregir de forma inmediata las variaciones de frecuencia que se produzcan en el sistema producto del desequilibrio entre oferta y

demanda de energía, por medio de la actuación de los reguladores de velocidad de las turbinas.

La respuesta de las unidades generadores deberá ser inferior a 5 segundos para variaciones de frecuencia inferiores a 100 mHz, mientras que se acepta retardos entre 15 y 30 segundos para variaciones de 100 y 200 mHz. Aquellas unidades generadoras que no puedan prestar este servicio complementario, deben contratarlo a aquellos que posean capacidad, siendo un acuerdo entre privados la definición del precio pactado para el contrato. Las reservas de capacidad serán definidas por el operador del sistema una vez al año.

Regulación secundaria: Servicio de carácter voluntario, cuyo objetivo consiste en corregir los desvíos de generación respecto a los programas de intercambio y mantener la frecuencia estable frente a eventos intempestivos. La actuación de este servicio se debe realizar entre los 20 segundos a 15 minutos.

Para este tipo de reservas se aceptan ofertas tanto para subir como para bajar generación, para lo cual el operador del sistema informará diariamente a las empresas los requerimientos para cada periodo del día siguiente y los rangos de potencia mínimos y máximos requeridos. Las ofertas que presenten las empresas tienen que incluir la potencia ofertada y el precio en cada una de las horas en €/kW. La asignación de las ofertas se obtendrá de acuerdo a orden de mérito económico, por lo que cada unidad de producción será remunerada al precio marginal de la potencia de la banda resultante en cada hora (considerando el costo de la última oferta aceptada en la banda). Mientras que la remuneración de la energía de aquellas unidades que participaron de la regulación secundaria, será valorizada al precio marginal de la energía de regulación terciaria que hubiera sido necesario asignar en dicho periodo de programación, para sustituir a la energía neta de regulación secundaria utilizada.

Regulación terciaria: Servicio de carácter obligatorio, tiene por objetivo restituir la reserva de regulación secundaria que haya sido utilizada. A nivel global, la reserva total de regulación terciaria corresponde al conjunto de reservas de

disponibles en todas y cada una de las unidades de generación. La actuación de este servicio se debe prestar en un tiempo máximo de 15 minutos y puede ser mantenida, al menos, durante dos horas consecutivas.

Los requerimientos de reserva mínimos serán informados por el operador del sistema, para cada periodo de programación del día siguiente. Por lo que las empresas tienen que presentar sus ofertas horarias, señalando la reserva disponible en MW, tanto para subir como para bajar, y el precio de la energía correspondiente en €/kWh. La valorización de la energía será a costo marginal de las ofertas de regulación asignadas en cada periodo de programación, diferenciando la reserva a subir de la reserva a bajar.

A continuación, se resume los requerimientos para el control de frecuencia en España y la forma como estos se remuneran.

Tipo	Carácter	Subasta	Potencia	Tipo	Oferta mín.	Tiempo act.	Oferta	Remuneración
Reserva para subir	Voluntario	Diario	¿ ? MW	↑	10 MW	Inst.	€/MW	A precio marginal
Primario	Obligatorio	---	¿ ? MW/año	↑ y ↓	10 MW	< 5 s.	---	No remunerado
Secundario	Voluntario	Diaria	¿ ? MW ¿ ? MW	↑ y/o ↓	10 MW	20 s. a 15 mín.	€/MW	Cmg. de pot. y Cmg. de energía terciaria
Terciario	Obligatorio	Diaria	¿ ? MW ¿ ? MW	↑ ↓	10 MW	< 15 mín.	MW y €/MWh	Cmg. de energía

Figura 7.11: Características técnicas del control de frecuencia y su forma de remuneración.

Gestión de desvíos: Servicio de carácter voluntario, gestionado y remunerado de acuerdo a mecanismos de mercado, cuyo objetivo consiste en el suministro de la energía deficitaria producto del desvío que se identifique posterior al cierre de cada sesión del mercado intradiario y hasta el inicio de la próxima sesión.

Las unidades generadoras que decidan participar de este servicio, deben ser acreditadas por Redes Eléctricas, por medio de la realización de pruebas exhaustivas.

7.3 Estimación de los costos de SSCC traspasados al usuario final

En esta sección se determinan los costos de los SSCC que serán traspasados a los usuarios finales por medio de un esquema de estampillado (Ref. 15), a través de un cargo de servicios complementarios (incorporado al cargo único). De acuerdo a la Ley 20.936, el costo de los SSCC que debe asumir el usuario final corresponde al pago de las inversiones asociadas a la nueva infraestructura y sus costos anuales de mantenimiento eficiente, remunerados durante el periodo equivalente de su vida útil.

La Ley 20.936 también señala que "*La remuneración por la prestación de los recursos técnicos requeridos en la operación del sistema eléctrico, será de cargo de las empresas generadoras que efectúen retiros destinados a usuarios finales desde el sistema eléctrico o el subsistema, según lo defina la Comisión en atención a la naturaleza del servicio y* ***sus efectos sistémicos o locales***" (Ref. 1), entendiendo como efecto sistémico y local, los servicios de balance junto a recuperación de servicio y control de tensión respectivamente. Considerando que los costos de los recursos técnicos requeridos en la operación del sistema eléctrico serán traspasados a las empresas generadoras, el cálculo de estos recursos no será abordado como parte de este trabajo. No obstante, la empresa generadora por medio de sus contratos de suministro eléctrico, traspasa al cliente final todos los sobrecostos que se incurran durante el periodo de contrato.

Además, considerando que actualmente la CNE se encuentra elaborando el nuevo reglamento de SSCC para el SEN y cuya fecha de publicación se estima para el último trimestre de este año, para efectos de simplificación del análisis se considera que los SSCC que dispondrá el SEN corresponden a los recursos de Control de Frecuencia (CF), Control de Tensión (CT) y Plan de Recuperación de Servicio (PRS). Luego, considerando los servicios complementarios existentes y aquellos exigidos por el Coordinador Eléctrico Nacional a implementar en el corto plazo (Ref. 16), se determinarán los cargos que serán traspasados al usuario final.

7.3.1 Recursos técnicos existentes y proyectados para la prestación de los SSCC en el SEN

Para estimar los costos de los servicios complementarios que serán traspasados al cliente final, se presentan los recursos técnicos exigidos por el Coordinador Eléctrico Nacional a desarrollar en el corto plazo y aquellos recursos probables de implementar, asociado a proyectos que entrarán en operación a más tardar en el año 2021. No obstante, los recursos técnicos de estos últimos proyectos que podrían participar de los SSCC son sólo especulativos, por tal razón no se consideran en la valorización de los recursos futuros.

Posteriormente, utilizando la información del "Estudio de costos de los servicios complementarios del año 2015", se valorizan los recursos técnicos que dispondrá el SEN al año 2018. En los siguientes gráficos se presenta el equipamiento técnico existente y aquellos recursos proyectados para los sistemas eléctricos SIC y SING.

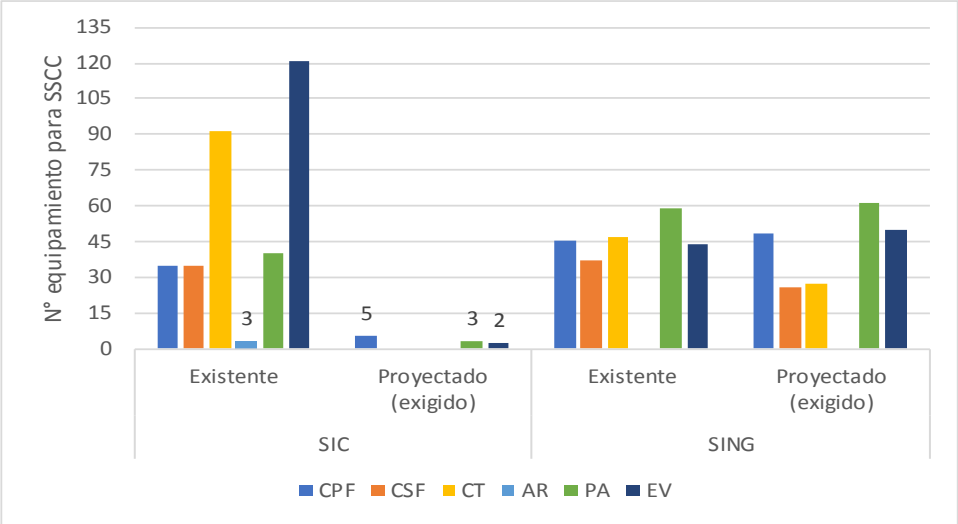

Gráfico 7.1. Equipamiento existente y requerido en el corto plazo, para la prestación de los SSCC.

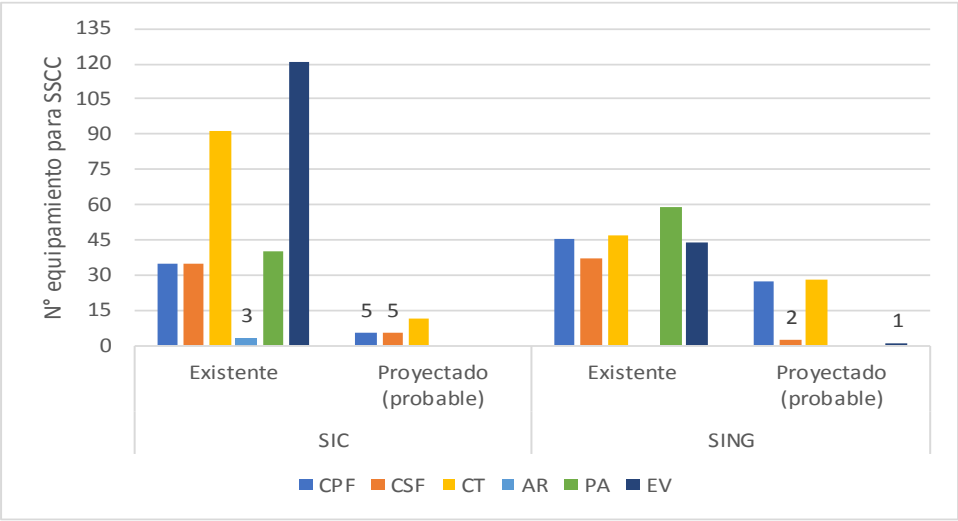

Gráfico 7.2. Equipamiento existente y probable de implementar, para la prestación de los SSCC.

La información contenida en los gráficos anteriores se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 7.1: Recursos técnicos existentes y proyectados para la prestación de los SSCC del SEN.

		SIC			SING		
Servicio		Existente	Proyectado (exigido)	Proyectado (probable)	Existente	Proyectado (exigido)	Proyectado (probable)
Control de Frecuencia	CPF	35	5	5	45	48	27
	CSP	35	0	5	37	26	2
	EDAC	535	0	0	45	65	0
Control de tensión	CT	91	0	11	47	27	28
Plan de Recuperación de Servicio	AR	3	0	0	0	0	0
	PA	40	3	0	59	61	0
	EV	121	2	0	44	50	1
TOTAL		**860**	**10**	**21**	**277**	**277**	**58**

7.3.2 Metodología de cálculo de los costos de inversión y mantenimiento de los SSCC

Los costos de los SSCC de Control de Frecuencia (CF), Control de Tensión (CT) y Plan de Recuperación de Servicio (PRS) se remuneran mensualmente, resultando de interés para este análisis los costos eficientes de inversión y mantenimiento de las instalaciones (Ref. 17). A continuación, se presenta la metodología de cálculo para la valorización de estos servicios:

- **<u>Control de frecuencia</u>**: servicio que permite mantener el equilibrio entre oferta y demanda del sistema, contempla el Control Primario (CPF) y Control Secundario de Frecuencia (CSF).

Los costos de inversión, habilitación y mantenimiento adicional, se obtienen a partir del resultado del Estudio de Costos vigente, mediante la siguiente expresión:

$$RSRF_j = \frac{ACIH_j + CAAM_j}{12}$$

$$ACIH_j = \frac{CIH_j \times T_a}{1 - (1 + T_a)^{-n}}$$

Donde,

$RSRF_j$: Remuneración mensual correspondiente a la instalación o equipos eléctrico j por la prestación de su servicio de regulación de frecuencia, expresado en USD.

$ACIH_j$: Anualidad del costo de inversión y/o habilitación corresponde a la instalación o equipo eléctrico j que presta el servicio, expresado en USD/año.

$CAAM_j$: Costo anual adicional de mantenimiento de las instalaciones correspondientes a la instalación o equipo eléctrico j que presta el servicio, expresado en USD/año, determinado a partir del Estudio de Costos vigente.

CIH_j : Costo de inversión y/o habilitación de la instalación o equipo eléctrico asociado a la unidad generadora j que está habilitada para prestar el servicio.

n : Número de años de vida útil de la instalación correspondiente o equipo eléctrico asociado a la unidad generadora j, determinado a partir de los resultados del Estudio de Costos vigente.

T_a : Tasa de descuento anual estipulada en el Artículo 182° de la Ley, la que puede fluctuar entre un 7% y un 10%.

- **<u>Control de tensión</u>**: servicio que permite mantener la tensión de operación, dentro de los márgenes establecidos en la NT de SyCS.

Los costos de inversión, habilitación y mantenimiento adicional, se obtienen del Estudio de Costos vigente, mediante la siguiente expresión:

$$RSRT_j = \frac{ACIH_j + CAAM_j}{12}$$

$$ACIH_j = \frac{CIH_j \times T_a}{1 - (1 + T_a)^{-n}}$$

Donde,

$RSRT_j$: Remuneración mensual correspondiente a la unidad generadora o equipo de compensación reactiva j, por la prestación del servicio de control de tensión, expresados en USD.

$ACIH_j$: Anualidad del costo de inversión y/o habilitación de las instalaciones pertenecientes a la unidad generadora o equipo de compensación reactiva j que prestan el servicio, expresado en USD/año.

$CAAM_j$: Costo anual adicional de mantenimiento de las instalaciones correspondientes a la unidad generadora o equipo de compensación reactiva j que prestan el servicio, expresado en USD/año.

CIH_j : Costo de inversión y/o habilitación de la instalación correspondiente a la unidad generadora j que está habilitada para prestar el servicio.

n : Número de años de vida útil de la instalación correspondiente a la unidad generadora j, determinado a partir de los resultados del Estudio de Costos vigente.

T_a : Tasa de descuento anual estipulada en el Artículo 182° de la Ley, la que puede fluctuar entre un 7% y un 10%.

- **<u>Plan de recuperación de servicio</u>**: servicio que permite reestablecer el suministro eléctrico una vez que ha ocurrido un apagón parcial o total del sistema.

Los costos de inversión, habilitación y mantenimiento adicional, por los servicios de Partida Autónoma (PA), Aislamiento Rápido (AR) y Equipos de Vinculación (EV), se obtienen del Estudio de Costos vigente, mediante la siguiente expresión:

$$RPRS_j = \frac{ACIH_j + CAAM_j}{12}$$

$$ACIH_j = \frac{CIH_j \times T_a}{1 - (1 + T_a)^{-ni}}$$

Donde,

$RPRS_j$: Remuneración mensual correspondiente al equipo j, destinado exclusivamente a apoyar los PRS, expresados en USD.

$ACIH_j$: Anualidad del costo de inversión y/o habilitación correspondiente al equipo j destinado exclusivamente a apoyar los PRS, expresado en USD/año. Este valor se remunerará sólo hasta que se cumpla el número de años de recuperación de la inversión definido para el equipo, a partir de los resultados del Estudio de costo vigente.

$CAAM_j$: Costo anual adicional de mantenimiento correspondiente al equipo j destinado exclusivamente a apoyar los PRS, expresado en USD/año.

CIH_j : Costo de inversión y/o habilitación correspondiente al equipo j destinado exclusivamente a apoyar los PRS, determinados del Estudio de costos vigente, expresado en USD/año.

ni : Número de años que se considera para recuperar la inversión de la instalación i. Este periodo no podrá ser superior a la vida útil del equipo obtenido del Estudio de costos vigente.

T_a : Tasa de descuento anual estipulada en el Artículo 182° de la Ley, la que puede fluctuar entre un 7% y un 10%.

7.3.3 Cálculo de los costos de inversión y mantenimiento de los SSCC proyectados para el SEN

Del Estudio de Costos de los servicios complementarios solicitado por CDEC-SING a la empresa "Estudios Energéticos Consultores" (año 2015), se obtienen los costos unitarios de inversión y mantenimiento anual, de la infraestructura asociada a los SSCC. Luego, para determinar el rango de precios que tendrá la valorización de los servicios complementarios en el SEN, se definen dos casos de estudio, un primer caso de altos costos de inversión/mantenimiento y otro de bajos costos relacionados. En la siguiente tabla se presenta los costos unitarios de los SSCC para ambos casos de estudio.

Tabla 7.2. Costos de inversión y mantenimiento de la infraestructura asociada a la prestación de SSCC.

Servicios Complementarios	Valor de mantenimiento	Costo de inversión	Servicios Complementarios	Valor de mantenimiento	Costo de inversión
	USD/año	USD		USD/año	USD
CPF	46.819	17.790	CPF	31.041	18.111
CSF	46.819	-	CSF	31.041	-
CT	75.317	-	CT	22.762	-
PA	54.285	2.055.471	PA	14.525	475.887
AR	1.082	28.111	AR	1.082	28.111
PRS	660	30.652	PRS	660	30.652
Caso 1: Altos costos de mantenimiento e inversión			Caso 2: Bajos costos de mantenimiento e inversión		

Tal como se aprecia en la tabla 7.2, no se consideran los costos de inversión asociado al Control Secundario de Frecuencia (CSF) y Control de Tensión (CT), ya que las unidades generadoras que ingresan al sistema, deben disponer como mínimo de este equipamiento, por tal motivo no se remunera a sus propietarios.

A continuación, se presenta la anualidad de las inversiones para los casos de altos y bajos costos de inversión, para lo cual se considera una recuperación de capital a 20 años, a una tasa de interés mínima y máxima por periodo de un 7% y 10% respectivamente, tal como lo define la Ley 20.698. Los costos unitarios de mantenimiento e infraestructura indicados en la tabla 7.3 y 7.4, serán utilizados posteriormente para valorizar los recursos técnicos exigidos para la prestación de los SSCC.

Tabla 7.3: Anualidad de inversiones, considerando una tasa de interés mínima de un 7%.

Servicios Complementarios	Valor de mantenimiento	Costo de inversión	Servicios Complementarios	Valor de mantenimiento	Costo de inversión
	USD/año	USD/año		USD/año	USD/año
CPF	46.819	1.679	CPF	31.041	1.710
CSF	46.819	-	CSF	31.041	-
CT	75.317	-	CT	22.762	-
PA	54.285	194.022	PA	14.525	44.920
AR	1.082	2.653	AR	1.082	2.653
PRS	660	2.893	PRS	660	2.893
Caso 1: Altos costos de mantenimiento e inversión			Caso 2: Bajos costos de mantenimiento e inversión		

Tabla 7.4: Anualidad de inversiones, considerando una tasa de interés máxima de un 10%.

Servicios Complementarios	Valor de mantenimiento	Costo de inversión	Servicios Complementarios	Valor de mantenimiento	Costo de inversión
	USD/año	USD/año		USD/año	USD/año
CPF	46.819	2.090	CPF	31.041	2.127
CSF	46.819	-	CSF	31.041	-
CT	75.317	-	CT	22.762	-
PA	54.285	241.435	PA	14.525	55.898
AR	1.082	3.302	AR	1.082	3.302
PRS	660	3.600	PRS	660	3.600
Caso 1: Altos costos de mantenimiento e inversión			Caso 2: Bajos costos de mantenimiento e inversión		

Finalmente, al valorizar los recursos técnicos exigidos por el Coordinador para la prestación de los SSCC, para los casos de estudio 1 y 2, se obtienen costos que fluctúan entre los 7.1 y 25 MMUSD, los cuales serán traspasados al usuario final.

Tabla 7.5. Valorización de infraestructura exigida para la prestación de SSCC, considerando bajos costos de inversión.

Servicios Complementarios	Valor de mantenimiento	Costo de inversión	Servicios Complementarios	Valor de mantenimiento	Costo de inversión
	USD/año	USD/año		USD/año	USD/año
CPF	1.645.178	90.604	CPF	1.645.178	112.745
CSF	807.069	-	CSF	807.069	-
CT	614.562	-	CT	614.562	-
PA	929.620	2.874.904	PA	929.620	3.577.442
AR	-	-	AR	-	-
PRS	34.319	150.453	PRS	34.319	187.219
TOTAL (USD/año)	7.146.710		TOTAL (USD/año)	7.908.154	

Caso 1: Bajos costos de inversión, tasa 7%. Caso 2: Bajos costos de inversión, tasa 10%

Tabla 7.6: Valorización de infraestructura exigida para la prestación de SSCC, considerando altos costos de inversión.

Servicios Complementarios	Valor de mantenimiento	Costo de inversión	Servicios Complementarios	Valor de mantenimiento	Costo de inversión
	USD/año	USD/año		USD/año	USD/año
CPF	2.481.412	88.999	CPF	2.481.412	110.748
CSF	1.217.297	-	CSF	1.217.297	-
CT	2.033.548	-	CT	2.033.548	-
PA	3.474.244	12.417.403	PA	3.474.244	15.451.830
AR	-	-	AR	-	-
PRS	34.319	150.453	PRS	34.319	187.219
TOTAL (USD/año)	21.897.676		TOTAL (USD/año)	24.990.618	

Caso 1: Altos costos de inversión, tasa 7%. Caso 2: Altos costos de inversión, tasa 10%

Luego, suponiendo que la infraestructura exigida por el Coordinador para la prestación de los SSCC se materializa a fines de 2017 y no se incluyen nuevos requerimientos a esa fecha, los costos traspasados al usuario final en el año 2018 se obtienen del cuociente entre la valorización presentada en las tablas 7.5-7.6 y la demanda del SEN para ese año, equivalente a 34.56 (TWh) para clientes libres y 37.16 (TWh) para clientes regulados.

Tabla 7.7: Previsión de demanda del SEN para el año 2018 (Ref.18).

Año	Previsión de demanda SIC (GWh)			Previsión de demanda SING (GWh)		
	Libre	Regulado	Sistema	Libre	Regulado	Sistema
2018	18.317	35.148	53.465	16.245	2.009	18.254

En la figura 7.12 se presenta los costos adicionales que serán traspasados a los usuarios finales, considerando todos los supuestos indicados previamente. Para lo cual se presentan dos situaciones, la primera de ellas asume que los costos son transferidos íntegramente a los clientes regulados, mientras que en el

segundo caso se asume que los costos serán distribuidos equitativamente entre los clientes libres y regulados del sistema.

Así, en el primer caso, los costos adicionales para el cliente regulado fluctuarían entre 0.13 y 0.45 ($/kWh), añadidos al cargo único por uso del sistema troncal. En la práctica, un cliente sometido a la regulación de precios que al año 2017 tiene un consumo mensual de 250 (kWh), el cargo mensual máximo que se adiciona por concepto de SSCC sería de $112.

En el segundo caso, los costos adicionales para el cliente regulado fluctuarían entre 0.07 y 0.23 ($/kWh), por lo que para un consumo mensual de 250 (kWh), el cargo mensual que se adiciona por concepto de SSCC sería de $57.

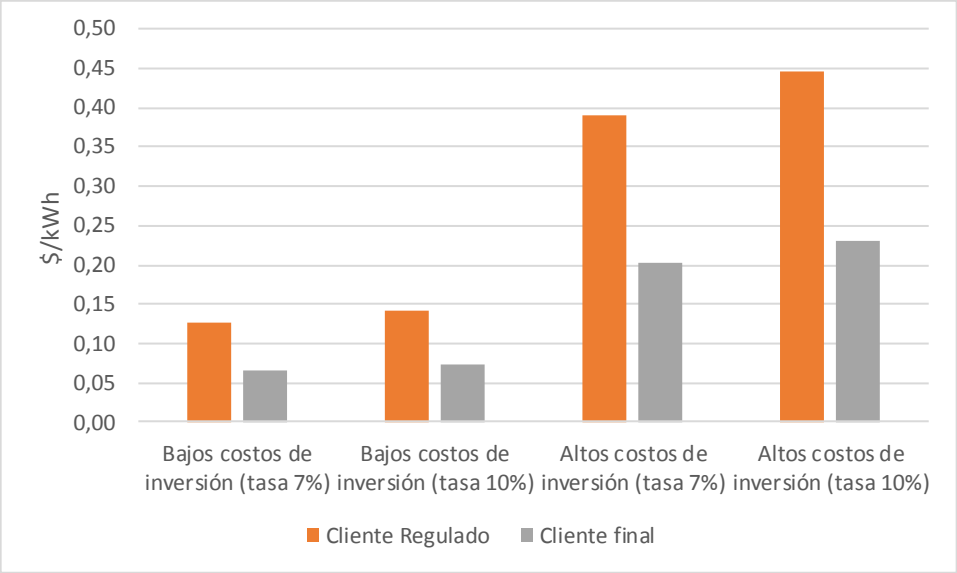

Figura 7.12. Costos de los SSCC traspasados a los usuarios finales del SEN al año 2018.

Por tanto, si bien es cierto que las plantas ERNC incorporan costos adicionales para el sistema, los cuales se verán reflejados en cobros por SSCC a los usuarios finales y a las empresas generadoras que efectúen retiros del sistema, no se debe perder de vista que la inclusión de nuevas tecnologías no convencionales al sistema, ha permitido una mayor competencia entre los actores del mercado y una reducción significativa del precio de las licitaciones

de suministro a clientes regulados. Tales precios de suministro se verán reflejados en los usuarios a partir del año 2021.

8 CONCLUSIONES

Los cambios que se han impulsado en las licitaciones de suministro a clientes regulados desde el año 2013, ha permitido un amplio desarrollo de proyectos de energía renovable, incentivando la competencia entre las empresas del mercado y logrando una reducción significativa de los precios de energía licitados. No obstante, al no disponer de nuevos proyectos de gran envergadura asociados a tecnologías hidráulica o de ciclo combinado de gas natural, se dificulta la complementariedad perfecta entre las tecnologías cíclicas y de base, puesto que para sostener la variabilidad de las ERNC, se requiere de centrales con rápidos tiempos de partida y tasas de toma de carga acorde a la variabilidad proveniente de tecnologías intermitentes. Por tal motivo, se sugiere adecuar las bases de licitación para clientes regulados, fomentando la participación de generación hidráulica de embalse a gran escala, proveniente del abundante recurso disponible en la zona sur del país.

Para lograr una armonía entre la expansión de los sistemas de transmisión y la ampliación de la matriz de generación, de modo que no se repitan episodios de congestión tales como los ocurridos en el SIC norte, se sugiere que las licitaciones de suministro de clientes regulados incorporen señales al mercado de la potencia a instalar por zona, para así aprovechar los beneficios que implica disponer de recursos energéticos de bajo costo para el sistema, reduciendo la posibilidad de vertimiento ERNC.

Un aspecto importante a considerar en aquellas zonas del sistema eléctrico donde prima la generación proveniente de tecnologías cíclicas por sobre las centrales de base, corresponde a la reducción de la inercia sistémica, lo cual implica una degradación de la respuesta dinámica del sistema post contingencia, pudiendo incluso afectar el suministro de energía a usuarios

finales. Por este motivo, se sugiere mantener criterios de inercia mínima en determinadas zonas del sistema, para no comprometer la seguridad de suministro y el cumplimiento de los estándares normativos.
Además, si deseamos seguir aumentando la participación de tecnologías ERNC en el SEN, resulta crucial disponer de conexiones internacionales robustas, permitiendo la complementariedad de los recursos disponibles. Además, tal como se expuso en el Benchmark realizado a los países de España y Alemania, las conexiones internacionales nos permitirían compartir las reservas para el control de frecuencia, reduciendo los costos operacionales del sistema, ya que las unidades generadoras locales tendrían una menor participación en las reservas, aumentando los márgenes de potencia disponible para el despacho económico que realiza el Coordinador Eléctrico Nacional.

Considerando las crecientes exigencias del parque ERNC sobre las centrales térmicas convencionales, específicamente relacionado con el ramping y cicling de estas tecnologías, es probable que en corto plazo los recursos de generación disponibles no sean suficientes para mantener el equilibrio entre oferta y demanda, por tal motivo se sugiere que el diseño de los servicios complementarios para el SEN se realice mediante un mercado de ofertas diarias u horarias, donde el Coordinador solicite el abastecimiento horario del día siguiente, por medio de subastas y mercado de descalces, estos últimos cubrirían los desvíos entre lo ofertado y lo suministrado por las empresas coordinadas. Además, los beneficios económicos de las ofertas horarias podrían extenderse a los usuarios finales, permitiendo que las empresas distribuidoras posean tarifas económicas flexibles, donde el usuario final pueda modular su demanda diaria con el objetivo de reducir los costos por consumo de energía.

Por último, se demostró que al año 2018 los costos de los SSCC que serán traspasados al cliente final resultan bajos, teniendo un impacto reducido en las cuentas eléctricas residenciales. No obstante, dependiendo de los nuevos requerimientos que emanen de la interconexión SIC-SING, es probable que se

deba efectuar estudios adicionales para determinar los servicios complementarios a requerir en el mediano y largo plazo.

9 BIBLIOGRAFÍA

[1] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, Leyes 19.940, 20.018, 20.257, 20.698, 20.936.

[2] ACENOR, “Costos de integración de ERNC intermitentes y estacionales: Convergiendo costos privados con costos sociales”, 27 de febrero de 2015.

[3] Coordinador Eléctrico Nacional, “Flexibilidad y sistemas de almacenamiento en el Sistema Eléctrico Nacional en el año 2021”, diciembre 2016.

[4] Comisión Nacional de Energía (CNE), “Workshop: Energías Renovables y las lecciones aprendidas”, 22 de junio de 2017.

[5] Enzo Sauma, “Políticas de fomento a las energías renovables no convencionales (ERNC) en Chile”, Centro de Políticas Públicas UC, mayo 2012.

[6] CNE, “Bases de Licitaciones Pública Nacional e Internacional para el suministro de potencia y energía eléctrica para abastecer los consumos de clientes sometidos a regulación de precios””, años 2013 a 2016.

[7] CNE, “Reporte mensual ERNC”, abril de 2017.

[8] Cámara de Diputados, “Proyecto de Ley que reforma el Código de Aguas”, Boletín 10854-33 de agosto 2016.

[9] IIT Working Paper, “Design criteria for implementing a capacity mechanism in deregulated electricity markets”, noviembre 2007.

[10] BAEconomics, “Implications of Australian Renewable Energy Mandates for the Electricity Sector”, agosto 2016.

[11] Coordinador Eléctrico Nacional, Estudio de Evaluación de Automatismos “Análisis de la Operación de los Sistemas SIC-SING Interconectados.”, marzo 2017.

[12] ICEX, “La transición energética en Alemania”, Energiewende diciembre 2016”.

[13] Estudio encargado por los TSO de Alemania: “Description of load-frequency control concept and market for control reserves”, febrero de 2014.

[14] 50Hertz, “The Ordinance on Interruptible Load Agreements“, diciembre 2012.

[15] CNE, “Mesas de trabajo: Reglamento de Servicios Complementarios”, marzo-julio de 2017.

[16] Coordinador Eléctrico Nacional “Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios”, mayo de 2017.

[17] CDEC-SIC, “Procedimiento DP: Remuneración de servicios complementarios”, julio 2014.

[18] CNE, “Fijación de precios de nudo de corto plazo, SIC y SING”, enero 2017.

[19] Boletín Oficial del Estado (BOE) de España, “Regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad”, noviembre 2013.