

COLECCIÓN
CENTRO DE ESTUDIOS
PÚBLICOS

Energías renovables en Chile Hacia una inserción eficiente en la matriz eléctrica

Jacques Clerc /
Juan Carlos Olmedo /
Jaime Peralta /
María Luisa Saavedra /
Enzo Sauma /
Ignacio Urzúa /
Andrés Hernando /

Energías
renovables en
Chile
Hacia una
inserción eficiente
en la matriz
eléctrica

Energías renovables en Chile: Hacia una inserción eficiente en la matriz eléctrica

© Centro de Estudios Públicos

Inscripción N° 284.714

ISBN 978-956-7015-60-3

Edición de 500 ejemplares, noviembre de 2017

Editado por el Centro de Estudios Públicos, CEP, Monseñor Sótero Sanz 162, Providencia, Santiago de Chile.

Derechos reservados. Ni la totalidad ni parte alguna de este libro puede ser reproducida sin permiso escrito de los editores.

www.cepchile.cl

Diagramación: Pedro Sepúlveda V. y David Parra A.

Impreso en Andros Impresores, 2017

Energías renovables en Chile

Hacia una
inserción eficiente
en la matriz
eléctrica

Jacques Clerc /

Juan Carlos Olmedo /

Jaime Peralta /

María Luisa Saavedra /

Enzo Sauma /

Ignacio Urzúa /

Andrés Hernando /

COLECCIÓN
CENTRO DE ESTUDIOS PÚBLICOS

Índice /

Prólogo /	9
Capítulo 1 / Introducción	13
Capítulo 2 / Las energías renovables en Chile y el mundo	19
2.1 / La experiencia internacional en energías renovables	19
2.2 / Consideraciones económicas sobre regulación de energías renovables no convencionales	20
2.3 / La experiencia regulatoria internacional	25
2.4 / Evolución de la capacidad instalada de Chile	28
2.5 / La experiencia regulatoria nacional	30
Anexo / Instrumentos regulatorios de apoyo a energías renovables	41
Capítulo 3 / Sistemas eléctricos y recursos energéticos	43
3.1 / Conceptos de operación de sistemas eléctricos	43
3.2 / Tecnologías de generación	63
3.3 / Conceptos de tarificación de electricidad en Chile	69
Anexo / El equilibrio financiero en un mercado eléctrico marginalista	74
Capítulo 4 / Tecnologías de generación renovable	89
4.1 / Tecnologías de generación eólica	89
4.2 / Tecnología de generación solar FV	97

4.3 / Tecnología de generación solar concentrada	102
4.4 / Generación hidroeléctrica	107
4.5 / Generación con biomasa	110
4.6 / Geoterminia	112
4.7 / Energía del mar	114
Capítulo 5 / Características de fuentes de generación renovables intermitentes y costos de integración	119
5.1 / La naturaleza de las fuentes de generación intermitente	122
5.2 / Categorías de costos de integración de fuentes de energía intermitentes	127
5.3 / Impactos en rentabilidad de generadores y en precios de consumidores finales	135
5.4 / Externalidades de la generación intermitente	142
Capítulo 6 / Evidencia empírica de costos de generación intermitente	149
6.1 / Caso de España	149
6.2 / Caso de Alemania	154
6.3 / Caso Chile: estimación de los costos de la Ley 20/25	160
Capítulo 7 / Impacto de tecnologías de generación de ERNC en la operación y calidad del suministro eléctrico	169
7.1 / Impacto de generación de ERNC en sistemas eléctricos	170
7.2 / Norma técnica chilena de seguridad y calidad de suministro para ERNC	190
7.3 / Sistemas de almacenamiento para mitigar intermitencia	196
7.4 / Aplicaciones de la capacidad de almacenamiento	208
Capítulo 8 / Conclusiones y recomendaciones de política pública para el caso chileno	211
8.1 / Propuestas de política pública	215
8.2 / Conclusión	223
Fuentes, publicaciones y trabajos citados y consultados /	224
Acerca de los autores /	231

Prólogo /

Superada la perplejidad de ser invitado, inopinadamente, a prologar este trabajo sobre *Energías renovables en Chile*, realizado por un, sin lugar a dudas, excelso grupo de ingenieros civiles, y puesto a la búsqueda de información pertinente a la materia que se pudiera aportar desde las fuentes jurídicas, descubro, para mi sorpresa, que las energías renovables solar y geotérmica han estado presentes en nuestra legislación desde el año 1959. Para constancia del descubrimiento cito el artículo 1º número 1, letra a) del DFL 4 del año 1959 que aprobó el texto de la Ley General de Servicios Eléctricos, estableciendo que en su ámbito de aplicación se incluía a las “Centrales térmicas productoras de energía eléctrica, entendiéndose por térmicas las que emplean combustibles, *energía geotérmica, energía solar*, energía nuclear o cualquiera otra fuente que no sea el agua;”.

Podemos suponer que, a partir de la simple observación del paisaje cotidiano en el Norte de Chile, el legislador de la época tenía una inevitable cercanía con las fuentes geotérmicas de generación, y que estaría además en conocimiento de su uso en la generación de electricidad iniciado, según Wikipedia, en Italia en el año 1904. Se entiende así su inclusión en la Ley aunque fuera puramente simbólico si asumimos que a la fecha, salvo error u omisión, no había visos de proyectos de esta

tecnología que ha llegado a ser una realidad casi 60 años después de la previsión legislativa.

Pero, para el aprovechamiento de la energía solar en la generación eléctrica carecía el legislador de cercanía alguna ya que, según la omnisapiente Wikipedia, recién en 1954 se había fabricado la célula solar para uso comercial y su primera aplicación trascendente se hizo en los satélites que soviéticos y norteamericanos lanzaban al espacio por las mismas fechas en que se debatía en nuestro parlamento la aprobación de la ley eléctrica.

Sin embargo, a expensas de la neutralidad tecnológica sobrevenida, la visionaria o intuitiva incorporación en la ley del año 1959, no fue mantenida en el DFL 1 de 1982 que aprobó el texto regulador de nuestro moderno sistema eléctrico. Hubo de esperar hasta la apertura del nuevo siglo, para que la geotermia y la energía solar reaparecieran en el escenario normativo mediante las leyes números 19.657, de concesiones de geotermia, y 19.940, Ley Corta I.

El siglo XXI llegó a Chile con las ERNC por lo que no es pura casualidad que los autores de este trabajo remonten su estudio al año 2000, cuando ya las energías renovables entraban con toda propiedad al marco normativo, dejaban de ser una químera tesliana, y ya se les percibía en el horizonte de la planificación del desarrollo de nuestra capacidad de generación.

Gracias al presente trabajo podemos conocer, especialmente quienes desde el derecho observamos el sistema eléctrico respetando su cualidad de *terra ignota*, la evolución del proceso de integración de la ERNC tanto en la interconexión y la operación del sistema eléctrico, como también en el mercado de la electricidad.

Nuestro moderno sistema eléctrico, desde su conformación hace ya 35 años, vive obsesionado, por imperativo legal, con los principios de la seguridad de suministro y el mínimo costo en la operación. Sus avatares desde los años 90 a esta parte han basculado entre los polos de este binomio, en principio antagónico, en cuyos extremos se produce la negación recíproca del otro.

Para ganarse la membrecía plena como instalación disponible para la generación en el sistema eléctrico, las fuentes ERNC han debido con-

frontarse al test de cumplimiento de estos principios y que se ha superado, de modo sucesivo, paso a paso, desde el año 2000, por la convergencia virtuosa del desarrollo tecnológico y la disminución de los costos que ralentizaban su ingreso en sociedad.

Sumemos a esta convergencia la voluntad y disponibilidad del país para introducir en la ley eléctrica y las políticas públicas incentivos especiales de fomento cuyo puntapié inicial fue dado en la Ley Corta I mediante exenciones parciales en el pago de peajes por uso del sistema de transmisión troncal, o la opción de precio estabilizado en el mercado spot, así como las posteriores medidas de exigencia de cuotas de ERNC en la comercialización de la electricidad, la participación en las licitaciones de contratos de suministros en el segmento de distribución y la creación de los sistemas de transmisión para polos de desarrollo.

Cómo se ha presentado esta integración, los efectos que produce en la seguridad global del sistema eléctrico, los mayores o menores costos que significan para la operación del resto del sistema, especialmente en la operación de las plantas convencionales y en los sistemas de transmisión, los impactos en el precio de la energía y el mercado de largo plazo, son, entre otros aspectos, los que constituyen el objeto de este estudio explicado con una metodología paciente y rigurosa por los autores.

Paciente, pues inician las incursiones hacia la complejidad técnica inherente al sistema eléctrico desde los conceptos básicos de la especialidad y van orientando al lector hacia la comprensión sencilla de cada paso.

Aun no siendo ésta una voz autorizada para calificar el rigor aplicado en la exposición y las propuestas que se formulan, es, a lo menos, la percepción que nos queda, en tanto confrontan los complejos fenómenos de la electricidad desde la fortaleza de la información técnica y su despliegue en procesos de diagnóstico del comportamiento de la operación del sistema eléctrico.

Así, los autores nos ofrecen una mirada sobre las Energías Renovables que se distancia de los lugares comunes que suelen acompañar a su promoción a partir de la exaltación de sus bondades medioambientales y la sobrada disponibilidad de recursos naturales que el país puede aprovechar. Su mirada sobre las ERNC es la que corresponde para un recurso

energético que se viabiliza como tal en la integración a un sistema eléctrico que le recibe en beneficio de la suficiencia del sistema y el beneficio económico de los consumidores.

Textos como éste, que dotan de inteligibilidad a los arcanos de la ingeniería eléctrica, que convocan la crítica de la academia y a la práctica regulatoria, que formulan enfoques conceptuales sobre problemas nuevos, lamentablemente, no han abundado en nuestro medio. Que siete ingenieros se reúnan en una mesa para darnos su visión experta ante la llegada al sistema eléctrico de las ERNC es una buena razón para congratularnos para quienes la práctica nos ha enseñado que el sector eléctrico es un problema que, para la ingeniería, siempre tiene soluciones.

Enrique Sepúlveda Rodríguez

Introducción

A menudo, la velocidad a la que avanza la técnica puede sorprender incluso a los que participan de su desarrollo. Un ejemplo impresionante de esto es lo que ha ocurrido en el ámbito de las energías renovables. Así, por ejemplo, el costo de una celda de generación solar era casi 18 veces más alto en el año 2000 que lo que es 16 años después. Hoy es posible comprar 256 veces más capacidad de generación en celdas con un dólar que lo que era posible conseguir en 1977^[1].

En parte esto se debe a una disminución en los costos de fabricación, pero también responde a una importante ganancia de eficiencia en las placas mismas.

Producto de éste y otros avances tecnológicos igualmente impresionantes, en los últimos años hemos sido testigos de cómo tecnologías de generación de energía, que se esperaban fueran desarrolladas en “el futuro”, se han vuelto una realidad en “el presente”, hasta el punto de tornarse cotidianas a una velocidad mayor a la que esperaban, incluso, los más optimistas. Un ejemplo de esto son dos tecnologías de avanzada que ya son una realidad en Chile: la central Cerro Pabellón (Enel Green Power Chile Ltda.), primera planta geotérmica que se conectó al Sistema

[1] Fuente: National Renewable Energy Laboratory (NREL).

Eléctrico Nacional a principios de 2017, y el inicio de la construcción de la central generadora Cerro Dominador (EIG Global Energy Partners), que será la primera planta en América Latina de generación eléctrica que utiliza la tecnología de concentración solar de potencia, a través de una torre central de almacenamiento térmico con sales fundidas.

El acelerado desarrollo y adopción de estas tecnologías representa numerosas oportunidades para un país como Chile, históricamente pobre en energéticos primarios, combustibles fósiles y recursos hídricos, fundamentalmente. Estas oportunidades no sólo se reflejan en la posibilidad de reducir en forma significativa el costo doméstico de generación —por tanto, el precio de la energía, lo que puede implicar una importante oportunidad competitiva para la industria nacional—, sino que también en la posibilidad de reducir las emisiones domésticas de gases contaminantes (MP, NOx y SOx) y de gases de efecto invernadero. Al mismo tiempo, la disponibilidad de fuentes renovables locales podría permitirle al país avanzar en un mayor nivel de independencia energética, objetivo deseado desde larga data y declarado en la Política Energética 2050 (Ministerio de Energía de Chile, 2016).

Sin embargo, las oportunidades suelen ir acompañadas de desafíos, en este caso las fuentes primarias renovables, que se están incorporando a nuestra matriz energética a tasas aceleradas, tienen un comportamiento distinto a los energéticos que componen la actual matriz nacional. La principal diferencia es la incertidumbre en su disponibilidad y la incapacidad de regular la producción para ajustarla a la demanda.

El producto eléctrico tiene algunas características especiales que lo hacen particularmente sensible a esta incertidumbre. En primer lugar, la energía eléctrica debe ser producida en el momento en que es demandada, lo que implica que la oferta total del sistema debe ser igual a la demanda en cada momento. En segundo lugar, en electricidad un “quiebre de *stock*” afecta a todos los consumidores de igual forma, no sólo al que solicita el producto al momento de producirse el quiebre. De esta forma, si el sistema demanda más electricidad de la que puede ser generada, éste colapsa en su totalidad y nadie puede consumir energía.

Los sistemas de generación de energía tradicionales se basan en grandes turbinas que giran impulsadas ya sea por agua, vapor o gases de combustión. Estas turbinas almacenan energía en sus fuentes primarias y

en su propia rotación, lo que les permite absorber en forma relativamente simple variaciones de la demanda por electricidad. Por otro lado, las tecnologías tradicionales pueden diferir o gestionar parte de su generación para ajustarse a la demanda, ya sea cerrando compuertas y almacenando agua o quemando menos combustible para usarlo después. Esto no es posible en algunas de las energías renovables no convencionales; por ejemplo, en los sistemas fotovoltaicos, en los que no hay partes móviles involucradas en la generación, y aún no existen desarrollos tecnológicos factibles en almacenamiento a gran escala para este tipo de energía.

La dificultad para almacenar energía eléctrica implica que la mayor parte de ésta debe ser consumida en el momento en que es producida. Por lo tanto, las generadoras que no pueden gestionar su producción, como es el caso de las generadoras renovables no convencionales, que no pueden almacenar sol o viento, deben entregar al consumo toda su producción, esto desplaza a algunas de las centrales tradicionales que sí pueden hacer gestión de sus aportes y, más importante, tienen mecanismos para aumentar en forma rápida su generación en caso de incrementos de demanda o caídas en la capacidad de generación de otras plantas. Lo anterior implica que parte de la incertidumbre de las generadoras individuales se traslada al sistema total. Lidar con esta incertidumbre tiene costos que van más allá de los costos privados enfrentados por la generadora individual, ya que ocurren en el sistema y no en la operación de una central generadora en particular. En otras palabras, los costos asociados a la incertidumbre en la generación de energía no son incorporados en los costos de producción de las energías renovables, sino que son absorbidos por el sistema e incluso afectan negativamente a las generadoras que sí pueden responder operativamente y gestionar su producción para hacer frente a la incertidumbre de la demanda.

Como consecuencia, la incorporación de más y más capacidad renovable solar fotovoltaica y eólica implica no únicamente una potencial reducción de costos de generación, al menos durante algunos periodos del día, sino que también aparecen costos derivados de ésta que el sistema debe gestionar en forma eficiente. Esto es aún un desafío que debe ser resuelto por el sistema o la promesa de menores costos, precios y mayor bienestar que emerge de las tecnologías renovables podría no materializarse.

Indudablemente, las energías renovables gozan de buena o al menos mejor recepción que las fuentes termoeléctricas y grandes hidroeléctricas de pasada y embalse en el público en general y las comunidades en particular. Parte de la notable expansión reciente de la capacidad instalada de estas fuentes puede deberse a este tipo de consideraciones. Con todo, no puede obviarse el hecho de que la generación a partir exclusivamente de energía renovable solar fotovoltaica y eólica no es hoy una condición factible ni deseable. Las fuentes no gestionables tienen un papel importante que jugar en nuestra matriz energética, pero este está lejos de ser hegemónico.

La principal premisa de este libro es que la tendencia a la incorporación de fuentes renovables intermitentes y estacionales continuará en el futuro y que, por lo tanto, debemos prepararnos para resolver las dificultades que esta incorporación traerá. El lector descubrirá en estas páginas que hemos intentado mantener un tono neutral al analizar las ventajas y desventajas de las tecnologías. No somos escépticos, sino que, por el contrario, entusiastas de una matriz energética sustentable, pero no creemos que sea razonable permitir que este entusiasmo decante en sobreoptimismo, que finalmente no garantice el suministro seguro y permanente de energía que el país requerirá a futuro.

En los capítulos que siguen se abordan los temas acá esbozados en mayor profundidad. Se ha intentado mantener un tono informativo, por lo que la descripción es el foco central de estas páginas. El lector que conoce la física detrás de la generación y transmisión eléctrica podrá considerar que algunas de las explicaciones presentadas son extremadamente simples. Es uno de los objetivos el llegar a neófitos en el tema, y quienes deseen aprender algunos detalles más de la operación interna de los generadores también encontrarán descripciones un poco más profundas. Lo mismo para quien desee aprender sobre la forma en que el modelo marginalista remunera la generación y sobre los desafíos que este modelo enfrenta ante el cambio tecnológico. Con todo, quienes deseen pueden no leer las secciones más técnicas (indicadas con [*]) sin perder el hilo conductor de esta narrativa.

El capítulo 2 discute la importante expansión reciente de las energías renovables en el mundo en general y en Chile en particular. Se presentan los principales mecanismos económicos y de política que se han usado para expandir su adopción y los efectos que estos han tenido, así

como los mecanismos regulatorios específicos chilenos, para un mejor entendimiento del ordenamiento local.

El capítulo 3 discute los conceptos básicos de operación de un sistema eléctrico, cómo funciona la generación eléctrica y la forma en que la energía es transmitida desde el punto de generación al punto de consumo, así como las principales características del sistema y de las fuentes de generación. También explica cómo se tarifica y remunera el sector en Chile. El anexo de este capítulo presenta el sistema de tarificación marginalista a la generación en mayor detalle.

Las principales tecnologías de generación renovable con foco en una descripción de su funcionamiento, aplicaciones y limitaciones se encuentran en el capítulo 4.

El capítulo 5 describe cómo las fuentes basadas en renovables difieren de la generación convencional y cómo estas diferencias generan costos de operación al sistema en general que no se reflejan en sus costos individuales. La parte final del capítulo muestra cómo las tecnologías de ambos tipos pueden complementarse para resolver en parte este problema.

El capítulo 6 ahonda en la discusión teórica del capítulo 5, presentando evidencia para tres casos (España, Alemania y Chile) de los costos asociados a la incorporación de renovables a la matriz de generación, identificando las fuentes de estos costos y el impacto que han tenido o podrían llegar a tener en la operación.

El capítulo 7 retorna a la corriente tecnológica, para explicar con mayores detalles cómo la incorporación de las ERNC afecta la operación y calidad del suministro eléctrico y describe tecnologías que podrían utilizarse para disminuir estos impactos. Algunas de estas secciones pueden resultar más áridas, pero el lector puede revisar la introducción y luego saltar a la sección 7.3 que describe los sistemas de almacenamiento con algún detalle.

Finalmente, el último capítulo ofrece conclusiones y recomendaciones de políticas públicas, para enfrentar los desafíos que supondrá la creciente incorporación de energías renovables intermitentes a nuestra matriz eléctrica que se observan en el horizonte.

Creemos que la tarea es compleja pero, por lo mismo, interesante y apasionante. Esperamos, en lo que sigue, transmitir al lector nuestra energía y entusiasmo en la frecuencia correcta.

CAPÍTULO 2 /

Las energías renovables en Chile y el mundo

El crecimiento en la participación de energías renovables a nivel mundial ha sido más rápido de lo esperado, tanto en capacidad instalada como en energía generada. Entre los beneficios que han motivado las políticas para incorporar estas tecnologías, destacan sus aportes en seguridad energética, la menor dependencia de combustibles fósiles importados, y las reducciones en emisiones de gases de efecto invernadero y contaminantes locales. En los últimos años fuertes caídas en los costos de capital han reforzado su expansión, particularmente para la tecnología fotovoltaica.

2.1 /

La experiencia internacional en energías renovables

A comienzos de la década del 2000, los principales impulsores de las energías renovables fueron Europa, los Estados Unidos y Japón. Países como Alemania, Dinamarca, España y Estados Unidos implementaron, no exentos de problemas, políticas explícitas de apoyo y fomento a estas tecnologías. En ese entonces, el despliegue a gran escala de distintas tecnologías era incierto y tanto su viabilidad técnica como económica

debía probarse en el mercado. Por otra parte, los costos de desarrollo de estas tecnologías eran significativamente mayores que para las principales tecnologías convencionales de base.

El gráfico 1 muestra los incrementos de capacidad para distintas tecnologías renovables (incluyendo capacidad hidroeléctrica) entre 2011 y 2013, para distintos países y regiones.

Diversos tipos de energías renovables son usados en los países según su geografía y su disponibilidad económica, necesidad energética y avances tecnológicos disponibles. Sin considerar capacidad hidroeléctrica, actualmente China es el líder mundial tanto en la fabricación de tecnología para la generación renovable como en la capacidad instalada de su propia matriz con un 25 por ciento de su capacidad total. Le siguen Estados Unidos con casi 16 por ciento, Alemania con 12 por ciento y Japón con 5 por ciento. Ver el gráfico 2.

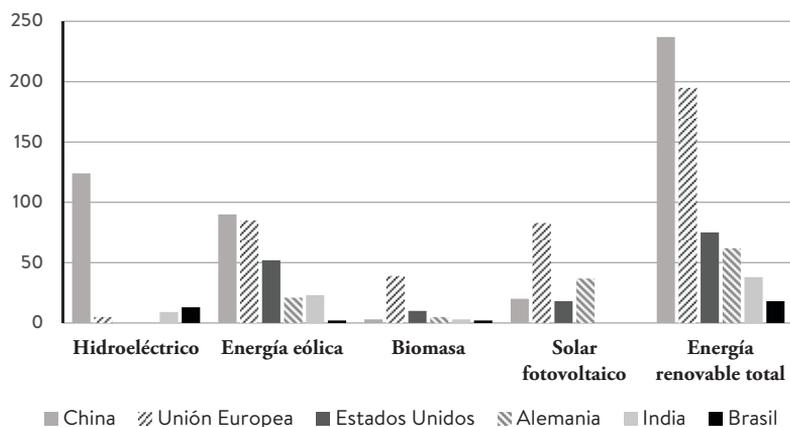
2.2 /

Consideraciones económicas sobre regulación de energías renovables no convencionales

Las motivaciones que han impulsado la promoción y fomento de energías renovables se han relacionado con objetivos ambientales (globales y locales), de seguridad energética y de progreso económico. La literatura sobre mecanismos de apoyo a generación ERNC es vasta y abundante respecto de qué instrumentos logran cumplir las metas de penetración de ERNC de manera efectiva (que se cumplan) y eficiente (al mínimo costo posible).

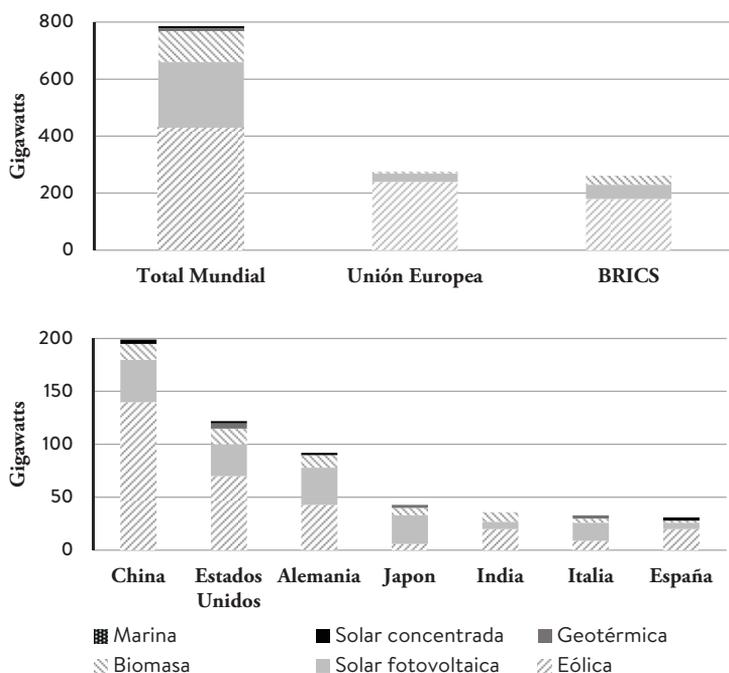
Se distinguen instrumentos directos que entregan incentivos a la capacidad renovable, y los indirectos que generalmente se asocian a costos ambientales que encarecen tecnologías tradicionales respecto de las renovables. También los instrumentos suelen clasificarse como de comando y control (obligatorios) o de incentivos económico. Los principales esquemas de regulación, y cuya aplicación se revisa en la sección 2.3, son detallados a continuación.

GRÁFICO 1 / Adición de generación renovable por región, 2004-2013



Fuente: Elaboración propia usando datos de REN21 (2016).

GRÁFICO 2 / Distribución de capacidad de generación renovable instalada



Fuente: Elaboración propia usando datos de REN21 (2016).

Feed in-tariff

Las empresas distribuidoras de electricidad, en definitiva los consumidores finales conectados a la red, deben comprar toda la energía generada por fuentes renovables a un precio especial fijado por la autoridad correspondiente para cada tipo de tecnología, con una garantía de período dado. También existe la modalidad en que se paga un premio, fijado asimismo por la autoridad, por sobre el precio spot (costo marginal), que se financia a través de un sobreprecio que pagan los consumidores.

Sistema de cuotas

Los generadores o consumidores deben acreditar que un porcentaje de la energía generada o consumida, dependiendo del caso, proviene de fuentes de energías renovables. Estas obligaciones están asociadas a multas si no se cumple el porcentaje requerido. En algunos países se permite la transacción de esta obligación y se genera un mercado de certificados de cumplimiento de estas cuotas.

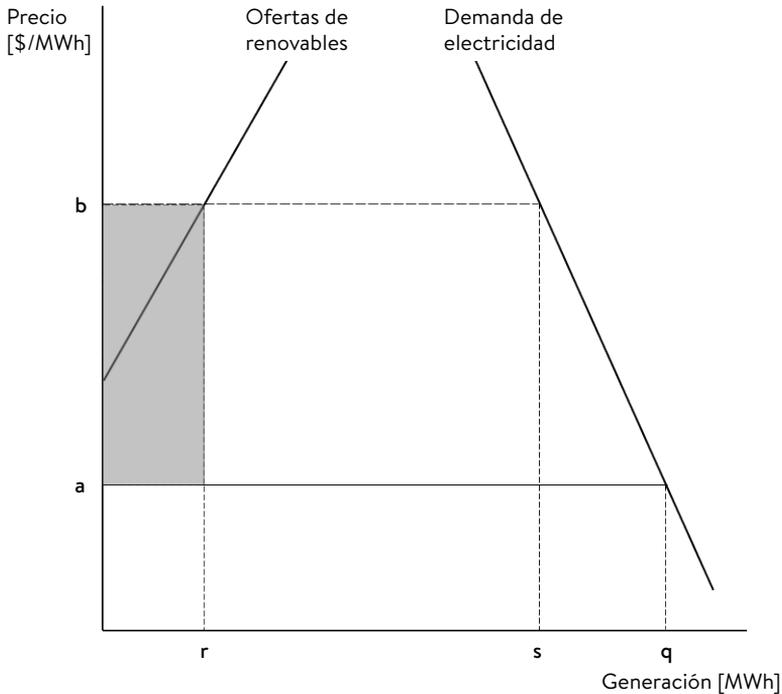
Licitaciones

Un proceso de subasta competitiva es organizado sobre la base de una cantidad de energía o capacidad instalada renovable determinada, en algunos casos para ciertas tecnologías específicas, y el ganador se elige según el menor precio. Si la subasta es para varias tecnologías, los ganadores se eligen según el menor precio ofrecido para cada una de ellas. El diferencial de precio entre el valor de la subasta y el precio de mercado es normalmente traspasado a los consumidores finales como un recargo en el precio de la electricidad.

Subsidios directos e incentivos tributarios

Es un sistema de apoyo complementario a los descritos anteriormente. Consiste en la rebaja o exención de algún impuesto, condiciones especiales de depreciación y subsidios directos por el desarrollo de este tipo de proyectos.

FIGURA 1 / Economía de un impuesto al carbono

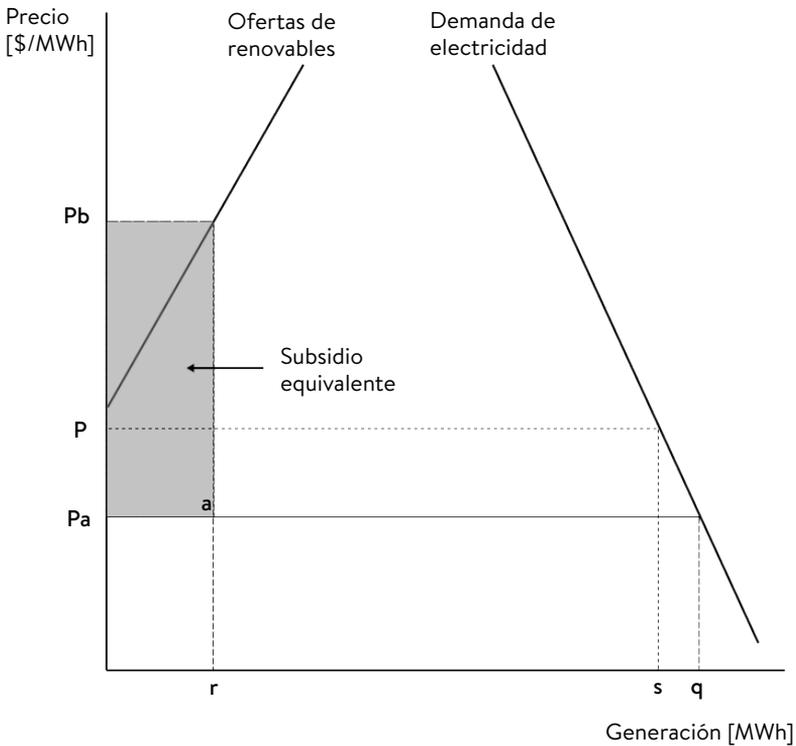


Fuente: Elaboración propia.

Los instrumentos directos e indirectos, de comando y control o de incentivos económicos pueden interpretarse como impuestos o subsidios para distintos agentes, a pesar de tener distintos impactos y costos totales, por lo que la elección de cuál usar y su diseño no es irrelevante. Para ejemplificar el punto se analizan dos instrumentos que se aplican actualmente en Chile y que serán detallados en la sección respecto al impuesto al carbono y las cuotas.

El caso del impuesto al carbono corresponde a un instrumento de incentivo indirecto que resulta en un subsidio a las tecnologías denominadas limpias, particularmente energías renovables. La figura 1 presenta en un esquema simple la economía del impuesto al carbono, donde las tecnologías que generan emisiones pagan un impuesto resultando en un subsidio para la capacidad renovable. Antes de la aplicación del im-

FIGURA 2 / Efecto de una cuota de renovables



Fuente: Elaboración propia.

puesto toda la oferta es provista por capacidad de base o gestionable, que genera emisiones, a costo marginal constante “a”. La aplicación del impuesto sube el precio de la electricidad desde “a” hasta “b” lo que reduce la demanda final por energía eléctrica, pero favorece la penetración de capacidad renovable o sin emisiones. El área oscurecida representa el subsidio que recibe la capacidad renovable.

En el caso de la cuota, como la estipulada en la ley 20/25, ocurre algo similar a pesar de ser un instrumento directo, de comando y control. En la misma lógica de la figura 2, inicialmente toda la oferta la provee la capacidad convencional previa a la implementación del instrumento a un costo marginal “ P_a ”. La cuota exige que una cantidad “r” sea provista con

energía renovable, lo que es posible si la unidad marginal de generación recibe un precio “ P_b ”. El precio promedio o ponderado de la electricidad sube a “ P ”, lo que reduce la demanda agregada total a “ s ”. La producción de la tecnología de base se reduce más que lo que se genera con recursos renovables por el aumento de precio.

2.3 /

La experiencia regulatoria internacional

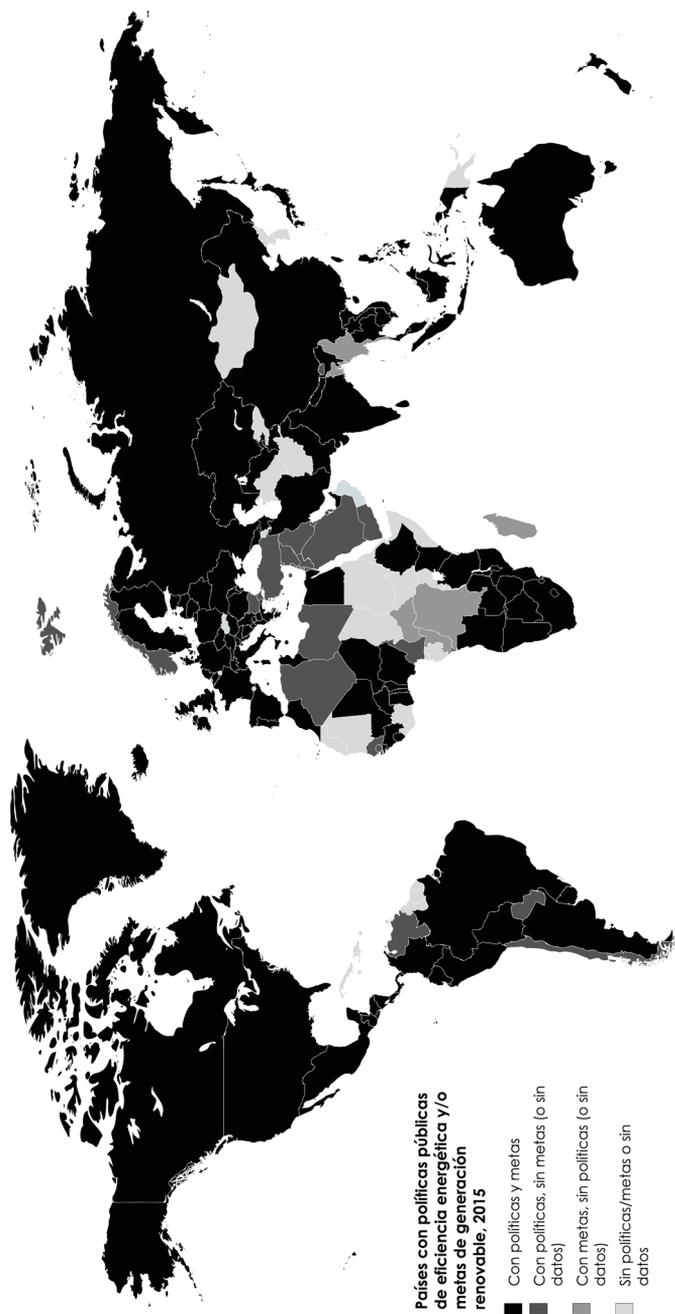
La experiencia internacional ha mostrado una tendencia que profundiza el rol de la generación intermitente en los sistemas eléctricos. Acuerdos tanto en el G7 como en el G20 para fomentar el acceso a la energía renovable y eficiencia energética, así como el objetivo de desarrollo sostenible estipulado por la ONU en su Asamblea General para garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos, han fomentado el apoyo a las energías renovables. Los acuerdos asociados al cambio climático también han jugado un rol clave, destacándose la Conferencia de las Partes N° 21 en París, donde 195 países acordaron incrementar el uso de energía renovable y eficiente.

Las experiencias de países pioneros en Europa, Estados Unidos y Japón se han multiplicado y el número de países que promueven las energías renovables con políticas de apoyo explícitas se han casi triplicado, de 48 en 2004 a más de 140 en 2014 (figura 3).

Varios países han introducido algún tipo de instrumento directo para aumentar la participación de ERNC en la matriz eléctrica. La mayoría de los países desarrollados han implementado esquemas de *feed-in-tariffs* mientras que otros países han elegido usar cuotas o licitaciones (como Brasil, Chile, China y Polonia). Casos emblemáticos de fuerte apoyo a las energías renovables son Alemania y España donde su incorporación no estuvo exenta de problemas y representaron costos que finalmente se traspasan al resto del sistema y a los consumidores finales, pudiendo así afectar la competitividad del país.

La figura 4 presenta el uso de instrumentos en distintos países para reflejar la experiencia internacional. Destacan el uso de cuotas (RPS),

FIGURA 3 / Países con políticas de eficiencia energética y metas de generación renovable



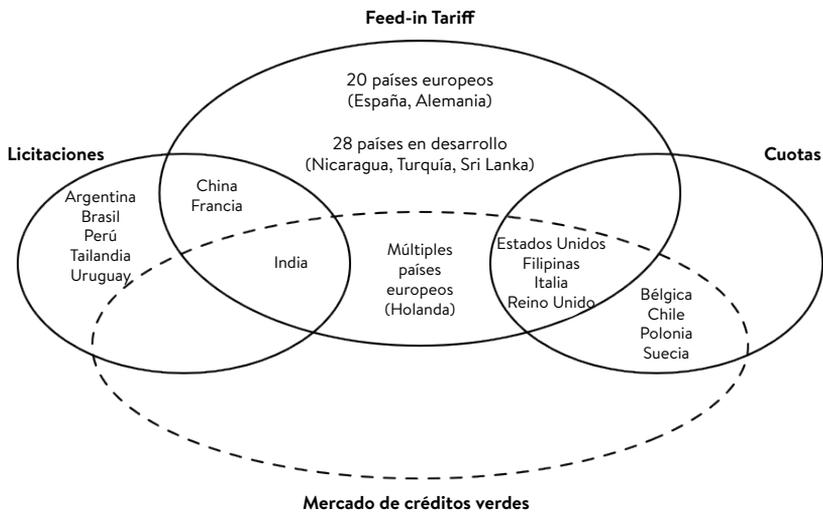
Fuente: Elaboración propia usando datos de REN21 (2016).

feed-in-tariffs, licitaciones de capacidad renovable y mercados de créditos verdes (TGC/REC).

Es importante destacar que estos esquemas tradicionales de apoyo a las ERNC fueron desarrollados años atrás en un contexto completamente distinto al actual, en cuanto a costos y penetración de las tecnologías. En efecto, los costos de tecnologías de ERNC han caído sistemáticamente, por lo que el propósito de las políticas ha tenido que adaptarse. Por ejemplo, en Alemania el costo de desarrollo de la energía solar es hoy menor que el precio de venta de la electricidad de ese país (Ferroukhi et al. 2014). Por otra parte, y con el propósito de reducir los costos asociados, en 2014 se decide reducir subsidios progresivamente desde 2015 para sólo contar con apoyo para capacidades de hasta 100 KW en 2017, y, sobre todo, propone reemplazar *feed-in-tariffs* por licitaciones a las ERNC que permitan inferir desde la competencia los verdaderos costos de las tecnologías.

Estas nuevas condiciones han modificado las barreras y problemáticas tradicionales, lo que ha exigido cambios en las directrices regulatorias.

FIGURA 4 / Instrumentos usados para estimular el desarrollo de ERNC



Fuente: Elaboración propia usando datos de REN21 (2016).

En efecto, las nuevas políticas buscan apoyar proyectos de distintos tamaños (generalmente más pequeños), inversionistas pequeños y tecnologías nuevas, hacerse cargo de proyectos con costos potencialmente bajos, y los problemas de inclusión de ERNC en el mercado spot. Es en esta línea que se están utilizando y proponiendo mecanismos híbridos en reemplazo del uso de los instrumentos tradicionales.

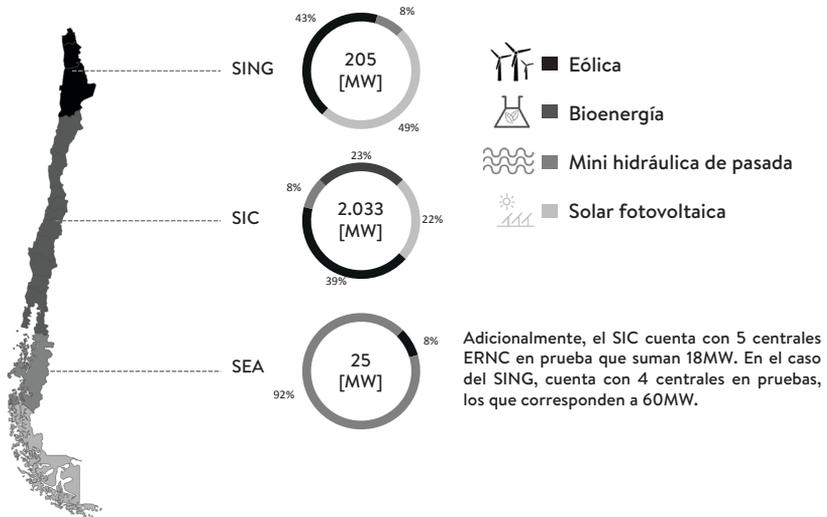
2.4 /

Evolución de la capacidad instalada de Chile

Chile posee una matriz energética en la que participan energías renovables (ERNC más hidroelectricidad) y energías generadas a partir de combustibles fósiles. Las energías renovables no convencionales han sostenido un constante crecimiento en los últimos años. Al año 2016, la capacidad instalada por fuentes de ERNC en los cuatro sistemas interconectados que posee el país ascendía a 2.550 MW.

La distribución de la capacidad instalada de ERNC al mes de septiembre del año 2015 se aprecia en la figura 5.

FIGURA 5 / Capacidad instalada ERNC en 2015 en Chile

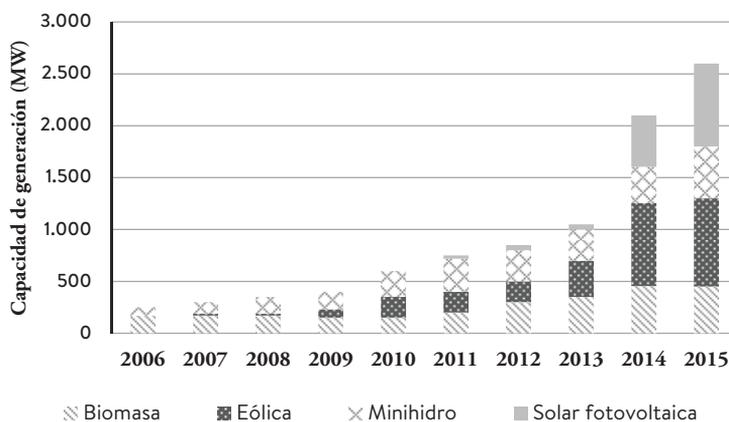


Fuente: Centro Nacional para la Innovación y Fomento de las Energías Sustentables, CIFES (2016)

La composición de la capacidad cambia dependiendo del sistema analizado; por ejemplo, en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) se ve una mayor preponderancia de la generación de energía mediante fuentes solares fotovoltaicas mientras que en el Sistema Interconectado Central (SIC), hay una distribución más equitativa de la capacidad instalada. En el Sistema Eléctrico de Aysén (SEA), el 86 por ciento de la capacidad instalada hace referencia a fuentes mini hidráulicas de pasada.

La evolución de la capacidad instalada entre los años 2006 y 2015 se presenta en el gráfico 3. Tanto las fuentes solar PV y eólica han aumentado considerablemente su participación desde el año 2014. Este desarrollo es consistente con que Chile aparece destacado entre los mayores inversores en ER en 2015, con un crecimiento de 151 por ciento respecto de 2014, ascendiendo a 3.400 millones de dólares. Cerca de 2.200 millones de dólares fueron para generación fotovoltaica.

GRÁFICO 3 / Evolución de la capacidad instalada 2000-2015



Fuente: Elaboración propia usando datos de CIFES (2016).

2.5 /

La experiencia regulatoria nacional

A partir del año 2004 se comenzó a impulsar el desarrollo de las Energías Renovables No Convencionales al promulgarse la Ley 19.940, conocida como Ley Corta I, que mediante reformas incorporó los primeros incentivos a estas tecnologías de generación. Posteriormente, las leyes N° 20.018 (Ley Corta II), N° 20.257 (Ley ERNC) y N° 20.698 (Ley 20/25) han incorporado otros mecanismos de promoción de ERNC. Junto con estas leyes, a continuación se detallan otros hitos del desarrollo de la regulatoria nacional:

Ley Corta I (Ley 19.940)

Esta ley modificó la Ley General de Servicios Eléctricos con el objetivo de regular el mercado de transmisión, definiéndolo como servicio público, y estableciendo la clasificación de sistemas de transmisión troncal, subtransmisión y transmisión adicional. Esta ley crea por primera vez el concepto de generación no convencional, siendo definida como aquella que utiliza fuentes ya sean geotérmicas, eólicas, biomasa, solar, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración y otras similares determinadas por la Comisión Nacional de Energía (CNE).

La ley establece la exención para estas centrales del pago total o parcial de los peajes asociados al sistema troncal por transportar la energía del lugar donde es generada al lugar donde es consumida, en la medida en que su capacidad de generación inyectada al sistema sea menor a 20 MW. Sin embargo, si la cantidad de generadores exceptuados de peaje excede el 5 por ciento de la capacidad instalada del sistema, éstos deberán incurrir en un pago proporcional por la parte que excede el 5 por ciento. Así, esta ley otorgó el primer incentivo a las centrales renovables no convencionales y a la cogeneración eficiente.

Ley Corta II y ERNC (Ley 20.018)

Esta modificación a la Ley Eléctrica establece la obligación a las empresas distribuidoras de satisfacer el total del consumo proyectado de sus

consumidores regulados para, a lo menos, los próximos tres años. Esto lo pueden lograr mediante contratos de suministro o generación propia. Los contratos de suministro deben ser licitados públicamente en un proceso supervisado por la CNE. Las bases de la licitación son elaboradas por las concesionarias y aprobadas por la CNE, y deben incluir los puntos de suministro, cantidad y período a licitar, excluyendo clientes libres.

En las licitaciones se dispone que los propietarios de medios de generación de ERNC y de cogeneración eficiente tienen derecho a suministrar a los concesionarios de distribución al precio promedio de compra de la respectiva empresa distribuidora, hasta el 5 por ciento del total de demanda destinada a clientes regulados, sin necesidad de participar en los procesos de licitación.

Ley ERNC (Ley 20.257)

Esta ley modifica la Ley General de Servicios Eléctricos, para establecer la obligación de abastecer un porcentaje de la demanda mediante inyecciones provenientes de medios de generación de energías renovables no convencionales (ERNC).

Esta ley define la energía renovable no convencional como aquella generada mediante las siguientes fuentes de generación: energía de la biomasa, energía hidráulica y cuya potencia máxima sea inferior a 40 MW, energía geotérmica, energía solar, energía eólica, energía de los mares y otros medios de generación determinados fundadamente por la CNE, para la generación de electricidad que contribuyan a diversificar las fuentes de abastecimiento de energía en los sistemas eléctricos y causen un bajo impacto ambiental.

La obligación debe ser cumplida por cada empresa eléctrica que efectúa retiros de energía para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales para los contratos suscritos después de agosto de 2007. La obligación de proveer parte de los retiros por inyecciones de ERNC es de 5 por ciento para los años 2010 a 2014, aumentando 0,5 por ciento anual a partir del año 2015 hasta alcanzar 10 por ciento el año 2024.

En caso de que una empresa exceda su obligación de inyecciones ERNC, por medios propios o contratados, puede convenir traspasar sus excedentes a otra empresa eléctrica, incluso en otros sistemas eléctricos.

Las empresas que no cumplen su obligación tienen que pagar un cargo de 0,4 UTM por MWh de déficit. Si una empresa se queda en esta situación durante cuatro años, la multa aumenta hasta 0,6 UTM por MWh en el cuarto año.

Ley 20/25 (20.698)

La Ley 20/25 modifica la ley de promoción de las ERNC del año 2007, incrementando el objetivo de la obligación en términos de proveer generación eléctrica de fuentes ERNC para llegar a 20 por ciento al año 2025. Esta nueva obligación aplica a los contratos de suministro suscritos con posterioridad al 1 de julio de 2013.

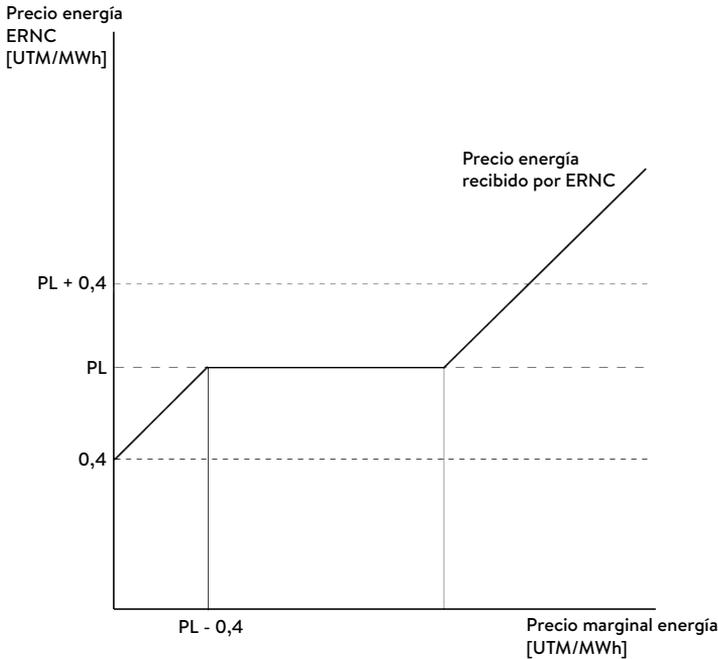
La obligación de proveer parte de los retiros por inyecciones de ERNC es de 5 por ciento para el año 2013, incrementándose en 1 por ciento anual a partir del año 2014 hasta alcanzar 12 por ciento en el año 2020, con incremento de 1,5 por ciento anual a partir del año 2021 hasta alcanzar 18 por ciento en el año 2024, e incrementándose en 2 por ciento el año 2025 para llegar al 20 por ciento.

Esta ley también incluye licitaciones públicas para la venta de las inyecciones de bloques de energía provenientes de medios de generación renovable no convencional, con precios garantizados por 10 años.

Las licitaciones establecen un precio máximo basado en el costo medio de largo plazo de la tecnología de desarrollo del sistema eléctrico, el cual puede ser incrementado en hasta 10 por ciento, dependiendo de la disponibilidad de oferta de fuentes de ERNC. En estas licitaciones el generador ERNC se obliga a vender su producción efectiva, lo que se produce y cuando se produce, sin adquirir compromisos de entrega de energía firme; es decir, energía que está disponible en forma continua y permanente para ser aportada cuando el sistema lo requiera. Esta situación genera incerteza en el nivel de suficiencia del sistema eléctrico que tendrá el sistema interconectado.

El precio de energía de referencia para los adjudicatarios de las licitaciones corresponde al indicado en sus ofertas. Este precio de referencia se complementa con un mecanismo de estabilización de precios; a partir de éste, si el costo marginal promedio de energía en el punto de inyección del generador ERNC es más alto que el precio licitado, los generadores

FIGURA 6 / Esquema de precios de licitaciones ERNC



Fuente: Elaboración propia.

contratados, que efectúen retiros destinados a sus clientes, perciben la diferencia hasta un máximo de 0,4 UTM/MWh. El exceso respecto de dicho valor es recibido por el generador ERNC. Cuando el costo marginal promedio de energía en el punto de inyección se encuentra bajo el precio licitado, los generadores contratados que efectúen retiros deben pagar la diferencia, con un tope de 0,4 UTM/MWh (figura 6).

Se asigna a la Dirección de Peajes la función de efectuar las liquidaciones mensuales de los pagos asociados a los bloques licitados.

Ley 20.936

El 27 de julio de 2016 se publicó la Ley 20.936, la que “establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional”, la cual incorpora,

entre otras, modificaciones a la remuneración y esquema de expansión de la transmisión eléctrica.

Dicha ley redefine la clasificación de los sistemas de transmisión, estableciendo: i) Sistema de Transmisión Nacional, anteriormente denominado Sistema Troncal; ii) Sistema de Transmisión Zonal, anteriormente denominado Sistema de Subtransmisión, y iii) el Sistema de Transmisión Dedicado, anteriormente denominado Sistema Adicional.

La Ley 20.936 encarga a la CNE efectuar anualmente un proceso de planificación de la expansión de la transmisión para un horizonte de veinte años, debiendo determinar las obras de expansión necesarias del Sistema Nacional, del Sistema Zonal y de los Sistemas Dedicados utilizados por concesionarias de servicio público de distribución para el suministro de usuarios sometidos a regulación de precios.

Además, esta ley crea el concepto de Sistemas de Transmisión para Polos de Desarrollo de Generación, los que estarán destinados a evacuar la producción de la generación de dichas zonas con potencial de generación de ERNC. El Ministerio de Energía debe determinar la existencia de zonas con potencial relevante de generación de ERNC, cuyo aprovechamiento resulte de interés público.

En el caso de existir problemas para materializar la construcción de las instalaciones de transmisión por parte de los propietarios de proyectos de generación, la CNE podrá incorporar líneas y subestaciones dedicadas, nuevas o existentes, como Sistema de Transmisión para Polos de Desarrollo de Generación, dentro de la planificación de largo plazo. En el caso de existir períodos con capacidad de transmisión no utilizada en los Polos de Desarrollo, la remuneración de dicha capacidad de transmisión corresponderá a la demanda.

Esta sería una medida tendiente a viabilizar la interconexión de pequeñas centrales ERNC, que no serían viables en el caso de tener que solventar el costo de líneas de transmisión extensas y con capacidad no utilizada.

La Ley 20.936 también modifica el régimen de pago de los sistemas de transmisión, asignando a los consumidores finales, libres y regulados, la totalidad del pago de los sistemas de transmisión nacional y zonal y aquellos sistemas dedicados destinados a entregar suministro a consumi-

dores finales. La ley establece un período de transición del esquema de pago de estos sistemas en que gradualmente se traspasa al consumidor final hasta el 31 de diciembre de 2034, con el objeto de hacerlo consistente con los actuales contratos de suministro.

Así, las modificaciones que se han incorporado a la Ley 20.936 permiten a las ERNC reducir sus costos, al asignar a la demanda el pago de la red de transmisión y relevar el riesgo de economías de escala de los sistemas dedicados al ser calificados como Polos de Desarrollo.

Impuesto al carbono

El impuesto a las emisiones de carbono (CO₂) y otros componentes (material particulado, óxidos nitrosos y sulfurosos) se incorporó en Chile en la Reforma Tributaria, aprobada en septiembre del año 2014, y que corresponde a la Ley 20.780. Esa Reforma Tributaria fue concebida con el objeto de garantizar la disponibilidad de recursos permanentes para la implementación de reformas políticas en el país.

El impuesto al carbono establecido en la ley corresponde a un valor de 5 USD/ton de CO₂ y es aplicado sobre aquellos establecimientos cuyas unidades emisoras (calderas, hornos, turbinas, motores u otras fuentes), en un mismo establecimiento, tengan una potencia térmica igual o mayor a 50 MWt.

Dentro de los establecimientos que cumplen con estas características a nivel nacional se encuentran las unidades generadoras de electricidad, fundiciones, plantas de cemento, refinerías y otras instalaciones industriales.

Este impuesto comenzará su aplicación a partir del ejercicio correspondiente al año 2017. Es decir, a fines del 2017 se deberán calcular las emisiones del año y se recaudará el impuesto correspondiente en el año 2018.

En el caso de unidades generadoras de electricidad, el impuesto aplica a las centrales termoeléctricas, como es el caso de centrales carboneras, ciclos combinados que utilicen gas o petróleo diésel, turbinas a gas en ciclo abierto y grupos motor-generator que empleen gas o petróleo. Las centrales generadoras que ocupen biomasa se encuentran excluidas del pago del impuesto a las emisiones de carbono.

La norma establece que para efectos de la determinación del costo marginal instantáneo de energía el impuesto no debe ser incluido en el cálculo de dicho costo marginal, cuando éste afecte a la unidad de generación marginal del sistema.

Sin embargo, la Ley 20.780 dispone que, para las unidades cuyo costo total unitario de generación (el costo variable considerado en el despacho más el valor unitario del impuesto) sea mayor o igual al costo marginal de energía, la diferencia entre la valorización de las inyecciones a costo marginal y a dicho costo total unitario deberá ser pagada por todas las empresas eléctricas que efectúen retiros de energía del sistema, a prorrata de sus retiros. El Coordinador Eléctrico Nacional respectivo debe adoptar todas las medidas pertinentes para realizar la reliquidación correspondiente al monto que se imputa a los retiros que efectúan los generadores.

En el ejemplo que muestra la figura 7, el costo marginal de energía es fijado por el costo variable de la central marginal. Así, la central “A” al adicionar el impuesto a las emisiones queda bajo el costo marginal de energía, por tanto no hay monto a compensar.

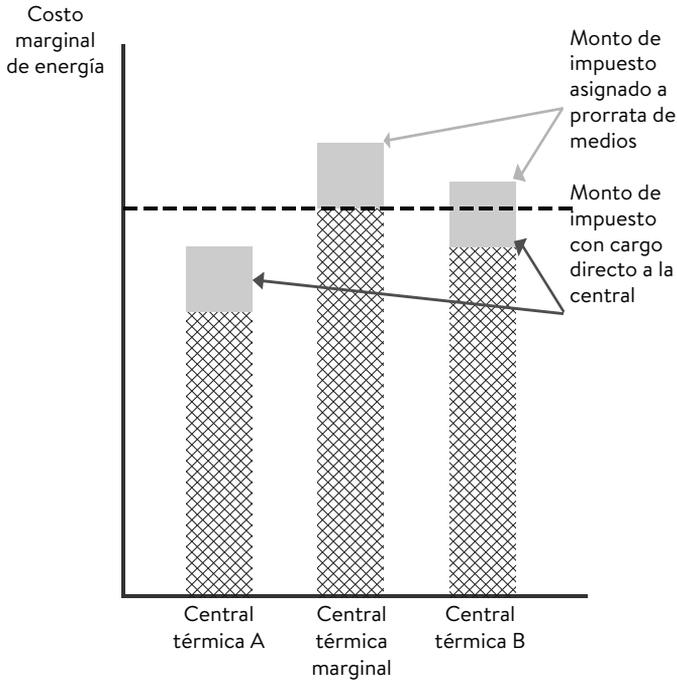
En el caso de la central “B”, al adicionar el impuesto al costo variable de la central, este valor queda por sobre el costo marginal, por lo que corresponde compensar la diferencia entre dicho valor y el costo marginal.

En el caso de la central marginal, se debe compensar la totalidad del impuesto.

El impuesto como está concebido, podría otorgar un margen de competitividad a unidades generadores que no utilicen combustibles fósiles de aproximadamente 5 a 2,5 USD/MWh, dependiendo de la tecnología de generación de las centrales termoeléctricas; es decir, carbón o gas.

Este esquema de impuesto al CO₂ no incentiva acciones mitigantes por dos razones. Primero, la estructura de los contratos de suministro con clientes libres que, en general, han incorporado cláusulas específicas en el caso de cambio de ley, con lo cual el costo asociado a este tipo de normativa es traspasado directamente al cliente, lo que elimina todo incentivo para que el generador implemente acciones mitigantes como podrían ser la co-combustión con biomasa o gas natural.

FIGURA 7 / Costo marginal de energía e impuesto a las emisiones



Fuente: Elaboración propia.

Segundo, la Ley 20.780 establece que, en caso de que el costo variable de generación más el impuesto al CO_2 de una central generadora supere al costo marginal, la proporción no cubierta del impuesto se asigne a los retiros destinados al suministro de contratos, costos que son, de esa forma, traspasados al consumidor. Así, no existe incentivo a mitigar emisiones, dado que la totalidad del impuesto se cubre con cargo a la demanda.

Por lo tanto, este impuesto tiene un efecto en las tarifas de energía, pues los generadores térmicos podrían traspasar a precios los mayores costos en que incurran, cuya temporalidad dependerá de las condiciones establecidas en los respectivos contratos de suministro eléctrico. Así, si se busca reducir las emisiones de CO_2 , resultaría más eficiente, desde un punto de vista de evaluación social, establecer estándares

de eficiencia para nuevas centrales termoeléctricas y definir plazos de adaptación a los nuevos estándares para las unidades generadoras más antiguas.

Energía 2050

La Agenda de Energía lanzada por el Gobierno de Chile en 2014 se comprometió a realizar un proceso de planificación participativa para la política energética de largo plazo, el cual ha sido llamado Energía 2050. El objetivo de este plan de trabajo es construir una visión compartida para el desarrollo del sector energético, con participación social, política y técnica, para así transformarse en la política energética de Estado que el país requiere.

El documento de política propone una visión del sector energético al 2050 con características de confiable, sostenible, inclusivo y competitivo. Se construye en el mismo una visión estratégica, que comienza por definir pilares, metas y lineamientos que son guía para decisiones concretas posteriores, no acciones específicas necesariamente. La política energética se sustenta en 4 pilares: la seguridad y calidad de suministro, la energía como motor de desarrollo, la compatibilidad con el medio ambiente y la eficiencia y educación energética.

El primer pilar (seguridad y calidad de suministro) refiere al nivel de confiabilidad que debe tener el sistema energético, destacándose la disponibilidad de recursos, capacidad de reacción ante desastres y flexibilización del sistema. Su objetivo es desarrollar un sistema energético robusto y resiliente, que gestione sus riesgos, permitiéndole enfrentar los efectos de crisis energéticas, catástrofes naturales, eventos climáticos y conflictos geopolíticos, entre otros.

La flexibilidad del sistema es uno de sus aspectos más relevantes. En éste se destaca el aprovechar las oportunidades de intercambio energético regional, minimizando de tal forma la vulnerabilidad del sistema energético. El acceso y suministro de los servicios energéticos deberán alcanzar un estándar de confiabilidad, calidad y cobertura que satisfaga las necesidades de los usuarios finales de la energía.

Finalmente, la agenda busca promover un consumidor activo con un rol combinado de “productor/gestor/consumidor” (o Prosumer), que es

capaz de gestionar y usar de manera inteligente la energía, haciendo un sistema más seguro frente a las contingencias.

El segundo pilar se orienta a posicionar a la energía como motor de desarrollo, que garantice contar con energía disponible para todos a precios competitivos, que permitan profundizar el desarrollo económico del país. Se enfatiza, en cuanto al desarrollo regional, la función de disponibilidad de recursos y prioridades locales.

Se estima que los atributos con los que deberá contar el sistema energético para convertirse en un motor de desarrollo incluyen, pero no se limitan a, generar oportunidades de desarrollo económico de las comunidades, facilitando una distribución equitativa de los costos y beneficios asociados al desarrollo energético del país. Al mismo tiempo, lograr una mejora de la calidad de vida de la población mediante un acceso equitativo a los servicios energéticos.

Además, debe conseguir que la infraestructura energética sea respetuosa de las visiones y necesidades regionales y locales, sin impedir el necesario desarrollo nacional, de forma coherente con una gestión territorial determinada participativamente y donde el rol del Estado en la planificación del territorio sea clave. Asimismo, debe lograr precios competitivos de la energía para el desarrollo sustentable del país, constituyéndose en una fuente de competitividad para los sectores productivos, promoviendo la innovación, el desarrollo y aplicación de capital humano, así como nuevas tecnologías en producción y consumo eficiente.

La compatibilidad con el medio ambiente, considerado como el tercer pilar de la política energética, dice relación con tener una matriz energética lo más limpia posible, esto es en cuanto a emisiones locales y globales, con una relación constructiva con la ciudadanía. La planificación al 2050 pone énfasis explícito en reducir emisiones de gases de efecto invernadero y en aumentar la penetración de capacidad renovable. Así, se busca que la infraestructura energética genere bajos impactos ambientales, considerando el desarrollo energético y sus implicancias en ecosistemas terrestres, marinos y de aguas continentales.

Se espera que el sistema energético se destaque por sus bajas emisiones de gases de efecto invernadero y sea un instrumento para impulsar y cumplir los acuerdos internacionales.

Finalmente, con el cuarto pilar de eficiencia y educación energética, el objetivo es hacer un uso eficiente de la energía, lo que profundizaría beneficios en el resto de los pilares (menor impacto ambiental, eficiencia económica, etc.). Se enfatiza el rol educativo para avanzar en esta dirección.

Se espera que la sociedad, la industria y los servicios, tanto públicos como privados, mantengan y difundan hábitos propios de una cultura energética responsable. Para lograr esto, la educación energética se debe desarrollar con el objetivo de lograr un cambio cultural, con el que los usuarios asuman su responsabilidad y tomen conciencia de la importancia de la producción, transporte y el uso eficiente y sustentable de la energía.

Destaca la meta de generar el 60 por ciento de las necesidades energéticas del país utilizando medios renovables, incluyendo hidroelectricidad, en 2035 y 70 por ciento en 2050. Sin embargo, en el documento no se explicita una estrategia concreta para alcanzar esta meta.

Anexo /

Instrumentos regulatorios de apoyo a energías renovables

El cuadro siguiente señala los principales instrumentos que tradicionalmente se han utilizado para apoyar las energías renovables.

Clasificación	Instrumentos/Incentivos
Directas	
Instrumentos basados en precios	<i>Feed-in-Tariffs</i> y premiums por sobre precio spot. Incentivos a la generación, premiums por uso de servicios renovables, subsidios de equipos. Subsidios a los costos de desarrollo.
Instrumentos basados en cantidades	Objetivos de penetración de renovables. Certificados transables de generación renovable. Cuotas de producción de renovables y licitaciones dirigidas.
Incentivos fiscales y financieros	Créditos de impuestos y exenciones fiscales. Subsidios al capital. Créditos preferenciales y garantías a créditos. Pagos a reducción de emisiones (derechos transables). Grants, préstamos o subsidios a I+D.
Medidas voluntarias	Tarifas sustentables. Programas de contribución privada.
Indirectas	
Cobros a externalidades	Impuesto a emisiones. Esquemas de derechos transables de emisiones.
Estándares ambientales	Límites a emisiones por fuente.
Medidas voluntarias	Reducciones voluntarias de emisiones.

Sistemas eléctricos y recursos energéticos

3.1 /

Conceptos de operación de sistemas eléctricos

La energía eléctrica tiene una característica muy particular que la hace distinta de otros bienes y servicios que demandan los consumidores, ésta es la instantaneidad de su producción y consumo. En efecto, la energía eléctrica debe ser producida en cada instante del tiempo en el monto exacto en que es requerida; es decir, en cada momento la oferta debe ser exactamente igual a la demanda.

Mantener permanentemente el balance entre oferta y demanda depende de múltiples variables que hacen que dicha tarea sea compleja. De hecho, las fuentes de generación que producen la oferta de energía son diversas. La demanda presenta variabilidad y se debe tener en cuenta un conjunto de restricciones que se refieren a las características de las fuentes de generación, la red de transmisión y la calidad y seguridad del servicio.

3.1.1 /

Breve introducción a los sistemas eléctricos

Un sistema eléctrico es, fundamentalmente, una forma de proveer energía a sus usuarios de modo conveniente y flexible. En general, la

electricidad es más fácil de transportar y más fácil de convertir para poder ser utilizada en muchas aplicaciones distintas que otras formas de energías (por ejemplo, la cinética del agua o la química contenida en un combustible). Por ello, es que se utiliza para diversos fines, como la iluminación, la calefacción, la computación o la refrigeración. Estas características explican su presencia en prácticamente todos los procesos productivos y más variados aspectos de la vida diaria.

La electricidad es el flujo de electrones a través de un circuito. Obviamente, este flujo no es útil en sí mismo sino como fuente de energía; esto es, por su capacidad de hacer algún trabajo útil para los consumidores. Los aparatos que se conectan a la red eléctrica son, principalmente, convertidores de este movimiento de electrones en aplicaciones que satisfacen las necesidades o cumplen objetivos concretos. Una estufa u horno, por ejemplo, convierte la energía eléctrica en calor; un motor eléctrico, en movimiento, y un compresor almacena parte de la energía en la forma de un gas a presión que luego puede dilatarse para capturar calor y ayudar a enfriar alimentos o el ambiente.

La fuerza que induce a los electrones a moverse en un circuito se conoce como voltaje o tensión, y la medimos en voltios. Al flujo de electrones que se mueven en un conductor se lo conoce como corriente y se mide en amperes. La cantidad de energía que un flujo de electrones, en un conductor, es capaz de entregar se llama potencia y normalmente se mide en watts.

Un elemento conectado a un circuito con una diferencia de tensión (voltaje) constante de 100 voltios y por el que circula una corriente de 2 amperes disipa una potencia de 200 watts (la potencia es igual a la multiplicación del voltaje por la corriente). La energía consumida por este circuito, de permanecer conectado por una hora, sería de 200 watts-hora. Si permaneciera conectado por 10 horas sería de 2.000 watts-hora o 2 kilowatts-hora. Los consumos domiciliarios, en los que sólo se cobra por la energía consumida, típicamente se miden en kilowatts-hora. La energía consumida en un sistema (una ciudad o todo un sistema interconectado) se mide en millones (mega), miles de millones (giga) o billones (tera) de watts-hora.

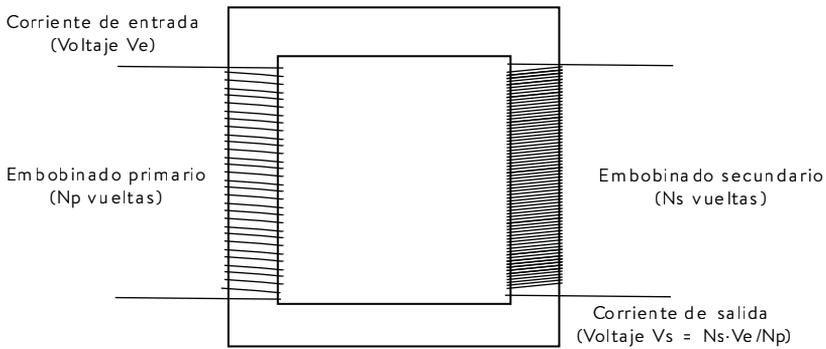
Para que la electricidad llegue a los centros de consumo tiene que, en general, viajar largas distancias. Como ya se dijo, esto se debe a que

normalmente es más fácil trasladar la energía eléctrica que la fuente precursora primaria como combustibles, luz solar, viento o agua, por nombrar algunos. Para transportar energía eléctrica se emplean cables por los que viaja una corriente de electrones. Los cables tienen, sin embargo, un problema: cuando fluye energía eléctrica por ellos parte de esta energía se pierde y disipa en la forma de calor, debido a que el cable ofrece resistencia al movimiento de los electrones. Como resultado de esa resistencia, los cables se calientan. El problema no es, dentro de cierto rango de temperaturas, tanto que los cables se calienten, sino que la pérdida de energía convertida en calor no es empleada en nada útil.

La cantidad de energía que se pierde en la forma de calor en el cable es, en virtud de la ley de Ohm, proporcional a la corriente que viaja por el mismo. Por esto, una forma de reducir las pérdidas en los cables es hacer que viaje una corriente más baja. Ahora bien, para entregar la misma potencia en un centro de consumo disminuyendo la corriente es necesario elevar el voltaje, de modo de mantener constante el valor de la multiplicación de voltaje y corriente; esto es, la potencia.

Para elevar el voltaje al que se transmite la electricidad, se usan transformadores que constan de un núcleo de material ferromagnético en forma de anillo en el que se realizan dos embobinados, llamados primario y secundario, en lados opuestos (ver figura 8). Debido a un fenómeno llamado inducción, si se aplica una corriente variable en el embobinado primario se produce otra corriente en el embobinado secundario, ambos embobinados no se tocan, sólo comparten el núcleo. El funcionamiento de un transformador es tal que la corriente inducida en el segundo embobinado tiene un voltaje que es igual al voltaje aplicado al embobinado primario multiplicado por la razón entre el número de vueltas del segundo y primer embobinado. En otras palabras, si el embobinado secundario tiene 10 veces más vueltas de cable que el embobinado primario, al aplicar un voltaje de 200 volts en el primario se obtendrá un voltaje de 2.000 volts en el secundario. De esta forma, usando varios transformadores, es posible alcanzar voltajes de hasta 500.000 voltios para transmitir electricidad con bajas pérdidas a través de miles de kilómetros de cable. La potencia de ambas corrientes es la misma (o sea, al escalar 10 veces el voltaje se reduce 10 veces la corriente).

FIGURA 8 / Transformador ideal



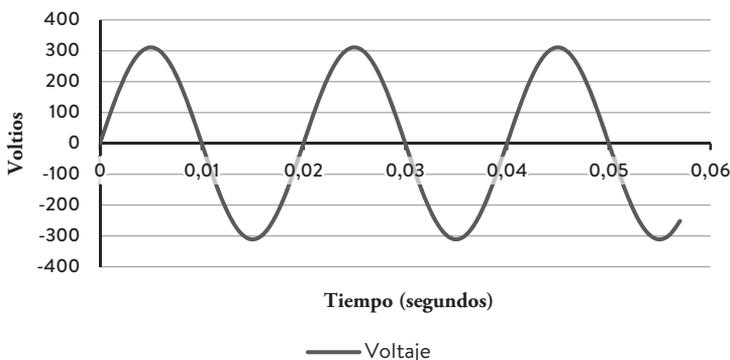
Fuente: Elaboración propia.

El uso de transformadores, sin embargo, tiene una restricción: la inducción sólo ocurre si el campo magnético en el núcleo es variable y esto solamente es posible si la corriente que se conecta al embobinado primario es variable. Es decir, los transformadores no funcionan con corriente continua. Esta es la razón por la cual los sistemas eléctricos transmiten y consumen, fundamentalmente, corriente alterna.

La corriente alterna se produce haciendo cambiar el voltaje del circuito en forma continua y oscilante muchas veces por segundo (en el caso de Chile, 50 veces por segundo) entre dos extremos, esto genera una onda sinusoidal con voltajes máximos que alcanzan, en el caso de conexiones domiciliarias, a los 311 volts. Es tradicional no reportar el voltaje máximo sino el llamado valor cuadrático medio del voltaje, que es un promedio geométrico del voltaje total y que, en este caso, corresponde a los 220 volts por todos conocidos. El gráfico 4 muestra la forma del voltaje en este caso.

Gracias al uso de corriente alterna, entonces, es posible transmitir electricidad a distancias muy grandes usando líneas de alto voltaje que llegan a 500 mil voltios o incluso más. En general, por cada vez que se duplica el voltaje de transmisión, las pérdidas de energía en el cable disminuyen a un cuarto de las originales. Es decir, una línea que transmite energía a 500 mil voltios sufre pérdidas que son el 25 por ciento de las

GRÁFICO 4 / Voltaje de corriente alterna (red de 50 hertz)



Fuente: Elaboración propia.

que tendríamos si se transmitiera la misma energía utilizando un tendido de 250 mil voltios.

Subir el voltaje de una línea de transmisión, sin embargo, genera sus propios problemas. Por una parte, aumentar el voltaje en los cables produce campos eléctricos muy poderosos entre ellos y entre los cables y la tierra (la electricidad puede cerrar cualquier circuito no aislado a través de la tierra). Si esos campos eléctricos son muy poderosos el aire que rodea a los cables puede ionizarse, perder su característica de aislante eléctrico y transmitir la electricidad ya sea entre cables o entre un cable y la tierra en la forma de una gran chispa eléctrica, conocida como arco.

Para evitar que ocurran arcos, y mientras más alto sea el voltaje al que opera un tendido, más hay que separar los cables entre ellos y más hay que separarlos de la tierra y de cualquier cosa que pueda permitir que se desarrolle un arco. Por esto, las torres de alto voltaje deben ser muy altas y mantener los cables bastante separados entre sí. Por lo mismo, no se puede construir ni plantar nada bajo las torres de alta tensión. Una torre de un tendido de 230 kilovoltios, por ejemplo, mide entre 18 y 27 metros de altura y no puede construirse nada en una franja de entre 30 y 50 metros de ancho en el suelo. Una torre de un tendido de 500 kilovoltios mide entre 27 y 45 metros de altura y tiene un área de exclusión en el suelo de entre 50 y 60 metros.

Además de lo anterior, cuando los cables se calientan también se dilatan, se alargan y la curva que describen en el aire baja, acercándose a la tierra, con lo que aumenta el riesgo de que se descarguen a través de esta. Los límites térmicos (temperaturas que los cables y otros aparatos de la red de transmisión pueden soportar en forma segura) son una de las limitantes más importantes para la capacidad de los sistemas de transmisión eléctrica.

Dado lo anterior, la corriente de alto voltaje es útil para transportar electricidad desde un generador a un centro de consumo, pero no es útil para conducirla hasta el hogar de un consumidor final. Por esta razón, al llegar a su destino, la electricidad es nuevamente convertida en centros llamados subestaciones, donde otros transformadores se encargan de reducir el voltaje a media tensión y luego (casi siempre en los postes del tendido eléctrico) a los 380 o 220 voltios que son usados en la mayoría de las instalaciones de consumo.

Usar corriente alterna, por su parte, agrega otras complicaciones a la operación. Primero, el sistema de transmisión necesita estar sincronizado ya que superposición de las ondas generaría problemas en todos los usuarios del mismo (tanto sea que retiren o inyecten energía). Esto quiere decir que un sistema interconectado de generadores y consumidores de electricidad es una sola gran máquina perfectamente sincronizada, en la que toda la energía viaja exactamente en la misma onda (u ondas) y al mismo tiempo. Esto es, un gran reloj sincronizado con precisiones de milésimas de segundo (un ciclo completo ocurre en 0,02 segundos) a través de miles de kilómetros de cables.

Si en algún momento se produce un pequeño desbalance entre la energía inyectada y la energía retirada (entre oferta y demanda) esto provocará que la red baje o aumente su frecuencia. La tolerancia a estos cambios de frecuencias es muy limitada. En efecto, el sistema es como una gran rueda girando con pesos distribuidos en ella. Si se añade una carga (aumento de la demanda) la rueda tiende a girar un poco más lento y la frecuencia disminuye, hasta que se genere más energía para aumentar la frecuencia nuevamente. Si se retira una carga, la rueda tiende a girar más rápido y la frecuencia, a aumentar, hasta que se reduzca la generación. Una parte importante de la operación de todo sistema

eléctrico consiste en mantenerlo sincronizado dentro de parámetros muy estrechos, lo que significa conservar en todo momento el equilibrio entre oferta y demanda.

En un sistema que usa corriente alterna, el voltaje está variando permanentemente. Si el elemento conectado a la red es puramente resistivo —sólo convierte energía eléctrica en calor, como puede ser el caso de una ampolleta incandescente o un hervidor eléctrico—, entonces la corriente está perfectamente sincronizada con el voltaje y la potencia entregada es usada completamente en el propósito del aparato, como se muestra en el gráfico 5. Cabe hacer notar que cada vez que el voltaje es negativo también lo es la corriente; o sea, ésta siempre circula en la misma dirección que apunta la diferencia de potencial en el aparato.

Por otra parte, la existencia de cargas no resistivas en la red tiende a adelantar o retrasar la corriente con respecto al voltaje, lo que implica que la potencia en el sistema no es siempre utilizada de manera efectiva. Algunos aparatos que los usuarios conectan a la red incluyen elementos condensadores (que son, básicamente, dos placas grandes de metal separadas por un espacio pequeño, algunas veces relleno de un material aislante), mientras que otros (especialmente los motores eléctricos, como los que hay en un refrigerador o en un aparato de aire acondicionado,

GRÁFICO 5 / Relación entre voltaje, corriente y potencia en un elemento puramente resistivo

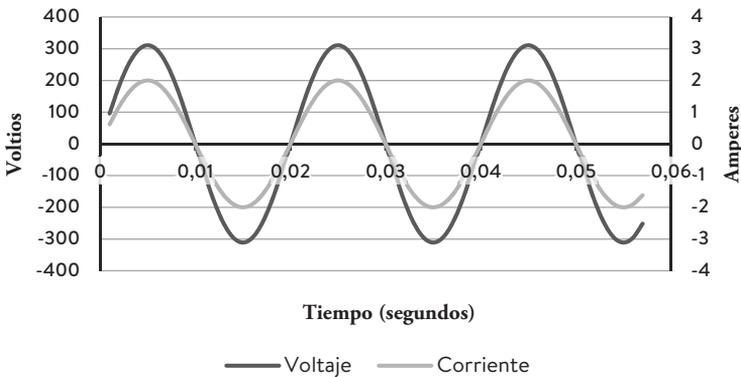
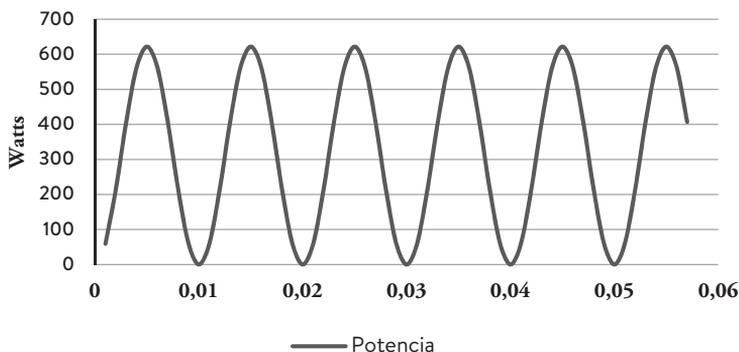


GRÁFICO 6 / Potencia eléctrica en un elemento puramente resistivo



Fuente: Elaboración propia.

pero también los hornos de microondas o los transformadores) incluyen inductancias, que son bobinas de cable usadas para producir campos magnéticos.

Al conectar condensadores e inductancias a un sistema de corriente alterna, el voltaje y la corriente no apuntarán siempre en la misma dirección. Un capacitor, por ejemplo, necesita tiempo para cargarse y descargarse y, al hacerlo, la corriente tiende a circular adelantada del voltaje; lo contrario ocurre en una inductancia, que produce una corriente por inducción que tiende a retrasar la corriente respecto del voltaje. En la práctica, esto quiere decir que, cuando existen elementos capacitivos o inductivos en el aparato que conectamos a la red eléctrica, habrá momentos en que la corriente circula en dirección contraria al voltaje aplicado al mismo.

El gráfico 7 presenta este fenómeno y muestra su principal efecto: hay momentos en que la potencia usada en el aparato es negativa. Esto es así porque la inductancia o el condensador conectado a la red a ratos entregan potencia de regreso al sistema, y ésta es energía que el elemento del circuito almacena en sí mismo, ya sea en la forma de un campo magnético en las bobinas de una inductancia o en el campo eléctrico entre las placas del condensador. Lamentablemente, esta potencia no puede usarse para nada útil, ya que corresponde a una acumulación y

devolución de energía cuya suma total es cero. Pero sí se traduce en corriente circulante y, por lo tanto, parte de la misma es disipada en forma de calor.

Cuando se está en presencia de este tipo de cargas la potencia que es efectivamente usada para producir trabajo (calentar la comida en un horno de microondas, realizar cálculos en un computador o encender luminarias led) es llamada potencia efectiva, mientras que la componente de potencia que va y viene y por tanto cambia de signo es llamada potencia reactiva. Como alterna de signo, su valor promedio es cero y no realiza trabajo útil alguno, pero aún necesita ser tomada en cuenta porque requiere de ser generada y absorbida o consumida.

La multiplicación de la tensión conectada a un aparato (el voltaje) y la corriente que por él circula es llamada potencia aparente (se mide en volt-ampere) y se descompone, entonces, en la potencia reactiva (medida en volt-ampere reactivos) y la potencia efectiva (que continuamos midiendo en watts). La relación entre la potencia efectiva y la potencia aparente es conocida como factor de potencia. En la mayoría de las instalaciones domiciliarias la potencia reactiva no es cobrada ni compensada, pero, en el caso de grandes consumidores con factores de potencia muy bajos, los distribuidores de electricidad pueden cobrarles multas por ello o exigirles la instalación de aparatos (normalmente bancos de capacitores) que consuman o produzcan potencia reactiva para que mantengan factores de potencia cercanos a uno (en general, los motores eléctricos “consumen” potencia reactiva y los capacitores “producen” potencia reactiva). Es importante señalar también que muchos generadores pueden consumir o producir potencia reactiva en caso de ser requeridos a hacerlo.

Finalmente, el equivalente en circuitos de corriente alterna a la ley de Ohm establece que la impedancia (una medida de la oposición al flujo de corriente por un elemento —carga— conectado a una fuente de voltaje alterno) es igual a la caída de tensión en el elemento dividido por la corriente en la carga. Como tanto la corriente como el voltaje cambian en el tiempo y pueden tener direcciones distintas, la impedancia tiene dos componentes: uno resistivo (asociado a la potencia activa) y uno reactivo (llamado reactancia) asociado a la potencia reactiva.

GRÁFICO 7 / Relación entre voltaje, corriente y potencia en un elemento no puramente resistivo

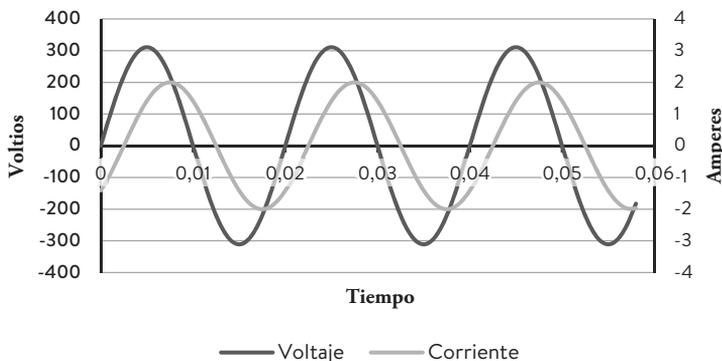
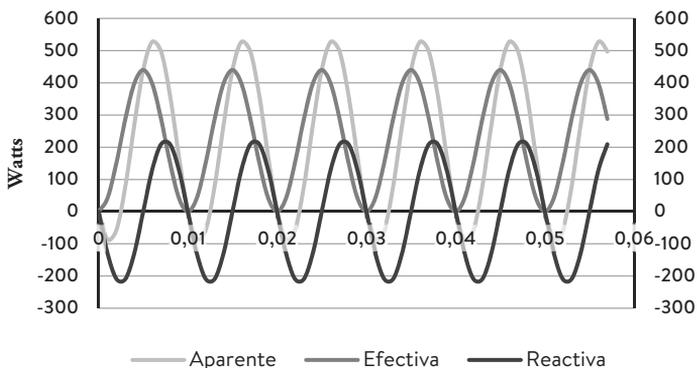


GRÁFICO 8 / Potencia aparente, activa y reactiva en un elemento no puramente resistivo



Fuente: Elaboración propia.

3.1.2 /

Parámetros de calidad de la energía eléctrica

La energía eléctrica, para poder ser generada, transmitida y finalmente entregada al consumidor final para su uso, debe encontrarse siempre dentro de ciertos rangos nominales. Los consumidores requieren que el servicio eléctrico sea entregado en condiciones que permitan su consu-

mo seguro y confiable, lo que implica controlar sus características, como es el caso del voltaje y frecuencia.

El voltaje o tensión debe mantenerse en su valor nominal, con tolerancias aceptables, entre el 2 y el 10 por ciento, dependiendo del nivel de tensión, de forma de asegurar el flujo de bloques de energía eléctrica por el sistema y que los equipos o dispositivos que utilizan los consumidores finales funcionen correctamente. Un sobrevoltaje provocará que los equipos se dañen o quemen; a su vez, una baja de voltaje ocasionará un mal funcionamiento e incluso aumentos de la corriente demandada por algunos equipos como motores eléctricos.

Por otra parte, en sistemas de corriente alterna los equipos de generación y consumo requieren una frecuencia nominal para su correcto funcionamiento. En el caso de Chile, corresponde a 50 Hz o ciclos por segundo. Si la frecuencia se sale del rango nominal, los dispositivos rotatorios (por ej., motores eléctricos) aumentarán o reducirán su velocidad de giro, provocando un mal funcionamiento de ellos. En el caso de los equipos de generación, si la frecuencia se desvía hacia arriba o abajo, fuera de un rango máximo tolerable, se producirá la desconexión del generador.

Por lo tanto, el operador del sistema eléctrico deberá controlar que la frecuencia y los voltajes de la red se encuentren en todo momento en sus valores nominales, considerando las tolerancias aceptables.

3.1.3 /

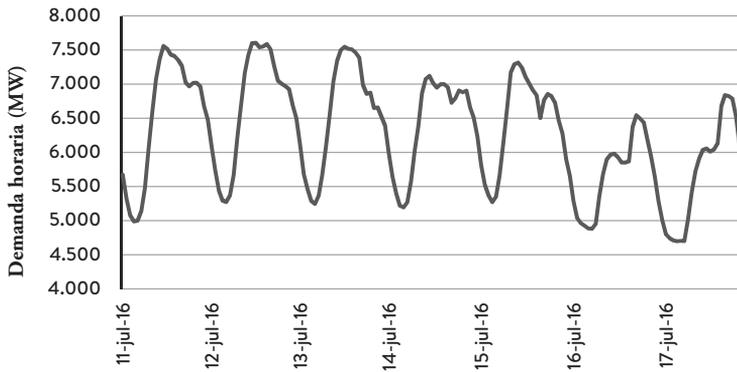
Variabilidad de la demanda

La demanda de electricidad presenta variaciones en su nivel de consumo, las cuales se asocian a los ciclos de vida diaria y estaciones del año. Así, se tendrá que dentro de un día en la madrugada se tendrán bajos niveles de demanda, los que se incrementan con la salida del sol y el inicio de la actividad laboral. Además, de este factor se identifican patrones de consumo distintos en días laborales y fines de semana.

A estos factores, se agrega la estacionalidad del consumo dentro del año, la cual depende de factores tales como las horas de luz natural, la temperatura ambiente (uso de aire acondicionado y calefacción eléctrica), los ciclos de actividad económica (minería, agricultura), períodos de vacaciones, el mantenimiento de instalaciones y otros.

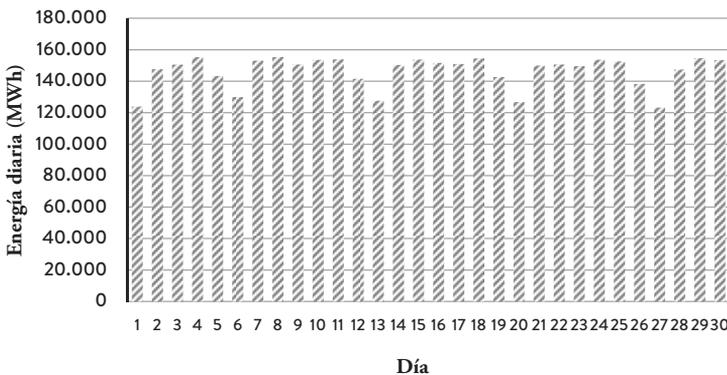
El gráfico 9 muestra la variación horaria del consumo dentro de una semana del mes de julio de 2016 en la zona centro sur del país. Se observan patrones de consumo para días de trabajo (lunes a viernes) y días sábado y domingo.

GRÁFICO 9 / Variación horaria del consumo eléctrico durante una semana de julio de 2016



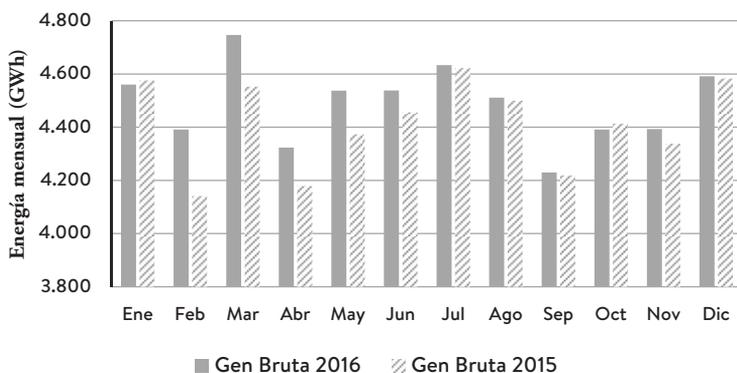
Fuente: Elaboración propia usando datos CDECSIC (2016).

GRÁFICO 10 / Variación diaria de la demanda eléctrica en el mes de noviembre de 2016



Fuente: Elaboración propia usando datos CDECSIC (2016).

GRÁFICO 11 / Generación eléctrica mensual durante 2015 y 2016



Fuente: Elaboración propia usando datos CDECSIC (2016).

El gráfico 10 muestra la variación del consumo dentro del mes de noviembre de 2016 para el sistema centro-sur. Se observa la variación en el consumo entre los días de trabajo y fines de semana, consistente con el nivel de actividad de la sociedad.

El gráfico 11 muestra la variación mensual del consumo para el sistema centro-sur (SIC) en los años 2015 y 2016. Se identifica claramente la variación estacional que presenta la demanda, observando consumos altos en los meses de diciembre y enero por la actividad económica estacional y uso de aire acondicionado, consumo alto en el mes de marzo en que se retoma la actividad laboral y aún no se inician los recargos por potencia de punta y en el mes de julio debido a la menor disponibilidad de luz de día.

3.1.4 /

Naturaleza diversa de las fuentes de generación

El sistema eléctrico cuenta con tecnologías diversas de generación, las cuales se caracterizan por sus distintas disponibilidades y capacidades de aportar al control de los parámetros de calidad del producto.

En los sistemas eléctricos se dispone, en primer término, de centrales termoeléctricas de base que son aquellas cuyo combustible primario les permite tener un costo variable de generación bajo, lo cual les otorga prioridad para generación. Usualmente corresponde a centrales que uti-

lizan gas, carbón térmico o biomasa. Estas centrales tienen la capacidad de operar en forma continua a su capacidad máxima, requiriendo efectuar un mantenimiento anual que implica su detención por periodos de 20 a 30 días por año.

A las centrales termoeléctricas de base se agregan las termoeléctricas de punta. Estas centrales generadoras emplean un combustible de alto precio, como es el caso del petróleo diésel, lo que implica que operan eventualmente, dado que tienen un alto costo variable de generación y por tanto sólo se utilizan unas pocas horas por día o en condiciones críticas de abastecimiento, como puede ser el caso de sequías.

Las hidroeléctricas de embalse son centrales que pueden almacenar el caudal de un afluente, de forma tal de efectuar sus inyecciones de electricidad cuando se requiere en el sistema. Este tipo de centrales son usualmente destinadas al control de frecuencia y reserva en giro en sistemas hidrotérmicos.

A diferencia de las centrales de embalse, las hidroeléctricas de pasada son centrales que entregan su aporte conforme al caudal de agua disponible para generación, por lo que tienen una muy limitada capacidad de gestionar su generación.

Las centrales solares fotovoltaicas son centrales que entregan su aporte conforme a la disponibilidad de la radiación solar disponible para generación. No tiene capacidad de gestionar su generación entre bloques horarios.

Similar es el caso de las centrales eólicas, las que sólo pueden hacer aportes conforme a la disponibilidad del viento para generación, por lo que presentan una alta variabilidad. No tienen capacidad de gestionar su generación entre bloques horarios.

A las anteriores se suman otras centrales generadoras en desarrollo en Chile, entre las que se pueden mencionar aquellas que funcionan en base a recursos geotérmicos o por concentración solar.

3.1.5 /

Uso de la capacidad de generación

Los sistemas eléctricos usualmente tienen una capacidad instalada de generación muy superior a la demanda máxima que deben suministrar. La diferencia entre esta demanda máxima y la capacidad instalada total

se denomina margen de reserva. En Chile, los niveles de márgenes de reserva han fluctuado entre el 30 y 40%.

La capacidad de generación se destina a múltiples objetivos, los que van más allá del principal como es abastecer a la demanda bruta. Esta última corresponde a la demanda de los consumidores finales o demanda neta, energía que se usa en aplicaciones finales, y las pérdidas ocurridas en la transmisión entre el punto de generación y el de consumo.

En efecto, además de cubrir la demanda bruta, la generación debe cubrir los consumos propios de las centrales generadoras que necesitan de múltiples sistemas auxiliares para su funcionamiento. Una lista no exhaustiva de los consumos propios de la generación incluye el uso de bombas (para combustible o refrigeración), sistemas de control y tecnología de abatimiento de emisiones. De hecho, durante el proceso de partida algunas centrales de generación son consumidoras netas de energía.

Las centrales generadoras además proveen de control de tensión y frecuencia. Para ello, algunas unidades destinan parte de su capacidad de generación a aportar potencia reactiva, lo que implica una disminución de la capacidad de generación activa. Esto permite al sistema absorber las variaciones instantáneas de demanda.

Al mismo tiempo, para proveer de mayor estabilidad al sistema, algunas centrales mantienen lo que se conoce como reserva en giro, que es la capacidad de generación que permite reemplazar rápidamente los aportes de unidades generadoras que presentan una falla o salida de servicio inesperada y también dar respaldo energético a las unidades generadoras que están realizando control de frecuencia. Esto se observa en instalaciones que se encuentran operando pero que no lo hacen a su máxima capacidad, lo que les permite aumentar en forma relativamente rápida su generación en caso de perturbaciones que necesiten ser cubiertas.

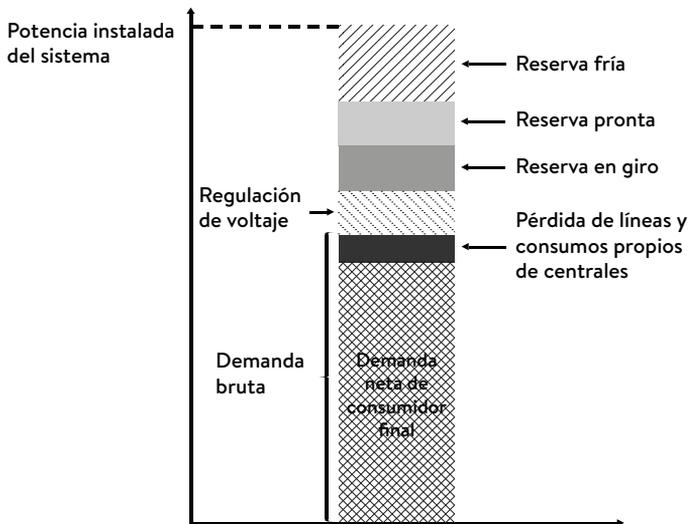
Dependiendo de su tecnología, algunas centrales mantienen también lo que se conoce como reserva pronta. Esta corresponde a la capacidad de generación que, una vez demandada por el sistema, puede entrar en operación en plazos breves (por ejemplo, en 15 minutos), de forma de suplir requerimientos de generación ante fallas de corta duración o incrementos no previstos de la demanda.

Finalmente, otras centrales no tienen la capacidad de mantener reserva pronta, pero sí reserva fría. Estas son aquellas centrales generadoras que no han sido convocadas a operar pero que se encuentran en condiciones técnicas de generar, en caso de ser requeridas, debido al mantenimiento de unidades generadoras, fallas prolongadas de centrales o condiciones hidrológicas secas que reducen el aporte de centrales hidroeléctricas.

La figura 9 ilustra la forma en que se utiliza la capacidad de generación disponible en un sistema eléctrico. Cabe mencionar que esta asignación de usos de la capacidad de generación dependerá de la capacidad de transmisión disponible, lo que en algunos casos restringirá la capacidad de generación disponible; así, una central puede tener reserva física pero encontrarse en un tramo de transmisión congestionada, lo que le impide despachar su capacidad de producción disponible.

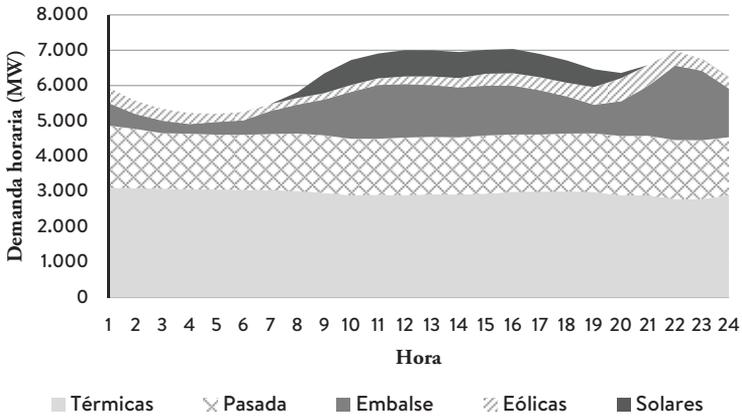
El gráfico 12 muestra la demanda diaria del día 16 de noviembre de 2016 del SIC y cómo fue abastecida con centrales solares, eólicas, hidroeléctricas de pasada, termoeléctricas e hidroeléctricas de embalse.

FIGURA 9 / Descomposición del uso de la potencia instalada en un sistema eléctrico



Fuente: Elaboración propia.

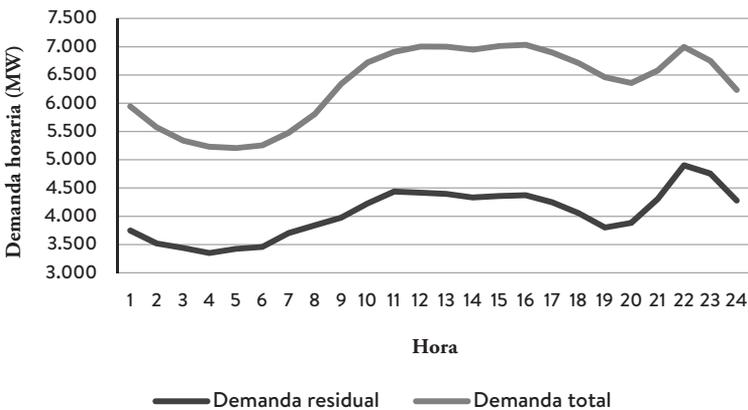
GRÁFICO 12 / Demanda diaria para el día 16 de noviembre de 2016 y abastecimiento



Fuente: Elaboración propia usando datos CDECSIC (2016).

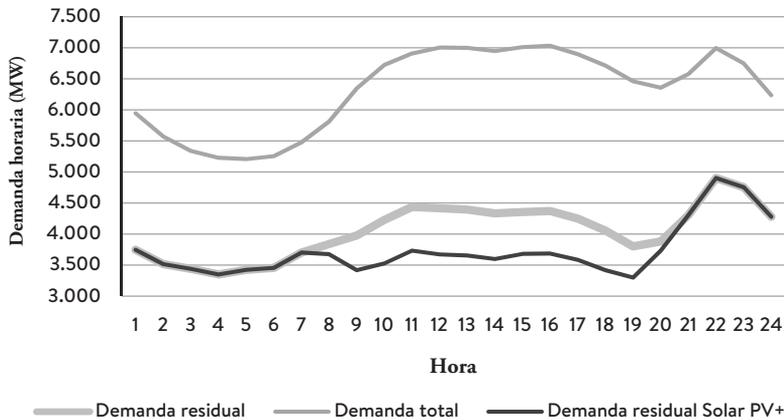
Se puede observar la variabilidad dentro del día de los aportes solar y eólico, los que deben ser considerados como energía disponible con prioridad en la lista de mérito de despacho. Así, se puede construir una curva de demanda residual, en la que se resta la generación solar y eólica.

GRÁFICO 13 / Curva de demanda y curva de demanda residual para el día 16 de noviembre de 2016



Fuente: Elaboración propia usando datos CDECSIC (2016).

GRÁFICO 14 / Curva de demanda y curva de demanda residual para el día 16 de noviembre de 2016, parque solar duplicado



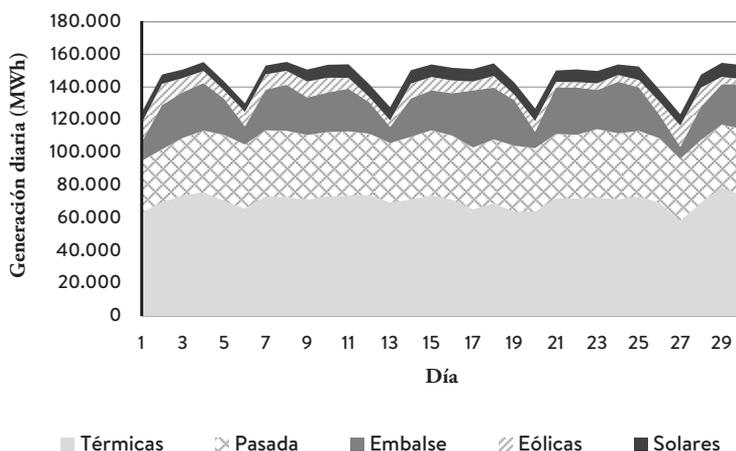
Fuente: Elaboración propia usando datos CDECSIC (2016).

La curva residual resultante, en el gráfico 11, presenta menores incrementos durante el día; es decir, es más plana y en la hora punta presenta una pendiente de subida más alta. En la medida en que se disponga de más generación solar y eólica, la curva residual comenzará a presentar una caída durante las horas de día, creando un perfil que se ha denominado, por su forma, “curva del pato”.

El gráfico 14 ilustra el efecto de incremento de la generación solar, y se ha supuesto para el mismo día que la generación solar es el doble de la real. Se observa que se “profundiza” el lomo del pato y comienza a surgir una rampa de bajada en la mañana alrededor de las 8:00 (“cola del pato”) y una rampa de subida alrededor de las 19:00 (“cabeza del pato”). Estas rampas requieren ser gestionadas, para lo cual el sistema eléctrico debe disponer de centrales generadoras flexibles que puedan gestionar las variaciones de las centrales solares FV y eólicas.

La generación bruta diaria por tipo de tecnología para el mes de noviembre de 2016 se presenta en el gráfico 15. En él se puede observar la variabilidad de la generación de las centrales solares y eólicas conforme a la disponibilidad de su recurso principal y de las centrales convenciona-

GRÁFICO 15 / Generación bruta diaria por tipo de tecnología, noviembre de 2016



Fuente: Elaboración propia usando datos CDECSIC (2016).

les para hacer el seguimiento del consumo según los días típicos. Así, se puede observar que la capacidad de gestión de variaciones de generación y demanda cambia día a día, lo que implica cuantificar adecuadamente los recursos flexibles disponibles y planificar su uso.

3.1.6 /

Restricciones de transmisión

El desarrollo del sistema de transmisión en los últimos años no ha ido en línea con el crecimiento de la capacidad de generación por causas de distinta índole. Esto implica que, dentro de los sistemas eléctricos chilenos, hay áreas en que la capacidad de transmisión disponible es insuficiente para entregar la totalidad de la generación disponible, debiendo en esos casos restringirse los niveles de generación en las áreas en que la transmisión está congestionada, efectuando reducción en los niveles de generación de las centrales.

La forma en que se determina la capacidad de transmisión de las líneas depende de múltiples factores, entre ellos, las condiciones ambientales. Como ya se dijo, con el aumento de temperatura los cables

de alta tensión (normalmente de aluminio y núcleo de acero) se dilatan y alargan, lo que disminuye su altura respecto del suelo. Ahora bien, la temperatura de un cable y, por lo tanto, su dilatación dependen de la temperatura ambiente, la radiación solar, la presencia de viento que los enfríe y de la electricidad que circula por los mismos. Esto quiere decir que, por ejemplo, en verano no puede transmitirse tanta electricidad por el mismo cable como en invierno, ya que las temperaturas más altas obligan a disminuir el flujo para mantener la temperatura de los cables dentro de rangos seguros.

Adicionalmente, los sistemas de transmisión eléctrica tienen que cumplir exigencias de seguridad de servicio. En la planificación de la operación de un sistema eléctrico se incorporan restricciones tendientes a preservar la seguridad del suministro. En el caso de líneas de transmisión se utiliza el llamado “criterio N-1”, el cual implica que ante la pérdida o falla de un componente del sistema de transmisión no habrá pérdida de suministro; es decir, el sistema no colapsará. Esto implica, por ejemplo, que una línea que tenga dos circuitos de 200 MW cada uno no efectuará una transferencia de 400 MW, sino de 200 MW, de forma de mantener la continuidad del servicio ante una perturbación que implique la pérdida de uno de los circuitos.

En ocasiones, por condiciones particulares de operación, se aplica el llamado criterio “N-1 ajustado”. Este criterio de seguridad consiste en operar una línea de transmisión de dos circuitos a una transferencia mayor que la capacidad de uno de ellos; en el ejemplo de la línea de dos circuitos, se podría operar con una transferencia de 250 MW en forma transitoria con un circuito en servicio complementando con un automatismo que reduzca la generación dentro de plazos breves, por ejemplo, 10 minutos. De tal forma, en caso de falla de un circuito el segundo sigue operando, pero disminuye la carga hasta llegar a su capacidad máxima. En la medida en que estos automatismos tengan tiempos de operación breves, en torno a milisegundos, es posible obtener mayores transferencias por las líneas de transmisión.

Finalmente, los sistemas de transmisión enfrentan restricciones entre niveles de tensión. Los sistemas de transmisión utilizan distintos niveles de tensión, de forma de efectuar la transmisión de la energía en forma

costo-efectiva. Las líneas de alta tensión típicamente usan 500 kV, 220 kV, 154 kV y 110 kV, lo que implica la utilización de transformadores para bajar los niveles de tensión y llevar la energía eléctrica hacia los consumidores finales a niveles de 380 V y 220 V. Así, en algunos casos surgen limitaciones de transferencias entre niveles de tensión debido a la falta de capacidad de transformación en los destinos finales (subestaciones). Este tipo de restricción implicará el requerimiento de generación local en los niveles de tensión más bajos o bien limitar inyecciones de algunas centrales generadoras.

3.1.7 /

Flexibilidad en sistemas eléctricos

La relevancia de la flexibilidad en los sistemas eléctricos adquiere mayor importancia con la creciente incorporación de centrales solares fotovoltaicas y eólicas. Anteriormente, el paradigma en los mercados eléctricos se basaba en definiciones respecto de energía y potencia como los atributos más importantes de las instalaciones de generación, asumiendo que naturalmente las centrales hidroeléctricas de embalses y turbinas a gas harían el seguimiento de la curva de demanda.

Sin embargo, desde hace algunos años surge la necesidad de otro atributo para las centrales generadoras que requieren las nuevas instalaciones y el sistema en su conjunto: la flexibilidad operacional.

Así, se requiere flexibilidad para transmitir los aportes de nuevas centrales generadoras que no se sabe dónde se localizarán, la necesaria flexibilidad para construir en poco tiempo nuevas líneas de transmisión y con holguras suficientes, flexibilidad de operación de las centrales convencionales para compensar variaciones inesperadas e intermitencia de generación de la ERNC y flexibilidad del sistema eléctrico para contar con recursos cuando las ERNC intermitentes y estacionales no generan.

3.2 /

Tecnologías de generación

La generación eléctrica consiste, en realidad, en la conversión de otras formas de energía en energía eléctrica. Existen variadas formas de reali-

zar esta conversión, pero únicamente unas pocas son realmente relevantes en los sistemas eléctricos existentes en Chile.

La primera forma de generación eléctrica, y la más usada a nivel mundial, consiste en la inducción electromagnética. Como ya se dijo en la sección 3.1.1, un campo magnético variable induce una corriente eléctrica en un conductor situado en su proximidad. La generación por inducción consiste en usar la energía cinética producida por una fuerza física como puede ser el viento, un flujo de agua, el vapor a presión en un acumulador o la combustión de un gas en una turbina entre otros, para hacer rotar magnetos en presencia de un embobinado conductor en el que se induce una corriente eléctrica. El proceso también puede intercambiar sus componentes haciendo girar un embobinado en presencia de un campo magnético fijo.

El efecto fotovoltaico es un fenómeno físico que permite convertir fotones (es decir, la energía de la luz) en energía eléctrica. Cuando los fotones impactan en ciertos materiales elevan el nivel energético de algunos electrones que se liberan de los átomos a los que pertenecen y esto les permite moverse en un circuito, produciendo una corriente eléctrica.

Las reacciones electroquímicas permiten generar electricidad mediante procesos de oxidación y reducción que generan una corriente eléctrica. Muchas de estas reacciones pueden revertirse, lo que les permite a las baterías almacenar energía. Si bien esta forma de generación no es muy común en los sistemas eléctricos, recientemente han recibido atención e impulso producto del desarrollo de los automóviles eléctricos, por una parte, y la propuesta de usar baterías para almacenar energía generada en plantas de funcionamiento intermitente, por otra.

Otras formas de generación eléctrica posibles pero que no se han usado extensamente incluyen el efecto termoeléctrico (la conversión directa de calor en energía eléctrica usando termopares o convertidores termoiónicos); el efecto piezoeléctrico, que se produce cuando se someten a tensiones mecánicas, compresión o tracción, algunos cristales los que se polarizan y generan una diferencia de potencial entre sus dos extremos y, por consiguiente, la capacidad de generar una corriente eléctrica en un circuito aplicado entre ambos; la energía nuclear, la que consiste

en generar electricidad directamente de las emisiones alfa y beta de una reacción nuclear. Este método sólo ha sido usado en aplicaciones que requieren de una fuente de generación automática con una vida muy larga (satélites o sondas espaciales), y no debe ser confundido con la energía termonuclear, que consiste en utilizar el calor de una reacción nuclear para producir vapor a presión que luego mueve una turbina en un proceso de inducción electromagnética convencional.

3.2.1 /

Características relevantes de los generadores

En general, distintos generadores, aun cuando usen el mismo principio físico de generación pueden diferir mucho entre sí en cuanto a sus características y flexibilidad para adaptarse a diversos requerimientos. Es por esto que, como se indicó, en los sistemas eléctricos modernos tienden a coexistir múltiples tipos de generación.

Entre las principales características relevantes de un generador y en las que difieren distintas plantas o tecnologías destaca, primero, la *controlabilidad* de la generación. En un generador por inducción es posible reducir la cantidad de vapor producida, la cantidad de agua o de gases de combustión que pasan por la turbina para así aumentar o reducir la generación. En el caso de las generadoras eólicas o solares, en cambio, no es posible incrementar la producción si no se cuenta con más luz o viento (aunque siempre se puede reducir desconectando algunas unidades). Además, una nube o una súbita caída del viento afectan la capacidad de generación sin posibilidades de control.

No todas las unidades cuya generación puede ser controlada son igualmente controlables. En efecto, difieren entre sí de manera significativa en *la tasa a la que su producción puede ser regulada* hacia arriba o hacia abajo. Esto es importante, pues algunos generadores como las baterías o las turbinas hidroeléctricas pueden aumentar o disminuir su producción en segundos o minutos, lo que provee de una gran flexibilidad para ajustarse a variaciones instantáneas en la demanda. Las termoelectricas, en cambio, pueden requerir mucho más tiempo para levantar o reducir su producción de vapor, pues éste depende de la temperatura

y funcionamiento de diversos componentes. Además, los procesos de *rampaje* (ajuste de producción) pueden ser bastante caros e ineficientes en sí mismos.

Otra característica relevante de un generador es su *capacidad máxima de generación*, que es la máxima producción que puede entregar al sistema. Si bien algunas termoeléctricas pueden producir cientos o miles de megawatts, el sistema también posee muchos generadores de capacidades menores y estas instalaciones más pequeñas se multiplican con la entrada de capacidad renovable, como la solar, eólica o minihidro.

Los *límites de generación* dicen relación con la capacidad de una instalación de generar electricidad durante un periodo de operación dado. Una hidroeléctrica de embalse, por ejemplo, sólo puede generar mientras mantenga un *stock* de agua en su reservorio; una termoeléctrica, mientras cuente con combustible, del que puede tomar tiempo para reabastecerse; un generador que inyecta energía desde baterías sólo tiene una capacidad limitada de operación, etcétera. Es importante, para planificar el funcionamiento del sistema, tener información apropiada de las restricciones de este tipo que afectan a cada generador.

Las unidades de generación también difieren entre sí en su *impacto ambiental*. En muchos países la generación eléctrica es uno de los principales emisores de gases de efecto invernadero, como el CO₂ proveniente de los generadores que usan combustibles fósiles. Además, algunas plantas pueden requerir de mucha agua para la refrigeración de sus sistemas, producir otros impactos ambientales así como ruidos o sombras intermitentes molestas. En la medida en que se requiere que el sistema mantenga control de su impacto ambiental, estas características también son relevantes respecto a la ubicación e intensidad de uso de distintos generadores.

La operación de un sistema eléctrico requiere de cierta capacidad de predecir la oferta y la demanda eléctrica en varios horizontes, desde el cortísimo plazo como horas y días, hasta meses y años. Junto con lo anterior, las unidades de generación difieren mucho en la *predictibilidad* de sus entregas. Mientras la capacidad de generar de una termoeléctrica de base puede ser muy estable y predecible, la disponibilidad de agua en un embalse en

horizontes de algunos años o de viento para generar en las próximas horas en un parque eólico presenta mucha mayor incertidumbre.

Algunos generadores poseen cierta *reversibilidad* en su proceso de generación. En efecto, los que usan baterías o celdas de combustible pueden almacenar energía en ellas y no sólo entregarla. Las centrales de bombeo pueden almacenar energía en la forma de agua elevada a un reservorio que luego puede usarse para generar electricidad nuevamente; además, teóricamente al menos, sería posible almacenar energía en equipos térmicos, en acumuladores de aire comprimido o licuado e incluso en volantes de inercia. Esto quiere decir que algunos generadores pueden convertirse en consumidores de energía en periodos de abundancia para proveerla de vuelta al sistema en periodos de escasez, permitiéndole al operador arbitrar energía entre ambos momentos, desligando, al menos parcialmente, la oferta de la demanda instantánea.

En aspectos más técnicos, una característica de los generadores que es necesario tener en cuenta para el funcionamiento del sistema es la carga de *mínimo técnico*, lo que se refiere a que, por diseño, algunas centrales convencionales y nucleares no pueden operar en forma segura y estable con niveles de producción muy bajos. Esto significa que o se mantienen en un nivel mínimo de generación o deben apagarse, ya que no pueden producir muy por debajo de su capacidad máxima. En adición a lo anterior, incluso si producir a un mínimo técnico es posible, no es extraño que sea muy ineficiente, pues implica un costo marginal mucho más alto que el de la capacidad máxima y un mayor desgaste de los equipos que si operan en régimen eficiente.

Otro aspecto a considerar son los *costos de partida* de centrales que operen en forma intermitente. Mientras algunas tecnologías como las solares o hidráulicas pueden producir o dejar de hacerlo casi sin costos, los generadores térmicos pueden requerir tiempo para calentar el agua, producir vapor e incrementar su presión hasta los niveles necesarios para comenzar la producción, en un proceso intensivo en uso de combustible y que puede tomar horas. Otras centrales, como las de ciclo combinado, pueden comenzar a producir rápidamente con una parte de su tecnología (la turbina de combustión) pero requerir tiempo para alcanzar la

plena producción (incorporando la turbina a vapor). En consecuencia, mientras es razonable encender y apagar por periodos cortos algunos generadores, otros es mejor mantenerlos operando continuamente por más tiempo para no tener que pagar recurrentemente los costos de partida.

Los generadores de gran tamaño que tienen turbinas rotativas de peso considerable presentan una importante *inercia* mecánica. Esto es una ventaja para el sistema, ya que, ante una variación inesperada de la carga del sistema (aumento de demanda o salida de otra central), sus turbinas ofrecen oposición al cambio de velocidad y demoran más en frenarse (si aumentó la carga) o acelerarse (si disminuyó la carga), con lo que se suaviza el impacto de cambios de muy corto plazo en el balance de oferta/demanda, dándole tiempo al sistema a adaptarse. Otras tecnologías —como la generación fotovoltaica, que no tiene partes móviles, o las turbinas eólicas asíncronas, cuyos generadores ciclan a una frecuencia distinta a la de la red— no ofrecen este servicio de suavizamiento del impacto y pueden desconectarse automáticamente ante un desbalance en el sistema, agravando la situación.

Distintas fuentes de generación difieren, también, en su *capacidad de producir o consumir potencia reactiva*, lo que le permite al coordinador del sistema controlar el nivel de dicha potencia disponible en la red, convirtiéndose en un servicio muy valioso para mantener en equilibrio la tensión o voltaje en el sistema.

Finalmente, como ya dijimos, algunos generadores necesitan consumir energía de la red para poder comenzar a producir. Esta energía puede requerirse para operar bombas para circular agua, para sistemas de refrigeración o sistemas de control para el generador. En la medida en que la unidad de generación está conectada a la red y puede extraer de ésta la energía necesaria para comenzar a operar esto no es un problema. Sin embargo, en el caso de un fallo importante, los generadores que son capaces de *partida en negro* (aptos para comenzar a suministrar energía sin necesidad de una fuente de electricidad externa) proveen de un servicio muy valioso al sistema.

Los distintos generadores en un sistema eléctrico difieren en todas las características listadas anteriormente. Por ello, es importante para el

operador contar con distintas fuentes que combinen estas características y provean al sistema de estabilidad y alternativas ante las distintas contingencias que podría experimentar.

3.3 / Conceptos de tarificación de electricidad en Chile

Durante la primera mitad de la década de 1980, Chile reestructuró de forma importante su industria eléctrica, al cambiar su estructura de propiedad y administración orientando el esfuerzo a la liberalización del mercado.

La promulgación del DFL N° 1/1982 introdujo la desregulación del sector, el incentivo de la competencia y la privatización del sector eléctrico chileno. El modelo adoptado apuntaba a la operación del mercado eléctrico bajo la premisa de lograr el mínimo costo global posible.

Posterior modificaciones a dicha ley y sus reglamentos han introducido cambios tendientes a incrementar la competencia y asegurar el suministro a largo plazo, siendo regido actualmente por el DFL N° 4/2007.

La política de precios aplicada al sector eléctrico pretende reflejar en ellos los costos reales de producir, transmitir y distribuir eficientemente la energía eléctrica. Para aplicar esta política de precios se diferencian aquellas áreas de los suministros eléctricos en que existen características de monopolio natural, como es el caso de la distribución a clientes finales para la cual se establecen regulaciones a los precios, de aquellas áreas en que es posible crear condiciones de competencia y en la cual se establecen precios libres, como es el caso de la generación.

En la Ley Eléctrica se establecen, para las áreas reguladas, los criterios de tarificación, los organismos encargados de la regulación de precios y los procedimientos y formalidades a seguir en la determinación de ellos.

Dada la separación existente entre las actividades de generación-transmisión y de distribución, la regulación de precios a empresas distribuidoras se realiza en dos etapas. En la primera se regula el esquema que permite definir los precios a nivel de generación-transmisión, denominados precios de nudo de largo plazo, y en la segunda etapa se determina

el cargo por uso de la red de distribución, denominado valores agregados de distribución.

En cuanto a comercialización, la normativa establece que el 100% de la demanda debe abastecerse mediante contratos de suministro eléctrico. Para esto, se segmenta la demanda en consumidores sujetos a regulación de precio y clientes libres o no sujetos a regulación de precios, clientes con demandas individuales suficientemente importantes como para poder negociar directamente con las generadoras su suministro.

De esta manera, la comercialización la efectúan las empresas generadoras para proveer suministro a clientes libres y venta mayorista a empresas distribuidoras.

Por su parte, las empresas distribuidoras efectúan la comercialización a los usuarios sujetos a regulación de precios bajo opciones tarifarias predefinidas por el regulador y, además, realizan la comercialización a clientes libres ubicados dentro de su área de concesión. Para proveer suministro a estos clientes libres, las distribuidoras suscriben contratos de suministro con empresas generadoras a precio no regulado para disponer de la electricidad necesaria para abastecerlos.

3.3.1 /

Tarificación segmento de generación

En el caso del segmento de generación, la regulación supone la existencia de una diversidad de fuentes para producir energía; entre ellas, las alternativas hidráulica, termoeléctrica, renovables y otras, cuya ubicación es muy dispersa geográficamente en el sistema eléctrico. Esto implica la necesidad de disponer de un sistema de transmisión robusto cuyo desarrollo es concurrente con el de la capacidad de generación.

Esta es una industria intensa en uso de capital, ya que en ella se requieren altas inversiones para la construcción de centrales generadoras que van acompañadas, en general, de un largo período de repago. Los proyectos de generación requieren extensos períodos de gestación, durante los cuales se deben desarrollar estudios de ingeniería, líneas de base medioambientales, obtención de permisos ambientales y luego su construcción. Así, desde que se concibe un proyecto de una central ge-

neradora hasta su entrada en operación, transcurren en promedio más de 6 años. Entre los factores más relevantes que inciden en los tiempos de concreción de proyectos, están los procesos de aprobación ambiental y conexión a la red de transmisión.

El modelo de negocio implícito en la regulación del sector de generación en Chile se basa en la teoría de tarificación marginalista, desarrollada por Boiteux en la década de 1960 sobre la base de la experiencia de Électricité de France (EDF) en la tarificación de la electricidad. Boiteux identifica dos productos asociados a la electricidad: energía y potencia de punta, la que se remunera mediante una tarifa binómica.

El modelo de tarificación marginalista supone que no existen economías de escala relevantes en el mercado de generación, y de esa manera se logra que, mediante la aplicación de una tarifa en base a costos marginales de corto plazo de energía y potencia de punta, cuando el sistema se encuentra adaptado^[2], las inversiones rentan la tasa implícita en la decisión de expansión óptima del sistema eléctrico (ver Anexo A, al final del capítulo).

Así, un sistema de tarificación basado en costo marginal de electricidad tiene como supuesto básico que bajo condiciones óptimas, cuando la estructura del parque generador está adaptada a la demanda, los ingresos por venta de energía a costo, más los ingresos por venta de potencia a costo de desarrollo de potencia de punta cubren exactamente los costos de capital más los costos de operación de los productores.

3.3.2 /

Tarificación segmento de Transmisión

En el caso de la Transmisión, las inversiones presentan economías de escala relevantes, por lo que se asimila a un monopolio natural. Así, las instalaciones de transmisión se tarifican en base al costo medio de las instalaciones.

La tarifa de transmisión es regulada mediante un estudio independiente que se realiza cada 4 años y que establece cargos por retiros aso-

[2] Es decir, la capacidad de generación se ha expandido en forma eficiente en base a los costos marginales de largo plazo.

ciados a los consumos. De esta manera se independiza el costo de transmisión asociado a un usuario de quien provee el suministro.

Las expansiones de la red nacional de transmisión, que corresponden a las líneas y subestaciones de más alta tensión, se licitan para asegurar competitividad en el costo de desarrollo de nuevas obras de transmisión.

La regulación impone limitaciones a la propiedad de redes de transmisión de alta tensión y empresas generadoras, pues el regulador supone que la propiedad cruzada podría afectar la competencia en generación mediante el ejercicio de poder de mercado en la transmisión.

3.3.3 /

Tarificación segmento de Distribución

En el segmento de Distribución, la ley establece la concesión de Servicio Público de Distribución para el establecimiento, operación y explotación de redes de distribución, la que genera derechos y obligaciones al concesionario. La concesión de Distribución otorga una determinada zona geográfica en la cual la concesionaria tiene el derecho a usar bienes nacionales de uso público para tender redes de distribución aéreas o subterráneas.

Las empresas concesionarias de distribución están obligadas por ley a otorgar el suministro a quien lo solicite en la zona de concesión o a quien se conecte a sus instalaciones.

En cada área de Distribución se establece una relación monopólica entre los clientes y la empresa distribuidora respectiva, ya que los consumidores no pueden optar por otra empresa para contratar su suministro y tampoco tienen poder de negociación frente al concesionario, salvo en los casos puntuales de grandes consumidores^[3]. Además, no existen alternativas competitivas para las redes de distribución, ya que resulta caro duplicar sistemas de distribución. Esto implica que en cada área de concesión se establezca un monopolio de Distribución.

[3] Son grandes consumidores aquellos cuya capacidad de consumo está entre 500 kW y 5.000 kW.

Las distribuidoras deben asegurar la provisión de la energía necesaria para cubrir el suministro a sus clientes regulados mediante contratos licitados, que garanticen satisfacer el total del consumo proyectado de sus consumidores por, al menos, los siguientes tres años calendario.

El precio de la energía para una distribuidora corresponde a los denominados precios de nudo de largo plazo, que resultan de los procesos de licitación pública a los que convoca la Comisión Nacional de Energía para cubrir la demanda agregada de las distribuidoras para obtener suministro a largo plazo.

La tarifa de electricidad para los consumidores finales conectados a una distribuidora se compone del precio de nudo de largo plazo más el Valor Agregado de Distribución (VAD), que corresponde al cargo por el uso de las redes de distribución que permiten a los consumidores recibir el suministro eléctrico. El VAD se compone básicamente de tres costos: (1) los costos fijos de administración, facturación y atención asociados a clientes, independientes del consumo; (2) los costos de inversión, operación, mantenimiento y pérdidas de las instalaciones de distribución, los cuales se asocian a la distribución de la potencia en horas punta, y, (3) finalmente, los costos de pérdidas asociados a la distribución de energía.

El VAD se tarifica en base a costo medio y se calcula para una empresa modelo; es decir, óptimamente dimensionada y con gestión eficiente, operando en áreas típicas según la densidad de las zonas de distribución. Este proceso de tarificación se realiza cada 5 años.

Anexo / El equilibrio financiero en un mercado eléctrico marginalista*

El sistema de tarificación a costo marginal en electricidad considera que bajo condiciones óptimas, cuando la estructura del parque generador está adaptada a la demanda, los ingresos por venta de energía a costo marginal de la energía, más los ingresos por venta de potencia a costo de desarrollo de la potencia de punta cubren exactamente los costos de capital más los costos de operación de los productores.

A continuación, se desarrolla el caso de demanda constante, con variación estacional, y múltiples tecnologías de generación disponibles.

Supongamos que la demanda es determinística en un sistema eléctrico y está caracterizada por su curva de duración de la demanda anual, la cual queda expresada como una función de la potencia demandada; esto es, la variable duración (en horas durante el año) en que la demanda es igual a P (ver figura 10).

Esta curva de duración de la demanda puede ser abastecida por distintas tecnologías de generación que estén disponibles, las cuales según sus características podrán abastecer distintas partes de ella, desde la base a la punta.

Esta curva se debe llenar óptimamente con centrales de distinto tipo de tecnología de generación, con diferentes costos de inversión (a_i) y de operación (b_i), cuyo costo estará dado por

$$(a_i + b_i t) dP$$

En donde t es función de P :

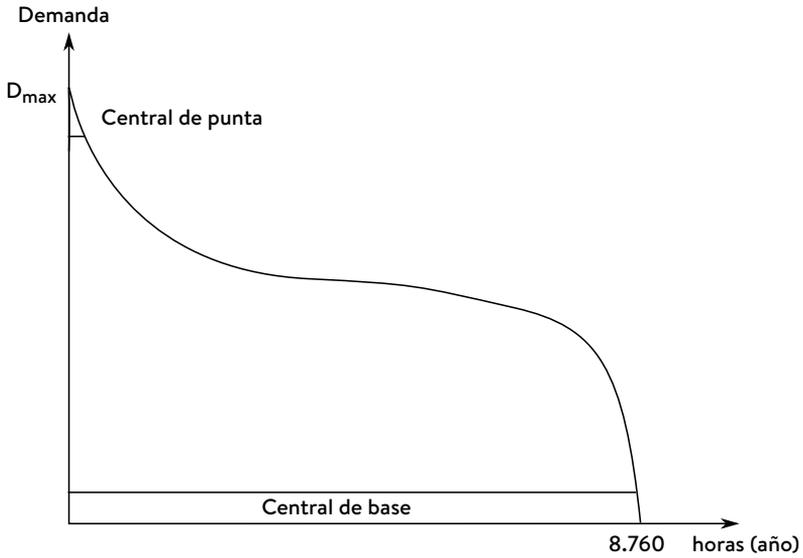
$$t = f(P)$$

Los costos de operación e inversión son inversamente proporcionales; esto implica que:

$$a_i > a_{i+1}$$

$$b_i < b_{i+1}$$

FIGURA 10 / Curva de duración de demanda anual



Fuente: Elaboración propia.

El costo total anual de abastecimiento del sistema (Φ), inversión y operación, será la suma de los costos totales correspondientes a cada tecnología; esto es:

$$\varphi = \int_0^{D_{\max}} (a + bt) dP$$

Desarrollando la integral por partes:

$$\int_a^b u dv = uv \Big|_a^b - \int_a^b v du$$

haciendo la sustitución:

$$u = a + bt \Rightarrow du = da + b dt + t db$$

$$v = P \Rightarrow dv = dP$$

tenemos que:

$$\varphi = (a + bt)p \Big|_0^{D_{\max}} - \int_0^{D_{\max}} P(da + tdb + bdt)$$

Dado que

$$P = D_{\max} \Rightarrow btP = 0$$

ya que, cuando la demanda es máxima $t = 0$.

Además si $P = 0$ entonces tanto btP como aP también son nulos.

Además, en la condición de óptimo para el mínimo costo de operación e inversión (es decir, un sistema adaptado) se debe cumplir que:

$$da + tdb = 0$$

Esto implica que en el óptimo debe cumplirse que:

$$a_i + b_i t = a_{i+1} + b_{i+1} t$$

Reemplazando la condición de óptimo como $a + tdb = 0$, tenemos:

$$\varphi = a(D_{\max})D_{\max} - \int_0^{D_{\max}} P b dt$$

Pero $dt < 0$, para P creciente ($dP > 0$) por la forma de la curva de duración de la demanda, luego se cumple la siguiente equivalencia:

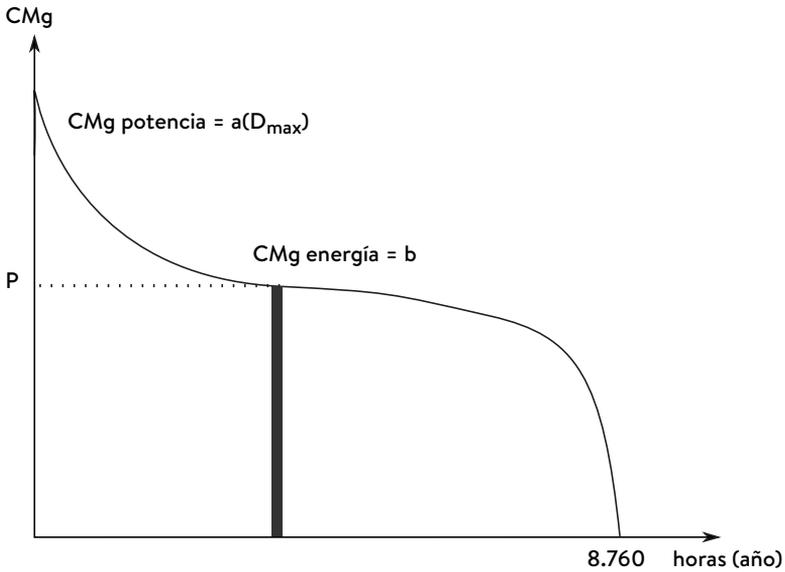
$$\int_0^{D_{\max}} P b dt = - \int_0^{D_{\max}} P b |dt|$$

Reemplazando, obtenemos:

$$\varphi = a(D_{\max}) * D_{\max} + \int_0^{D_{\max}} P b |dt|$$

En esta expresión, el primer término corresponde al cobro de la demanda máxima valorizada al costo de instalación de la potencia de

FIGURA 11 / Rellenando la curva de duración de demanda



Fuente: Elaboración propia.

punta. El segundo término corresponde al cobro de la energía valorizada en cada instante al costo marginal del sistema.

Cada central dP que opera en el sistema obtiene exactamente la misma rentabilidad. Esto quiere decir que los ingresos netos, ventas-costos, incluidos los costos de capital valorizados con dicha tasa, deben ser nulos. Para verificar esta condición, supongamos que existe una central de tamaño dP , que opera por un tiempo T_0 y que corresponde a la tecnología óptima para un nivel de demanda P_0 .

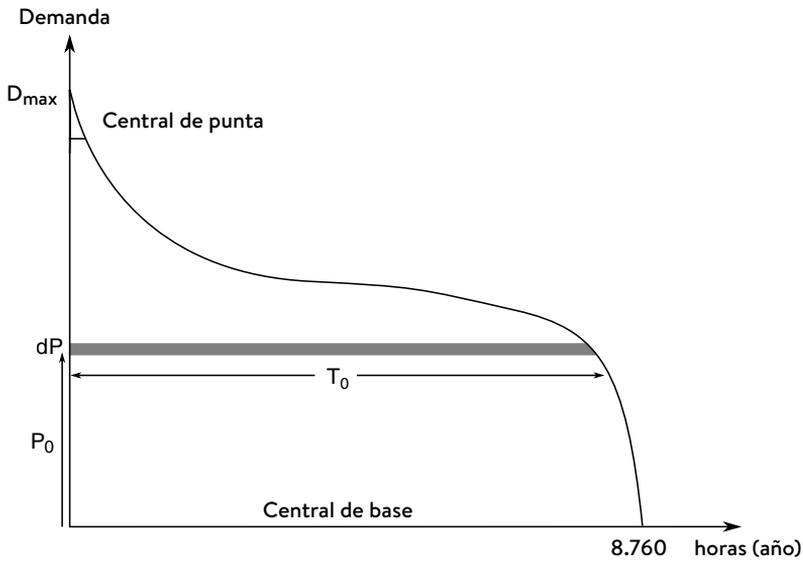
Los costos que verá cada central incremental estarán dados por:

$$\text{Costos} = d(a(P_0) + b(P_0)T_0)dP$$

A su vez, los ingresos estarán dados por:

$$\text{Ingresos} = (a(D_{\max}) +)$$

FIGURA 12 / Producción de una central



Fuente: Elaboración propia.

Desarrollando el término de la integral, se tiene:

$$\int_0^{T_0} b(t) dt = b * t \Big|_0^{T_0} - \int_0^{T_0} t * db(t)$$

Evaluando y reemplazando la condición de óptimo, se tiene:

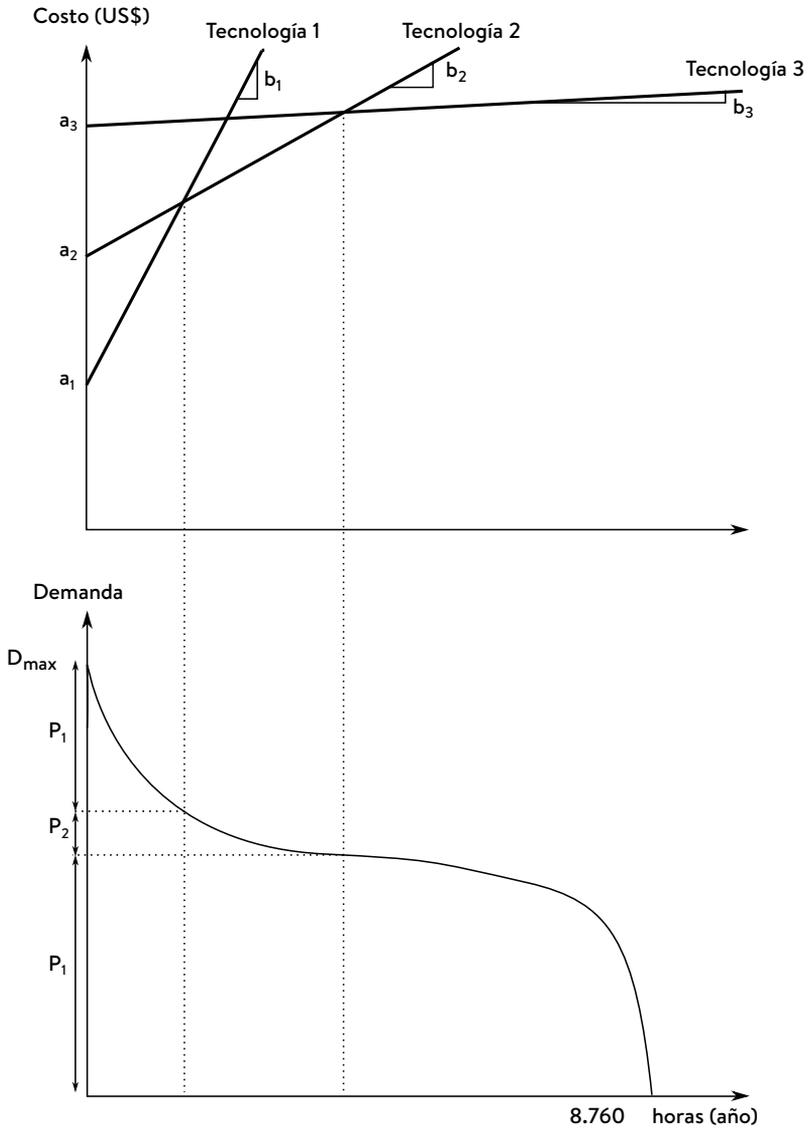
$$\int_0^{T_0} b(t) dt = b(P_0) * T_0 + \int_{a(D_{\max})}^{a(P_0)} da = b(P_0) * T_0 + a(P_0) - a(D_{\max})$$

Reemplazando, se tiene:

$$\text{Ingresos} = dp * (a(D_{\max}) + b(P_0) * T_0 + a(P_0) - a(D_{\max})) = dp * (b(P_0) * T_0 + a(P_0))$$

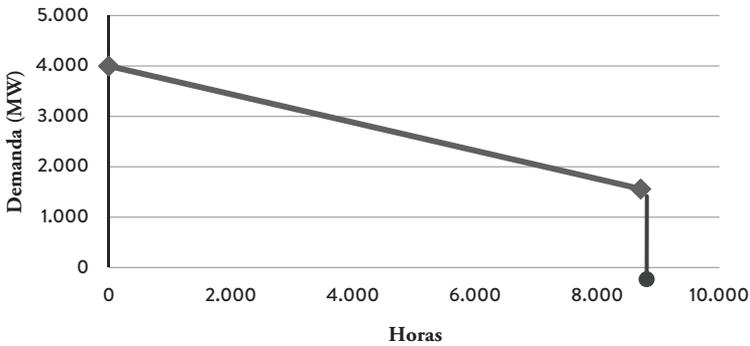
Así, se comprueba que los ingresos obtenidos en el mercado a costos marginales por la energía y potencia son iguales a los costos de operación e inversión.

FIGURA 13 / Determinación de la forma óptima de servir la demanda



Fuente: Elaboración propia.

FIGURA 14 / Curva de duración de la demanda (ejemplo)



Fuente: Elaboración propia.

En términos gráficos, el proceso de determinación de la forma óptima de abastecer la curva de duración de la demanda se muestra en la figura 13. En ella se supone la existencia de tres tecnologías de generación, con costos unitarios de inversión a_1 , a_2 y a_3 . Las pendientes de cada curva representan los costos de operación de cada una de dichas tecnologías, dados por b_1 , b_2 y b_3 .

El tamaño óptimo para cada tecnología de generación estará dado por la intersección de las curvas de costo de abastecimiento de forma tal de minimizar el costo de abastecimiento, lo que determina una curva envolvente eficiente. Esto determina un número de horas de operación para la cual es indiferente una tecnología respecto de la siguiente más eficiente, T_1 , T_2 y T_3 respectivamente, lo que depende únicamente de las características de la oferta de generación. A su vez, dichas horas de operación que definen las transiciones de tecnología de generación definirán los niveles de demanda que abastecerán, según la curva de duración de la demanda, determinando el tamaño que tendrá cada tecnología, P_1 , P_2 y P_3 respectivamente.

Desarrollo de un ejemplo numérico

En un ejemplo numérico se puede ilustrar el planteamiento de Boiteux para un sistema eléctrico.

En este ejemplo, la demanda estará caracterizada por la curva de duración de la demanda anual presentada en la figura 14.

Así, la curva de duración de la demanda quedará caracterizada por la curva:

$$4.000 - 0,285388 \cdot NH \quad NH \in [0, 8760]$$

Existen cuatro tecnologías de generación disponibles, cuya caracterización es la siguiente:

TABLA 1 / Costos para distintas tecnologías (ejemplo)

Tipo de central	Anualidad de inversión a_i (US\$/KW-año)	Costo de operación b_i (US\$/MWh)
1	200	0
2	120	17
3	70	45
4	40	82

En la tabla 1, las anualidades de inversión en las distintas tecnologías de generación se han calculado para una tasa de descuento o rentabilidad de 10 por ciento anual.

Se deben buscar las tecnologías que determinarán el punto de corte con la base, para ello se debe calcular el costo medio anual de cada una de ellas:

TABLA 2 / Costo medio para distintas tecnologías (ejemplo)

Tipo de central	Costo medio anual (US\$/MWh)
1	22,83
2	30,70
3	52,99
4	86,57

El punto de corte estará dado por el punto en que las tecnologías 1 y 2 igualen sus costos medios anuales para un número de horas de operación dado; esto se determina como:

$$200 \cdot \frac{1.000}{NH} = 120 \cdot \frac{1.000}{NH} + 17$$

Con ello se obtiene un número de 4.705,9 horas, para las cuales son indiferentes las tecnologías 1 y 2. Para un número menor de horas es conveniente la tecnología 2, para un número mayor, la tecnología 1.

A continuación, se busca el equilibrio para las demás tecnologías, obteniendo 1.785,7 horas para la transición entre la tecnología 2 y 3 y 810,8 horas para la transición entre la tecnología 3 y 4.

De esta manera, la capacidad óptima de cada tecnología queda dada por:

TABLA 3 / Capacidad óptima para cada tecnología (ejemplo)

Tipo de central	Capacidad óptima (MW)
1	2.657,0
2	833,4
3	278,2
4	231,4

Para verificar la condición de equilibrio de las distintas tecnologías, es decir, que sus ingresos por energía y potencia renten el capital, se determinarán dichos ingresos.

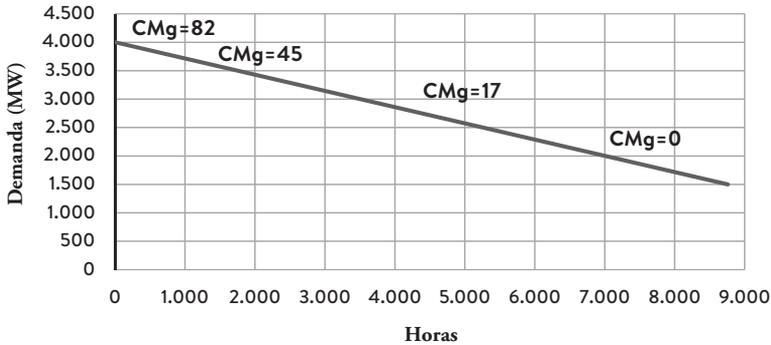
Los costos marginales estarán dados por:

TABLA 4 / Costos marginales (ejemplo)

Rango	Costo marginal de energía (US\$/MWh)
0,0 - 810,8	82,0
810,8 - 1.785,7	45,0
1.785,7 - 4.705,9	17,0
4.705,9 - 8.760,0	0,0

El costo marginal de potencia está dado por la tecnología 4, esto es, 40 US\$/kW-año.

FIGURA 15 / Costos marginales y duración



Fuente: Elaboración propia.

En la figura 15, sobre la curva de duración de la demanda, se muestran los costos marginales y su respectiva duración, y los tamaños óptimos de cada tecnología.

Así, los ingresos obtenidos por cada tecnología son:

i. Tecnología 1

Ingresos por energía

$$\begin{aligned}
 &= \frac{1}{1.000} (0,0 \cdot (2.657 + 1.500) \cdot 4,54,1/2 \\
 &+ 17 \cdot 2.657 \cdot 2.920,2 \\
 &+ 45 \cdot 2.657 \cdot 975,7 \\
 &+ 82 \cdot 2.657 \cdot 810,8) \\
 &= 425.120,0 \text{ MUS\$}
 \end{aligned}$$

Ingresos por potencia

$$\begin{aligned}
 &= 2.657,0 \cdot 40 \\
 &= 106.280,0 \text{ MUS\$}
 \end{aligned}$$

Total de ingresos

$$= 531.400 \text{ MUS\$}$$

Costo de producción

$$= 0,0$$

Costo de inversión

$$\begin{aligned} &= 200 \cdot 2.657 \\ &= 531.400 \text{ MUS\$} \end{aligned}$$

Costo total

$$= 531.400 \text{ MUS\$}$$

ii. Tecnología 2

Ingresos por energía

$$\begin{aligned} &= \frac{1}{1.000} (17 \cdot 833,4 \cdot 2.920,2/2 \\ &+ 45 \cdot 833,4 \cdot 974,9 \\ &+ 82 \cdot 833,4 \cdot 810,8) \\ &= 112.657,8 \text{ MUS\$} \end{aligned}$$

Ingresos por potencia

$$\begin{aligned} &= 833,4 \cdot 40 \\ &= 33.336 \text{ MUS\$} \end{aligned}$$

Total de ingresos

$$= 145.993,8 \text{ MUS\$}$$

Costo de producción

$$\begin{aligned} &= \frac{1}{1.000} (17 \cdot 833,4 \cdot (1.785,7 + 4.705,9)/2) \\ &= 45.985,8 \text{ MUS\$} \end{aligned}$$

Costo de inversión

$$\begin{aligned} &= 120 \cdot 833,4 \\ &= 100.008 \text{ MUS\$} \end{aligned}$$

Costo total

$$= 145.993,8 \text{ MUS\$}$$

iii. Tecnología 3

Ingresos por energía

$$\begin{aligned} &= \frac{1}{1.000} (45 \cdot 278,2 \cdot 974,9/2 \\ &\quad + 82 \cdot 278,2 \cdot 810,8) \\ &= 24.598,8 \text{ MUS\$} \end{aligned}$$

Ingresos por potencia

$$\begin{aligned} &= 278,2 \cdot 40 \\ &= 11.128 \text{ MUS\$} \end{aligned}$$

Total de ingresos

$$= 35.726,8 \text{ MUS\$}$$

Costo de producción

$$\begin{aligned} &= \frac{1}{1.000} \left(45 \cdot 278,2 \cdot \frac{(810,8 + 1.785,7)}{2} \right) \\ &= 16.252,8 \text{ MUS\$} \end{aligned}$$

Costo de inversión

$$\begin{aligned} &= 70 \cdot 278,2 \\ &= 19.474 \text{ MUS\$} \end{aligned}$$

Costo total

$$= 35.726,8 \text{ MUS\$}$$

iv. Tecnología 4

Ingresos por energía

$$\begin{aligned} &= \frac{1}{1.000} (82 \cdot 231,4 \cdot 810,8/2) \\ &= 7.692,4 \text{ MUS\$} \end{aligned}$$

Ingresos por potencia

$$\begin{aligned} &= 231,4 \cdot 40 \\ &= 9.256 \text{ MUS\$} \end{aligned}$$

Total de ingresos

$$= 16.948,4 \text{ MUS\$}$$

Costo de producción

$$\begin{aligned} &= \frac{1}{1.000} (82 \cdot 231,4 \cdot 810,8/2) \\ &= 7.692,4 \text{ MUS\$} \end{aligned}$$

Costo de inversión

$$\begin{aligned} &= 40 \cdot 231,4 \\ &= 9.256 \text{ MUS\$} \end{aligned}$$

Costo total

$$= 16.948,4 \text{ MUS\$}$$

Así, se verifica que, para cada tecnología, los ingresos percibidos al remunerar su energía y potencia a costo marginal, bajo el supuesto de sistema adaptado, son iguales a los costos de operación e inversión en dichas tecnologías. De esta manera, cada tecnología obtiene un retorno igual a la tasa de descuento con que fue determinada la anualidad de inversión.

Se observa que las tecnologías que perciben ingresos de energía por inframarginalidad recaudan un exceso de remuneración de energía por sobre sus costos de operación, de forma de pagar los costos de capital que no son enteramente cubiertos por la remuneración de potencia.

Tecnologías de generación renovable

Este capítulo efectúa una revisión de las principales tecnologías de generación en base a fuentes renovables, que se encuentran comercialmente disponibles en la industria eléctrica o en avanzado estado de desarrollo.

Se entrega una breve descripción de cada tecnología de aprovechamiento de dichos recursos.

4.1 /

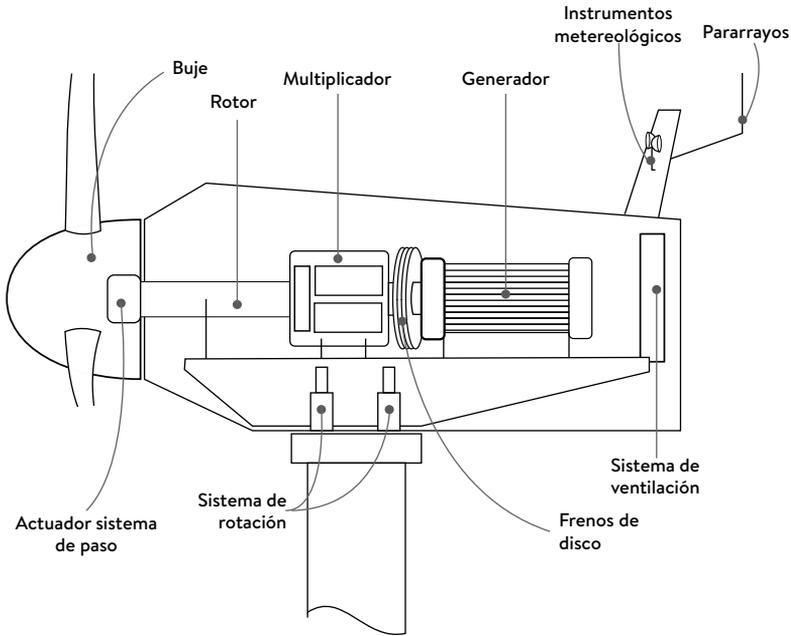
Tecnologías de generación eólica

La evolución del diseño de turbinas eólicas ha sido explosivo en los últimos 30 años, comenzando en la década de 1980 con turbinas de 15 kW de capacidad y radios de aspas de 15 metros hasta hoy en día, cuando se encuentran en operación turbinas de 10 MW de capacidad con aspas de hasta 190 m de radio (AMSC, 2016).

Hasta hace algunos años, la mayoría de los generadores eólicos en operación eran conectados y sincronizados a la red de forma directa por medio de generadores asíncronos de velocidad constante^[4]. Estos gene-

[4] Un generador síncrono opera a la misma velocidad que la frecuencia de la red (por ejemplo, si la red opera a 50 Hz entonces el generador síncrono se mueve a esa misma

FIGURA 16 / Principales componentes de un generador eólico



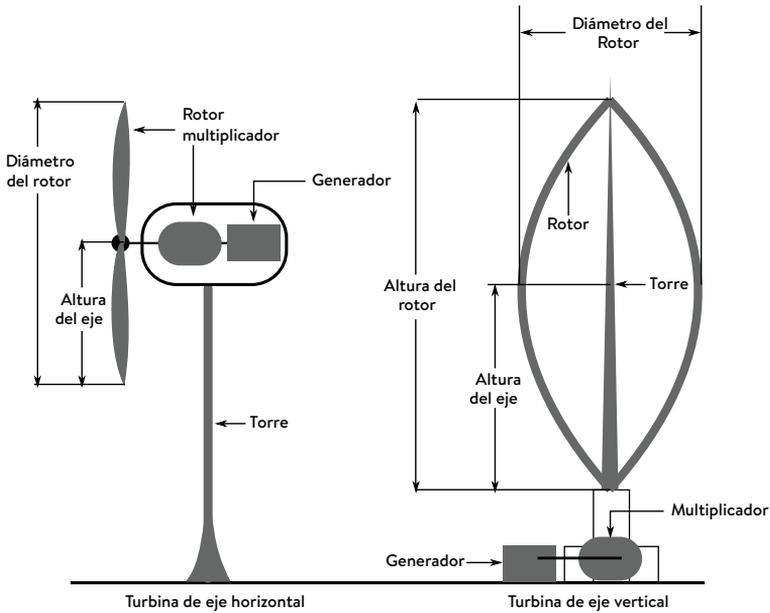
Fuente: Elaboración propia en base a Molina y Giménez (2011).

radores operan a una tensión de algunos cientos de volts (típicamente 690 V), y son conectados a la red a través de transformadores de poder los que elevan la tensión a niveles de media tensión de distribución. Los sistemas colectores, a su vez, agrupan los alimentadores de media tensión hasta un punto de conexión donde se realiza la interfaz con la red de transmisión donde un nuevo transformador eleva la tensión a niveles de alta tensión de transmisión.

Las nuevas tecnologías de generación eólica integran dispositivos de electrónica de potencia, los cuales permiten diseñar generadores a velocidad variable con sistemas avanzados de control, posibilitando un mayor control de la tensión y de la frecuencia, tal como se verá más adelante.

.....
frecuencia y gira 50 veces en un segundo o a 3.000 rpm). Un generador asíncrono, por otra parte, gira a una frecuencia distinta a la de la red. La diferencia entre la frecuencia del generador y la de la red se conoce como deslizamiento.

FIGURA 17 / Turbinas eólicas de eje horizontal y vertical



Fuente: Elaboración propia en base a Chaudhry et al. (2015).

La mayoría de las granjas eólicas son instaladas *on-shore* (en tierra); sin embargo, cada vez es más común construir granjas eólicas *off-shore* (en el mar), como es la tendencia en muchas partes costeras de Europa. Si bien es cierto, las granjas eólicas *on-shore* son de más fácil construcción, se encuentran más cerca de las redes eléctricas y presentan menores costos de inversión, operación y mantenimiento, la generación *off-shore* presenta algunas ventajas, como el aprovechamiento de mayores velocidades de viento y con una menor variabilidad, permitiendo la captura de más energía por un mayor número de horas durante el día.

Las principales componentes del generador eólico son las aspas de la turbina, el actuador del ángulo de inclinación o ángulo de ataque, el rotor, la caja de engranajes o multiplicador, el mecanismo de freno, el generador, el mecanismo de giro de eje que permite al generador alinearse con el viento, el sistema de control y protección, el compartimiento, la torre y

las fundaciones. Estas componentes se pueden visualizar en la figura 16.

Las turbinas eólicas se pueden caracterizar, en base a la orientación de su eje de rotación, como turbinas de eje vertical y de eje horizontal (ver figura 17), siendo esta última la tecnología más usada hoy en día debido a su mayor eficiencia, el acceso a mayores velocidades de viento debido a su altura y a su capacidad de regulación dada por el control de ángulo de inclinación.

La potencia extraída del viento será proporcional a la velocidad del viento, la densidad del aire y el área de barrido de las aspas. Cada turbina eólica tiene una velocidad nominal; es decir, aquella velocidad a la cual la turbina produce su potencia máxima.

La potencia mecánica para velocidades inferiores a la nominal en una turbina de velocidad variable se determina por medio de un sistema de control, el cual permite maximizar la captura de potencia del viento a diferentes velocidades.

4.1.1 /

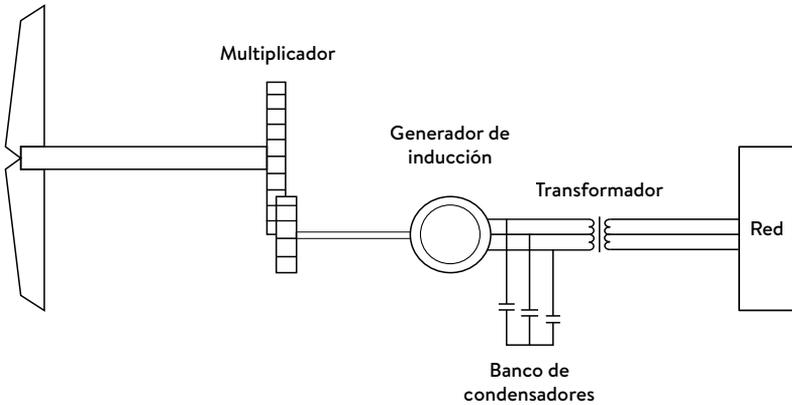
Turbinas de velocidad fija [*]

Las turbinas eólicas de velocidad fija (FSIG: Fixed-speed Induction Generator) son dispositivos de diseño bastante simple desde el punto de vista eléctrico. Cuentan con un generador de inducción (o asíncrono) y un rotor aerodinámico que mueve un eje de baja velocidad, el cual es conectado a otro eje de alta velocidad a través de un multiplicador; además de un torque proveniente del flujo de viento que se aplica al eje de baja velocidad. La figura 18 muestra la configuración de una turbina de velocidad fija (Anaya-Lara et al., 2009).

El deslizamiento del generador de inducción varía marginalmente con los cambios de potencia, por lo que la velocidad de giro no es completamente constante. Sin embargo, dado que esta variación es inferior al 1 por ciento de la velocidad síncrona, este diseño aún se considera como una turbina de velocidad fija. Los generadores de inducción consumen potencia reactiva, por lo que las turbinas eólicas en base a esta tecnología se diseñan con bancos de condensadores para corregir su factor de

FIGURA 18 / Esquema de una turbina eólica de velocidad fija (FSIG)

Turbina de viento



Fuente: Elaboración propia en base a Cao et al. (2012).

potencia. Asimismo, los generadores asíncronos pueden incorporar un partidur suave a fin de minimizar los transitorios de voltaje y corriente durante su energización^[5]. Las turbinas eólicas en base a generadores asíncronos son conocidas como turbinas de Tipo 1.

4.1.2 /

Turbinas de velocidad variable [*]

Junto con el aumento de la capacidad de las turbinas eólicas, su tecnología ha evolucionado a turbinas de velocidad variable, ya sea por razones de eficiencia y mayor aprovechamiento del recurso eólico o para cumplir con requerimientos técnicos establecidos en normas y estándares de conexión a la red eléctrica. En la actualidad, existen tres tipos

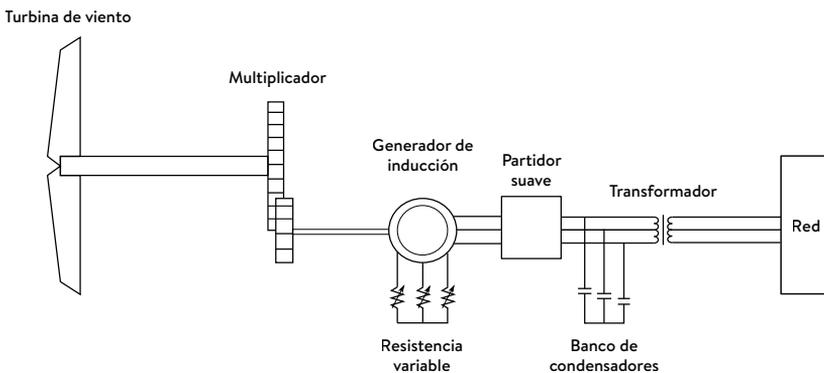
.....
[5] Al comenzar a funcionar, el generador extrae energía de la red para energizar su generador y luego comienza a inyectar energía a medida que la produce. Estas fluctuaciones son llamadas “transitorios” y pueden ser molestos o peligrosos para el sistema. Un partidur suave los minimiza haciendo que la energización y entrega de potencia sean suaves. Además, tiene la ventaja de evitar un shock mecánico repentino en el multiplicador, lo que extiende la vida útil de la turbina.

de turbinas eólicas de velocidad variable. La primera es la turbina con generador de inducción de rotor bobinado y resistencia de rotor variable (WRIG: Wound Rotor Induction Generator), la segunda es la turbina con generador asíncrono doble alimentado y convertidor en el rotor (DFIG: Doubly-Fed Induction Generator) y la tercera es la turbina con convertidor a capacidad nominal (FCPC: Full Capacity Power Converter). Estas tecnologías son conocidas como turbinas de Tipo 2, 3 y 4, respectivamente (Wu et al. 2011).

Turbina eólica WRIG (Tipo 2) [*]

La turbina WRIG posee una resistencia en el enrollado del rotor la cual varía gracias a un convertidor de poder, y esta resistencia variable permite cambiar el deslizamiento del generador afectando su característica torque-velocidad, posibilitando la operación de la turbina a velocidad variable. El ajuste de la velocidad es limitada a aproximadamente 10 por ciento de la velocidad síncrona, permitiendo al generador capturar más potencia del viento; sin embargo, este generador produce más pérdidas debido a la resistencia del rotor. Al igual que la turbina Tipo 1, esta turbina también necesita compensación reactiva y un partidor suave. El esquema de una turbina WRIG se muestra en la figura 19.

FIGURA 19 / Esquema de una turbina eólica WRIG



Fuente: Elaboración propia en base a Zavadil et al. (2012).

Turbina eólica DFIG (Tipo 3) [*]

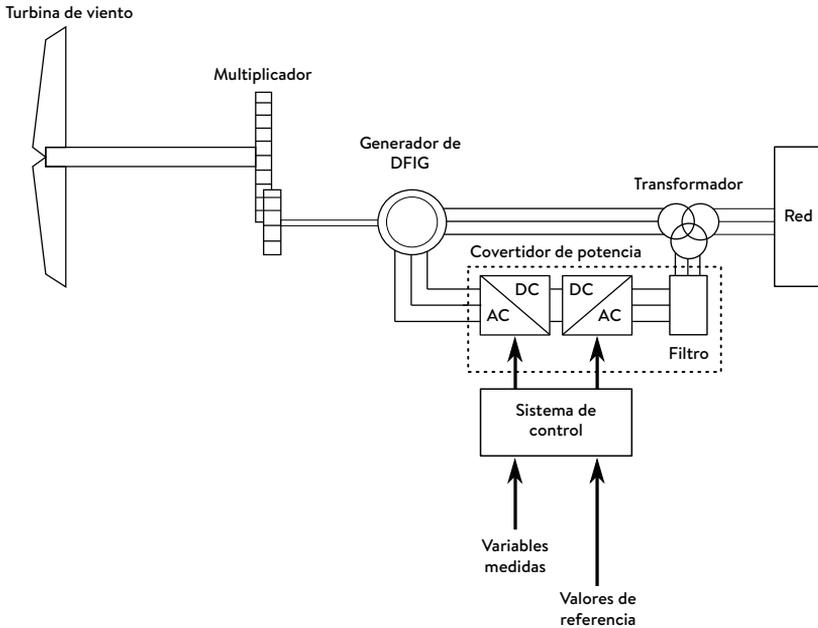
La turbina DFIG utiliza un generador asíncrono de rotor bobinado con anillos deslizantes para permitir la inyección o absorción de corriente al enrollado del rotor. De esta forma, se obtiene un generador de velocidad variable controlando la tensión en el rotor a la frecuencia de deslizamiento, lo que permite que la frecuencia en el generador sea distinta a la frecuencia de la red. El enrollado del rotor se alimenta por medio de un convertidor AC/DC/AC de fuente de tensión (VSC: Voltage Source Converter), en base al semiconductor IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor, un tipo de transistor que opera como interruptor automático a altas frecuencias), el cual a su vez es conectado a la red eléctrica que alimenta el estator (es decir, en su operación este generador requiere energía de la red para regular la velocidad del rotor). El convertidor desacopla así la frecuencia de la red de la frecuencia mecánica del rotor, posibilitando la operación a velocidad variable de la turbina. El generador es protegido contra sobrecorrientes por medio de una barra de cortocircuito (*crowbar*) instalada entre el rotor y el convertidor.

Dependiendo de la velocidad del generador, la potencia puede ser suministrada a través del estator o del rotor, pudiendo este último absorber o inyectar potencia. Si la velocidad de rotación es superior a la velocidad síncrona, la potencia será inyectada desde el rotor a la red a través del convertidor. Por el contrario, si la velocidad es inferior a la velocidad síncrona, el rotor absorberá potencia de la red a través del convertidor (IFC, 2015). El esquema de una turbina DFIG se muestra en la figura 20.

Turbina Eólica FCPC (Tipo 4) [*]

Este tipo de turbinas incluye un convertidor AC/DC/AC de tipo VSC entre el generador y la red eléctrica con una potencia nominal igual a la de la turbina. El generador puede utilizar varios tipos de generadores, como generador de inducción, asíncrono (rotor bobinado) o síncrono de imanes permanentes, y puede o no incluir un multiplicador. Dado que el generador se conecta a la red a través del convertidor,

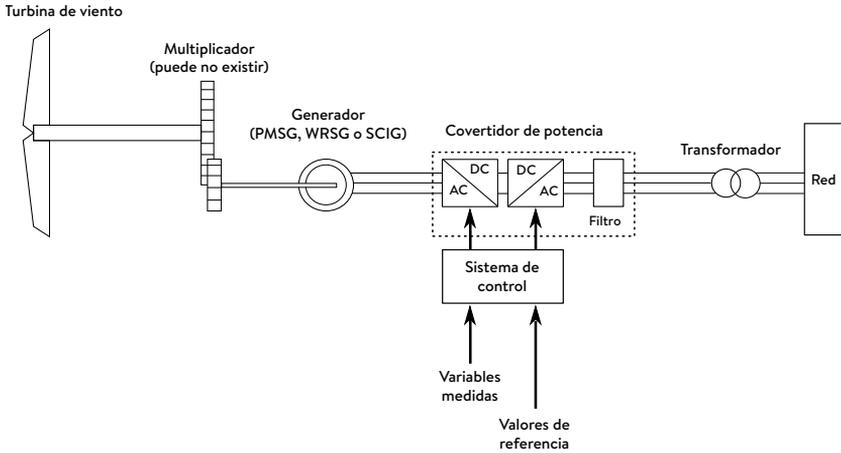
FIGURA 20 / Esquema de una turbina eólica DFIG



Fuente: Elaboración propia en base a Molina y Giménez (2011).

su operación y comportamiento dinámico están aislados de la red. La frecuencia eléctrica del generador puede variar con los cambios en la velocidad del viento, permitiendo una operación de la turbina a velocidad variable. La topología del convertidor puede tener varias configuraciones, el lado del generador (GSC: Grid Side Converter) puede ser en base a diodos o IGBT (VSC), mientras que el lado fuente (NSC: Network Side Converter) por lo general es tipo VSC. La estrategia de control dependerá del tipo de generador y topología de convertidor a utilizar, pero en la mayoría de los casos la tensión DC del convertidor y la tensión de la red son controladas por el NSC y el torque aplicado a la turbina se controla a través del GSC (Zheng, 2013). Los detalles del sistema de control y protección de las turbinas a velocidad variable se describen más adelante. El esquema de una turbina FCPC se muestra en la figura 21.

FIGURA 21 / Esquema de una turbina eólica FCPC



Fuente: Elaboración propia en base a Molina y Giménez (2011).

4.2 / Tecnología de generación solar FV

La energía solar fotovoltaica (FV) produce electricidad obtenida directamente de la radiación solar mediante un dispositivo semiconductor denominado celda o célula. La celda FV es un dispositivo electrónico que permite transformar la energía lumínica (fotones) en energía eléctrica (flujo de electrones libres) mediante el efecto fotoeléctrico. La celda está compuesta de un material que presenta efecto fotoeléctrico, absorbiendo fotones de luz y emitiendo electrones. Cuando estos electrones libres son capturados el resultado es una corriente eléctrica continua (DC) que puede ser utilizada para inyectar energía a la red eléctrica luego de un proceso de conversión a corriente alterna^[6].

Las tecnologías de generación solar en base a celdas o módulos FV son principalmente categorizadas en las de tipo silicio cristalino (c-Si) o de película delgada (o fina). Las celdas de silicio cristalino cubren cerca del

[6] El dispositivo eléctrico que transforma corriente continua (DC) en corriente alterna (AC) se llama inversor.

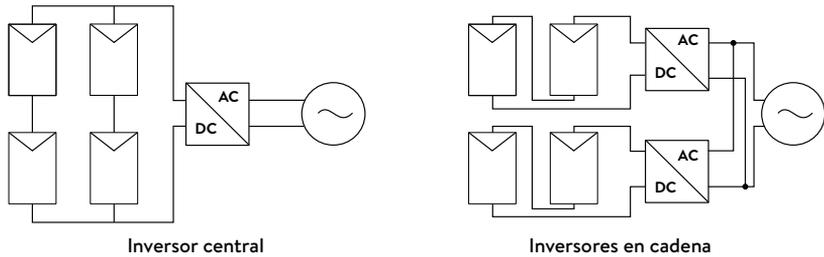
85 por ciento del mercado mundial dado que proveen una alta eficiencia, pudiendo llegar hasta el 25 por ciento (NREL, 2016; ISE, 2016). Estas se pueden subdividir en dispositivos mono-cristalinos (mono-c-Si) y multi o poli-cristalinos (multi-c-Si). Por otro lado, la tecnología de película fina (PF), si bien ofrece una opción más económica, presenta una menor eficiencia. Entre las principales tecnologías de tipo PF se encuentran la de Silicio amorfo (a-Si), cadmio-teluro (CdTe) y Galio. El rendimiento de los módulos FV decrece con el tiempo debido al fenómeno de la degradación y la tasa de reducción dependerá de las condiciones ambientales y la tecnología de los módulos. La vida útil de los módulos FV puede alcanzar los 25 a 30 años, periodo a partir del cual la potencia entregada (rendimiento) comienza a disminuir considerablemente (IFC, 2015).

Los módulos FV pueden ser montados en la superficie en un ángulo fijo o en estructuras que giran rastreando el sol. Aun cuando las estructuras de ángulo fijo son más simples de instalar, más económicas y requieren de un menor mantenimiento, los sistemas de rastreo pueden aumentar el rendimiento en hasta 45 por ciento, así como también suavizar la curva diaria de generación de la planta en áreas con alta irradiación difusa. Las estructuras fijas pueden ser montadas en ángulo respecto de la superficie (tilt), para maximizar la irradiación solar recibida durante un año, y con un ángulo rotacional (azimut) cuya orientación enfrenta al sol. Para instalaciones ubicadas en el hemisferio sur, la orientación ideal es mirando hacia el norte. Por su parte, las estructuras móviles con posibilidad de rastreo pueden ser diseñadas con uno o dos ejes rotacionales; en este último caso, es posible controlar el ángulo de orientación tilt y el ángulo de orientación azimut para optimizar el rendimiento de la planta a lo largo del año.

Electrónica [*]

La forma de conectar los módulos FV es a través de inversores de tipo VSC en base a IGBT, los cuales transforman la corriente continua generada por las celdas en una corriente alterna que oscila a la frecuencia fundamental de la red (50 Hz en Chile). Estos inversores pueden ser montados en configuración central o en cadena (*string*). La configuración central es considerada más adecuada para aplicaciones de gran

FIGURA 22 / Configuraciones de inversores en sistemas FV



Fuente: Elaboración propia.

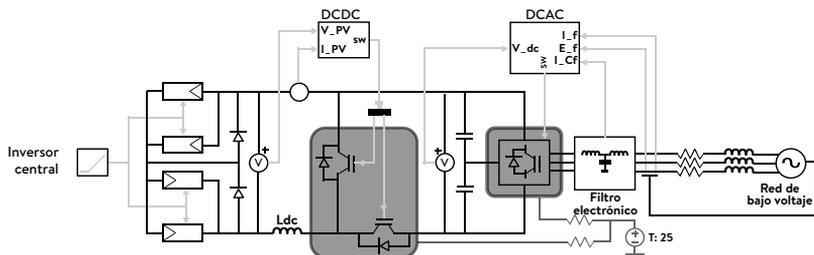
escala y agrupa módulos tanto en serie, para formar la tensión deseada (corriente constante), como en paralelo (tensión constante), para alcanzar la potencia que se requiere generar. La configuración en cadena, por su parte, tiene la ventaja de permitir un control de rastreo del punto de máxima potencia (MPP) a nivel de cada cadena de módulos conectados en serie, ofreciendo mayor flexibilidad en el diseño. La figura 22 muestra un esquema de las dos configuraciones descritas anteriormente.

La configuración típica del inversor DC/DC/AC incluye un convertidor elevador (Boost Converter), el cual realiza el control del punto de máxima potencia (MPP), y un inversor VSC (Voltage Source Converter) multinivel con modulación de pulso PWM (Pulse-Width Modulated, un mecanismo de modulación que alimenta pulsos discretos de duración variable en un inductor que actúa suavizando dichos pulsos y entregando una curva de voltaje aproximadamente sinusoidal) el que realiza el control de la tensión DC junto con el control de potencia reactiva (o tensión) inyectada a la red AC. La figura 23 muestra una configuración típica de un inversor FV.

Los inversores son conectados a la red eléctrica a través de transformadores elevadores de poder que transforman la tensión AC del nivel del inversor en la tensión AC de la red, la cual podría ser una tensión de distribución o una de transmisión dependiendo del tamaño y localización de la planta FV.

El rendimiento en una planta FV se mide a través de la razón de desempeño (PR: Performance Ratio). Este parámetro es usado para compa-

FIGURA 23 / Configuración de un inversor FV trifásico



Fuente: Plexim (2016).

rar el desempeño de plantas en un periodo determinado independiente de su capacidad o del recurso solar disponible. Una planta con un PR elevado es más eficiente en convertir irradiación solar en energía útil. La razón de desempeño se mide como el cociente entre la energía exportada E_{ex} en un periodo y la energía teórica que la planta generaría si los módulos convirtieran la irradiación Irr recibida en energía útil de acuerdo con su capacidad instalada Cap [IFC].

$$PR = \frac{E_{ex}(kWh) \times \left(\frac{1kW}{m^2}\right)}{Cap(kW) \times Irr\left(\frac{kWh}{m^2}\right)} \times 100$$

La razón PR también cuantifica el efecto global de las pérdidas en el sistema, incluyendo pérdidas en los módulos debido a la temperatura, al efecto sombra y la suciedad de los módulos, así como también pérdidas en los inversores, transformadores y cables. La razón PR para una planta bien diseñada debiera oscilar en el rango de 75-85 por ciento en promedio al año.

4.2.1 /

Modelo equivalente y curva característica de celdas FV []*

Cuando un fotón de luz es absorbido por una celda FV se excita un electrón, el cual escapa de su posición normal a una banda de conducción moviéndose de manera libre por las capas semiconductoras tipos p

y n de la celda^[7]. La acumulación de electrones en la capa n (y de huecos en la capa p) genera una corriente de difusión al contacto de estas dos capas. Por otro lado, el desbalance de cargas genera un campo eléctrico entre las uniones $p-n$, actuando como un diodo con una corriente en dirección opuesta (corriente de derivación) y balanceando la corriente de difusión. Al conectar la celda FV a un circuito externo con una carga, la corriente viaja desde la capa p por el conductor hasta la carga y se devuelve por la capa n . Para un cierto nivel de irradiación solar, la corriente entregada a la carga dependerá de la tensión externa aplicada a la celda a través del inversor. Si ésta es reducida, se requiere un bajo nivel de voltaje para hacer fluir la corriente desde la celda al sistema externo. Contrariamente, si la tensión externa es elevada, la tensión necesaria para hacer fluir la corriente desde la celda será más alta. Esta tensión más elevada aumenta la corriente de difusión, con lo cual se reduce la corriente neta al inversor (Zheng, 2013).

Es importante notar que un módulo FV considera varias celdas conectadas en serie, por lo que en situaciones donde la irradiación no es uniforme (debido a la sombra que se pueda producir en algunas celdas) la corriente por irradiación en cada celda tampoco es uniforme, lo que produciría un desbalance de tensión entre celdas. Para evitar esta condición anormal, es común agregar diodos en paralelo (en cada celda o grupo de celdas) para permitir que la corriente en la celda con máxima irradiación circule en el módulo sin producir desbalances (Zheng, 2013).

4.2.2 /

Sistema de control y protección [*]

La tecnología FV es conectada a la red a través de un convertidor VSC (similar al mostrado en la figura 20) el cual consiste de un con-

.....
 [7] Los semiconductores son materiales que pueden comportarse como conductores de la electricidad o como aislantes, dependiendo de las condiciones que enfrenten. Un semiconductor tiene una estructura formada por una capa n hacia la que se mueven electrones que absorben energía, con lo que se generan una concentración de cargas negativas y una capa p desde la que saltan estos electrones, dejando abundancia de “huecos” o pozos positivos donde se pueden absorber cargas negativas. De ese modo, en condiciones propicias, los electrones viajarán entre la capa p y la capa n generando una corriente eléctrica.

vertidor de red DC/AC en el lado de la red (GSC) más un convertido elevador DC/DC en el lado de los módulos FV. Este último, cumple la función de controlar la tensión DC en los terminales de los módulos, de modo de asegurar una operación óptima en la curva de potencia. El convertidor VSC en el lado de la red, al igual que en el caso de turbinas eólicas Tipo 3 y 4, tiene la función de controlar la tensión DC más la potencia reactiva (o tensión AC).

Al igual que en turbinas eólicas Tipo 3 y 4, los sistemas de control en plantas FV, y en particular los de gran escala (Utility-Scale Plants), presentan una buena respuesta y recuperación ante caídas de tensión ocasionados por fallas, permitiendo cumplir con los estándares requeridos en normas técnicas internacionales. Asimismo, es posible incorporar controles auxiliares para el control de frecuencia, amortiguamiento de oscilaciones de potencia en la medida en que exista disponibilidad del recurso solar y se aseguren márgenes de reserva de generación (*headroom*). Se han incluso propuesto controles especiales que permitan regular la potencia reactiva en periodos cuando no hay generación de energía por falta de irradiación solar, tal como se explica más adelante.

4.3 / Tecnología de generación solar concentrada

A diferencia de la generación solar FV, la cual funciona en base al movimiento de electrones en celdas semiconductoras excitados por fotones proveniente de la irradiación solar, la tecnología de generación solar concentrada (CSP: Concentrated Solar Power) utiliza espejos (o heliostatos, conjuntos de espejos articulados) para concentrar y enfocar la energía proveniente de los rayos solares y convertirla en calor a través de un fluido a alta temperatura. El fluido así calentado pasa por un intercambiador de calor que produce vapor de agua que mueve una turbina, generando electricidad de manera similar a la generación térmica a vapor convencional utilizada en una planta de carbón. De este modo y en términos simples, una planta típica CSP se compone de dos partes: una que colecta energía y la convierte en calor, y otra que convierte esa energía térmica en vapor para generar electricidad. Las plantas CSP de gran escala pueden ser equipadas con sistemas de almacenamiento de

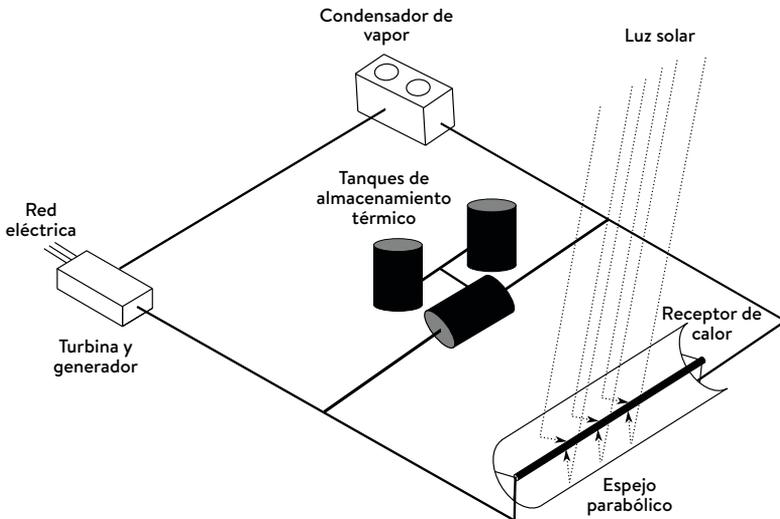
calor termosolar (TS: Thermal Storage) para permitir la generación de energía durante la noche o en periodos en que no hay sol (Irena, 2013).

Las plantas CSP requieren de una irradiación solar directa para funcionar de manera óptima, por lo que la ubicación ideal para instalar este tipo de plantas es en la región alrededor de la línea del Ecuador, que incluye Medio Oriente, África del Sur, India, México, sur de EE.UU., Perú, Australia, este de China y norte de Chile, entre otros.

Existen cuatro tecnologías CSP actualmente disponibles, aunque en distintas etapas de maduración, estas son: Reflector Parabólico (PT: Parabolic Trough), Reflector Fresnel (FR: Fresnel Reflector), Torre Solar (ST: Solar Tower) y Disco Solar (SD: Solar Dish). Estas tecnologías difieren dependiendo del diseño y configuración de los espejos y receptores, del fluido utilizado para la transferencia de calor y de si incluye o no un sistema de almacenamiento de calor.

La tecnología PT es la más madura en la actualidad y se basa en espejos parabólicos que concentran los rayos del sol en tubos de acero receptores de calor ubicados en la línea focal de los espejos (figura 24).

FIGURA 24 / Planta CSP tipo PT



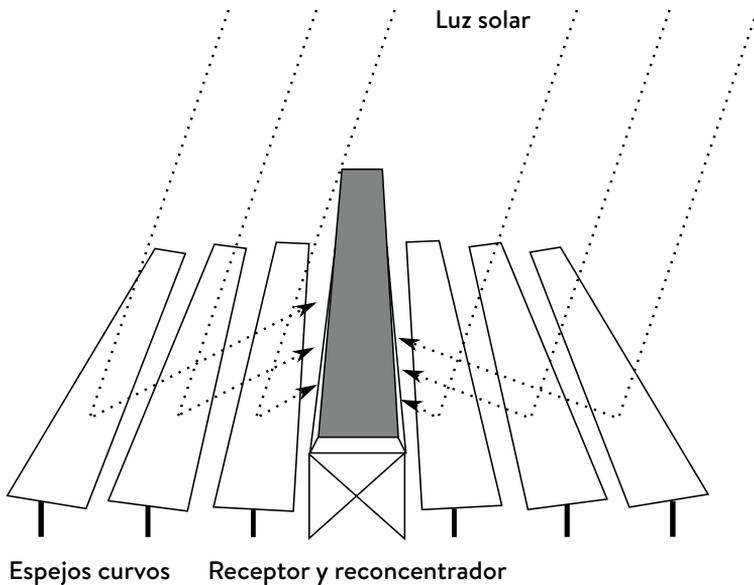
Fuente: Elaboración propia.

El fluido a alta temperatura (aceite sintético o sales disueltas) transfiere el calor hasta la caldera de vapor que mueve la turbina. Los espejos y receptores son dispuestos en arreglos de hasta 100 m de largo y con un diámetro de apertura de las parábolas de entre 5 y 6 metros, y por lo general rastrean el sol a lo largo de un eje (de este a oeste).

La tecnología FR (figura 25) es similar a la tipo PT, pero utiliza espejos planos o semicurvos montados en la superficie y a ángulos distintos para concentrar los rayos del sol en un receptor fijo horizontal ubicado algunos metros arriba de los espejos, los cuales incluyen sistema de rastreo en un eje. El receptor consiste de un tubo por el cual fluye agua que es convertida en el vapor saturado que alimenta la turbina.

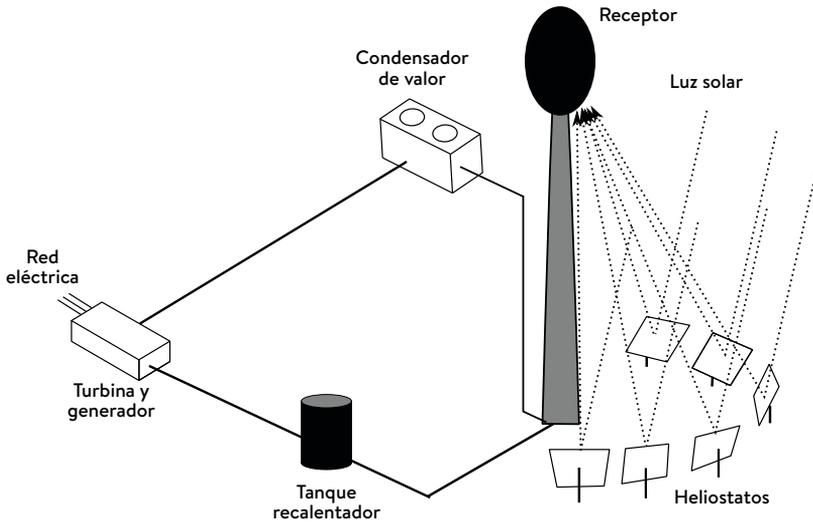
La tecnología ST utiliza espejos controlados por computador para rastrear el sol en dos ejes y concentrar la radiación solar en un receptor único montado en la cima de una torre central de hasta 200 metros de altura, donde el calor concentrado produce un ciclo termodinámico

FIGURA 25 / Planta CSP tipo FR



Fuente: Elaboración propia.

FIGURA 26/ Planta CSP tipo ST



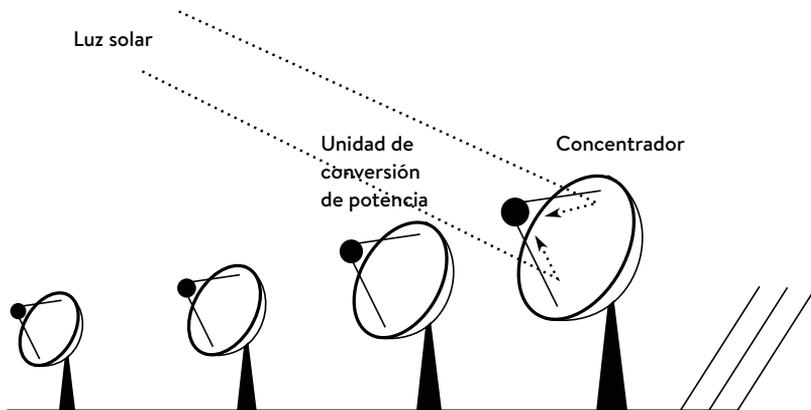
Fuente: Elaboración propia.

para generar electricidad a través de vapor. En general, las plantas ST pueden alcanzar temperaturas más altas (500 a 600 grados celsius) que las tecnologías PT y FR debido al más alto factor de concentración y pueden utilizar agua, sales disueltas o aceite sintético como fluido para la transferencia de calor. La configuración de una planta ST se presenta en la figura 26.

Las tecnologías PT, FR y ST usan ciclos de vapor, por lo que requieren de un sistema de enfriamiento para condensar el gas de vapor de escape de las turbinas. Dado que el recurso de agua es escaso en las zonas áridas, podría ser necesario utilizar torres de enfriamiento secas (en aire), las cuales son más caras y menos eficientes que las húmedas (IRENA, 2013).

La tecnología SD (figura 27) consiste en discos concentradores parabólicos (como los discos satelitales) con un sistema de rastreo de doble eje y un receptor ubicado en el punto focal del disco. El receptor puede ser una máquina Stirling (motor que convierte la energía calorífica del aire u otro fluido de trabajo en movimiento mecánico) o una micro-turbina que muevan, a su vez, a un generador. La mayor ventaja de la tecnología SD es la alta eficiencia y modularidad, lo que la hace muy atrac-

FIGURA 27 / Planta CSP tipo SD



Fuente: Elaboración propia.

tiva para aplicaciones de generación distribuida. A diferencia de las otras tecnologías CSP, la tecnología SD no necesita sistemas de enfriamiento para los gases (vapor) de escape, lo que la hace una opción atractiva en zonas con restricciones de agua.

Las plantas CSP también pueden ser híbridas incorporando por ejemplo calderas a gas las que permiten hacer las plantas de generación despachable^[8] al igual que en el caso del almacenamiento de calor termosolar.

La tecnología de generación (turbina a vapor más generador síncrono) en plantas CSP es similar a la utilizada en plantas térmicas convencionales en cuanto a sus sistemas de control de potencia activa, reactiva y control de frecuencia. Adicionalmente, es importante destacar que la capacidad de almacenamiento de energía permite que la generación con tecnología CSP sea gestionable y flexible, a diferencia de otras tecnologías renovables no convencionales como la eólica y solar FV. Esta característica convierte a la tecnología CSP en una opción atractiva para desplazar centrales térmicas

[8] Una central es “despachable” o “gestionable” cuando su energía puede ser generada y utilizada cuando se determina que se necesita. Una central que depende de un energético primario cuya disponibilidad no es regulable por el operador no es, por lo tanto, “despachable” o “gestionable”.

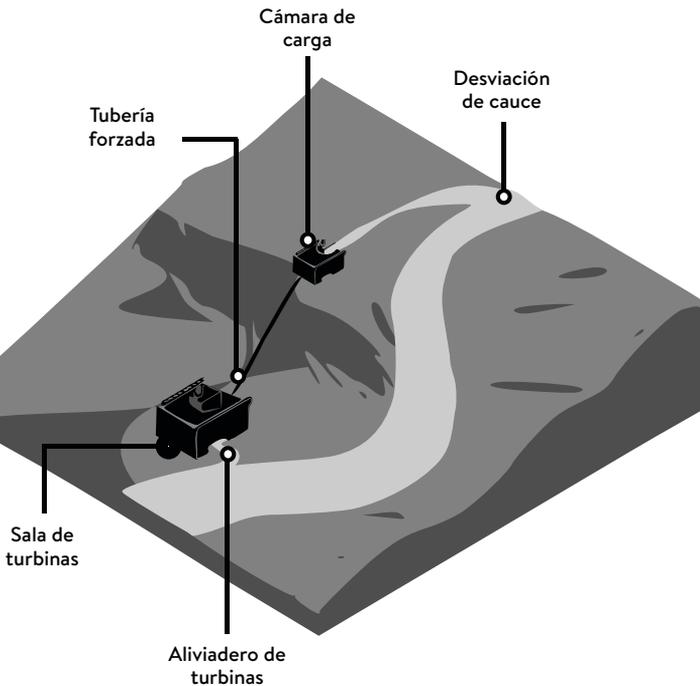
de mayor costo variable de generación, que operan en base, ya sea por mérito económico o por prestación de servicios complementarios, agregando un mayor grado de flexibilidad en los sistemas para integrar más energía renovable de tipo intermitente (Denholm y Mehos, 2011).

4.4 / Generación hidroeléctrica

La energía hidroeléctrica posee valor agregado frente a otros sistemas de generación de energía, derivados de su flexibilidad, simpleza de su configuración y carencia de emisiones contaminantes.

Las centrales hidroeléctricas de pasada utilizan directamente el agua de un cauce, generando energía en forma continua todas las horas del día, según la disponibilidad de agua en el río (ver figura 28).

FIGURA 28 / Esquema de una central hidroeléctrica de pasada

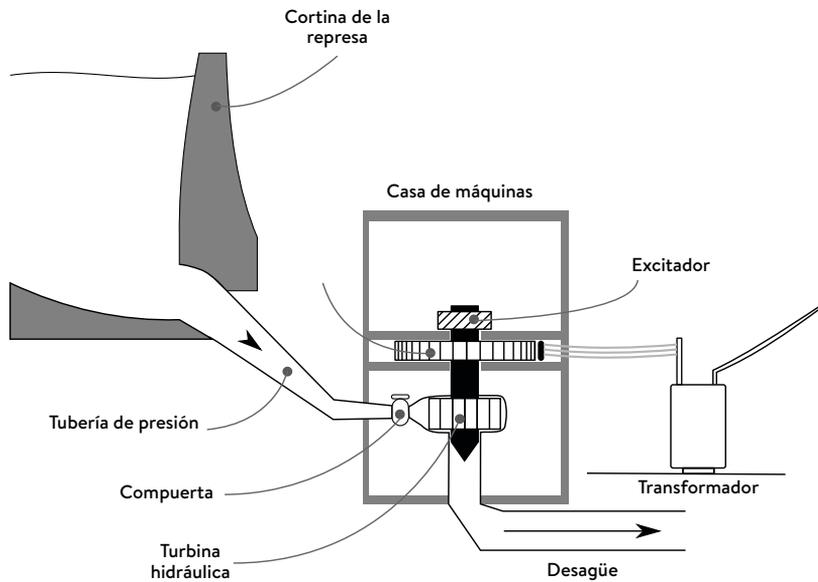


Fuente: Elaboración propia.

En cambio, las centrales hidroeléctricas de embalse o regulación (figura 29) pueden generar energía eléctrica con gran flexibilidad, aportando en horas punta y cuando el sistema lo demande. Además, permiten almacenamiento intertemporal de energía (en la forma de agua embalsada) sobre horizontes de meses o años, lo cual es un aporte a la suficiencia del sistema.

Las ventajas de las centrales hidroeléctricas de embalse en un sistema eléctrico se fundamentan, además de la ya especificada capacidad de efectuar almacenamiento de energía, en que viabilizan el disponer de capacidad para absorber los excedentes de producción de renovables no gestionables (solar y eólica) en forma costo-efectiva, por el sencillo expediente de no producir durante periodos de abundancia de luz o viento, guardando la energía en su embalse. Además, los embalses permiten disponer de aportes de potencia de punta, regulación de frecuencia y otros servicios complementarios, necesarios para la calidad y seguridad del servicio.

FIGURA 29 / Esquema de una central hidroeléctrica de embalse



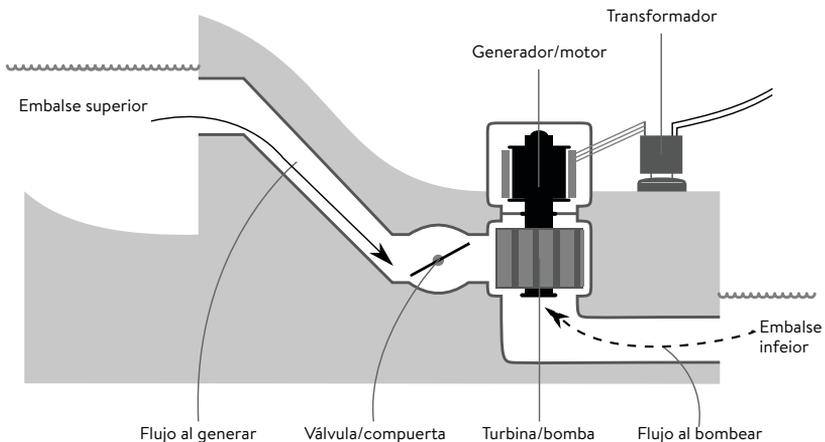
Fuente: Elaboración propia.

Otras ventajas de las centrales hidroeléctricas de embalse es que permiten regular crecidas, efectuar la utilización conjunta del embalse para energía y riego, y viabilizar desarrollos turísticos en su zona de emplazamiento.

Existen, además, las centrales hidroeléctricas de bombeo (figura 30), que son centrales generadoras reversibles que consumen energía en horas de valle para bombear agua, usualmente durante la madrugada, y la generan en horas de punta. La eficiencia de este tipo de centrales es de aproximadamente 80 por ciento; es decir, son capaces de regresar al sistema aproximadamente el 80 por ciento de la energía que se utilizó para bombear agua (lo que implica que son, en realidad, consumidoras netas de energía pero que permiten arbitrarla entre periodos).

Desde el punto de vista medioambiental, la energía hidroeléctrica posee ventajas pues hace un uso no consuntivo del agua y no produce emisiones ni residuos de ningún tipo. Además, el país dispone de recursos hídricos para generación de electricidad que no han sido explotados, lo que podría viabilizar un desarrollo de nueva capacidad de generación.

FIGURA 30/ Esquema de una central hidroeléctrica de bombeo



Fuente: Elaboración propia a partir de Luo et al. (2015).

4.5 / Generación con biomasa

La biomasa se refiere al conjunto de materia orgánica renovable de origen vegetal, animal o procedente de la transformación natural o artificial de la misma; por tanto, puede ser entendida como una forma de almacenamiento a corto plazo de la energía solar en forma de carbono.

La biomasa puede ser utilizada para generación de energía térmica en procesos industriales, para generación de energía eléctrica y en aplicaciones de cogeneración, en las cuales se entrega simultáneamente energía eléctrica y calor que se emplea en procesos industriales o para incinerar desechos.

Desde el punto de vista de la disponibilidad energética, la biomasa se puede utilizar como biomasa sólida, como biocombustible o como biogás. El uso de la biomasa con fines energéticos presenta algunas ventajas. Primero, el balance de CO₂ emitido es neutro, ya que el CO₂ que se genera en la combustión de biomasa es absorbido en procesos de fotosíntesis, por las plantaciones necesarias para la producción de nueva biomasa en una cantidad equivalente.

En adición a esta característica esencial, la producción de biomasa es descentralizada, permite disminuir la dependencia externa de combustibles fósiles primarios, cuenta con un buen grado de desarrollo tecnológico, su suministro a largo plazo es confiable y permite el desarrollo de proyectos pequeños y modulares distribuidos geográficamente.

La biomasa se puede clasificar en tres grandes grupos: la biomasa natural, que es la que se produce en la naturaleza por el crecimiento y muerte natural de la flora y fauna existente, no alterada por la intervención humana. La biomasa residual, por otra parte, está formada por los residuos orgánicos que provienen de las actividades industriales y urbanas. Estos pueden ser residuos sólidos —provenientes de actividades agroindustriales, forestales, ganaderas, madereras o urbanas, como las podas, residuos de mercados u otros— o bien residuos líquidos —vertidos biodegradables, aguas residuales urbanas e industriales, residuos líquidos agrícolas y ganaderos como purines y otros—. Finalmente, la biomasa producida se refiere a cultivos de especies vegetales que son utilizadas únicamente como fuente para la producción de energía.

4.5.1 /

Las tecnologías para la generación de calor y electricidad

Actualmente con las tecnologías disponibles es posible transformar la biomasa en energía, mediante métodos termoquímicos y bioquímicos. Los métodos termoquímicos son la combustión, la pirólisis, la gasificación, la licuefacción y el tratamiento hidrotérmico.

Los procesos de combustión son bien conocidos y existe una amplia variedad de tecnologías adaptables a las características de la biomasa, con humedades inferiores a 50 por ciento. El fenómeno que ocurre durante la combustión es la reacción entre el carbono e hidrógeno presente en la biomasa con el oxígeno del aire para formar dióxido de carbono (CO_2) y agua en una reacción exotérmica, que libera calor, produciendo gases a temperaturas entre 800 y 1.000 °C. Este calor es utilizado directamente como energía térmica o para producir vapor destinado a mover una turbina generadora de electricidad.

La pirólisis consiste en una descomposición parcial de la biomasa en ausencia de oxígeno, que genera un combustible sólido, conocido como carbón vegetal, y subproductos líquidos o gaseosos que pueden ser utilizados como biocombustibles. El carbón vegetal posee un poder calorífico mayor a la biomasa original, facilitando el transporte y manejo, pero requiere una gran cantidad de energía para su producción, pues ésta consiste en calentar la biomasa a altas temperaturas en ausencia de oxígeno.

La gasificación es un proceso de pirólisis enfocado a obtener un gas de bajo poder calorífico que puede ser utilizado como combustible en múltiples procesos. El gas puede ser enriquecido para obtener un gas de síntesis, o Syngas, con un mayor poder calorífico. En los últimos 10 años esta tecnología ha tenido bastantes avances, particularmente por el bajo impacto en emisiones de carbono que conlleva.

La licuefacción consiste en transformar la biomasa a baja temperatura y altas presiones en hidrógeno e hidrocarburos líquidos y estables. En la actualidad, esta tecnología es de alto costo y con sistemas complejos de operar.

El tratamiento hidrotérmico (Hydrothermal upgrading) consiste en realizar una carbonización artificial en un medio acuoso a temperaturas

sobre los 200 °C y presiones de saturación; de esta forma, se convierte biomasa en hidrocarburos oxigenados. Mediante esta tecnología es posible procesar biomasa con alto contenido de humedad.

Los métodos bioquímicos, por su parte, generalmente son utilizados cuando el contenido de humedad de la biomasa supera el 60 por ciento, lo que dificulta su uso con otras tecnologías, siendo las más comunes la fermentación alcohólica y la fermentación anaeróbica. En la fermentación alcohólica los hidratos de carbono presentes en la biomasa, como celulosa o almidón, son transformados en glucosa y ésta, a su vez, se transforma en etanol por la acción de microorganismos.

En la fermentación anaeróbica, mediante un biodigestor, se produce biogás constituido principalmente por metano y dióxido de carbono, el que puede ser utilizado de forma similar como el gas natural o bien ser comprimido. Adicionalmente, la biomasa degradada que queda como residuo del proceso puede ser utilizada como fertilizante agrícola.

4.6 / Geotermia

La geotermia se refiere al uso del calor de la Tierra con propósitos energéticos. La aplicación más común para la producción de electricidad consiste en la extracción de vapor desde los llamados reservorios geotérmicos.

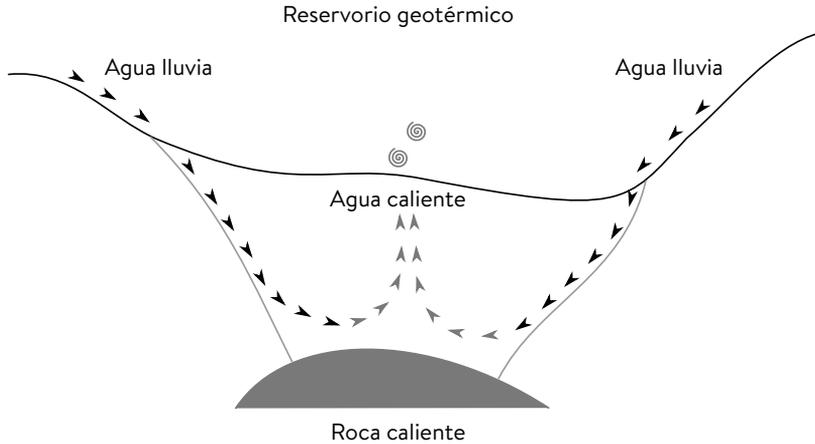
Un sistema de reservorio geotérmico viable requiere de una fuente de calor, que en este caso son rocas calientes, una adecuada permeabilidad del suelo y una fuente de agua que lo recargue.

El agua de lluvia y la nieve que se derrite permiten alimentar o recargar los acuíferos subterráneos térmicos (ver figura 31). Cuando el agua caliente o el vapor quedan atrapados en las grietas y poros de las rocas bajo una capa de roca impermeable, se forma un depósito geotérmico.

Para el desarrollo de generación geotérmica se requiere hacer exploración subterránea para encontrar un yacimiento geotérmico y evaluar su potencial para el desarrollo de la perforación y determinar las temperaturas y caudales de vapor.

El vapor que se obtiene desde un reservorio geotérmico se utiliza en forma directa o indirecta, para mover una turbina que genera electrici-

FIGURA 31/ Depósito geotérmico



Fuente: Elaboración propia en base a Blodgett (2014).

dad. Dependiendo de la temperatura del vapor proveniente del reservorio geotérmico, las centrales geotérmicas pueden utilizar 3 tipos de plantas: de vapor seco, de vapor de expansión y de ciclo binario.

En las centrales de vapor seco, el vapor es conducido directamente de pozos subterráneos a la planta generadora de energía eléctrica, para utilizarlo directamente en una unidad de turbina de vapor.

Las plantas generadoras de vapor de expansión son las más comunes. Éstas utilizan reservorios geotérmicos con vapor a temperaturas mayores a 182 °C. Debido a su temperatura, es necesario separar el vapor del agua líquida que contiene; así, el vapor se utiliza para alimentar una turbina de vapor. El agua sobrante y el vapor condensado usualmente se reinyectan en el reservorio geotérmico, haciendo de éste un recurso sostenible.

Las centrales de ciclo binario operan con agua a temperaturas más bajas, en el rango de aproximadamente 107 °C a 182 °C. Estas plantas utilizan el calor del agua caliente extraída del reservorio geotérmico para calentar un fluido de trabajo, generalmente un compuesto orgánico con un punto de ebullición bajo. El fluido de trabajo se vaporiza en un intercambiador de calor y se utiliza para mover una turbina. El agua y el fluido de trabajo se mantienen separados durante todo el proceso.

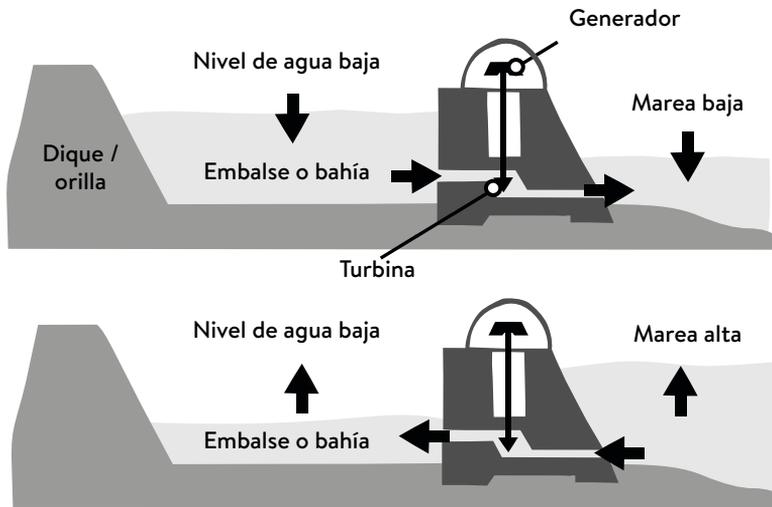
4.7 / Energía del mar

Chile dispone de una amplia costa, lo cual nos lleva a pensar en las posibilidades de su uso para generación de electricidad.

Es así como se han diseñado diferentes tecnologías para aprovechar la energía de las olas, mareas, corrientes oceánicas y los gradientes térmicos y salinos (osmótica) del mar. La principal dificultad técnica para estas fuentes energéticas ha sido el diseñar materiales que soporten las duras condiciones marinas con bajo mantenimiento.

La generación mareomotriz consiste en el aprovechamiento energético de las mareas. Se basa en aprovechar el ascenso y descenso del nivel del mar causado por las mareas, en localizaciones costeras en que la marea alta y la baja difieren más de cinco metros. Una central mareomotriz se basa en el almacenamiento de agua en un embalse que se forma al construir un dique con compuertas que permiten la entrada de agua

FIGURA 32 / Esquema de una central mareomotriz



Fuente: <http://www.amc-technik.de/index.php/produktinfo/kraftwerke/gezeitenkraftwerke>.

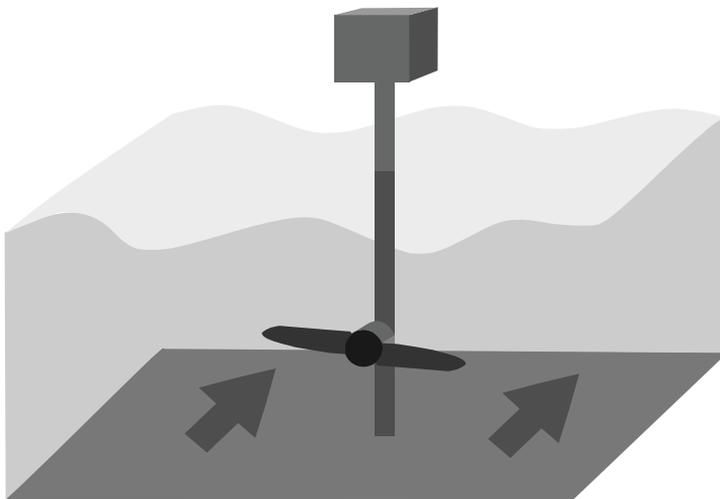
durante la marea alta. Una vez que se ha llenado el embalse, mediante una turbina hidroeléctrica el agua embalsada se emplea para producir electricidad durante el período de marea baja (ver figura 32). En Chile, existen zonas al sur de Puerto Montt en las cuales se dan las condiciones para instalar este tipo de centrales.

La generación mediante la energía de las corrientes marinas consiste en el uso de la energía cinética contenida en ellas. El proceso de generación se basa en convertidores de energía cinética similares a los generadores eólicos (ver figura 33), empleando en este caso instalaciones submarinas. En el país se dan condiciones para el desarrollo de esta tecnología en la zona de Chiloé.

La generación undimotriz es el aprovechamiento de la energía de las olas del mar. Las olas son resultado del efecto del viento sobre la superficie del mar, y por su propia naturaleza su aporte energético resulta bastante irregular, incluso con una mayor fluctuación que el viento.

Ello ha llevado a la construcción de múltiples tipos de máquinas para hacer posible su aprovechamiento, con diversos resultados. Las princi-

FIGURA 33/ Esquema de un generador en base a corrientes marinas



Fuente: Elaboración propia en base a MCT (2012).

pales soluciones se pueden clasificar en centrales de columna de agua oscilante, el uso de dispositivos oscilantes y dispositivos flotantes.

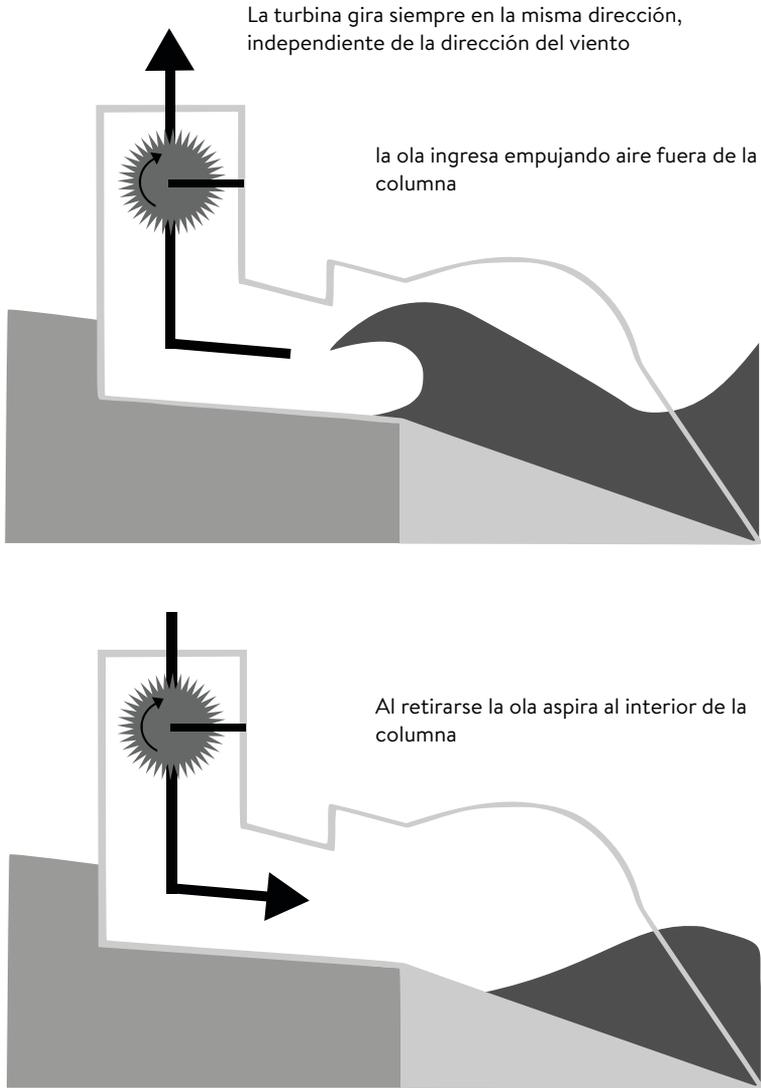
En la figura 34 se muestra, a modo ilustrativo, un ejemplo de la tecnología de columna de agua oscilante, la que utiliza las olas para mover masas de aire mediante un sifón. El aire trasladado de esa forma mueve a su vez una turbina en forma bidireccional para producir electricidad.

Los dispositivos oscilantes emplean sistemas de flotación, rotación o traslación, de forma tal que la acción de las olas produce un movimiento que convierte la energía mecánica en energía eléctrica.

Los dispositivos flotantes consisten en un conjunto de partes articuladas que obtienen energía del movimiento relativo entre dichas partes. La tecnología más conocida de este tipo es el llamado Pelamis (Escocia) y Wave Dragon (Dinamarca).

Hasta el día de hoy, no hay una tecnología estándar en la industria para el aprovechamiento de la energía de las olas, lo que genera una oportunidad para investigación y desarrollo en este tipo de tecnologías.

FIGURA 34/ Central de columna de agua oscilante



Fuente: Elaboración propia en base a Fujita Research (1998).

Características de fuentes de generación renovables intermitentes y costos de integración

La generación eléctrica en Chile se produce en una proporción importante a través de combustibles fósiles. En el período 2010-2014, el 65 por ciento en promedio fue generado a partir de fuentes fósiles, mientras que sólo cerca del uno por ciento fue obtenido de fuentes de Energías Renovables No Convencionales Intermitentes (ERNCI), como la generación solar y eólica (CNE, 2014).

Actualmente, existen dos formas de comprar grandes volúmenes de electricidad: el mercado de contratos y el mercado spot. La primera opción es comprar por medio de un contrato, el cual identifica un vendedor (generador) y un comprador (consumidor), quienes acuerdan cantidades y precios de la electricidad a transar dada una serie de restricciones y factores de ajuste.

Un sistema eléctrico requiere mantener un equilibrio permanente entre generación y consumo. Por lo anterior, existe un operador del sistema que, independientemente de los contratos, se encarga de asegurar el equilibrio entre generación y consumo, así como de minimizar el costo de generación a corto plazo (para cada hora del día). Esta institución organiza la generación de manera tal que se logre satisfacer la demanda, indicando qué centrales deben operar en cada momento del día.

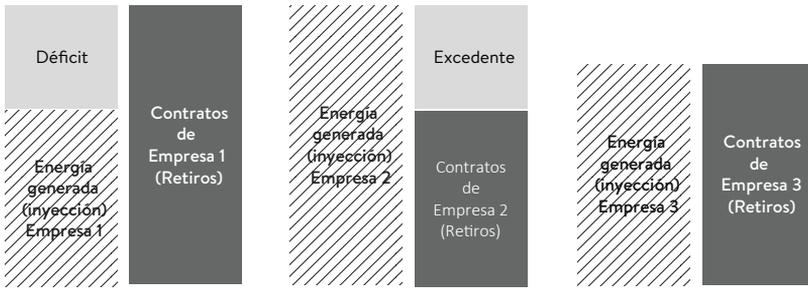
Las centrales con menores costos variables de generación generan primero, entrando aquellas de mayor costo de generación por estricto orden de mérito, hasta satisfacer el requerimiento de demanda en cada hora. La última central en entrar en operación, la de mayor costo de generación, que se necesita para satisfacer la demanda es la que establece el precio, o costo marginal del sistema en cada hora. El despacho de las centrales generadoras a costo marginal hace que al sistema se le conozca como tarificación marginalista.

Adicionalmente existe un pago por potencia de suficiencia o potencia firme que remunera a centrales que se encuentran disponibles para generar cuando se les demande, de forma de garantizar el suministro del sistema en el largo plazo. El pago por potencia firme ayuda a cubrir parte de los costos de la inversión en centrales generadoras, de modo que éstas mantengan instalaciones de uso infrecuente pero que pueden cubrir la demanda en caso de necesidad imprevista. El resultado eficiente es que las centrales son remuneradas por su aporte a la suficiencia del sistema eléctrico.

Los contratos no necesariamente permiten una operación eficiente en estos términos. No ocurre que, en cada hora, las inyecciones (generación) y retiros (consumos asociados a contratos) de cada central coincidan. En efecto, una central es excedentaria (/deficitaria) cuando produce más (/menos) electricidad de la que tiene contratada. Es aquí cuando entra a operar la segunda manera de comprar energía, el mercado spot, el cual es gestionado también por el operador del sistema. En el mercado spot cada central recibe por la energía generada (inyección al sistema) un pago valorado a costo marginal del sistema. Además, debe pagar, también a costo marginal^[9], la energía que tiene contratada con sus clientes finales (retiros). En el sistema chileno, todo consumo final debe estar asociado a un contrato de suministro con los generadores para poder efectuar el retiro; en este mercado, las empresas de generación son los únicos comercializadores.

[9] En la práctica, los costos marginales de inyección y retiro pueden diferir en distintos puntos de la red. Sin embargo, en el largo plazo en un sistema adaptado (es decir, configurado para servir la demanda a costo mínimo) los costos marginales en cada nudo del sistema deben coincidir.

FIGURA 35 / Comportamiento del mercado spot y de contratos



Fuente: Elaboración propia.

La figura 35, de manera ilustrativa, muestra la relación entre los mercados spot y de contratos. Se asumen tres empresas, la primera generando menos de lo que contrata, la segunda más de lo que contrata, y la tercera con la misma cantidad de energía generada que contratada. El sistema compra a la segunda firma su excedente para vendérselo a la primera. La tercera empresa no tiene utilidades o costos asociados al mercado spot y, como resultado neto, recibe por toda su generación el precio del contrato.

Por concepto de energía, los generadores reciben pagos:

$$(cmg \cdot g + P_c \cdot c - cmg \cdot c)$$

donde g es la energía generada, c la energía contratada y P_c el precio del contrato.

En la práctica, el operador eléctrico hace el balance físico del sistema y valoriza la energía al costo marginal, determinando para cada hora los generadores que deben pagar, por estar en déficit en relación con su equilibrio: Generación + Contratos - Consumo, y a quienes deben efectuar cobros, por estar en superávit en relación con su equilibrio: Generación + Contratos - Consumo.

La incorporación de fuentes de generación “variables” o “intermitentes” ha llevado a cuestionar el modelo de generación marginalista y a revisar la operación de los sistemas de potencia estudiados en el capítulo 2. Los costos operacionales de las tecnologías variables son bajos y sus costos de instalación han estado en descenso en los últimos años, lo que presenta ventajas. Sin embargo, estas centrales generadoras no pueden

ser despachadas según se requiera, sino sólo cuando están disponibles. Esto lleva a estudiar posibles consecuencias, principalmente el impacto y externalidades ocasionadas por la intermitencia de la generación proveniente de ciertas fuentes renovables. En este contexto, resulta importante aclarar en primer lugar qué se entiende por generación intermitente y anticipar sus efectos en el sistema eléctrico, y en costos e ingresos de los distintos tipos de capacidad. En este capítulo se identifican algunas características de las fuentes intermitentes y sus impactos en la operación técnico-económica del sistema.

5.1 / La naturaleza de las fuentes de generación intermitente

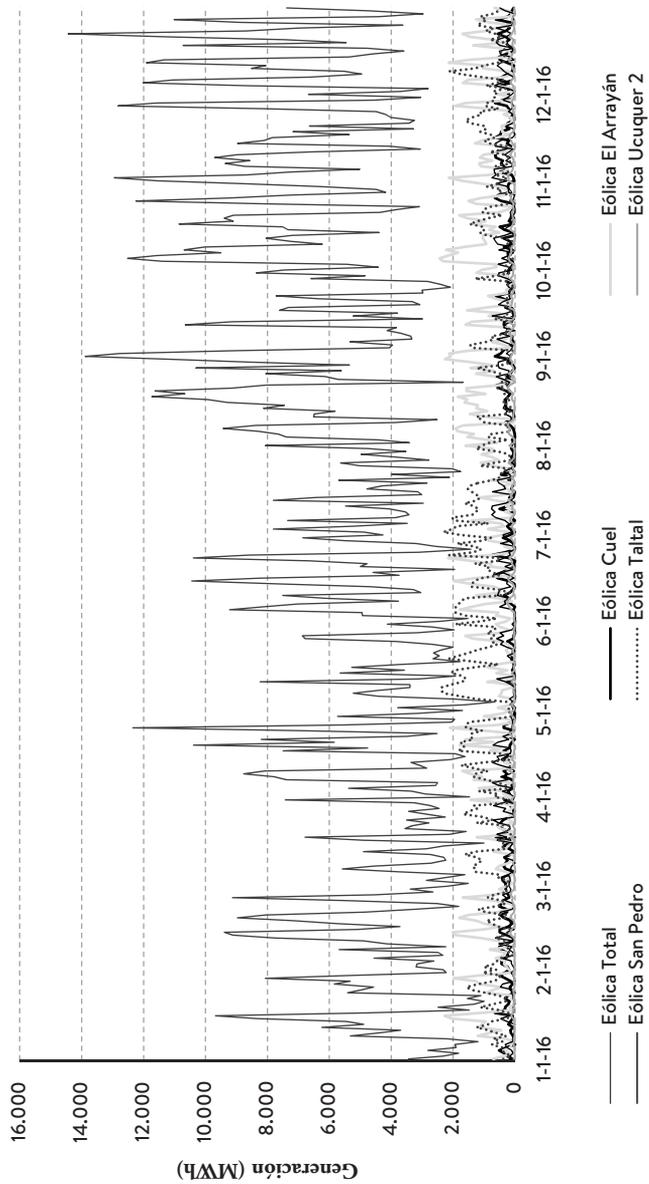
Distintos autores han definido marcos conceptuales de atributos que buscan caracterizar los impactos de la generación intermitente. Los atributos definidos se relacionan directamente con distintas categorías de costos asociados a la inclusión a gran escala de fuentes renovables en los sistemas de generación. A continuación se presentan algunas de las principales características de la generación intermitente (IEA, 2014; Joskow, 2011; Pérez-Arriaga y Batlle, 2012; Ueckerdt et al., 2013).

5.1.1 / *Variabilidad o intermitencia*

En términos generales, la intermitencia se refiere a que ciertas centrales generadoras de electricidad no pueden controlar cuándo operar, debido a que funcionan cuando el recurso está disponible. Esto ocurre para las tecnologías en base a recursos renovables, siendo más crítico para las tecnologías solares y eólicas, dado que su intermitencia es más alta y oscila mucho durante el día.

Las fuentes intermitentes (como eólica y solar) presentan una generación que varía significativamente en diferentes escalas de tiempo (mensual, diaria, horaria), según la intensidad de su recurso energético (el viento y el sol). El gráfico 16 ilustra la variabilidad de la generación real para algunos parques eólicos existentes en el SIC, para el periodo enero a diciembre de 2016.

GRÁFICO 16/ Generación real en algunos parques eólicos del SIC



Fuente: Elaboración propia con datos de CDECSIC.

Como consecuencia de esta intermitencia, la generación de las fuentes renovables no es gestionable, en el sentido de que no puede ser controlada o programada por el operador (Joskow, 2011). Una fuente gestionable puede comenzar a operar, detenerse o modificar su producción para ajustarse a la demanda; por el contrario, la naturaleza intermitente de las ERNC hace que su generación deba despacharse siempre que esté disponible, exigiendo mayor flexibilidad al resto del sistema para compensar por la falta de flexibilidad propia. Como consecuencia, una fuente convencional y una intermitente pueden tener costos de desarrollo similares, pero resultar en costos muy distintos para el sistema eléctrico como un todo.

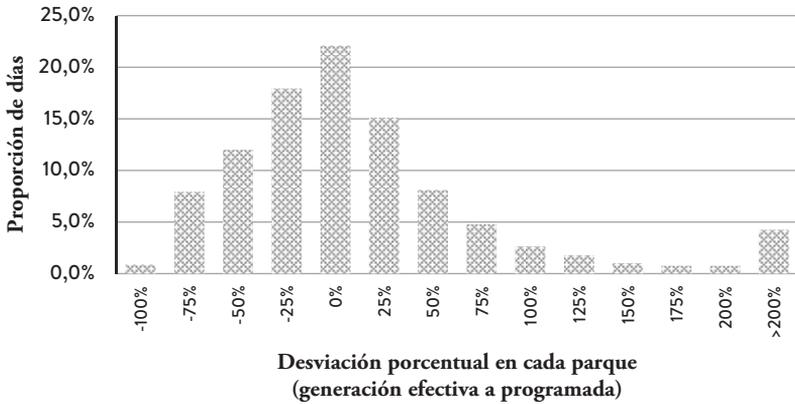
5.1.2 /

Mayor nivel de incertidumbre

La generación de fuentes intermitentes no sólo es variable, sino que además es de carácter estocástico por la naturaleza caótica de las fuentes de energía (solar, viento), lo que se agrava por falencias en los sistemas de predicción de los recursos renovables. Lo anterior reduce el control sobre la generación resultante de estas fuentes. La generación eólica y solar no se puede predecir con exactitud, por lo cual los errores de pronóstico de generación son inesperados y frecuentes. Estos errores, que revelan la incertidumbre asociada a la generación de fuentes intermitentes, resultan ser un aspecto que condiciona la operación del sistema eléctrico, imponiendo restricciones y mayores costos. El gráfico 17 muestra la incertidumbre que presentan los pronósticos diarios respecto de la operación real para la generación eólica del SIC, para el periodo enero a diciembre de 2016. Es posible ver del histograma que el 21 por ciento de las veces las centrales individuales generaron menos del 50 por ciento de la energía proyectada para el día. Del mismo modo, el 24 por ciento de las veces generaron el 50 por ciento o más en exceso de la proyección diaria.

Por supuesto, parte de esta incertidumbre se disipa al considerar el conjunto de centrales, aunque no completamente. Como muestra el histograma en el gráfico 18, durante 2016 hubo 85 días en que las

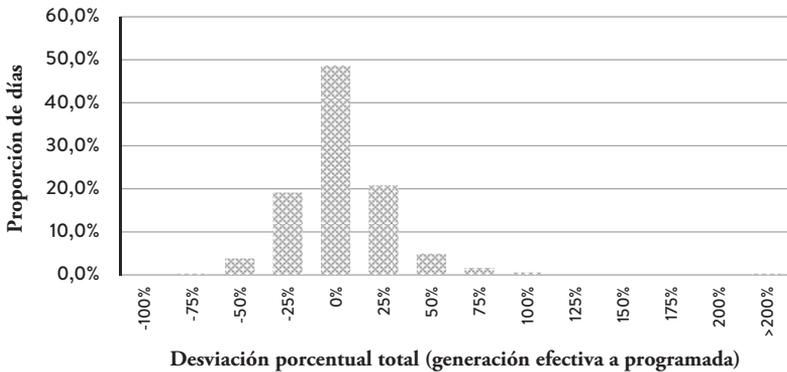
GRÁFICO 17/ Histograma de errores de pronóstico diario de parques eólicos en el SIC, año 2016



Nota: Considera las siguientes centrales que operaron todo el año 2016: Canela 1, Canela 2, Lebu, Totoral, Monte Redondo, Ucuquer, Ucuquer 2, Talinay Oriente, Talinay Poniente, Punta Colorada, Cuel, El Arrayán, Los Cururos, Punta Palmera y Taltal.

Fuente: CDECSIC.

GRÁFICO 18/ Histograma de errores de pronóstico diario de generación eólica total, año 2016



Nota: Considera generación y programación agregada de las siguientes centrales que operaron todo el año 2016: Canela 1, Canela 2, Lebu, Totoral, Monte Redondo, Ucuquer, Ucuquer 2, Talinay Oriente, Talinay Poniente, Punta Colorada, Cuel, El Arrayán, Los Cururos, Punta Palmera y Taltal.

Fuente: CDECSIC.

centrales consideradas produjeron menos del 75 por ciento de lo proyectado y otros 27 días en que generaron excedentes por más del 25 por ciento de la energía programada. El promedio de subgeneración en los 85 días referidos fue de 1.730 MWh no generados sobre un promedio de generación programada de 4.540 MWh (déficit del 38 por ciento). Por otra parte, la sobregeneración promedio en los 27 días de mayor desviación fue de 1.437 MWh sobre un pronóstico de 3.000 MWh (superávit del 48 por ciento).

La variabilidad y la incertidumbre son dos conceptos muy relevantes en relación con la generación de energía renovable. La variabilidad se refiere al comportamiento inconstante de un fenómeno, debido al cambio en una condición. Por ejemplo, la generación de energía solar fotovoltaica varía entre día y noche. La incertidumbre se refiere a que un fenómeno sea difícil de predecir con precisión y, por ende, no se puede pronosticar su comportamiento para un evento específico. Por ejemplo, la generación de energía eólica se define como incierta, ya que depende de la velocidad del viento, y ésta no se puede predecir con precisión.

Entonces existe un límite en la generación máxima de centrales ERNCI que cambia en el tiempo (variabilidad) y ese límite no puede ser pronosticado con perfecta precisión (incertidumbre) (Ela y O'Malley 2012). Cualquier central está sujeta a variabilidad (paro por mantenimiento programada) e incertidumbre (paro por fallo en el sistema), pero la magnitud de estos fenómenos difiere.

A diferencia de las tecnologías convencionales (tal como carbón, gas, diésel e hidroeléctricas), la generación ERNCI se caracteriza por ser variable y dependiente de las condiciones climáticas. La predicción de la generación solar fotovoltaica en el norte de Chile tiene menos incertidumbre asociada que la generación eólica, ya que la radiación solar se puede pronosticar de mejor forma que la fuerza del viento. Es por esto que la energía eólica es conocida como el recurso energético con mayor incertidumbre asociada (Rahimi et al. 2013).

A medida que las tecnologías de ERNCI alcancen mayores niveles de penetración, la intermitencia asociada a éstas puede llegar a ser muy importante, impactando la gestión del sistema eléctrico (Anderson y

Leach 2004). La intermitencia podría causar que la demanda del sistema eléctrico pueda quedar insatisfecha, lo que depende de la capacidad de almacenamiento y la forma de operación de cada sistema. Esto conlleva la necesidad de mantener un balance entre generación de electricidad y demanda (Black y Strbac 2006). Para evitar que esto se convierta en un problema, es necesario gestionar este fenómeno de manera anticipada.

5.1.3 /

Especificidad en la ubicación

La ubicación de los recursos primarios variables es exógena al operador de un sistema eléctrico. En particular, no se distribuye uniformemente a través de un territorio ni es posible cambiar su ubicación. A modo de ejemplo, de acuerdo con un catastro del Ministerio de Energía (2014), de un total de 6.726.271 hectáreas que cuentan con recurso eólico suficiente para exhibir factores de planta^[10] mayores a 0,3 (en capacidades de 3 a 100 MW), casi 3 millones de ellas (el 44 por ciento) se encuentran en las regiones de Antofagasta y Atacama.

5.2 /

Categorías de costos de integración de fuentes de energía intermitentes

Los costos de desarrollo (LCOE: Levelized Costs of Energy) son indicadores que comparan la competitividad de distintas tecnologías de generación eléctrica. Este costo representa aquel pago constante por la energía generada (US\$/MWh) que permitiría financiar el proyecto de generación para todo el horizonte de operación. Se incluyen categorías de costos de capital, mantenimiento y operacionales (incluyendo combustible).

.....
[10] El factor de planta de una central es el porcentaje de la energía teórica máxima que la planta podría generar en un año que efectivamente genera. Por ejemplo, si una planta tiene instalaciones (turbinas) que podrían generar 1 MW y se espera que (descontando detenciones de mantención programadas) opere el 70% del tiempo, su generación teórica máxima es de 6.132 MWh en el año. Si sólo genera 2.200 (debido a la disponibilidad del viento), su factor de planta es 0,36.

Las tecnologías de generación convencionales no incluyen costos significativos que no estén incorporados en el costo de desarrollo, por lo que esta medida es un buen indicador de los costos efectivos de un proyecto de generación para el sistema. Como veremos, esto no es necesariamente correcto en el caso de tecnologías intermitentes.

Distintos autores han analizado las limitaciones del costo de desarrollo como indicador apropiado de la competitividad de las tecnologías intermitentes (Joskow, 2011; Pérez-Arriaga y Batlle, 2012; Ueckerdt et al., 2013). En particular, y siguiendo Ueckerdt et al. (2013), el problema principal del costo de desarrollo es que ignora los costos de integración; es decir, los costos que induce en el resto del sistema la incorporación de las fuentes intermitentes. Por lo anterior, un análisis correcto debe incorporar estos nuevos costos que finalmente serán traspasadas al consumidor final.

El aumento de la penetración de las ERNCI conlleva la necesidad de aumentar la disponibilidad de centrales que puedan producir energía de forma permanente y así tener capacidad de generación de reserva en aquellos momentos en que las centrales renovables no están disponibles. Una mayor participación eólica y solar implica que las centrales de potencia firme^[11] tengan que operar a menores niveles de producción o contar con sistemas de almacenamiento de electricidad para permitir la entrada de las ERNCI. De esta manera, es fundamental estudiar las distintas alternativas de respaldo, para así disminuir los impactos económicos de una mayor penetración de energía renovable (Olmedo y Clerc, 2013).

El aumento de la penetración de las ERNCI conlleva también la necesidad de aumentar la capacidad del sistema de transmisión. Esto se debe a que el sistema debe contar con la capacidad de transmitir mayores flujos de electricidad hacia los centros de consumo, ante la posible falta de energía causada por la disponibilidad incierta de los generadores intermitentes (Olmedo y Clerc, 2013). Como los generadores intermitentes y los tradicionales no se encuentran localizados en los mismos lugares, esta capacidad de transmisión debe estar distribuida en distintos tramos de la red y, en general, se utilizará con menor intensidad que si la

[11] Una central se dice “de potencia firme” si puede generar energía en cualquier momento o condición que se necesite. Este es el caso, por ejemplo, de las centrales termoelectricas.

mayor parte de la generación fuera despachable, por lo tanto, sus costos medios serán más altos.

Ahora bien, para gestionar la interacción entre la variabilidad en los flujos y la demanda se requieren importantes inversiones en tecnología de información necesarias para optimizar la operación diaria del sistema eléctrico (Batlle et al., 2014). Esto se podría resolver en parte con inversiones en infraestructura de medidores inteligentes, por ejemplo. Usualmente, la sincronización de los sistemas se realiza a través de sistemas de posicionamiento global (GPS) con el fin de obtener datos precisos para la gestión de la red (Kreusel 2004).

5.2.1 /

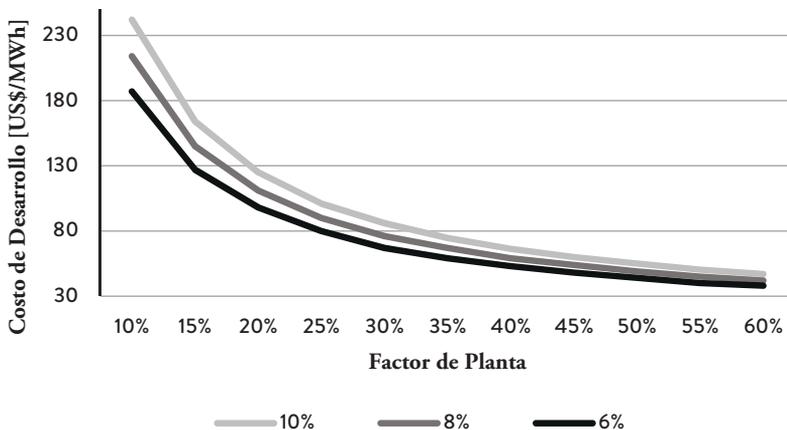
Costo de desarrollo de tecnologías intermitentes

A pesar de las falencias que el costo de desarrollo tiene como indicador del costo real de las tecnologías renovables, es relevante calcularlo como una primera aproximación a la evaluación privada de la inversión en este tipo de tecnologías. Es importante notar que este indicador es altamente sensible a los parámetros involucrados en su estimación. A modo de ejemplo, y utilizando antecedentes de costos consistentes con los del mercado actual (julio de 2016), se estima el costo de desarrollo para la tecnología eólica: se asume un costo de capital de 1.500 US\$/kW, un costo variable de operación de 7,7 US\$/MWh y un costo fijo anual de 40 US\$/kW (esta última cifra según Frank 2014). Con estos valores, y utilizando una tasa de descuento del 10 por ciento, un factor de planta del 30 por ciento y un horizonte de 25 años, se obtiene un costo de desarrollo de 86 US\$/MWh.

El gráfico 19 ilustra cómo el factor de planta y la tasa de descuento pueden incidir en este indicador para la tecnología eólica. El propósito de este ejercicio es mostrar, ignorando los costos de integración, la alta sensibilidad de los resultados ante cambios en los parámetros clave para recalcar la alta importancia del análisis de sensibilidad en la toma de decisiones.

Con una tasa de descuento de 8 por ciento, se aprecia que el costo de desarrollo para un factor de planta del 20 por ciento alcanza los 111

GRÁFICO 19/ Costo de desarrollo de tecnología eólica en función del factor de planta para distintas tasas de descuento



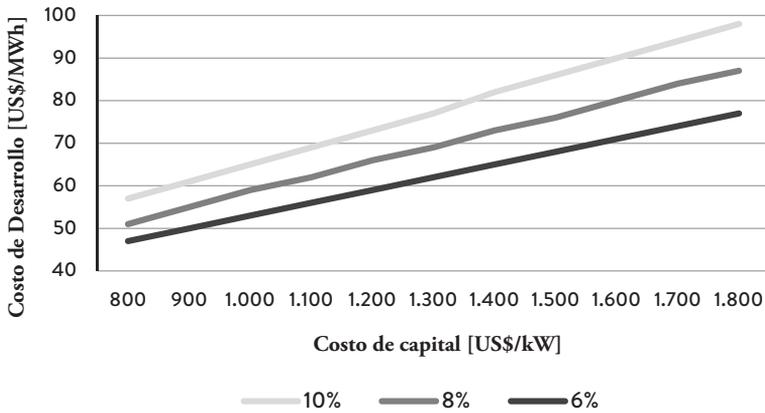
Fuente: Elaboración propia.

US\$/MWh, bajando a los 76 US\$/MWh para un valor de 30 por ciento. Si se considera una tasa de descuento de 6 por ciento, estos valores son menores: 98 US\$/MWh y 68 US\$/MWh, respectivamente.

Algo similar, pero no tan pronunciado, ocurre con el costo de capital, como se muestra en el gráfico 20. Considerando un factor de planta de 30 por ciento y una tasa de descuento de 8 por ciento, el costo de desarrollo pasa de 59 US\$/MWh (con un costo del capital de 1.000 US\$/kW) a 76 US\$/MWh (con un costo de capital de 1.500 US\$/kW).

Naturalmente, los dos efectos combinados magnifican los resultados. Si se considera una tasa de descuento de 8 por ciento, en un caso optimista con un factor de planta de 35 por ciento con un costo de capital de 1.200 US\$/kW se obtiene un costo de desarrollo de 57 US\$/MWh, mientras que un caso más conservador con un factor de planta de 25 por ciento con un costo de capital de 1.700 US\$/kW resulta en 99 US\$/MWh. Estos resultados se modifican al considerar los costos de integración.

GRÁFICO 20 / Costo de desarrollo de tecnología eólica en función del costo de capital



Fuente: Elaboración propia.

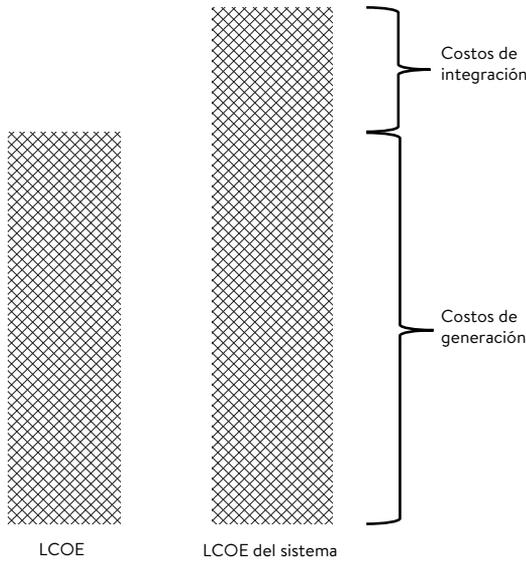
5.2.2 /

La incorporación de la intermitencia

La generación intermitente incorpora nuevas categorías de costos en la operación del sistema eléctrico. Estas componentes de costos se relacionan directamente con su naturaleza intermitente. Es necesario, por tanto, considerarlas en una evaluación costo-beneficio conducente a determinar el impacto económico-social de la inclusión de generación intermitente. La figura 36 muestra cómo se modifica el costo de desarrollo para incorporar los costos de integración, y así entregar un indicador desde la perspectiva del sistema. El costo de desarrollo del sistema corresponde a una corrección al indicador tradicional LCOE mediante la incorporación de los costos de integración; es decir, aquellos costos que la penetración de capacidad intermitente impone en el resto del sistema (operador, otras centrales, sistema de transmisión).

A continuación, se describirán brevemente estos costos impuestos al resto del sistema y que se descomponen en costos de balance, de perfil de generación y de red (transmisión):

FIGURA 36/ Costos de desarrollo e integración



Fuente: Elaboración propia en base a Ueckerdt et al., 2013.

1) Costos de balance

En el corto y mediano plazo, el sistema de generación debe incorporar generación intermitente lo que conlleva, entre otros, los llamados costos de balance, que son una categoría de costos como consecuencia de la naturaleza variable y aleatoria de las fuentes de generación intermitentes. En este sentido, la generación de ERNC incrementa la frecuencia de cambios de carga neta a lo largo de la red, exigiendo mayor capacidad de respuesta del sistema en distintas escalas temporales (desde minutos a días). En particular, para lograr equilibrar la oferta con la demanda en cada instante, la integración de generación variable impone requerimientos de mayor generación flexible, con capacidad de incrementar y reducir rápidamente sus niveles de generación y de reservas.

Todo sistema eléctrico tiene cierta capacidad para responder ante contingencias, la que depende de la capacidad de almacenamiento y la

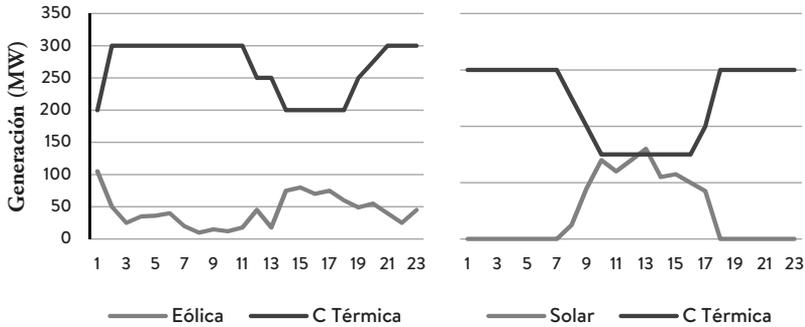
forma de operación del sistema. Sin embargo, en términos generales, a medida que aumenta la penetración de ERNCI, existe mayor probabilidad de falla del sistema (si no se toman las medidas necesarias). Esto se debe a que, al contar con un mayor número de centrales intermitentes, se dificulta mantener el equilibrio necesario entre electricidad producida y consumida. Pequeñas desviaciones en el equilibrio perfecto pueden causar variaciones en la frecuencia de electricidad de corriente alterna, lo cual afecta la estabilidad del sistema.

En caso de no invertirse de manera adecuada en generación de reserva que permita tener disponibilidad de energía inmediata ante cualquier contingencia y en sistemas de transmisión y distribución capaces de soportar problemas relacionados con la intermitencia, se pueden producir fallas en el sistema.

En esta categoría de costos también se identifican aquellas componentes asociadas al uso flexible de la generación térmica en el corto plazo. Destacan los costos asociados al ciclaje, y otras prácticas que incrementan los costos de generación derivados de la mayor penetración de generación variable y estocástica. El ciclaje se refiere a la operación de las centrales de generación cuando se modifican sus niveles de carga mediante encendido/apagado de centrales, *ramping* (cambios en la energía generada de una central en periodos de segundos o minutos) y generación a mínimo técnico, entre otros.

Considerando las restricciones de partida y parada que tienen las centrales térmicas, el uso de las centrales de embalse para dar reserva rotante y regular frecuencia implicará, por ejemplo, que las centrales térmicas de menor costo de generación deberán reducir su generación durante el día, a fin de efectuar los aportes que no realizan las centrales solares de noche. Esto incrementará los costos de operación y el riesgo de falla por operar la capacidad térmica a un mínimo técnico o efectuar modulaciones diarias de generación. En efecto, las centrales térmicas tienen su punto de mayor eficiencia a niveles de operación correspondientes a su capacidad máxima (o nominal) y estable en dicho nivel de producción. Si bien hay una tendencia a efectuar mejoras en las tecnologías de generación termoeléctrica para dar flexibilidad sustentable, la intermitencia necesariamente las hace operar en niveles de utilización de menor eficiencia y realizando ciclos operacionales entre nivel de generación mínima y máxima. Al no estar

FIGURA 37/ Generación horaria de centrales térmicas e intermitentes



Fuente: Elaboración propia.

diseñados para realizar estas modificaciones frecuentemente, los equipos de generación se desgastan anticipadamente por las exigencias de ciclaje, lo que reduce su vida útil y hace aumentar los costos de mantención.

2) Costos de perfil de generación

La intermitencia también tiene impactos en los costos del sistema en el largo plazo. Una fuente de generación intermitente con bajo crédito de capacidad no aporta de manera significativa al reemplazo de generación convencional. Esto porque el crédito de capacidad de una unidad de generación variable es generalmente muy bajo y da cuenta de la potencia firme que es capaz de reemplazar de una central convencional^[12].

Por lo anterior, la penetración a gran escala de fuentes intermitentes puede llevar a reducir los niveles de generación de centrales eficientes para dar cabida a estos incrementos. Incluso sin considerar los costos asociados a la utilización subóptima de la capacidad térmica, la reducción en las horas de operación de estas centrales reduce su generación total, aumentando su costo medio en el llamado efecto de utilización (Nicolosi, 2012).

[12] El crédito de capacidad es un indicador sobre el aporte a la confiabilidad de largo plazo (suficiencia) del generador o conjunto de generadores incorporados y suele expresarse en términos porcentuales de la capacidad nominal de una planta. El crédito de capacidad depende de la correlación existente entre la demanda de punta y la generación.

La figura 37 muestra la forma en que debería modular diariamente su generación una central térmica para dar respaldo a una central eólica y una central solar, de forma de viabilizar el abastecimiento confiable y seguro de la demanda.

3) Costos de red

La existencia de bloques de generación con alta estacionalidad e intermitencia aumenta los requerimientos de capacidad de transferencia del sistema de transmisión, habida consideración de la distribución no homogénea de los recursos solar y eólico en el sistema. A ello se debe agregar la concentración de gran parte de la demanda de energía eléctrica en las regiones V y Metropolitana. Esta situación implica que la integración a gran escala de generación variable hace necesarias mayores holguras de capacidad, a fin de efectuar modulaciones y transferencias de carga.

Por lo anterior, los sistemas de transmisión deben tener capacidad disponible para servir el mismo centro de consumo desde generadoras ubicadas en distintos puntos; esto es, desde donde están las centrales generadoras que complementan la generación eólica y solar y desde donde se encuentre el recurso intermitente, requiriendo que ambos trazados cuenten con holguras y, por ende, mayores inversiones en transmisión que se utilizarán con menor frecuencia que si la demanda se sirviera exclusivamente con plantas convencionales que hacen un uso más intensivo o permanente de la capacidad de transmisión.

5.3 / Impactos en rentabilidad de generadores y en precios de consumidores finales

La penetración a gran escala de medios de generación intermitentes tiende a reducir el costo marginal de energía del sistema con consecuencias en las rentas de generadores convencionales y renovables. De hecho, en el corto y en el mediano plazo, las bajas en el costo marginal afectan los ingresos y rentabilidad de las fuentes de generación renovables y convencionales. En casos extremos de bajos costos marginales puede ser necesario, incluso, reducir la generación renovable con efectos adversos

en su rentabilidad. Esto suele darse en caso de existir restricciones de transmisión o, bien, cuando hay exceso de generación intermitente en presencia de mínimos técnicos de generación térmica convencional.

En efecto, si no es posible transportar la energía renovable a los centros de consumo que la necesitan es posible que se sature el mercado restringido donde estas centrales operan, generando periodos en que el precio spot sea, efectivamente cero, lo que implica que no se remunera parte de la generación. Por otra parte, si es necesario despachar la generación convencional de respaldo cuando está operando a mínimo técnico (es decir, su oferta ya no puede ser reducida), implicará que será necesario reducir la generación renovable en ese instante incluso si pudiera generar a costo marginal más bajo.

La regulación vigente nos indica que las ERNC tienen preferencia en el despacho, por lo que, teniendo en cuenta las exigencias de la Ley 20.698 (proveer el 20 por ciento con las ERNC al 2025), es probable que los generadores de ERNCI no deban pagar ningún sobre costo asociado a la intermitencia de su tecnología. Entonces es el sistema (operador, centrales) el que debe asumir el ajuste asociado no exento de costos. Entonces, ¿quién paga?

En el sistema actual, un generador ERNCI preferiría tener contratos de energía relacionados con el mercado spot. Dado que los bajos costos marginales de corto plazo tenderán a reducir su valor debido al incremento de generación no gestionable, su tendencia será a buscar contratos con niveles de precios consistentes con el costo marginal de largo plazo de la tecnología renovable. En este caso, el generador ERNCI tendrá un bajo incentivo a respaldar su generación, dado que, si bien es un costo adicional para él, dependerá de la forma en que se asigne el pago de los servicios complementarios en el sistema eléctrico.

Por ejemplo, en las licitaciones 2013-02 (segundo llamado), 2015-1 y 2015-2 de suministro para consumo de clientes regulados, se establecieron bloques diferenciados que comprometen a la tecnología solar fotovoltaica sólo durante el día (8:00-17:59 horas), por lo que no existen incentivos para respaldar capacidad, ya sea físicamente o mediante contratos, siendo el sistema el que debe ajustarse. Esto aumentaría la intermitencia del sistema eléctrico completo. En contraste, los únicos

generadores que preferirían ofrecer un servicio de respaldo en las condiciones actuales serían los generadores diésel. Esto se debe a que el mercado spot les asegura cubrir sus costos y obtener un margen, lo que se traducirá en un incremento en los costos marginales de todo el sistema e indirectamente en los costos de los contratos.

En el largo plazo, considerando que el precio de los contratos de suministro a consumidores finales es determinado por el costo medio de desarrollo de una central térmica eficiente, una primera aproximación para estimar el impacto en precios de una penetración a gran escala de energía solar FV y eólica se puede hacer considerando que la central térmica hará la modulación de carga o respaldo para dichas centrales.

Así, el efecto en el costo marginal de largo plazo de las centrales termoeléctricas se puede estimar considerando que éstas deben reducir su factor de planta, desde el 90 por ciento actual, a niveles más bajos, dependiendo de la participación que alcancen las fuentes ERNC.

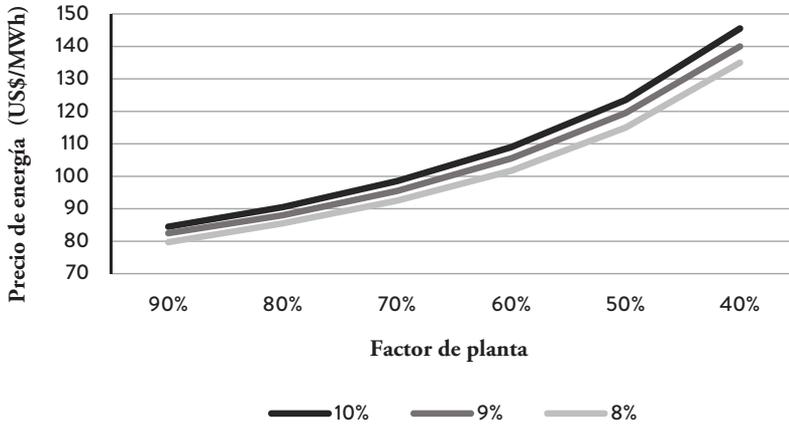
Para la determinación del costo marginal de largo plazo de energía se han utilizado los supuestos presentados en la Tabla 5.

TABLA 5 / Supuestos para determinación de costos marginales de largo plazo

	Carbonera supercrítica PC	Ciclo combinado GNL
Inversión	2.260 US\$/kW	1.300 US\$/kW
Potencia instalada	1x350 MW	1x500 MW
Eficiencia	38%	51%
Costo energético primario	US\$ 70/Ton	Variable
Emisiones CO ₂	800 kg/MWh	417 kg/MWh
Deuda/capital		60%/40%
Costo deuda		6% a 10 años

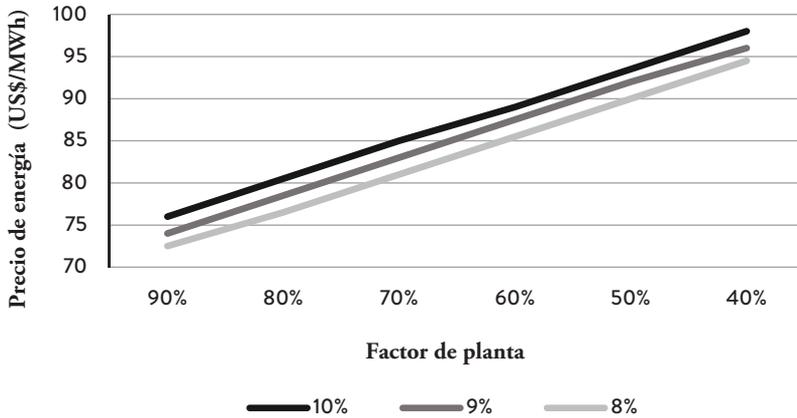
En los gráficos 21 y 22 se muestra el costo marginal de energía de largo plazo para una central carbonera del carbón pulverizado (PC) con tecnología supercrítica (SC), la que presenta menores emisiones de CO₂ que

GRÁFICO 21 / Variación del costo medio de desarrollo para una central carbonera supercrítica para distintas penetraciones de renovables y tasas de descuento



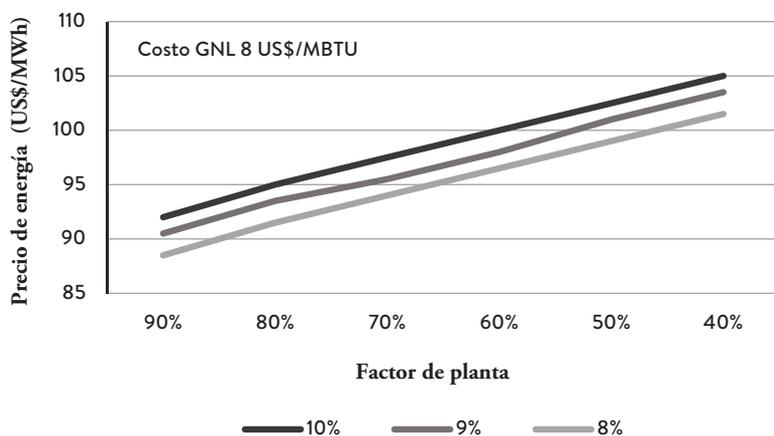
Fuente: Elaboración propia.

GRÁFICO 22 / Variación del costo medio de desarrollo de ciclo combinado con GNL para distintas penetraciones de renovables y tasas de descuento



Fuente: Elaboración propia.

GRÁFICO 23/ Variación del costo medio de desarrollo de ciclo combinado con GNL para distintas penetraciones de renovables y tasas de descuento y un mayor precio del GNL



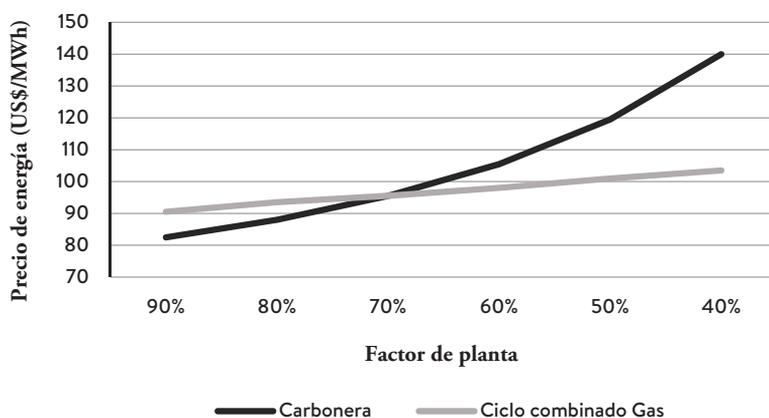
Fuente: Elaboración propia.

las centrales carboneras actualmente existentes en Chile, y un ciclo combinado (CCGT) que utiliza gas natural licuado (GNL). Para el caso del ciclo combinado, se muestra el efecto de dos niveles de precio del GNL.

De esta manera se observa que las bajas en niveles de generación que debe efectuar la central termoeléctrica para dar cabida a las fuentes ERNC tienen impacto en incrementar el costo medio de largo plazo de las centrales térmicas, lo que representa el precio de energía que requieren dichas centrales generadoras para ser construidas, y que de alguna forma llegarán al consumidor final. Cabe mencionar que solamente se han considerado los efectos en el cambio en el factor de planta de la central y no se incluyen los efectos en el mayor costo de mantenimiento, operación a mínimo técnico, ni los requerimientos de holguras en transmisión eléctrica, por lo que este valor sería una cota inferior del efecto en el costo marginal de largo plazo de la energía.

Una disminución en el factor de planta de la central térmica de expansión en base a carbón desde 90 por ciento a 80 por ciento implica un incremento del precio cercano al 10 por ciento. Si se tuviese que desarrollar el sistema eléctrico en base a ciclos combinados con GNL, dicho

GRÁFICO 24 / Comparación del costo medio de desarrollo de central de ciclo combinado y carbonera supercrítica, tasa de descuento del 9%



Fuente: Elaboración propia.

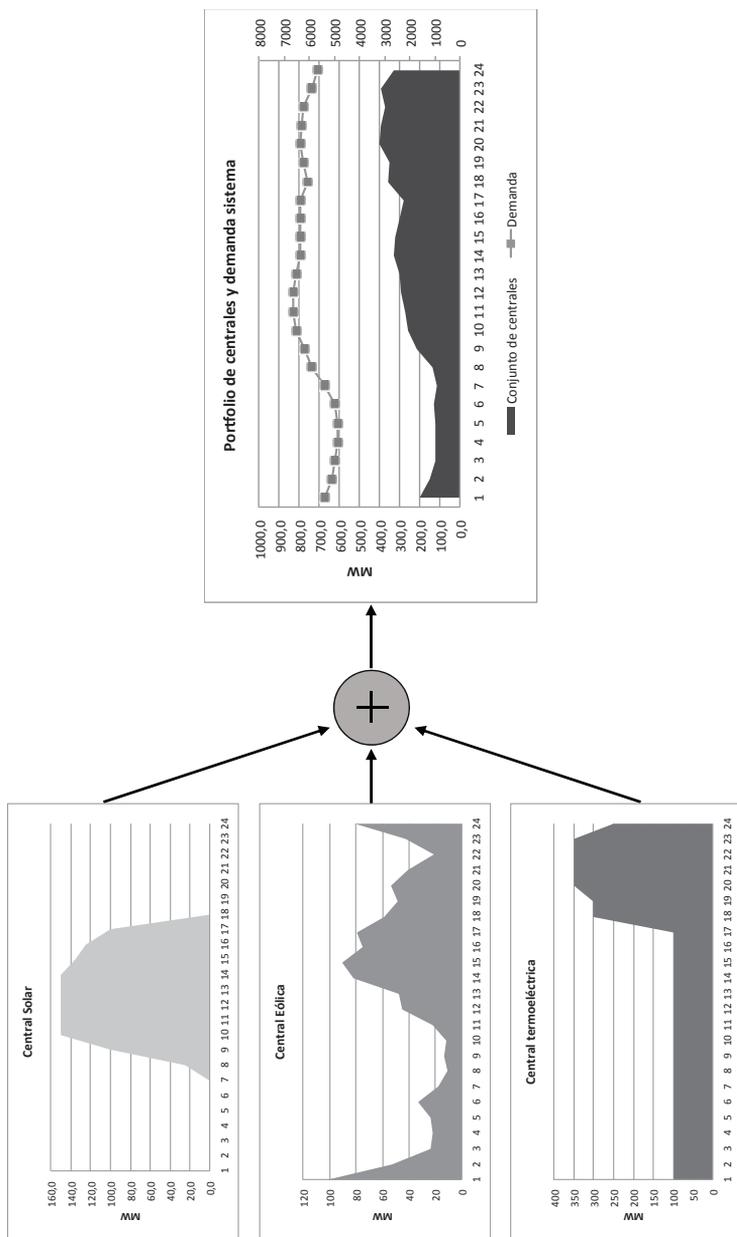
incremento de precio sería de 40 por ciento respecto de la alternativa de generación en base a carbón.

Se destaca que la tasa de incremento del costo marginal de largo plazo en una central carbonera es más alta que la de una central de ciclo combinado. Al comparar ambas tecnologías de generación termoeléctrica, se observa que para factores de planta superiores a 70% la central carbonera es más competitiva, y que para factores de planta inferiores a dicho valor es más competitiva la central de ciclo combinado.

El efecto sobre la tarifa del consumidor final se determina en base a la composición de los costos marginales de largo plazo de las tecnologías de generación, con sus respectivos factores de planta, en que cada tecnología participa en una proporción tal que la curva agregada de generación se aproxima a la curva de demanda del sistema eléctrico.

En la figura 38, se ilustra un ejemplo de una composición de centrales solar FV, eólica y termoeléctrica. Asumiendo los costos de largo plazo para las tecnologías de generación, se tiene un precio de energía ponderado de 75,7 US\$/MWh, que sería el precio para el consumidor final. Este ejemplo simplificado no incorpora el costo asociado al sistema de transmisión y supone que no existen restricciones de transmisión que limiten las inyecciones de las centrales.

FIGURA 38/ Composición óptima para abastecer demanda del sistema



Fuente: Elaboración propia.

TABLA 6/ Supuestos para composición de oferta

	CMg largo plazo US\$/MWh	Participación en energía
Solar	50	19,7%
Eólica	60	17,5%
Termoeléctrica	80	69,2%

Como alternativa a la central termoeléctrica, se pueden utilizar centrales de embalses que tengan un costo marginal de largo plazo inferior a dichas centrales. La utilización de centrales de embalse trae el beneficio adicional de aportar a las metas de reducción de gases de efecto invernadero que se ha propuesto el país.

Alternativamente a esta combinación de centrales, se puede evaluar la composición de una sola tecnología adicionando almacenamiento de energía, que puede ser mediante baterías, centrales de bombeo o almacenamiento térmico.

5.4 / Externalidades de la generación intermitente

La experiencia internacional ha mostrado una tendencia que profundiza el rol de la generación intermitente en los sistemas eléctricos. Casos emblemáticos como Alemania y España revelan que su incorporación no está exenta de problemas y costos externos, no considerados en su operación, que finalmente se traspasan al resto del sistema y a los consumidores finales, afectando además la competitividad del país. A continuación se presentan y discuten estas fuentes de costos.

5.4.1 / *Costos de operación de generación térmica*

a) Costos de mantención

El hecho de que una planta térmica realice ciclaje produce un deterioro acelerado de sus partes, siendo más rápido que el que ocurriría en

una operación en base (Berte et al., 2003). En consecuencia, los ciclos de mantención se acortan, el reemplazo de piezas claves se debe realizar de manera preventiva con mayor frecuencia y la vida útil de los equipos principales se reduce. Es difícil estimar el costo de mantención exacto por la operación estresada de centrales térmicas, pues depende del número de ciclos de operación que éstas deban realizar. Según Troy et al. (2010), sólo después de siete años se puede observar una gran falla producto de la operación en modo ciclado.

b) Costos de combustible en centrales térmicas

Los costos de combustible aumentarán como consecuencia del mayor número de veces que la unidad es encendida y apagada. Una disminución en la eficiencia de la planta, sumada a un rendimiento térmico variable y al gasto adicional en combustible y otros insumos adicionales por el encendido y apagado, aumenta el costo de combustible final (Pérez-Arriaga y Battle, 2012; Troy et al., 2010).

Los propietarios de las centrales térmicas generalmente no incluyen estos costos extra de combustible en su costo total de encendido. Hillestad (2000) indica que la suma de todos estos costos, más los de mantención están en un rango amplio (US\$ 1.000-100.000), dependiendo de la planta y si el despacho es muy sensible al agregar estos costos.

Por otro lado, una mayor penetración de las ERNCI implicaría una menor utilización de combustibles, y esa disminución de demanda reduciría el costo de los combustibles (EURELECTRIC, The Union of the Electric Industry, 2010).

c) Costos ambientales

La operación de respaldo o cobertura que ejercen centrales térmicas por la alta penetración de las ERNCI hace aumentar la emisión de gases contaminantes globales por unidad de energía, como el CO₂, y locales, como el NO_x, CO y otros contaminantes (Berte et al., 2003). Esta materia ya ha surgido como un aspecto relevante que deberá ser considerado en la planificación de la operación a futuro.

5.4.2 /

Costos de capacidad de reserva

La capacidad de reserva necesaria se relaciona con la variabilidad inherente a la operación de un sistema eléctrico, ya sea por variabilidad de la generación producto de uno o varios recursos (agua, viento, sol, combustible), o por contingencias en cualquiera de sus elementos (fallas de centrales, cortes de líneas, regulación de frecuencia, entre otros).

Por lo tanto, es importante notar que la capacidad de reserva^[13] necesaria depende de cada sistema. De distintos estudios sobre penetración eólica analizados por Holttinen et al. (2011) se concluye que el requerimiento de reserva es entre 4-5 por ciento de la capacidad eólica instalada para un periodo de 4 horas, si es que la penetración eólica es entre 5 a 10 por ciento de la demanda total del sistema en energía. Cuando la penetración eólica aumenta (más del 15 por ciento), el requerimiento de capacidad puede incrementarse a niveles entre el 15 y 20 por ciento de la capacidad eólica instalada.

5.4.3 /

Costos de transmisión

La transmisión es una componente importante de los costos de la integración de las ERNCI. En Europa, se reporta que el costo de transmisión por generación eólica puede variar desde 0 €/kW hasta 270 €/kW (Holttinen et al., 2011), dependiendo de la región y el nivel de penetración. Algunos autores sostienen que los aumentos en la capacidad de transmisión relajan las restricciones entre nodos de la oferta y demanda, y sus costos son menores al 25 por ciento del costo de inversión en ERNCI (Schaber et al., 2012).

Las redes europeas comúnmente son enmalladas, lo que implica que un aumento de capacidad de generación generalmente conlleva una in-

[13] Reserva primaria: reserva destinada a corregir las desviaciones instantáneas de generación respecto de la demanda real del sistema interconectado. Reserva secundaria: reserva destinada a las desviaciones reales de la demanda y la generación respecto de los valores previstos en la programación de la operación del sistema interconectado para periodos de actuación menores a 15 minutos.

versión en transmisión menor que en un sistema radial o lineal, como el que opera en Chile. En Estados Unidos, diversos estudios indican costos de inversión en transmisión para la incorporación de energía eólica del orden de 500 US\$/kW adicional, y este valor se mantiene constante con niveles altos de penetración producto de las economías de escala existentes (Mills et al., 2009).

5.4.4 /

Costo de desarrollo

Como ya se dijo, el costo de desarrollo de un sistema eléctrico es el costo con el cual las centrales que ingresan al sistema recuperan su inversión a una tasa y en una cantidad de años dada.

La disponibilidad efectiva para generar de la central es afectada por la penetración de ERNCI. Cuando la disponibilidad efectiva se reduce, el precio de equilibrio de la energía aumenta (Troy et al., 2010). Las centrales térmicas verán dificultada su capacidad de recuperar sus costos fijos por un menor factor de planta al ser desplazadas por la oferta de ERNC, que tiene prioridad de despacho, y, por lo cual, generarán por menos tiempo. En consecuencia, ciertas centrales dejarán de funcionar antes de tiempo. A la vez, no se realizarán nuevas inversiones en tecnologías de base por la incertidumbre asociada al factor de planta real (EURELECTRIC, 2010).

Esto ocasiona un problema en las decisiones de inversión en el mercado, por las siguientes razones:

- i. Una mayor cantidad de ERNCI necesita centrales generadoras que provean respaldo o cobertura de suministro en aquellas horas o periodos en los que no estén disponibles.
- ii. Una mayor generación ERNCI reduce el costo marginal de energía de corto plazo, pues desplaza generación térmica en algunas horas del día.
- iii. Una mayor generación ERNCI aumenta el costo de desarrollo debido a los menores factores de planta de las centrales termoelectricas, según lo descrito previamente.

En consecuencia, la conveniencia de invertir o no en centrales de base o con capacidad de operación continua no queda absolutamente clara, ya que, si bien son necesarias por razones de respaldo o cobertura de la demanda, no siempre estarán generando por lo que serán menos rentables. Lo anterior lleva a analizar la creación de sistemas tarifarios que incentiven su instalación. El reporte de EURELECTRIC (2010) propone establecer un esquema tarifario que genere ingresos por servicios complementarios a centrales que hagan ciclados al igual que la opción de homologar las reglas de despacho para todas las centrales, permitiendo estabilidad en la generación esperada.

5.4.5 /

Calidad de servicio y el rol de los servicios complementarios

Las ERNCI no tienen la capacidad de prestar servicios complementarios (servicios necesarios para mantener la estabilidad del servicio ante cambios no anticipados de la generación o la demanda de electricidad) al sistema eléctrico (Atienza, 2014), lo cual impone restricciones operativas para gestionar la calidad y seguridad del servicio, sea a nivel local o sistémico.

Las centrales generadoras eólica y fotovoltaica no aportan inercia al sistema, entendiendo el concepto de inercia como la capacidad de aumentar su generación rápidamente ante la ocurrencia de perturbaciones o contingencias en el sistema en que se demande una mayor generación eléctrica. En efecto, la inercia en un sistema eléctrico es un factor muy relevante para contener los efectos de perturbaciones ocasionadas por desconexiones inesperadas de componentes de generación y/o transmisión del sistema. Además, dichas centrales no tienen capacidad para participar en el control continuo de tensión, aunque actualmente algunos fabricantes están haciendo pruebas con parques eólicos (Atienza, 2014).

Una alternativa para incentivar que se minimicen los costos de respaldo del sistema es generar un mercado de servicios complementarios, en el cual exista un pago por darle mayor seguridad al sistema. Esto implica ir un paso más allá del pago por potencia firme, dando una señal que permita cubrir las altas inversiones asociadas a los sistemas de respaldos de menor costo nivelado, además de los costos de operación.

Los mercados de servicios complementarios existen desde 1996 en EE.UU. (Hirst y Kirby, 1996) y se han expandido en diversas regiones desde entonces, probando ser una solución para mejorar la confiabilidad de los sistemas eléctricos y reducir sus costos de operación, al diferenciar productos.

La generación de electricidad no es un producto homogéneo. Así como para viajar la mejor alternativa no depende únicamente del costo, sino que también de la distancia a recorrer (entre otros), por lo que en ciertas condiciones lo mejor es el avión, en otras el barco y en otros casos caminar. Lo mismo sucede en lo que respecta a la generación de electricidad. Dado que los requerimientos de potencia no sólo varían de hora a hora, en ocasiones puede requerirse un respaldo rápido que parta en menos de un minuto, pero que opere sólo por 10 minutos. Alternativamente, se puede requerir un respaldo para 30 minutos más y que se mantenga por 2 horas. Así es posible definir distintos tipos de servicios complementarios (pre-despacho, control de frecuencia, control de voltaje, control de desbalances de energía, provisión de reserva en giro, etc.). Cada servicio complementario requiere distintos tiempos de respuesta (desde segundos a decenas de minutos) y periodos de duración del servicio (desde pocos minutos a horas), y para esto se puede definir un mercado independiente, lo que disminuirá los costos totales del sistema, dado que permitirá que la tecnología más competitiva entregue el servicio específico requerido.

En específico, para garantizar el respaldo adecuado a la intermitencia eólica será necesario mantener márgenes más amplios de reserva. Por su parte, la intermitencia solar puede manejarse principalmente con seguimiento del despacho, lo que consistiría en programar una generación creciente y/o decreciente, que complemente el comportamiento de una central solar.

Una opción podría ser exigirles a los generadores de ERNCI y/o consumidores que garanticen un cierto nivel de respaldo programado a esta tecnología, para así disminuir los riesgos del sistema como un todo. De esta manera cada generador de ERNCI buscará la mejor alternativa para proveer el respaldo, considerando los costos y otras variables de interés.

Alternativamente, este mercado podría ser administrado por el mismo Coordinador Eléctrico Nacional, el que debiera determinar los requerimientos de respaldo para el sistema global. Estos serán menores a la totalidad de las ERNCI instaladas, dado que existe un cierto nivel de complementariedad entre éstas. Luego contratará los servicios de respaldo que minimizarán estos costos para luego traspasarlos y prorratarlos entre los generadores que aportan intermitencia al sistema y/o los agentes que se determine deben costear los servicios complementarios.

Evidencia empírica de costos de generación intermitente

Como se ha mencionado anteriormente, la generación intermitente comenzó a crecer con una mayor tasa durante la década del 2000 al 2010. Este aumento se dio principalmente por políticas de subsidio a la generación solar y eólica, cuyo objetivo era que la generación eléctrica proviniese de una matriz con una participación de a lo menos 20 por ciento de generación renovable.

Este capítulo se divide en dos partes: en la primera se analizan dos casos emblemáticos en los cuales el crecimiento de generación renovable intermitente fue explosivo y en donde los costos incurridos por esta integración, entendidos como costos externos, llegaron a niveles considerables: España y Alemania. En la segunda parte se examina el estudio de Urzúa (2014), en la que se estiman los costos futuros de operación del sistema eléctrico con base en la Ley 20/25 (Ley 20.698) y con esos resultados se proyectan los costos futuros de la integración.

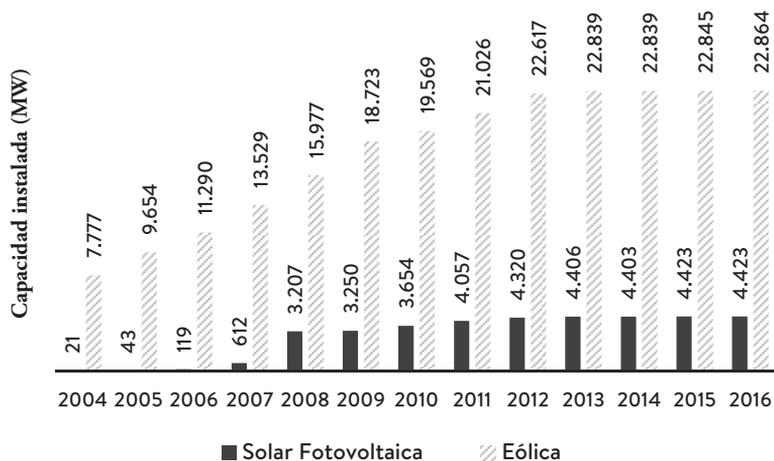
6.1 / Caso de España

El año 2005, el gobierno español lanzó el “Plan de Energías Renovables en España (PER) 2005-2010”, en el cual se revisaron, entre

otros, los compromisos de generación renovable en el país con el fin de mantener el objetivo de que la generación renovable representara el 12 por ciento del consumo total de energía al 2010. Con este plan se esperaba que hubiese 20.155 MW y 400 MW de generación eólica y solar fotovoltaica ese año, respectivamente. El incentivo principal para alcanzar estas capacidades consistió en la creación de un subsidio para estas tecnologías de 1,4 y 5,6 veces la tarifa normal de electricidad para la generación eólica y solar fotovoltaica respectivamente (Real Decreto 436/2004).

Los subsidios se mantendrían hasta que se alcanzaran los objetivos propuestos, y, si bien fueron revisados, la combinación de la disminución de los costos de inversión de ambas tecnologías, la mantención de un subsidio atractivo y el aumento de la tarifa base en el año 2007 (aumento de la demanda) logró que la capacidad instalada creciera a una tasa mucho más rápida que la esperada hasta el año 2012, cuando los subsidios fueron modificados radicalmente. Ver gráfico 25.

GRÁFICO 25/ Capacidad eólica y solar fotovoltaica instalada en España



Fuente: Elaboración propia con datos de Red Eléctrica de España.

6.1.1 /

Esquema de precios y costos de integración

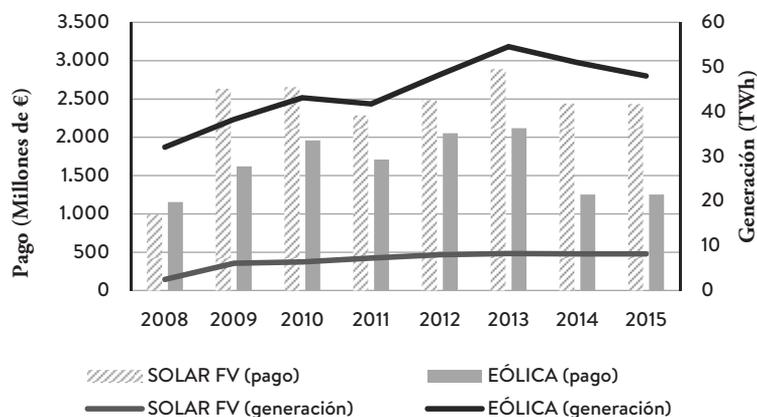
El esquema de precios para generación renovable en España, conocido como régimen especial, consiste en la posibilidad de vender la electricidad en dos modalidades:

- Regulado: venta de energía a una tarifa regulada a todo horario, que puede decrecer después de un periodo de operación de la planta (15, 20 o 25 años).
- Venta en mercado de producción de energía: venta de energía al precio resultante en el mercado de energía o precio de contrato complementado por una prima que varía según la tecnología. En este caso, el precio resultante puede tener una cota inferior y superior.

En el caso de la generación solar fotovoltaica y para centrales menores a 50MW, sólo se puede optar a la modalidad regulada por motivaciones ambientales, mientras que para el caso eólico está la opción de ambas modalidades. Dado que la segunda modalidad contiene más riesgo que la primera, se limitó a la tecnología eólica por ser una tecnología más madura cuando se iniciaron los esquemas de tarifas. Las tarifas reguladas, primas y otras características del sistema variaron desde su primera aplicación el año 2004 hasta el año 2012. El gráfico 26 muestra la generación eléctrica y pago por régimen especial de centrales eólicas y solares fotovoltaicas desde el año 2008 a 2015.

Para España se define como costo directo de integración unitario el pago por régimen especial (la sumatoria de tarifas reguladas y/o primas) anual dividido por la generación eléctrica anual. Los costos directos de la integración de la generación renovable intermitente fueron 352 €/MWh y 37,1 €/MWh en promedio para la generación solar fotovoltaica y eólica, respectivamente, el cual corresponde al monto de la FIT distribuida en un horizonte de 20 años. Desde el 2012 el régimen especial fue modificado; las tarifas reajustadas a partir del 2014 para ambas tecnologías se han mantenido alrededor de 297,8 €/MWh (solar fotovoltaica) y 25,3 €/MWh (eólica), y la instalación de nueva capacidad se ha enlente-

GRÁFICO 26 / Generación y pago por régimen especial de centrales eólicas y solares fotovoltaicas



Fuente: Elaboración propia con datos de CNMC (2015).

cido. El régimen especial para estas tecnologías ha significado un costo total de 31.951 millones de euros desde el 2008 al 2015. Ver gráfico 27.

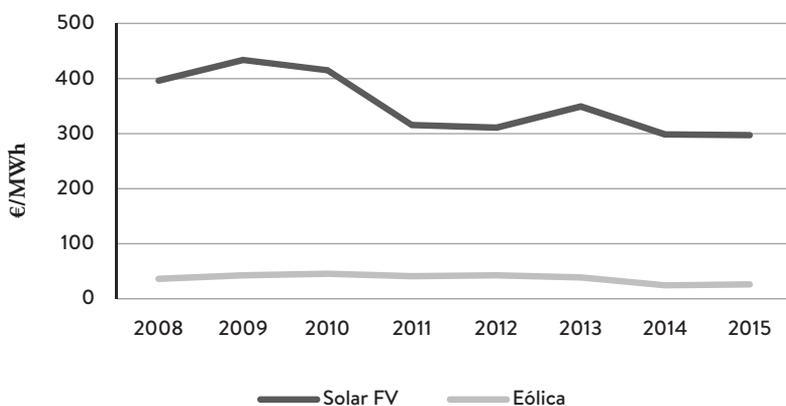
Es complejo computar cuál ha sido el costo neto de la generación intermitente, ya que, si bien ésta disminuyó la necesidad de generación térmica (gas natural principalmente) de base en el sistema eléctrico español, surgieron situaciones adicionales que a la fecha han sido difíciles de cuantificar monetariamente: i) operación anormal de centrales térmicas (*ciclaje*), ii) indisponibilidad impredecible de centrales renovables y iii) “vertimiento” de generación.

6.1.2 /

Problemas de integración

España no ha tenido grandes problemas técnicos para integrar la generación intermitente dada la tipología de su sistema: la reserva, regulación de voltaje y la regulación de frecuencia han provenido de centrales de ciclo combinado. Lamentablemente, sí han existido problemas económicos ya que el sistema de remuneración elegido por las autoridades

GRÁFICO 27/ Costo de integración unitario para generación eólica y solar fotovoltaica



Fuente: Urzúa (2014).

se volvió insostenible para el sistema eléctrico, dado el impredecible crecimiento de capacidad instalada (*The Economist*, 2013). Esto ha producido un incremento en la deuda que tienen los consumidores españoles con las empresas del sector eléctrico, deuda llamada déficit de tarifa.

El origen del déficit de tarifa se remonta al año 2000, cuando el Gobierno de Mariano Rajoy definió que la tarifa eléctrica a consumidores no podía subir más de 2 por ciento anual. Dado que los costos regulados de la generación aumentaron más que ese porcentaje, en parte por los subsidios a las renovables, a partir del 2005 y su crecimiento exponencial el año 2008, se produjo una deuda gigantesca (déficit de tarifa) que las empresas españolas tuvieron que ingresar en sus balances (Iberdrola, Endesa, Gas Natural Fenosa, E.ON y EDP) (ABC, 2013). Se ha trabajado en reformas para disminuir este déficit, principalmente aumentando la tarifa de clientes residenciales, pero al 31 de diciembre de 2015 el monto ascendía a 25.056 millones de euros (CNMC, 2016), 21 por ciento menos que el costo total del régimen especial para la generación eólica y solar fotovoltaica.

Hoy el sistema eléctrico español se encuentra con los desafíos de no desperdiciar la capacidad renovable ya existente y de que el déficit de tarifa siga disminuyendo sin tener que recurrir al aumento de la tarifa eléctrica de los consumidores finales. Si eso no es prontamente solucionado, será necesario eliminar los subsidios de alguna forma, lo que será perjudicial o para las empresas del sector o para toda la economía del país.

6.2 / Caso de Alemania

La historia de la generación renovable en Alemania se remonta a la década del 1970, cuando en ese año se mencionó el término *Energiewende* (transición de energía) por primera vez como alternativa en contra del uso de la energía nuclear. El término se consolidó en un libro (del mismo nombre) el año 1982, como una solución completa compuesta de generación renovable y eficiencia energética. El año 1991 fue lanzado el *Feed-in Act*, el primer sistema de incentivos para generación renovable en el cual la tarifa *feed-in* era un porcentaje de la tarifa estándar final de consumidor.

Sin embargo, la revolución energética no ocurrió sino hasta el lanzamiento de la Ley de Energía Renovable (*Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG*) el año 2000, la que modificó el sistema de incentivos para considerar la inversión, el tipo de tecnología renovable y el tamaño de la central. De esta forma se diferenciaron los incentivos para fomentar la generación de todo medio renovable (hidroeléctrico, biomasa, biogás, geotermia, eólico y solar). Las características principales de la ley son:

1. Rentabilidad asegurada de la inversión a través de tarifas *Feed-in tariff* (FIT). Las empresas dueñas de nuevas centrales reciben una tarifa fija por cada kWh generado. El FIT depende de la tecnología, tamaño y año en que entra en operación la planta y está asegurado por 20 años. La rentabilidad es entre 5 y 7 por ciento.
2. Conexión al sistema asegurada: toda fuente renovable tiene beneficios y preferencia para conectarse respecto a una fuente convencional.

3. Límite de instalaciones: en un principio, y hasta la modificación del año 2009, la capacidad a instalar estaba limitada.
4. Incentivos decrecientes: La tarifa disminuye cada año para nuevas centrales, de tal manera que esto incentive la reducción de los costos de inversión. Para la generación eólica y solar fotovoltaica, la reducción original era de 0,4 por ciento y 0,5 por ciento al año, respectivamente.
5. Financiada por los consumidores: El gobierno alemán no paga los costos de la EEG, sino que los consumidores. La diferencia entre la tarifa y el precio de mercado es pagada por los consumidores en su boleta de electricidad. Este sobrecargo no es cobrado de manera igualitaria según el consumo: los clientes industriales únicamente cancelan una parte e industrias con consumos eléctricos altos están exentas de pagarlo.

Es importante notar que la EEG no sólo aplica a la generación a nivel de mercado mayorista, sino que también para clientes finales y generación descentralizada. Esto último ha llevado a que los costos de la generación renovable sean pagados principalmente por la población pobre del país que no tiene poder económico para realizar instalaciones propias de generación (Der Spiegel, 2013).

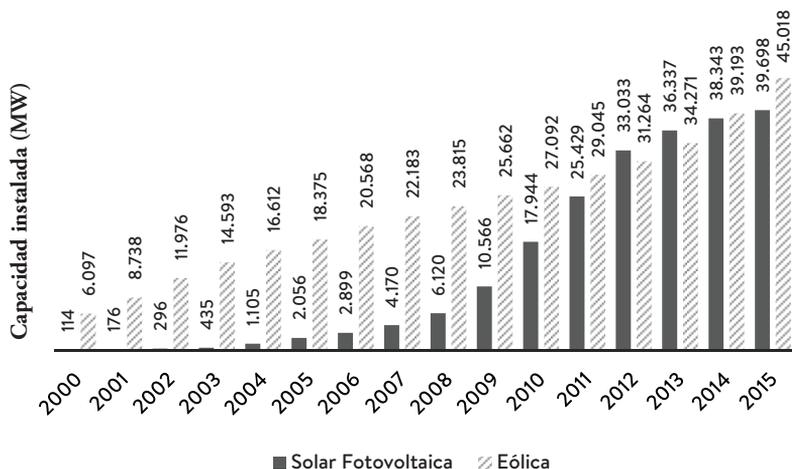
Debido a los cambios del mercado (reducción de costos de inversión principalmente), la ley fue modificada los años 2004, 2009, 2012 y 2014. Como se ve en el gráfico 28, la generación eólica logró su mayor crecimiento a partir de la primera versión de la EEG, mientras que la solar fotovoltaica empezó a crecer con fuerza a partir de la revisión del 2009.

6.2.1 /

Esquema de precios y costos de integración

Como se mencionó anteriormente, las tarifas originales fueron definidas el año 2000; no obstante, fueron actualizadas según el avance del mercado. En particular, para instalaciones solares se definieron 2 grandes grupos: instalaciones sobre techo e instalaciones sobre tierra; y para las instalaciones sobre techo 4 subgrupos: hasta 30 kW, 30 a 100

GRÁFICO 28 / Capacidad eólica y solar fotovoltaica instalada en Alemania



Fuente: Elaboración propia con datos del Ministerio Federal de Economía y Energía de Alemania (2016).

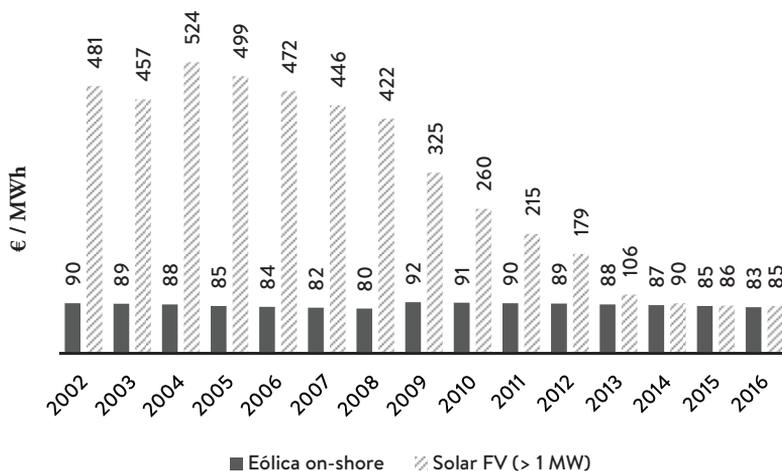
kW, 100 kW a 1 MW y mayor a 1 MW. La tarifa para instalaciones sobre techo es mayor, y a menor tamaño de instalación, mayor también la tarifa. Desde 2012, se puso un límite máximo de capacidad instalada igual a 10 MW en respuesta a las condiciones de mercado de los paneles solares; el costo había disminuido lo suficiente para que las instalaciones sobre 10 MW fueran competitivas en el mercado mayorista.

El gráfico 29 muestra las tarifas promedio para centrales eólicas *on-shore* y solares fotovoltaicas mayores a 1 MW.

La tarifa para generación eólica *on-shore* se ha mantenido constante (un poco menor que 100 € / MWh), mientras que la solar fotovoltaica partió muy alta durante el principio de la década para luego llegar a niveles parecidos a los de la generación eólica. Para instalaciones solares pequeñas, la tarifa observada en el mismo periodo ha llegado a ser 45 por ciento más alta. Estas tarifas generaron grandes pagos a las empresas y personas que decidieron instalar este tipo de sistemas.

Si bien la generación eólica creció a una tasa anual de 6 por ciento durante el periodo analizado, los pagos para esta generación se mantu-

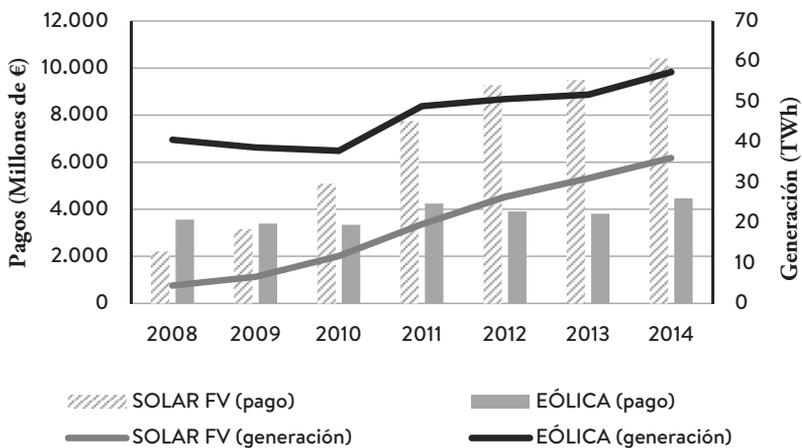
GRÁFICO 29/ Tarifas para centrales eólicas on-shore y solares fotovoltaicas (mayores a 1MW)



Fuente: Elaboración propia con datos de Netztransparenz: Plataforma de información de las empresas de transmisión en Alemania.

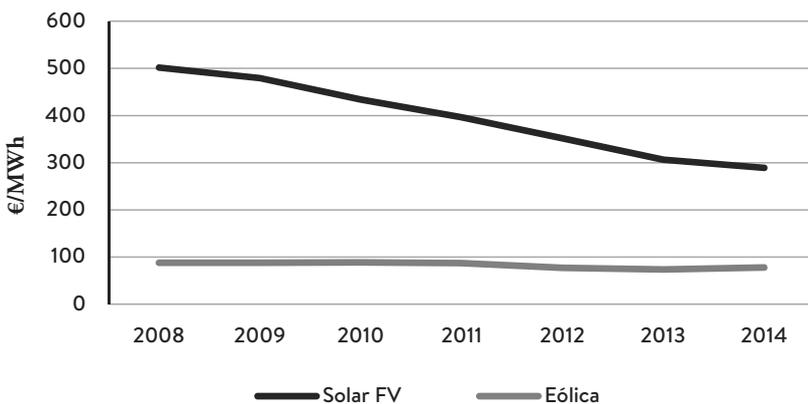
vieron un poco más estables y solamente crecieron en 4 por ciento, ya que algunas centrales optaron por vender su energía a través del mercado tradicional (opción introducida en la modificación del año 2009). Para la generación solar fotovoltaica, el crecimiento de la generación total y pagos fueron a tasas anuales de 42 y 28 por ciento, respectivamente. La diferencia es explicada por la disminución de las tarifas y la limitación a una capacidad instalada de 10 MW. La aplicación de la EEG para estas tecnologías tuvo un costo total igual a 74.171 millones de euros. El costo de integración unitario se define como la suma de todos los pagos por la EEG anuales divididos por la generación eléctrica anual para cada fuente. Con esto, los costos directos de integración de la generación renovable intermitente fueron 394 €/MWh y 83 €/MWh en promedio para la generación solar fotovoltaica y eólica, respectivamente. Estos valores corresponden a la suma de ingresos por concepto de FIT o premios tarifarios dividida por la generación anual. La baja de las tarifas FIT y la limitación del tamaño de las instalaciones que pueden acceder a dichos beneficios han llevado a reducir estos costos, como muestra el gráfico 31.

GRÁFICO 30 / Generación y pagos por la ley EEG de centrales eólicas y solares fotovoltaicas



Fuente: Elaboración propia con datos de Netztransparenz.

GRÁFICO 31 / Costo de integración unitario para generación eólica y solar fotovoltaica



Fuente: Elaboración propia.

6.2.2 /

Problemas de integración

A diferencia de España, en Alemania se han observado un poco más de problemas técnicos de la integración de fuentes intermitentes debido a la estructura de la matriz de generación del país. Históricamente, la generación con centrales térmicas carboneras ha representado alrededor del 40 por ciento de la generación total del país. Estas centrales tienen más dificultades para regular carga respecto de centrales de ciclo combinado que utilizan gas. Como los precios del mercado han caído ha sido necesario retirar unidades del mercado o realizar pagos por capacidad para que las centrales sigan operativas y rentables (Poser et al., 2014). De igual forma, esta dificultad para regular la generación se ha materializado en que el precio de la electricidad en el mercado sea negativo en algunas horas y días (Martin, 2016); para las centrales térmicas el costo de detención y partida en plazos breves es caro, por lo que dichas centrales prefieren mantenerse en servicio, para lo cual ofertan su energía a precios negativos, pagan por mantenerse en operación, durante algunas horas para competir contra la generación renovable, cuyos precios de oferta son cercanos a 0 USD/MWh. También ha ocurrido en algunos casos que las emisiones de gases de efecto invernadero han aumentado por la operación cíclica de las unidades respecto de una operación anterior en la que operaban a régimen continuo en un punto de mayor eficiencia o, bien, no estaban siendo despachadas (Der Spiegel, 2013).

Sin embargo, el problema mayor de Alemania es el mismo que España: uno de índole económico. La alta penetración de fuentes renovables ha hecho bajar el precio de mercado y, como el subsidio de la EEG lo pagan directamente los consumidores finales y éste depende del precio de la energía de mercado, los consumidores residenciales han visto aumentar su precio más del doble entre 2000 y 2013 (de 0,14 €/kWh a 0,29 €/kWh) (Poser et al., 2014). Además, dado que gran parte de la industria está exenta del pago de la EEG y los consumidores residenciales también tienen la opción de acceder a tarifas especiales al construir fuentes renovables, la mayor parte del costo de

la EEG ha sido pagado por las clases socioeconómicas más pobres del país, ya que no tienen el capital inicial para realizar estas instalaciones (Der Spiegel, 2013).

Estos problemas han llevado a que la discusión política en Alemania respecto de la EEG sea eliminar los incentivos *feed-in-tariff* y que en su reemplazo se utilice un sistema de licitación con capacidades máximas para la generación renovable, y que el precio a pagar para esas tecnologías provenga del mercado y no sea fijado por el gobierno (Martin, 2016).

Alemania será un excelente ejemplo a analizar de cómo lograr una integración de fuentes renovables intermitentes, ya que para alcanzar sus objetivos necesitarán mantener las fuentes térmicas de respaldo operando de manera rentable sin dañarlas mientras que los subsidios o pagos que se hagan no tengan que ser pagados por la población más pobre. La combinación de estas condiciones con un control del costo total será primordial para ver si este ejemplo es exitoso o no.

6.3 / Caso Chile: estimación de los costos de la Ley 20/25

Cuando la Ley 20.698 fue promulgada surgieron dudas de cómo esta iba a ser aplicada y si es que se iba a cumplir la meta. El crecimiento de la generación de ERNC a partir del año 2012 ha mostrado que la meta probablemente será cumplida e incluso superada. Este mismo crecimiento evidencia que la gran mayoría de la generación vendrá de fuentes eólicas y solares fotovoltaicas, fuentes intermitentes que podrían impactar los costos del sistema eléctrico; es decir, estas fuentes podrían tener un costo de integración asociado. El trabajo de Urzúa (2014) estudió cuál sería el efecto de la ley en los costos del Sistema Interconectado Central^[14], de tal forma de estimar cuál sería el costo de integración.

A continuación se describen de manera breve los aspectos y resultados de dicho trabajo atingentes a este libro. Para mayor detalle, se sugiere leer el documento completo.

[14] En esa fecha aún no era definido el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

6.3.1 /

Cota inferior de los costos de integración

La investigación consistió en una simulación de la operación y despacho hidrotérmico tradicional del SIC en un periodo de 10 años (desde el 2017 hasta el 2027), en el que se agregaron restricciones a la operación de centrales térmicas a carbón y de ciclo combinado. Se construyó un parque de generación futuro sólo con centrales a carbón que fueron reemplazadas por plantas eólicas y solares en escenarios con mayor penetración de generación renovable intermitente. De esta forma, se evalúa el efecto en costos al incrementar las fuentes intermitentes del sistema en comparación con una expansión de base a carbón^[15]. El trabajo definió los costos del sistema de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$\text{Costos del SIC} = \text{Costo de generación} + \text{Costo de inversión en centrales} + \text{Costo de inversión en transmisión eléctrica}$$

No fueron incluidos costos por servicios complementarios (regulación de voltaje, frecuencia, carga u otros), debido a la complejidad computacional adicional necesaria para computar estos valores. Las restricciones y supuestos más importantes del trabajo son los siguientes:

- Las características de centrales térmicas e hidroeléctricas provienen de la base de datos de la CNE para el cálculo de precio nudo de octubre del 2013.
- La simulación de los recursos eólico y solar fotovoltaico fueron modelados de manera estática (sin un comportamiento estocástico).
- El sistema de transmisión fue simplificado y únicamente se incluyó el sistema troncal para el cálculo de la inversión.
- Proyección de precios de combustible fijos acorde a lo observado a fines de 2013.
- Nodos de desarrollo de centrales eólicas y solares que no corresponden a proyectos reales.

[15] No fue utilizada una expansión en base a gas natural debido al costo y disponibilidad existente a la fecha de la elaboración del estudio de Urzúa.

- Sólo se incluyeron restricciones técnicas en la operación de centrales a carbón y ciclos combinados (potencia mínima, mínimo tiempo de operación y rendimiento térmico variable). No fueron incluidos tiempos de toma de carga, mantenimientos extra por operación de ciclaje u otros.

De esto se puede inferir que el análisis hecho en este informe corresponde a una cota inferior de los costos de operación del SIC, y, en consecuencia, una cota inferior de los potenciales costos de integración. El hecho de no haber considerado una integración con el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) no les quita validez a los resultados, ya que al integrarlos la matriz de generación continuaría siendo esencialmente hidrotérmica.

6.3.2 /

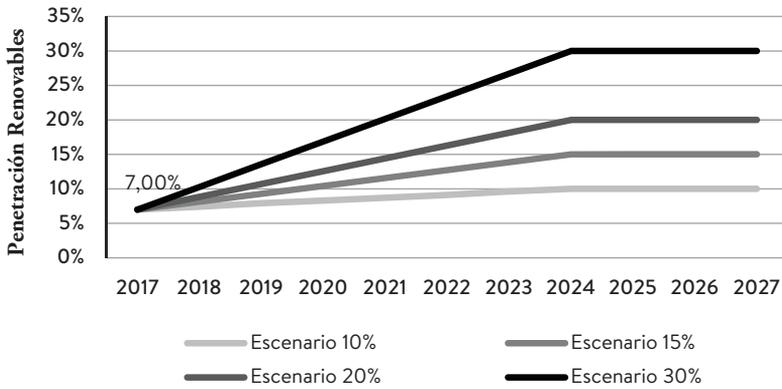
Costo marginal de largo plazo y estimación de costo de integración

La operación del SIC fue simulada para cuatro escenarios de penetración de energía renovable con un crecimiento hasta el año 2024; posterior a ese año la penetración se mantuvo constante. La penetración es la generación renovable del sistema dividida por la demanda total. A continuación, el gráfico 32 muestra la penetración de ERNC en el sistema y se discuten los costos marginales y el costo de integración que se obtienen de las simulaciones.

La oferta de generación fue optimizada de manera que el equilibrio oferta-demanda se mantuviera constante para todos los escenarios; en consecuencia, los costos marginales son similares en todos los escenarios, exceptuando algunas variaciones en algunos meses. Estas variaciones se dan por la falta de generación de base en el sistema (las fuentes renovables generan menos) respecto del escenario con menor penetración; por lo tanto, es necesario contar con generación de centrales más caras. El costo marginal de largo plazo es igual a 90 US\$/MWh.

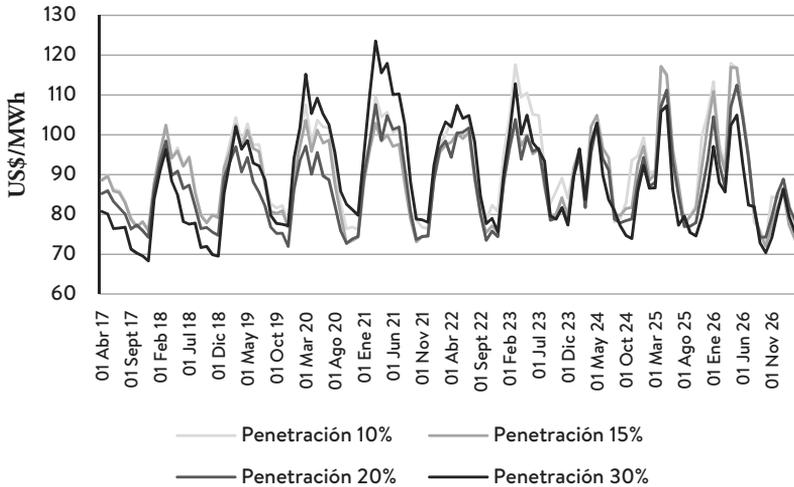
El gráfico 34 muestra la suma de los tres costos (la fórmula de costos presentada al principio de la sección: 6.3.1.) para los cuatro escenarios de penetración.

GRÁFICO 32/ Penetración de las ERNC en el SIC



Fuente: Elaboración propia.

GRÁFICO 33/ Costo marginal promedio en el SIC



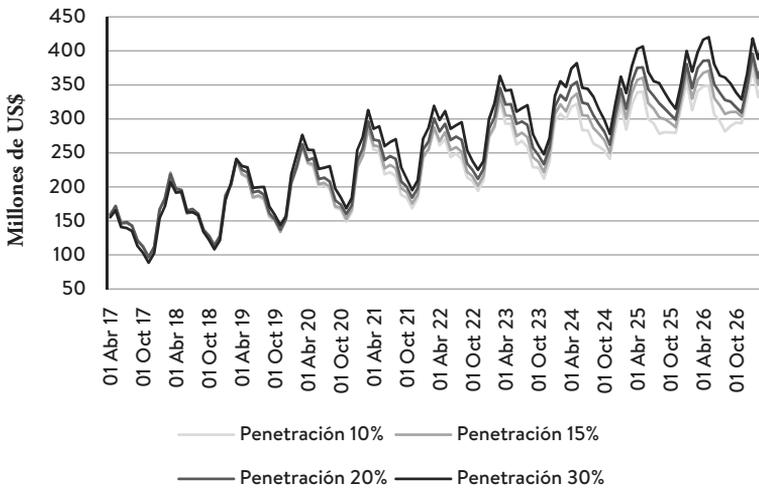
Fuente: Elaboración propia.

Como se observa en el gráfico 31, para los cuatro escenarios de penetración no se evidencian mayores diferencias en el corto plazo, recién a partir del año 2021 se observa un aumento del costo a medida que crece la penetración de generación renovable. En promedio, el costo aumenta en 17 MMUSD por cada punto porcentual adicional de generación renovable al año 2024, siendo el desglose el siguiente:

- Aumento de 30,97 MMUSD por mayor inversión en centrales,
- Aumento de 0,39 MMUSD por mayor inversión en transmisión, y
- Disminución de 14,11 MMUSD por menor costo de operación de centrales termoeléctricas.

Esta variación del costo permite estimar el costo de integración de la generación eólica y solar fotovoltaica. El costo de integración fue calculado utilizando una actualización respecto del resultado original. La actualización consiste en que los costos de inversión en centrales y transmisión no se consideran como un flujo único en el momento de entrada en operación, sino que han sido anualizados (con una tasa anual igual a 6 por ciento) en un periodo de 25 y 40 años para centrales y líneas

GRÁFICO 34/ Costo mensual del SIC



Fuente: Elaboración propia.

de transmisión, respectivamente. De esta forma, se calcula el costo de integración como la división entre el aumento de generación renovable intermitente y el aumento del costo total. Se define el escenario de penetración de 10 por ciento como el caso base, obteniendo un costo de integración I para cada escenario i , según la siguiente fórmula:

$$I_i = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{C_{i,t} - C_{10\%,t}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{G_{i,t} - G_{10\%,t}}{(1+r)^t}}$$

Donde $C_{i,t}$ es el costo en el mes t del escenario i ; $G_{i,t}$ es la generación renovable intermitente en el mes t del escenario i ; y r es la tasa de descuento (6 por ciento anual en este trabajo). El horizonte considerado para el cálculo considera desde abril del 2017 hasta diciembre del 2049 (de manera que se puedan amortizar todas las centrales instaladas). El costo de operación del último año simulado (año hidrológico 2026) fue replicado hasta el 2049 para obtener un perfil de costos para todo el periodo. Finalmente, los costos de integración son los que se muestran en la tabla 7.

TABLA 7 / Costo de integración en el SIC

Escenario de penetración	Costo de integración (USD/MWh)	Promedio ponderado (USD/MWh)
10%	0,0	
15%	58,9	
20%	45,5	41,0
30%	40,7	

En este caso, el costo de integración es el precio que se debe pagar por cada MWh de generación eléctrica con fuentes eólicas y solares fotovoltaicas y sirve como un indicador para medir cuánto costaría seguir una expansión de la matriz con estas fuentes en lugar de una en base a carbón.

En atención a la volatilidad en los precios de los combustibles fósiles observada en los últimos años, se realizó un análisis de sensibilidad para

el costo de integración en el cual se aumentaron y redujeron los precios de estos energéticos primarios. En el escenario de aumento se subieron en 30 por ciento y en el de disminución el precio del carbón se redujo en 25 por ciento, mientras que el diésel y el gas natural en 50 por ciento. De este análisis se concluye que el costo de integración se explica en gran parte por los precios del combustible, y que en un escenario con bajos precios el costo aumenta mientras que uno con altos precios disminuye.

TABLA 8 / Análisis de sensibilidad del costo de integración

Escenario de precios de combustible	Escenario de penetración	Costo de integración (USD/MWh)	Promedio ponderado (USD/MWh)
Alto	10%	0,0	34,6
	15%	47,6	
	20%	42,3	
	30%	32,8	
Bajo	10%	0,0	46,2
	15%	63,1	
	20%	54,6	
	30%	45,2	

El costo de integración permite calcular el costo de energía necesario para viabilizar la construcción de centrales renovables intermitentes; en otras palabras, su *feed-in-tariff* equivalente. Esta tarifa es la suma del costo marginal de largo plazo más el costo de integración, y es igual a 121 USD/MWh, valor menor a lo observado en Alemania y España (alrededor de 150 USD/MWh).

En conclusión, manteniendo una expansión de la oferta de generación a un mismo costo marginal, una mayor penetración de generación renovable intermitente produce costos más altos en el sistema en comparación con una expansión en base a carbón. El costo de integración necesario para dichas fuentes está alineado con lo que fue observado en otros sistemas eléctricos. Finalmente, los resultados de este trabajo están limitados por los supuestos utilizados en su elaboración; los principales que deberían ser revisados dicen relación con:

- Los costos de instalación de centrales.
- Costos de combustible.
- Incorporación completa de la red de transmisión.
- Incorporación de otras restricciones de operación.
- Y la incorporación de la aleatoriedad en la generación intermitente.

En resumen, este trabajo presenta una cota inferior de los costos; agregando las revisiones descritas y usando la misma metodología, se obtendrían resultados actualizados que permitirían un mayor detalle y precisión de los costos de penetración de la generación renovable intermitente.

Impacto de tecnologías de generación de ERNC en la operación y calidad del suministro eléctrico

El impacto de la generación de energías renovables en los sistemas eléctricos depende de la disponibilidad y variabilidad del recurso (intermitencia), del tipo de tecnologías utilizadas para interconectarse o sincronizarse con la red y de los sistemas de control de tensión y frecuencia disponibles.

La generación renovable convencional en base a energías hidráulica y térmica (biomasa, biogás y geotérmica), por lo general, presenta un perfil conocido de generación, con baja variabilidad diaria y horaria, a diferencia de las energías de generación intermitente como la solar sin almacenamiento y la eólica. Adicionalmente, la tecnología utilizada para sincronizar la generación renovable convencional corresponde al generador síncrono, el cual presenta características bastante estándares y conocidas en los sistemas eléctricos de potencia, entre las que destacan la respuesta inercial y la capacidad para realizar el control de frecuencia (a través de un dispositivo llamado gobernador) y el control de tensión (a través de un regulador de voltaje).

Debido a lo anterior, el foco de este capítulo se centra en el análisis del comportamiento y el estudio del impacto en la seguridad y calidad de suministros de las tecnologías de generación renovables no convencionales eólica y solar, cuya interfaz eléctrica es en base a máquinas asín-

cronas (es decir, que generan electricidad a una frecuencia distinta a la del sistema) y dispositivos de electrónica de potencia (inversores).

7.1 / Impacto de generación de ERNC en sistemas eléctricos [*]

El creciente desarrollo de las energías renovables impulsado por la reducción en sus costos y una tendencia global por diversificar las matrices energéticas nacionales, incrementando la participación de tecnologías limpias y sustentables, ha generado un aumento considerable en los niveles de penetración de energías renovables intermitentes en los sistemas eléctricos. La mayor parte de estas tecnologías se interconectan a la red a través de dispositivos de electrónica de potencia y máquinas asíncronas (generación eólica), lo cual introduce desafíos importantes en la estabilidad, calidad de servicio y seguridad operacional de los sistemas eléctricos.

A continuación se entrega una descripción tanto de los desafíos y requerimientos técnicos más relevantes que deben ser considerados al planificar, diseñar y operar sistemas con alta penetración de energías renovables de carácter intermitente, como del impacto de estas tecnologías en la estabilidad de la red eléctrica.

7.1.1 / *Regulación de tensión y recuperación transitoria de voltaje* [*]

En un sistema eléctrico es necesario mantener el voltaje o tensión dentro del valor nominal^[16] o de diseño para permitir el flujo de los bloques de energía por la red y posibilitar el consumo de la electricidad en diferentes equipos, es decir, se debe mantener dentro de un rango de valores mínimos y máximos respecto de la tensión nominal, lo que se denomina regulación de tensión. La regulación de tensión en sistemas

.....
[16] Tensión nominal o voltaje nominal se refiere al nivel de tensión que caracteriza al dispositivo eléctrico que la consume o produce. Todo equipo eléctrico acepta un porcentaje de variación respecto de su tensión nominal, el cual dependerá de sus características.

eléctricos es gestionada principalmente por los generadores síncronos^[17] instalados en las centrales convencionales mediante el control de inyección o absorción de potencia reactiva de acuerdo a su características de diseño, las que se representan mediante la llamada curva o diagrama P-Q, que representa los rangos admisibles de capacidad máxima del generador (figura 39) para entregar potencia activa (P) y proveer o absorber potencia reactiva (Q).

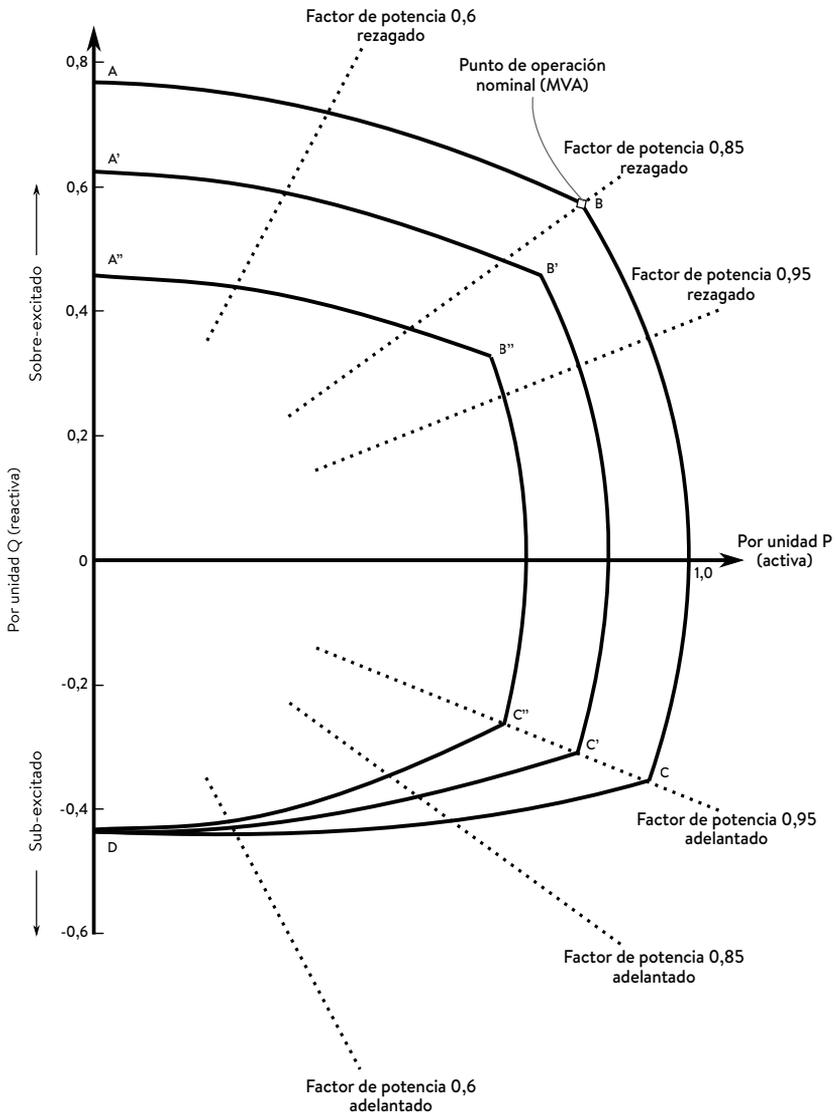
Las líneas continuas de la curva representan los posibles puntos de operación del generador tanto de potencia activa como reactiva. Así en el punto A, la potencia activa es cero y la reactiva es máxima y el generador opera de manera sobreexcitada o inyectando energía reactiva. El punto B corresponde a un punto de operación donde la potencia activa es 0,9 pu y la reactiva es 0,5 pu lo que se logra con un factor de potencia de 0,85. Las líneas segmentadas corresponden a puntos de operación del generador en donde el factor de potencia es constante. Si la potencia reactiva es negativa entonces el generador absorbe potencia reactiva en cuyo caso se dice que el generador esta subexcitado.

La zona de potencia reactiva (Q) negativa se refiere a la absorción de ella, y la zona positiva se refiere a la inyección de ella. Notar que la potencia activa (P) es siempre positiva, dado que un generador aporta potencia activa al sistema.

La tensión de campo DC en el rotor es controlada a través de un regulador de voltaje (AVR: Automatic Voltage Regulator), el cual responde a desviaciones de la tensión en los terminales del generador (o un punto remoto) con respecto a una tensión de referencia o *set-point*. La velocidad de respuesta o de recuperación del voltaje luego de fallas en el sistema —que está relacionada entre otras cosas con el nivel de cortocircuito en el punto de conexión del generador, del tipo y duración de la falla y de las características de la carga en los alrededores— dependerá tanto de la tecnología del generador y su sistema de excitación, como del tipo de regulador de tensión y sus parámetros. Este fenómeno transitorio de la tensión, también conocido como “Low-voltage Ride-through”

[17] El concepto síncrono se refiere a que la central generadora opera con la misma frecuencia del sistema eléctrico.

FIGURA 39/ Curva P-Q de capacidad máxima para un generador síncrono



Fuente: Elaboración propia.

(LVRT), está directamente vinculado a la capacidad de los generadores para inyectar potencia reactiva y a la velocidad de respuesta de sus sistemas de control (AVR).

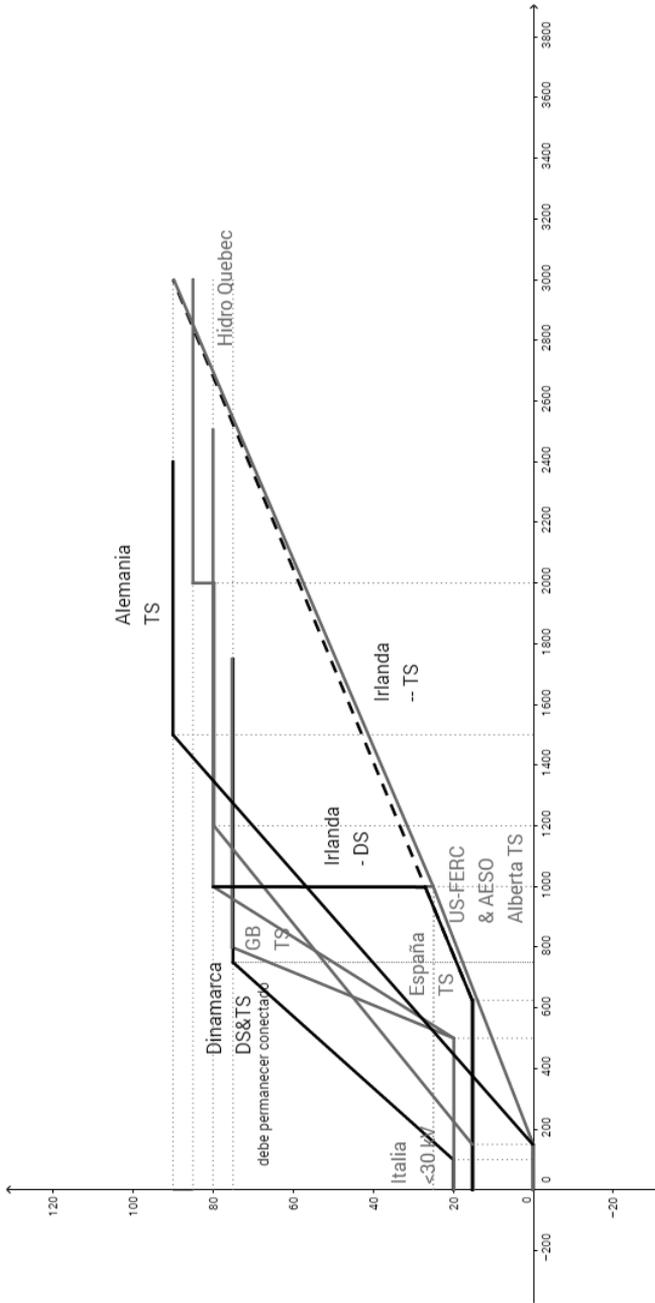
Para mantener la estabilidad transitoria de voltaje de corto plazo luego de una falla, es imprescindible que los generadores síncronos de gran tamaño (>10 MW de capacidad) soporten los huecos o caídas de tensión producidos por ésta y que permanezcan en servicio durante y luego que la falla es despejada. Si bien esta respuesta no es difícil de mantener en generadores síncronos, podría ser un desafío para algunas tecnologías de generación renovable eólica y solar.

Así, al igual que para los generadores convencionales, en la medida en que las plantas de energías renovables aumentan su tamaño y capacidad de generación, se torna imprescindible que sus unidades generadoras también permanezcan en servicio durante y luego de una falla en la red eléctrica, a fin de evitar un problema de estabilidad mayor como sería un colapso de tensión. Este último se produce por un mayor consumo de potencia reactiva gatillado por alguna contingencia en la red o por un incremento inesperado de la potencia activa, ocasionando una reducción lenta de la tensión en uno o varios puntos de la red eléctrica. De no existir recursos de reactivos adicionales en la red, el regulador automático de tensión en los generadores incrementará aporte de reactivos para recuperar la tensión, con lo que se genera un flujo adicional de reactivos con la correspondiente caída de tensión en los generadores hasta el punto donde no es posible recuperar el sistema.

Con este propósito, es que la mayoría de los países han adoptado normas y estándares con requerimientos técnicos en los cuales se especifican los requisitos mínimos que deben cumplir los generadores de todo tipo, y en particular los renovables, para soportar fenómenos como el LVRT. La figura 40 muestra los requerimientos de LVRT implementados en las normas técnicas (Grid Codes) en Europa y Norteamérica. Las curvas representan la tensión mínima para cada intervalo exigido a un generador para permanecer en servicio, por lo que, para tensiones por debajo de las envolventes, el generador podría ser desconectado de la red.

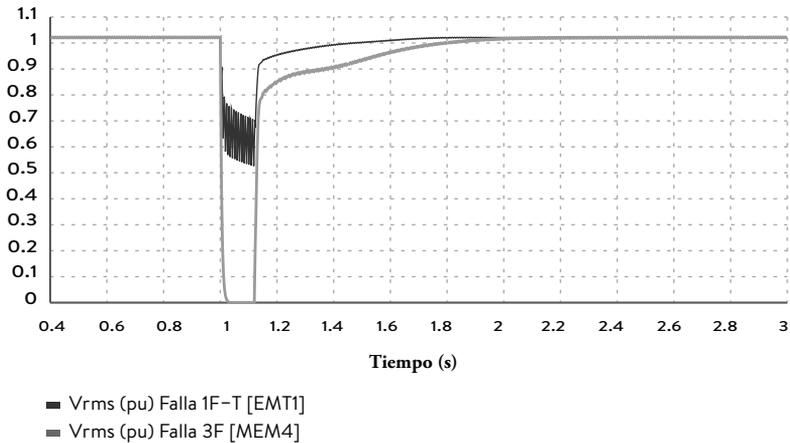
En cuanto a las tecnologías de generación eólica, las turbinas de primera y segunda generación (tipo 1 y 2) que no cuentan con compensación

FIGURA 40/ Requerimientos de LVRT de Normas técnicas internacionales



Fuente: Elaboración propia a partir de Tsili et al. (2008).

GRÁFICO 35/ Recuperación de voltaje (LVRT) para una turbina eólica tipo 1

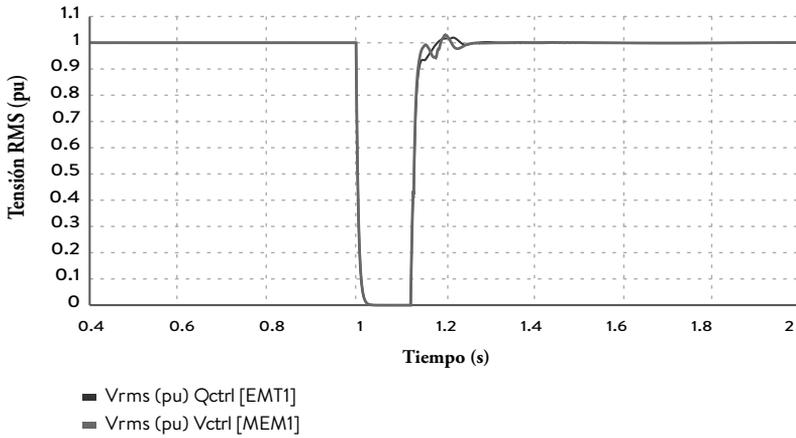


Fuente: Simulaciones propias.

reactiva propia presentan limitaciones para cumplir con los estándares internacionales de LVRT ante fallas cercanas a su punto de conexión; por lo tanto, en los casos de redes débiles se podría producir una desconexión de las unidades generadoras gatillada por las protecciones de bajo voltaje. Para evitar esta condición no deseada, es necesario instalar equipos de compensación reactiva como los compensadores estáticos de reactivos (CER), de modo de mejorar la respuesta y recuperación de tensión post-falla. El gráfico 35 muestra la respuesta de la tensión de un generador eólico tipo 1 en una red de distribución desbalanceada.

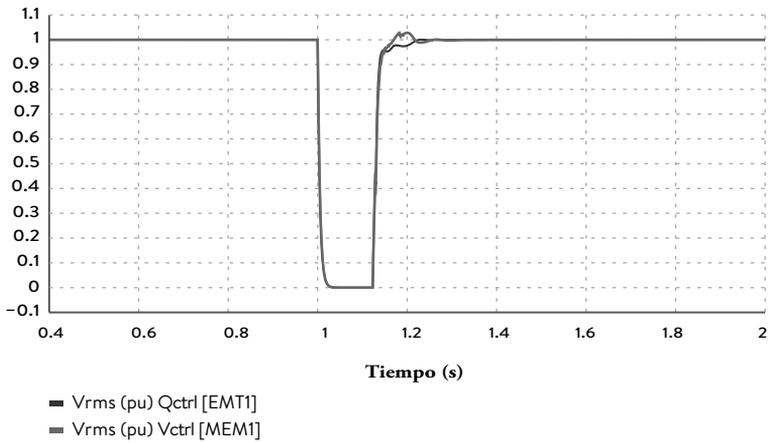
Los generadores eólicos en base a convertidores tipo VSC (tipo 3 y 4) tienen la posibilidad de operar en dos modos de control en el GSC: potencia reactiva constante/factor de potencia constante (Q_{ctrl}), o tensión constante (V_{ctrl}). El modo de control preferido para plantas medianas o pequeñas es el de factor de potencia constante y, por lo general, con un valor cercano a uno para maximizar la generación de potencia activa. Sin embargo, en sistemas con reservas limitadas de reactivos y/o con bajo nivel de cortocircuito, las plantas de mayor magnitud pueden ser operadas en modo de control de tensión según requerimiento del Operador del Sistema Eléctrico (OSE). El control

GRÁFICO 36 / Recuperación de voltaje (LVRT) para un parque eólico tipo 3



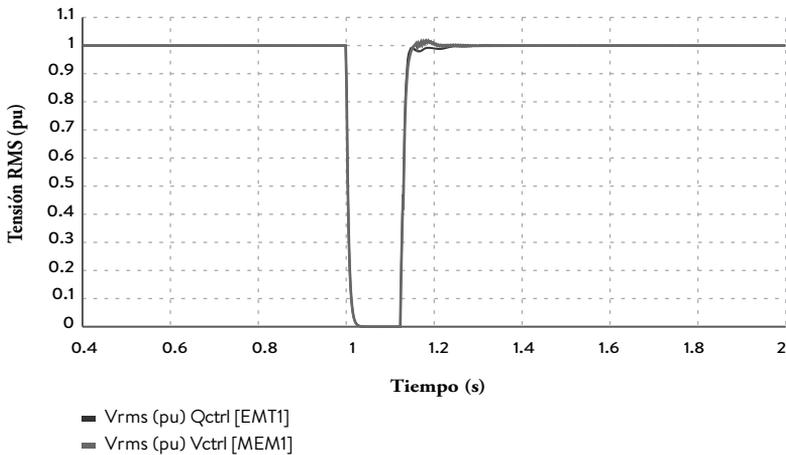
Fuente: Simulaciones propias.

GRÁFICO 37 / Recuperación de voltaje (LVRT) para un parque eólico tipo 4



Fuente: Simulaciones propias.

GRÁFICO 38/ Recuperación de voltaje (LVRT) para una planta FV



Fuente: Simulaciones propias.

de tensión se producirá hasta ocupar las reservas máximas de reactivos de acuerdo con la curva PQ del convertidor, de modo de mantener la tensión en voltaje predefinido o dentro de un rango específico. Alternativamente, se podría contar con un control mixto, el cual mantiene un factor de potencia constante siempre y cuando no se exceda un rango de tensión predefinido.

El control vectorial con modulación PWM a alta frecuencia permite una rápida respuesta del controlador del convertidor VSC; por lo tanto, las turbinas eólicas tipo 3 y 4 presentan una buena respuesta de LVRT ante fallas. Los gráficos 36 y 37 muestran la respuesta LVRT de un parque eólico tipo 3 y tipo 4 (modelados en detalle en EMTP-RV), respectivamente, para una falla trifásica de 120 ms en el punto de conexión, operando en modos Qctrl y Vctrl. De los gráficos 33 y 34 se observa que para ambos modos de control se presenta una positiva respuesta del tipo LVRT para un nivel de cortocircuito igual a aproximadamente 30 veces la capacidad nominal del parque eólico.

El aporte de potencia reactiva, por ende el control de tensión, en turbinas tipo 3 y 4 es posible sólo en condiciones de disponibilidad de viento; de lo contrario, no habrá energía suficiente para cargar el

capacitor en el lado DC del convertidor y producir la tensión necesaria para el flujo de potencia reactiva. No obstante, aun en condiciones sin viento es posible continuar inyectando reactivos con la adición de un sistema de almacenamiento de energía por medio de baterías (BESS: Battery Energy Storage Systems). Un método alternativo que ha sido investigado es el uso de potencia activa de la red para cargar el capacitor DC del convertidor, el cual entrega de vuelta potencia reactiva a la red; sin embargo, este sistema genera pérdidas por lo que únicamente sería recomendable en condiciones extremas de escasez de reactivos y para evitar un colapso de tensión.

Los generadores FV utilizan un convertidor y sistema de control en el lado de la red similar al del convertidor eólico tipo 4 y con los mismos modos de control (Vctrl y Qctrl), por lo que su respuesta de tipo LVRT es muy similar. Asimismo, presentan las mismas restricciones de aporte de reactivos en los casos con baja o nula irradiación solar. La respuesta LVRT ante una falla trifásica de 120 ms en el punto de conexión de un parque FV operando en modos Vctrl y Qctrl se presenta en el gráfico 38.

7.1.2 /

Respuesta inercial y regulación de frecuencia []*

El correcto balance entre generación y demanda en un sistema eléctrico AC permite mantener la frecuencia en cada instante igual a su valor nominal (50 Hz para el caso de Chile). Cualquier desbalance entre estas dos variables producirá desviaciones en la frecuencia nominal. De este modo, si la generación de potencia es superior a la demanda, la frecuencia se incrementará, pues los generadores al ver menor demanda se acelerarán. A su vez, si la demanda supera la generación, la frecuencia del sistema caerá, pues el generador tenderá a reducir su velocidad. La frecuencia es un parámetro relevante que caracteriza la calidad del producto electricidad, pues varios dispositivos que la utilizan han sido diseñados para trabajar con dicha frecuencia, como es el caso de los motores eléctricos, los cuales deben funcionar a su velocidad nominal para realizar adecuadamente su trabajo; por ejemplo, un molino de minerales o un sistema de refrigeración.

El control de frecuencia es realizado primordialmente por medio de los generadores síncronos disponibles en la red y habilitados para este propósito. Es posible identificar tres etapas de regulación de frecuencia de acuerdo con el tiempo y duración de la respuesta frecuencial ante variaciones de la generación/demanda y ante eventos o contingencias de desprendimiento de carga o de generación: i) la respuesta inercial, ii) la regulación primaria y iii) la regulación secundaria (Ela et al., 2012). La respuesta inercial corresponde a la acción ejercida principalmente por la energía cinética almacenada en las máquinas rotatorias existentes en la red. La energía cinética en un generador síncrono es proporcional al cuadrado de su velocidad de rotación y a la masa de las partes rotacionales (inercia). Esta respuesta tiene directa relación con la velocidad y profundidad con que la frecuencia varía al producirse un desbalance entre generación y demanda. A mayor inercia, mayor será la velocidad de ajuste de la frecuencia en el tiempo (RoCoF: Rate of Change of Frequency) y menor la profundidad de la desviación de la frecuencia ante la pérdida de generación en el sistema.

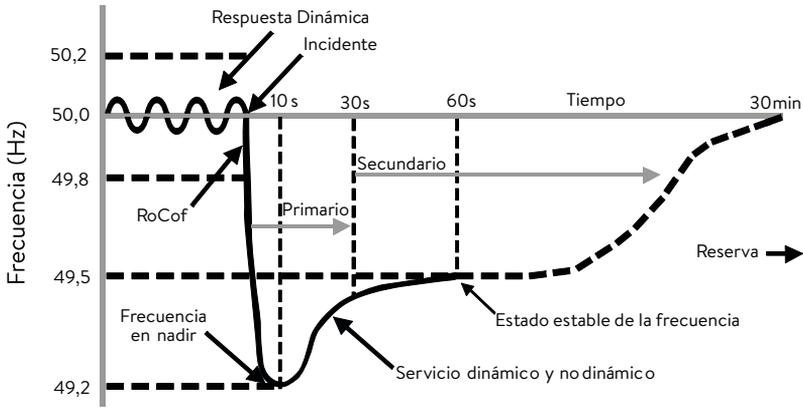
Por el contrario, si la inercia en el sistema es baja, como sería en el caso de turbinas más pequeñas, livianas o de sistemas de generación que no cuentan con partes mecánicas, la profundidad de la desviación será mayor y existirán más posibilidades de un colapso o apagón en el sistema eléctrico. Esta respuesta por lo general debe actuar dentro de los primeros segundos luego de ocurrida una contingencia para evitar un colapso del sistema eléctrico. Como medida adicional de control de la caída de la frecuencia, el sistema eléctrico utiliza dispositivos automáticos de desconexión de carga denominados relés de baja frecuencia (RBF); es decir, desconectar consumidores o grupos de ellos del sistema, dejándolos sin suministro. La desconexión de carga o consumo tiene el mismo efecto que incrementar la generación, pues permite contribuir a restaurar el equilibrio generación-demanda, con la ventaja de que puede operar en forma muy rápida, dentro de milisegundos. Los RBF operan en forma excepcional, cuando la pendiente de caída de la frecuencia es muy pronunciada y las centrales generadoras no pueden responder tan rápidamente, permitiendo limitar la máxima caída de frecuencia en la red y preservar la integridad del sistema eléctrico. Una vez restablecido el

equilibrio generación-consumo, se recuperan los consumos que fueron desconectados por los RBF, colocando en servicio otras unidades generadoras, como sería el caso de turbinas a gas diésel.

A continuación de la respuesta inercial, se ejerce el control primario de frecuencia (CPF), el cual tiene por objeto recuperar la frecuencia a través del regulador de frecuencia del generador, también conocido como gobernador. Este sistema de control monitorea las desviaciones de frecuencia (o velocidad del generador en sistemas aislados) y ejerce acciones sobre la turbina (abrir o cerrar compuertas en centrales hidráulicas o válvulas en centrales a vapor), que modifican la potencia mecánica entregada al generador con el fin de regular la frecuencia. El sistema de control del gobernador cuenta con un estatismo permanente (*droop*), el cual equivale a un control proporcional que arroja un error en el valor de la frecuencia en estado estacionario. El estatismo se define como la variación porcentual de la frecuencia del sistema que llevaría a una unidad generadora sincrónica, operando a potencia nominal, al quedar en vacío o sin capacidad de inyectar potencia al sistema eléctrico (CNE, 2016b). Su valor típico es de 5 por ciento, pero varía dependiendo de la estrategia de control, número y tipo de unidades con márgenes de reserva disponible para realizar el control primario. La acción del gobernador (regulación primaria) se ejerce generalmente dentro de una banda de entre 10 y 30 segundos luego de ocurrida la contingencia.

La forma de eliminar el error de frecuencia introducido por la regulación primaria a través del gobernador es mediante el control secundario de frecuencia (CSF). Adicionalmente, el control secundario es destinado a compensar las diferencias producidas entre la generación y la demanda respecto de los valores previstos en la programación de la operación. El control secundario es más lento (5 a 15 minutos), pues actúa después de varios segundos o minutos y puede ser de tipo manual, por instrucción del OSE, o automático. Este último, conocido como control automático de generación (AGC: Automatic Generation Control), tiene como función no sólo el balance de generación/demanda, sino que también permitir controlar el flujo en líneas de interconexión (tie-lines) por ejemplo entre dos regiones o países, de modo que estos regulen desbalances de generación/demanda con recursos disponibles dentro de su

FIGURA 41/ Respuesta de frecuencia ante una pérdida de generación



Fuente: Elaboración propia a partir de Wood et al. (2013).

área de control (Wood et al., 2013). La figura 41 ilustra la respuesta de frecuencia de un sistema eléctrico ante una pérdida de generación. Una vez ocurrido el incidente por una falla o causa externa^[18], la frecuencia disminuirá. En la figura se muestra un caso en que en condiciones normales de operación se presenta una perturbación que causa una pequeña variación de frecuencia de alrededor 50 Hz. Al ocurrir la contingencia, la frecuencia cae abruptamente hasta su punto mínimo de 49,2 Hz, en donde comienza a recuperarse por acción de los gobernadores de las otras centrales generadores hasta llegar a los 49,5 Hz, lo que se denomina control primario de frecuencia. Una vez estabilizada la frecuencia en ese nivel, comienza a actuar el control secundario de frecuencia cuyo objetivo es recuperar la frecuencia a su valor nominal de 50 Hz.

La creciente participación de generación renovable intermitente, principalmente eólica y solar, ha aumentado la preocupación por parte de los OSE por el incremento de la incertidumbre en los pronósticos

[18] Causa externa son eventos que ocurren fuera de la central y que causan su desconexión; por ejemplo, la falla en una línea de transmisión que la conecta al sistema eléctrico, caída abrupta de frecuencia por falla de otro generador u otros eventos.

de este tipo de generación, lo que ocasiona un aumento de diferencias en la generación real versus lo programado producto de errores de predicción en su disponibilidad, lo cual dificulta la implementación de una estrategia de control de frecuencia. Adicionalmente, existe la preocupación por los posibles cambios en la respuesta inercial del sistema, debido al desplazamiento de generadores síncronos convencionales por generación en base a convertidores de potencia que carecen de inercia. A esto se suma la incapacidad de regular la frecuencia por parte de las tecnologías intermitentes cuando el recurso no está disponible, o por la falta de sistemas de control de frecuencia adecuados en generadores que, en sus inicios, no fueron diseñados para este objetivo. Por lo anterior, es que históricamente no se ha requerido a las energías renovables intermitentes proveer el servicio de control de frecuencia. Sin embargo, en la medida en que la penetración de tecnologías renovables se ha incrementado a niveles en los cuales se podría producir un detrimento en la seguridad y calidad del suministro, los OSE han comenzado a introducir nuevos requerimientos, incluyendo el control de frecuencia. Si bien algunos países empezaron con requerimientos para el control de frecuencia primaria (E.On, 2006), otros como Canadá (Hydro Québec) ya están requiriendo que los generadores eólicos contribuyan también a la respuesta inercial (Hydro Québec Transénergie, 2009). Es así que en los últimos años los fabricantes de tecnologías renovables han intensificado el desarrollo e implementación de soluciones que permitan a generadores eólicos y solares participar en todas o algunas de las fases del control de frecuencia.

En relación con el control o respuesta inercial, las turbinas eólicas tipo 1 (FSIG) actúan de manera similar al generador síncrono ante desviaciones repentinas en la frecuencia del sistema. Al ocurrir una disminución de la frecuencia en el sistema, la velocidad del rotor no cambia de forma instantánea debido a la inercia, pero dado que la curva potencia-velocidad se desplaza a la derecha existe un desbalance entre potencia eléctrica y mecánica, produciéndose una transferencia de energía cinética y de potencia a la red. Esto hasta que la velocidad alcanza su nuevo punto de operación en donde la potencia eléctrica iguala a la mecánica (Muljadi et al., 2012). Esta transferencia de energía contribuye

a la respuesta inercial; no obstante, no contribuye al control primario dado que la potencia generada vuelve a su estado inicial antes del evento de reducción de frecuencia. En el caso de las turbinas tipo 2, la resistencia variable regulará la potencia eléctrica ante una caída de la frecuencia hasta alcanzar la nueva velocidad, por lo que no habría transferencia de energía cinética ni contribución a la respuesta inercial.

Las turbinas tipo 3 y 4 son turbinas de velocidad variable, lo que les permite operar a cualquier potencia instantánea en base a su control y dentro de la curva MPP. Las turbinas de tipo 3 (DFIG) con controles convencionales operan aplicando un torque controlado en base a una curva torque-velocidad predeterminada que está desacoplada de la frecuencia de la red, por lo que no hay contribución a la inercia del sistema. Sin embargo, a través de un control suplementario disponible en las turbinas modernas tipo 3 y 4, conocido como respuesta primaria rápida, es posible adicionar un error en el torque proporcional ya sea a la variación de frecuencia de la red o a la velocidad de respuesta de la misma (RoCoF), y emular así una respuesta inercial, en la medida en que el generador y su convertidor estén diseñados para soportar un cierto nivel de sobrecarga. Adicionalmente, en el caso de turbinas tipo 3 y 4 con control del ángulo de inclinación (pitch control), es posible agregar un control de frecuencia más lento simulando un estatismo permanente (*droop control*), cuyo error es sumado a la potencia de referencia que entra al controlador de ángulo, con lo que se puede realizar un control de frecuencia primario. En este caso, al igual que para generadores convencionales, es necesario mantener un margen de reserva (*headroom*) y que el recurso eólico esté disponible al momento del fallo o, de lo contrario, contar con un sistema de almacenamiento de energía.

Los sistemas de control en generadores solares FV son similares a los implementados en el convertidor VSC de los generadores eólicos tipo 4, por lo que tanto un control rápido de frecuencia (respuesta inercial) como uno lento (regulación primaria) se podrían incorporar en las tecnologías de generación FV. Al igual que en el caso del recurso eólico, es necesario contar con reservas de capacidad y disponibilidad del sol para el control de frecuencia; de lo contrario, se requerirá de un sistema externo de almacenamiento de energía.

Al igual que el control de frecuencia primaria, también es posible contar con parques eólicos (con tecnologías a velocidad variable) y plantas solares que contribuyan al control de frecuencia secundario participando de un sistema AGC, en la medida en que estas plantas mantengan un adecuado margen de reserva para dicho objetivo.

7.1.3 /

Límites de rampas de potencia [*]

En sistemas eléctricos con alta penetración de energías renovables es común establecer límites para la máxima rampa de subida y/o bajada de potencia que pueden experimentar estas tecnologías debido a la falta o exceso del recurso energético. Esto, a fin de proveer flexibilidad en la toma o bajada de carga de potencia que pueda requerir el parque generador convencional en servicio para adaptar su respuesta al aumento o disminución de generación intermitente. Los límites de rampas de subida y bajada pueden ser definidos, también, con fin de reducir los márgenes de potencia y/o la cantidad de centrales menos eficientes operando a mínimo técnico requeridas para compensar la pérdida o exceso de generación renovable (Vadlamani y Martin, 2013). El incumplimiento de estos límites podría ocasionar un desbalance entre la generación y la demanda, produciendo variaciones de frecuencia y poniendo en riesgo la seguridad y confiabilidad del sistema.

En el caso de las plantas eólicas, una ráfaga de viento podría producir un exceso en la velocidad del viento que sobrepase la máxima permitida por la turbina, ocasionando una salida de servicio de la misma por razones de seguridad. En el caso de las plantas FV, se podría dar una condición similar de pérdida repentina de generación en condiciones de nubosidad, cuando la energía inyectada por la planta se redujera significativamente. Una forma de resolver esta restricción de rampas es manteniendo márgenes de reserva más elevados en plantas de respuesta rápida, o dejando en servicio centrales de rápida respuesta, aunque eventualmente menos eficientes, que operan a mínimo técnico. Otra forma es mediante la incorporación de sistemas de almacenamiento de energía, por ejemplo un sistema baterías (BESS).

Para dimensionar la energía de almacenamiento requerida en una planta, se deben conocer el límite de rampa máxima permitida en el sistema (por ejemplo, 10 por ciento de la demanda máxima por minuto) y la máxima pérdida de potencia en la planta. Así, en una planta FV que posee una potencia máxima de 10 MW y el efecto de las nubes reduce su generación de forma instantánea en 70 por ciento, la energía almacenada E_s requerida por un BESS para cumplir con el requerimiento de 10 por ciento por minuto sería:

$$E_{sr} = 0,7 \times 10MW \times \left(\frac{7min}{2}\right) \times \left(\frac{1hr}{60min}\right) = 0,408MWh$$

La misma energía sería absorbida por el BESS en condiciones con sol en una situación en la que la planta FV genera su capacidad máxima. De forma similar, es posible definir un margen de energía para efectos de regulación de frecuencia primaria, tal como se vio en la sección anterior. Por ejemplo, asumiendo que el OSE exige un margen de reserva 10 por ciento por 10 minutos para el control de frecuencia primaria antes de que opere el sistema AGC, la energía requerida para regulación de frecuencia E_{sf} sería:

$$E_{sf} = 0,1 \times 10MW \times (10min) \times \left(\frac{1hr}{60min}\right) = 0,167MWh$$

El requerimiento total de energía del BESS para cumplir tanto con el límite de rampa de potencia como el de regulación de frecuencia primaria, y asumiendo que la batería está descargada cuando se realiza la rampa de subida, sería de 0,575 MWh.

En definitiva, los desarrolladores de proyectos renovables, o alternativamente los OSE, deberán evaluar la factibilidad de suministrar y proveer sistemas de almacenamiento de energía en base a los costos de las distintas opciones que, por lo general, debieran ser remunerados como servicios complementarios. Esto genera la oportunidad para desarrollar una política pública para la implementación de mecanismos de provisión de servicios complementarios competitivos y cuya asignación sea socialmente eficiente.

En este caso en particular, se ha considerado un sistema de almacenamiento en base a baterías, pero existen otros sistemas de almacenamiento que serán discutidos en detalle más adelante.

7.1.4 /

Armónicas y resonancias [*]

La distorsión armónica en sistemas eléctricos corresponde a la presencia simultánea de corrientes y tensiones a frecuencias distintas de la fundamental (50 Hz o 60 Hz), las que se expresan en múltiplos de la frecuencia fundamental. El resultado de la superposición de estas corrientes o tensiones a la componente fundamental es una distorsión de la forma de onda. Dado que estas corrientes y tensiones armónicas tienen efectos nocivos para los equipos conectados a la red, es necesario limitar su presencia a niveles máximos definidos en la normativa (IEEE, 2014). Las armónicas pueden ser generadas de varias formas, desde desbalances en los generadores, saturación de elementos no lineales como los núcleos de los transformadores, hasta cargas no lineales. Entre estas últimas, las más comunes son las cargas de tipo resistencia variable (como hornos eléctricos) y las que incorporan convertidores en base a dispositivos de electrónica de potencia (como baterías, computadores, motores, etc.).

Los generadores de energías renovables, tanto eólica como FV, utilizan inversores VSC multinivel en base a semiconductores IGBT que operan con modulación tipo PWM. Esta modulación introduce una distorsión armónica de alta frecuencia (> 1.000 Hz) en la tensión AC generada por el convertidor del lado de la red, la cual a su vez introduce armónicos de corriente en la misma. Con el fin de eliminar esta distorsión armónica, los inversores son diseñados con filtros que eliminan las armónicas de alta frecuencia y limitan la distorsión armónica a valores permitidos por la normativa (Zheng y Bollen, 2010).

Si bien las armónicas de alta frecuencia en generadores solares y eólicos son controladas o eliminadas mediante el uso de filtros, existe otro fenómeno de interés denominado resonancia armónica, el cual es común en plantas eólicas con sistemas colectores que utilizan cables

subterráneos y/o compensación reactiva-capacitiva para corrección del factor de potencia.

El fenómeno de resonancia armónica consiste en una amplificación de tensiones y corrientes armónicas las cuales pueden producir efectos nocivos en la red como ocasionar un aumento en la distorsión armónica total de tensión (THD: Total Harmonic Distortion), sobrepasando los límites definidos en la norma técnica (CNE, 2016b). Asimismo, las resonancias pueden causar corrientes o tensiones peligrosas al ser excitadas las frecuencias resonantes durante fallas u operaciones de maniobra como energización de transformadores, bancos de condensadores o sistemas de alimentación con cables (IEEE, 2014). Las armónicas más nocivas en sistemas eléctricos son la quinta (250 Hz) y séptima (350 Hz), dado que la tercera armónica (150 Hz) se puede filtrar con el uso de transformadores con conexiones en delta, lo que permite una forma fácil de controlar sus efectos. Las armónicas de mayor orden, quinta y séptima, ocasionan un aumento de pérdidas en transformadores y conductores^[19], y con ello un calentamiento excesivo que puede causar la falla del equipo. Por otra parte, en el caso de motores se generan campos electromagnéticos que tienden a acelerarlos, por la mayor frecuencia, e incrementar sus pérdidas. Finalmente, en el caso de interruptores automáticos, puede ocasionarse una operación incorrecta, pues al circular corrientes en frecuencias más altas este dispositivo detectará que existe una sobrecorriente y se abrirá, desconectando el consumo o central generadora.

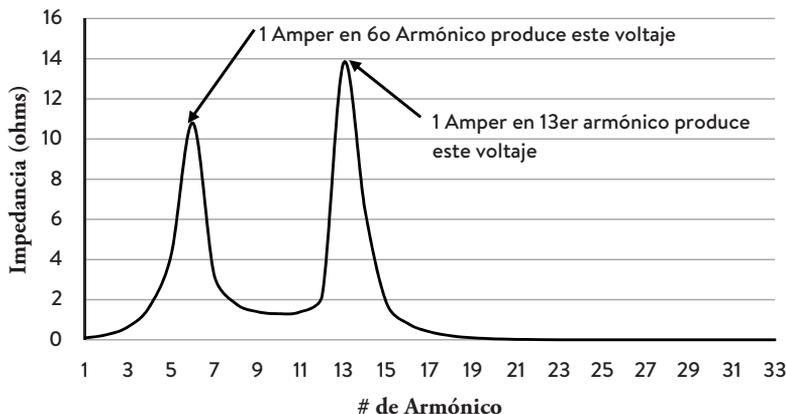
La resonancia armónica es el resultado de la interacción entre elementos inductivos y capacitivos en la red y su impacto dependerá, entre otras cosas, del orden armónico de la resonancia y del amortiguamiento existente. Se pueden distinguir dos tipos de resonancia: serie y paralela.

La resonancia paralela ocurre debido a la conexión en paralelo de un elemento inductivo y otro capacitivo con impedancia^[20] equivalente a

.....
[19] Las pérdidas en estos equipos son proporcionales al cuadrado de la frecuencia; así, la séptima armónica puede incrementar 49 veces las pérdidas en un transformador.

[20] La impedancia representa la oposición que un circuito, componente o sistema ofrece a la corriente alterna que circula por el mismo. La impedancia se representa por medio de componente ortogonales, cuyo componente real es la resistencia y la componente imaginaria es la reactancia, correspondiente a un condensador o bobina.

GRÁFICO 39/ Curva de impedancia versus frecuencia



Fuente: Elaboración propia en base a IEEE (2014).

una fuente de corriente armónica. La impedancia equivalente tiene la siguiente forma:

$$Z(\omega) = \frac{j\omega L}{1 - \omega^2 LC}$$

$$\omega_r = \frac{1}{\sqrt{LC}}$$

Así, para la frecuencia de resonancia ω_r , la impedancia equivalente $Z(\omega_r)$ es extremadamente alta (o infinita), al igual que la tensión (producto de la impedancia por la corriente armónica). Asimismo, las corrientes en la capacitancia e inductancia en paralelo serán igualmente infinitas y en sentido contrario. Esta resonancia paralela es común en bancos de condensadores conectados a redes de media tensión con cargas no lineales a través de líneas de distribución o transformadores en los que la capacitancia es dominada por el banco de condensadores y la inductancia, por la reactancia del transformador.

En el caso de la resonancia serie, una fuente de tensión armónica es conectada a una impedancia compuesta por una inductancia en serie con una capacitancia, la cual es muy baja (o cero) a la frecuencia de

resonancia. La frecuencia de resonancia se calcula de igual forma que la resonancia paralela. Un circuito resonante típico sería un transformador que alimenta un condensador o un cable en vacío desde su secundario. Cuando el circuito es conectado a armónicos de tensión (armónicas pre-existentes) se producen corrientes y tensiones excesivas en el condensador (Zheng y Bollen, 2010).

Cuando la resonancia se debe a la instalación de un banco de condensadores de capacidad Q_{cap} , la reducción del nivel de cortocircuito S_{cc} en el punto de conexión de las plantas eólicas o FV reduce también el orden de la frecuencia de resonancia.

$$n_r = \sqrt{\frac{S_{cc}}{Q_{cap}}}$$

La forma de estudiar el fenómeno de resonancia armónico es mediante la realización de un barrido de frecuencia armónico (Impedance Frequency Sweep), el cual determina la impedancia en el punto de conexión para distintas frecuencias que cubren un rango de orden de frecuencias armónicas de la segunda a la cincuenta. La resonancia paralela se identifica con los puntos máximos de la curva de impedancia y la resonancia serie, con los puntos mínimos de la misma curva. Una curva de impedancia versus frecuencia en el punto de conexión de una granja eólica se muestra en el gráfico 39. Cuando los puntos máximos están cercanos a las armónicas características impares (5, 7, 11, etc.), el sistema es susceptible a problemas de resonancia, ya sea de distorsión armónica en régimen permanente o de sobretensiones y corrientes transitorias peligrosas debido a fallas. Los problemas de resonancia armónica se pueden resolver mediante la instalación de reactores y filtros, así como también modificando la capacidad de los bancos de condensadores existentes. Para realizar un diseño adecuado de una planta eólica o FV y su sistema de alimentación (colector) es necesario conocer las armónicas pre-existentes en la red, para lo cual se deben realizar mediciones de armónicas en terreno en el punto de conexión proyectado.

7.2 /

Norma técnica chilena de seguridad y calidad de suministro para ERNC [*]

En Chile, los requerimientos técnicos que debe cumplir la generación en base a fuentes renovables están definidos en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (CNE, 2016b), documento que fue emitido en su primera versión en el año 2005 por la Comisión Nacional de Energía (CNE). Esta entidad es la encargada de revisar y actualizar la norma, cuya más reciente versión es de enero del año 2016. Es importante destacar que los requerimientos técnicos establecidos en la última versión serán obligatorios para los nuevos parques eólicos y FV declarados en construcción después del 30 de junio del año 2016. Para el caso de los parques eólicos y FV existentes o declarados en construcción antes de la fecha indicada, será el CEN —anteriormente los respectivos CDEC (Centro de Despacho Económico de Carga)— el encargado de definir el nivel de cumplimiento y las exigencias en la normativa que deben ser cumplidas por dichos parques. Los principales requerimientos técnicos para la generación de ERNC, que no son distintos de los exigidos en otros países para este tipo de tecnologías, son descritos en esta sección.

En cuanto al control de generación, la norma establece que los parques eólicos y FV deberán ser controlables dentro de su rango de potencia activa mínima y máxima disponible en cada momento. Adicionalmente, cuando lo determine el OSE, deberán disponer del control y de entradas para recibir una consigna de potencia activa desde el sistema AGC para modificar su generación de potencia y participar en el CSE, de acuerdo con su máxima generación de potencia disponible en cada momento. También deberán disponer de entradas para recibir una señal que establezca la máxima tasa de cambio a la cual podrán modificar su potencia. Los parques eólicos y FV deberán contar también con funciones de control que aseguren que la tasa de toma de carga no supere un valor ajustable entre 0 y 20 por ciento de la potencia nominal del parque por minuto, tanto durante su arranque como durante su operación normal.

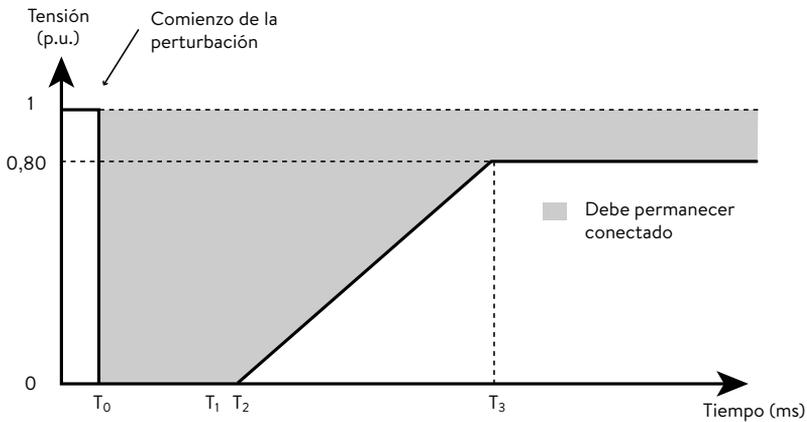
En caso de parques donde más de una unidad generadora participe o aporte al CSF o se trate de una única central compuesta de varias unidades generadoras, cada una de éstas deberá estar integrada a un control centralizado de generación que esté habilitado para cumplir con el CSF. El OSE establecerá los requisitos y requerimientos técnicos mínimos que deberán cumplir los equipamientos del control centralizado de generación para implementar un AGC, teniendo en cuenta las siguientes exigencias:

- El sistema de control debe comprender un CSF, que actúe en forma conjunta sobre la consigna de potencia de todas las unidades que están en operación y participando del CSF.
- El controlador deberá ser de acción integral o proporcional-integral.
- El gradiente de toma de carga por acción conjunta no deberá ser menor a 4 MW por minuto.

Los parques eólicos y FV deberán disponer del equipamiento necesario para participar en el CPF a través de un controlador de frecuencia/potencia que cumpla con los siguientes requisitos:

- El retardo inicial del sistema de carga/velocidad deberá ser inferior a dos segundos, desde la detección de la sub o sobre-frecuencia, hasta el comienzo de la acción. El OSE, podrá aceptar retardos superiores en caso de que sean debidamente justificados.
- En caso de sobre-frecuencia, la acción del controlador de frecuencia/potencia dará lugar a una reducción proporcional de la producción de potencia, con un gradiente de hasta el 55 por ciento de la potencia activa disponible por cada hertz de desviación de frecuencia, a partir de los 50,2 [Hz] y hasta 51,5 [Hz].
- En caso de sub-frecuencia, el estatismo permanente será ajustable dentro del rango del 2 por ciento al 8 por ciento. Sólo se creará una reserva positiva de potencia activa cuando lo solicite el OSE.
- La banda muerta del controlador será de ± 200 [mHz].
- El funcionamiento del controlador estará limitado por la disponibilidad del recurso primario eólico y solar.

FIGURA 42/ Curva de requerimiento LVRT en Norma Técnica Chilena



$T_0 = 0$ [ms], Tiempo de inicio de la falla, $T_1 =$ Tiempo máximo de despeje de falla
 $T_2 = T_1 + 20$ [ms], $T_3 = 1.000$ [ms]

Fuente: Elaboración propia en base a CNE (2016b).

En caso de caídas de tensión en la red producto de fallas (LVRT), las unidades de un parque eólico o FV deberán ser diseñadas de modo de asegurar que, a lo menos, se mantengan conectadas al sistema cuando la tensión fase-tierra en el punto de conexión de mayor tensión a la red de las fases falladas varíe dentro de la zona achurada de la figura 42.

Adicionalmente, ante la ocurrencia de cualquier evento en la red que lleve en el punto de conexión a caídas de tensión que excedan la banda muerta del control de tensión de ± 10 por ciento, el control de tensión deberá priorizar la inyección de potencia reactiva. El control de tensión del parque eólico o FV deberá activarse dentro de los 20 ms de detectada la falla, suministrando corriente reactiva adicional en un monto igual al 2 por ciento de la corriente nominal por cada 1 por ciento de variación de tensión en el punto de conexión a la red. Este requerimiento se debe cumplir hasta proporcionar una corriente reactiva de hasta 100 por ciento la corriente nominal en caso de ser necesario. Esta acción del control de tensión deberá mantenerse hasta que la tensión medida en el lado de mayor tensión del punto de conexión a la red ingrese dentro de la banda muerta del regulador.

Los parques eólicos y FV de potencia nominal total igual o mayor a 50 MW deberán tener un sistema de control centralizado que permita recibir una señal proveniente de un control conjunto de potencia reactiva/tensión, cuya función sea controlar la tensión en barras de alta tensión del parque a un valor ajustado por el operador. Sin perjuicio de lo anterior, independientemente de la potencia nominal individual de los parques, el OSE podrá exigirles la implementación de un control conjunto o individual de tensión para controlar la tensión en una barra que determine el mismo OSE.

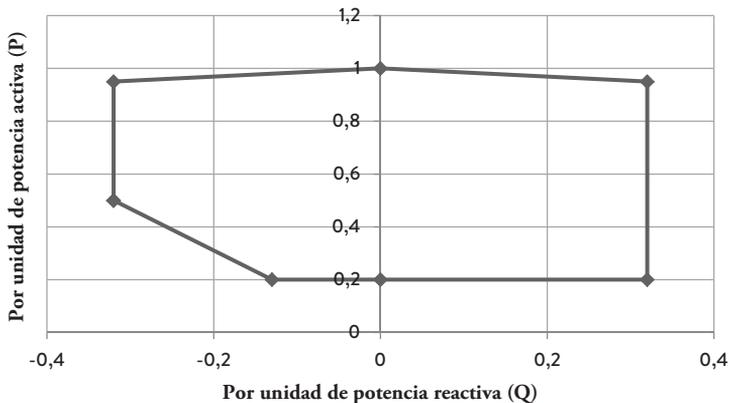
En cuanto al requerimiento de potencia reactiva (inyección o absorción), éste se puede identificar en la curva P-Q de los gráficos 40 y 41 para los parques eólicos y FV, respectivamente. Las gráficas indican en el eje vertical el rango de potencia activa máxima y mínima exigible, y en el eje horizontal los valores de potencia reactiva máxima exigible, inyección en eje positivo y absorción en el eje negativo.

De los gráficos 37 y 38 se puede observar que, para el caso de plantas FV, existe un requerimiento de inyección y absorción de potencia reactiva (de factor de potencia de $\pm 0,95$), aun cuando la potencia generada es nula, que podría ser el caso en donde el recurso solar no está disponible. Este requerimiento, sin embargo, no es exigido a las plantas eólicas en las que es necesario contar con una inyección de 20% de la potencia activa para poder entregar potencia reactiva.

Toda unidad generadora o parque eólico o FV debe operar en forma estable conectada a la red y entregando potencia activa bajo la acción de su controlador de carga/velocidad o de frecuencia/potencia, para variaciones de la frecuencia dentro de los límites de operación por sobre y sub-frecuencia, y al menos durante los tiempos que se indican en la tabla 9, tras los cuales podrá opcionalmente desconectarse.

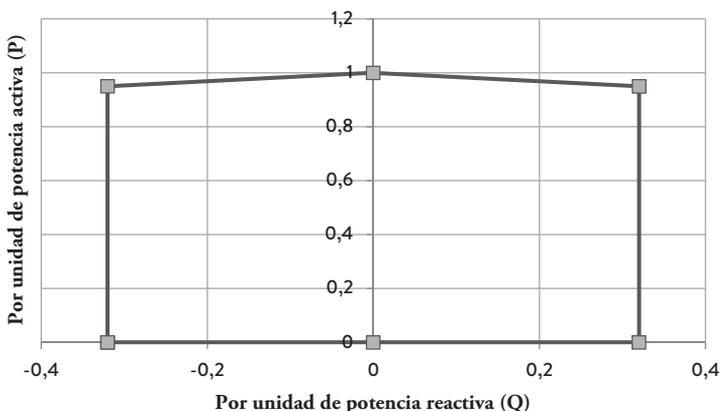
En cuanto a las instalaciones de transformación para parques que se conecten en derivación de un circuito de línea, la norma establece que los enrollados del lado de alta tensión de sus transformadores de poder deberán estar conectados en delta en el punto de conexión a la red cuando no exista un elemento de protección e interrupción en el circuito de derivación. Sin perjuicio de lo anterior, estos enrollados podrán estar conectados en estrella, previa autorización del OSE. Por otra parte, si

GRÁFICO 40/ Requerimientos de potencia reactiva - Parques eólicos



Fuente: Elaboración propia en base a CNE (2016b).

GRÁFICO 41/ Requerimientos de potencia reactiva, Parques FV



Fuente: Elaboración propia en base a CNE (2016b).

estos parques se conectan directamente a una barra de una subestación del sistema de transmisión, sus transformadores de poder podrán estar conectados indistintamente en estrella o delta por el lado de alta tensión, con el enrollado de baja tensión conectado de modo que se impida la circulación de corrientes de secuencia cero a través de él (típicamente

en delta). En cualquiera de estos casos, el tipo de conexión del transformador de poder que se implemente en parques eólicos y FV deberá ser aprobado por el OSE. Aun cuando la norma no lo establece, es una buena práctica instalar transformadores de aterrizamiento en el lado de conexión delta de los colectores de media tensión, con el fin de proporcionar una referencia a tierra para permitir a las protecciones detectar fallas monofásicas, así como también para limitar las sobretensiones en las fases sanas durante la misma condición de falla.

TABLA 9/ Tiempos mínimos de operación ante variaciones de frecuencia

Límite inferior (mayor que)	Límite superior (menor o igual que)	Tiempo mínimo de operación	
		Parques eólicos	Parques fotovoltaicos
49,0 [Hz]	50,0 [Hz]	Permanente	Permanente
48,0 [Hz]	49,0 [Hz]	90 minutos	90 minutos
47,5 [Hz]	48,0 [Hz]	30 minutos	30 minutos
47,0 [Hz]	47,5 [Hz]	Desconex. opcional	Desconex. opcional
50,0 [Hz]	51,0 [Hz]	Permanente	Permanente
51,0 [Hz]	51,5 [Hz]	90 minutos	90 minutos
51,5 [Hz]	52,0 [Hz]	Desconex. opcional	Desconex. opcional
52,0 [Hz]	52,5 [Hz]	Desconex. forzada	Desconex. forzada
52,5 [Hz]	53,0 [Hz]	Desconex. forzada	Desconex. forzada

Finalmente, respecto del índice de distorsión armónica se establece que, al aplicar la estadística del 95 por ciento a los valores registrados del índice de distorsión total armónica, se debe cumplir, para un período de registro de mediciones de una semana cualquiera del año o de siete días consecutivos y para tensiones iguales o inferiores a 110 kV, que este índice deberá ser inferior a 8 por ciento. Al aplicar la estadística del 95 por ciento a los valores registrados del índice de distorsión total armónica, se debe cumplir, para un período de registro de mediciones de una semana cualquiera del año o de siete días consecutivos y para tensiones superiores a 110 kV, que este índice deberá ser inferior a 3 por ciento. Los límites para la distorsión armónica de corriente dependerán de la razón entre la corriente de cortocircuito y la corriente de carga. En el caso

en que esta razón es igual o inferior a 20, el límite de distorsión total de corriente es igual a 5 por ciento para tensiones bajo 100 kV y 2,5 por ciento para tensiones superiores a 100 kV.

7.3 / Sistemas de almacenamiento para mitigar intermitencia

La naturaleza intermitente y la marcada estacionalidad de las centrales generadoras eólicas y solares conllevan a que el sistema eléctrico disponga de recursos para gestionarlas.

Estos recursos son la generación llamada de respaldo, que es aquella que se debe generar cuando las centrales eólicas y solares no están disponibles, como sería el caso de centrales termoeléctricas y los sistemas de almacenamiento, que son aquellos que tienen capacidad de almacenar energía durante los períodos de mayor producción de dichas fuentes generadoras.

En el caso de los sistemas de almacenamiento, se pueden mencionar los recursos tradicionalmente utilizados para gestionar la variabilidad de la demanda. Estos son las centrales hidroeléctricas de embalse y las centrales hidroeléctricas de bombeo.

En algunos países con alta penetración de gas natural se emplean los gasoductos como sistema de almacenamiento. Lo anterior es posible debido a que el gas, al ser un fluido compresible, permite incrementar la energía almacenada aumentando la presión del trabajo del gasoducto; así, se dispone de un volumen de gas que puede ser utilizado en horas punta del sistema eléctrico o bien cuando sea requerido. En Chile, esta medida operativa fue aplicada en la época de restricción del suministro de gas desde Argentina, como mecanismo para acumular volúmenes de gas que permitieran la operación de las centrales de ciclo combinado.

En Europa y América del Norte se utilizan cavernas subterráneas para el almacenamiento de gas, lo que adiciona mayor capacidad y períodos más extendidos de almacenamiento.

A las alternativas anteriores se agregan otras que han surgido con motivo de la expansión de la generación solar y eólica en el mundo, las que pueden ser clasificadas en seis categorías:

- baterías de estado sólido
- baterías de flujo
- compresión de gases
- volantes de inercia
- almacenamiento térmico
- almacenamiento magnético en superconductores.

7.3.1 /

Centrales de embalses

Las centrales de embalses son la solución de almacenamiento de energía eléctrica tradicionalmente utilizada para gestionar variaciones en la generación y el consumo, principalmente por su bajo costo y alta confiabilidad.

Su configuración es bastante simple, la que consiste en utilizar un terreno con características geográficas apropiadas para la construcción de una presa, mediante la cual se construye un reservorio que permite almacenar agua para ser utilizada en generación en una central hidroeléctrica, de acuerdo con los requerimientos del sistema eléctrico.

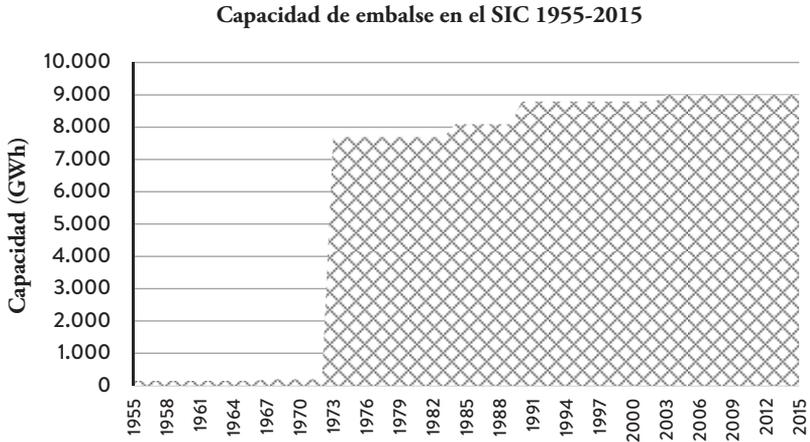
Los sistemas de embalses pueden tener horizontes de gestión del agua que van desde nivel diario a capacidad interanual; es decir, traspasar agua de un año a otro.

En Chile el uso de esta tecnología se inició en 1955, con la incorporación de embalses al sistema eléctrico con la central Cipreses, la cual aprovecha la laguna La Invernada, embalse natural localizado en la cuenca del río Maule.

La capacidad de embalsar se expresa usualmente en su equivalente energético y por su flexibilidad para desplazar dicha energía almacenada en el tiempo. El gráfico 42 muestra la evolución de la capacidad de almacenamiento en embalses en Chile y el gráfico 43 muestra la evolución de la potencia máxima generable en dichos embalses.

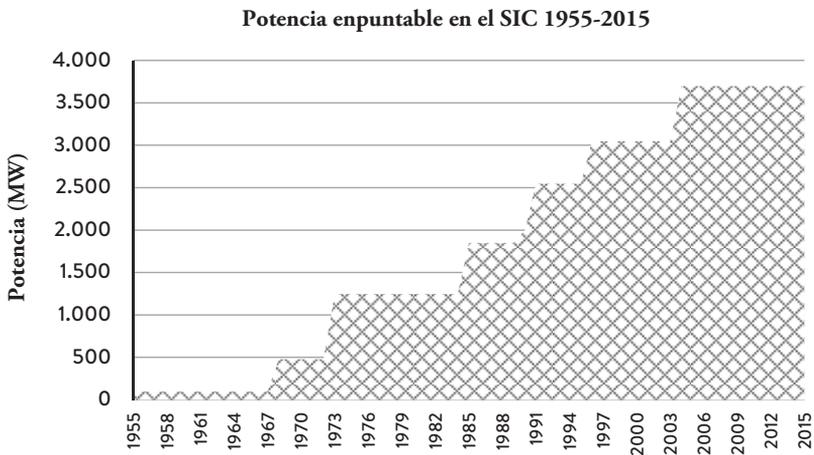
La capacidad efectiva de almacenamiento dependerá de la condición hidrológica que se presente y los niveles iniciales de cotas de los embalses. A lo anterior se debe agregar la capacidad para transmitir la energía hacia los centros de consumo.

GRÁFICO 42/ Evolución de la capacidad de almacenamiento en Chile



Fuente: Elaboración propia.

GRÁFICO 43/ Evolución de la capacidad de generación en embalses



Fuente: Elaboración propia.

La capacidad de transmisión es crítica para una adecuada gestión de la capacidad de almacenamiento, dado que, por las características geográficas y climáticas de Chile, los embalses se localizan, en general, alejados de las centrales generadoras intermitentes y estacionales.

7.3.2 /

Centrales de bombeo

Las centrales de bombeo funcionan con el mismo principio de los embalses, acumulando agua en un reservorio para ser utilizada posteriormente en los momentos en que el sistema lo requiere.

La principal diferencia es que el volumen de agua que se almacena en el embalse no proviene de un flujo natural, sino que se logra artificialmente mediante el bombeo de agua desde una fuente en una cota inferior a un reservorio (natural o artificial) a mayor altura.

La estrategia operacional consiste en bombear agua en horas de mayor disponibilidad de generación y luego utilizarla en momentos en que existe menor capacidad de generación disponible.

Una central de bombeo, en términos energéticos, es un consumidor neto de electricidad. En efecto, este tipo de centrales es demandante de energía eléctrica para almacenar en el reservorio superior mediante el bombeo. Aproximadamente, por cada unidad de energía consumida por la bomba, se logra almacenar en el reservorio superior agua para generar 0,8 unidades de energía posteriormente. Un reservorio de este tipo es, entonces, una batería mecánica que permite convertir energía eléctrica en energía potencial (en la forma de agua elevada), que luego se convierte en energía cinética (agua en movimiento) y finalmente, mediante turbinas tradicionales, de nuevo en energía eléctrica.

7.3.3 /

Baterías de estado sólido

Las baterías de estado sólido son una tecnología que tiene una larga data; se atribuye a Alessandro Volta la invención de la primera batería en el año 1800. Sin embargo, los desafíos tecnológicos desde aquella época

han sido el aumento de la densidad de energía almacenada, el aumento de vida útil y la reducción de costos de fabricación.

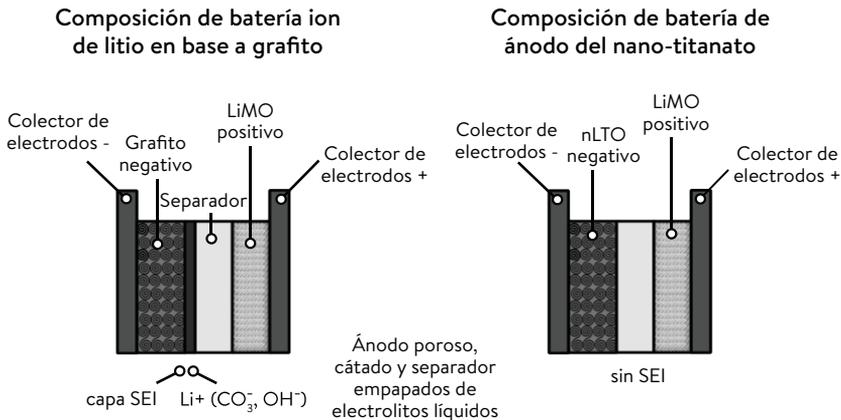
Una batería es un dispositivo que consta de una o más celdas electroquímicas que convierten energía química almacenada en ella en energía eléctrica. Cada celda contiene un terminal positivo (cátodo) y un terminal negativo (ánodo) que se encuentran inmersos en un electrolito. Los electrolitos permiten que los iones fluyan entre cátodo y ánodo, lo que posibilita producir una corriente eléctrica que puede ser utilizada en un consumo.

Los avances tecnológicos y el desarrollo de nuevos materiales para electrolitos han aumentado la confiabilidad y la eficiencia de los sistemas de baterías modernas, y la producción masiva de las mismas ha generado economías de escala que han reducido el costo de fabricación.

Baterías de ion de litio

En 1991, Sony y Asahi Kasei lanzaron comercialmente al mercado la primera batería de ion de litio para productos electrónicos de consumo masivo. Posteriormente, dado el exitoso desempeño de estas baterías, se han desarrollado baterías de gran tamaño para uso en aplicaciones de

FIGURA 43/ Baterías de polímeros de iones de litio



Fuente: Elaboración propia a partir de modelos de Altairnano (2017).

almacenamiento de energía, las que van desde unos pocos kiloWatts-hora en sistemas residenciales con paneles fotovoltaicos, hasta una escala de megaWatts-hora para la prestación de servicios complementarios en sistemas eléctricos interconectados.

El término “iones de litio” se refiere a una amplia gama de composiciones químicas diferentes, las que se caracterizan por la transferencia de iones de litio entre los electrodos durante la carga y descarga de la batería. Las baterías de iones de litio no contienen litio metálico; por el contrario, estos iones se insertan en la estructura de otros materiales, tales como óxidos metálicos litiados o fosfatos en el electrodo positivo (cátodo) y el carbono (típicamente grafito) o titanato de litio en el polo negativo (ánodo).

La aplicación más conocida es el “polímero de iones de litio”, consistente en un diseño de iones de litio en el que los electrodos están unidos entre sí por una matriz polimérica porosa, en la cual se inserta un electrolito líquido que se fija en la matriz porosa, permitiendo que el electrodo se pegue en papel de aluminio para proporcionar flexibilidad geométrica en la construcción de la batería, lo que mejora la densidad de energía. Sin embargo, estas ventajas no son relevantes cuando se escala el sistema a mayores capacidades.

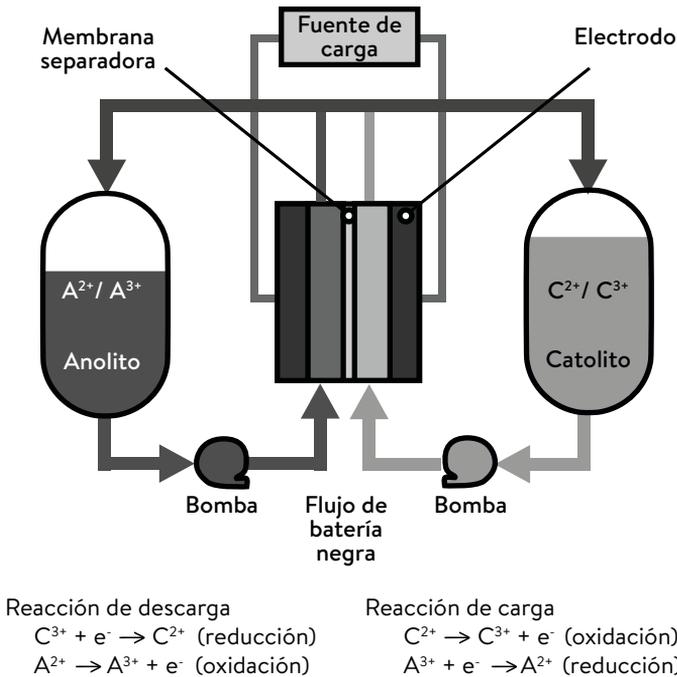
Las tecnologías que utilizan óxidos metálicos de litio positivos y carbono negativos alcanzan voltajes en niveles de 3,6 V a 3,7 V, los que son considerados altos para esta tecnología y presentan, además, una densidad de energía alta. Estas tecnologías tienen desempeños muy diferentes en vida útil y seguridad. Las baterías con materiales positivos a base de fosfato de litio y hierro son más seguras, pero alcanzan voltajes menores, aproximadamente de 3,2 V y una menor densidad de energía. Las baterías en base a óxido de litio positivos y titanato de litio negativo alcanzan voltajes más bajos, aproximadamente 2,5 V y una baja densidad de energía, pero tienen ventajas para la entrega de potencia y altos niveles de seguridad.

Las baterías de iones de litio se pueden producir en formato rectangular o cilíndrico que se utilizan para construir módulos de baterías múltiples en serie y en matrices paralelas, conectando los módulos entre sí para formar una cadena de baterías que permita alcanzar el voltaje

requerido. Cada encadenamiento de baterías debe ser controlado por un sistema de gestión de baterías. Este último es fundamental para una operación segura de ellas, lo que incluye en su diseño las características mecánicas y térmicas, la electrónica, las comunicaciones y los algoritmos de control.

Sin embargo, estas baterías presentan algunas desventajas que limitan su uso. En primer lugar, sus ciclos de descarga son muy cortos, lo que reduce su aplicación a servicios complementarios, como la regulación de frecuencia y reserva en giro de centrales. Además, estos sistemas tienen costos de mantención muy altos, lo que se refleja (en parte) en un costo muy elevado por energía.

FIGURA 44 / Baterías de flujo



Fuente: Elaboración propia, a partir de ESA (2016a).

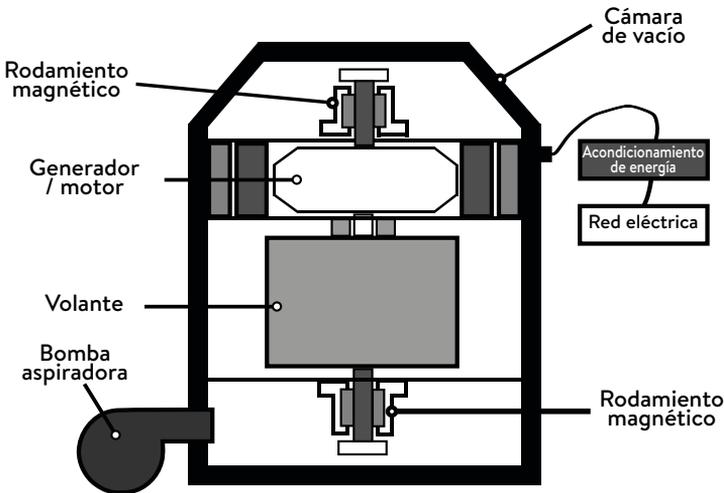
Otra dificultad es la necesidad de destinar espacios dedicados para depositar baterías usadas, puesto que algunas de ellas contienen sustancias tóxicas. Al mismo tiempo, la vida útil de la batería depende de los ciclos de carga-descarga (baterías de litio), lo que hace necesario un sistema computacional que controle este aspecto, configurándose un costo adicional. Finalmente, las baterías de ion de litio tienen temperaturas mínimas de operación, por lo que debe invertirse en sistemas que mantengan el sistema a la temperatura adecuada.

7.3.41

Baterías de flujo

Una batería de flujo es un tipo de batería recargable en que la recarga es proporcionada por dos componentes químicos disueltos en líquidos contenidos dentro de la batería, los que normalmente están separados

FIGURA 45/ Esquema de un volante de inercia



Fuente: Elaboración propia a partir de Luo et al. (2015).

por una membrana. Esta tecnología es similar a una célula de combustible y una batería, en las cuales las fuentes de energía líquidas se presionan ligeramente para producir electricidad.

Una de las mayores ventajas de las baterías de flujo es que pueden ser casi instantáneamente recargadas mediante la sustitución del líquido electrolítico, y al mismo tiempo recuperar el material empleado para la re-energización.

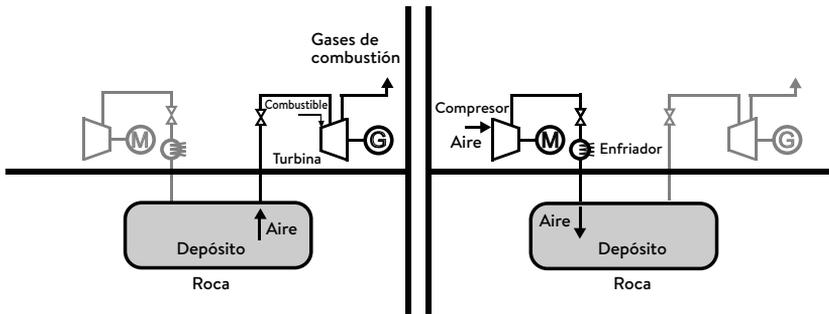
Se han desarrollado varias clases de baterías de flujo, entre las que se incluyen la de óxido reducción (redox), los sistemas híbridos y las baterías sin membrana. La diferencia fundamental entre las baterías convencionales y baterías de flujo es que la energía se almacena como el material de electrodo en baterías convencionales, pero como electrolito en baterías de flujo.

7.3.5 /

Volantes de inercia

Un volante de inercia es un sistema de almacenamiento de energía que emplea la energía cinética almacenada en una masa en rotación, con muy bajas pérdidas por fricción. Mediante un motor-generador eléctrico se acelera la masa a alta velocidad, consumiendo energía eléctrica desde la red. Cuando se requiere inyectar energía de vuelta a la red, se

FIGURA 46 / Esquema de almacenamiento por aire comprimido



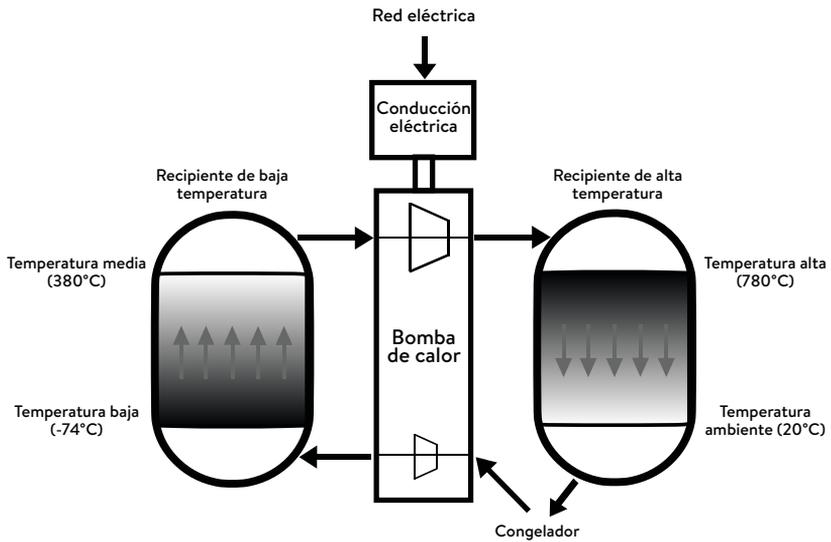
Fuente: Elaboración propia.

descarga la energía cinética usando el mismo motor-generador. La cantidad de energía que puede ser almacenada es proporcional al momento de inercia de la masa por el cuadrado de su velocidad angular (velocidad de giro).

Un volante de inercia es capaz de capturar la energía a partir de fuentes de energía intermitentes, y entregar un suministro aplanado de energía a la red. Los volantes de inercia también son capaces de responder instantáneamente para aportar a la regulación de frecuencia.

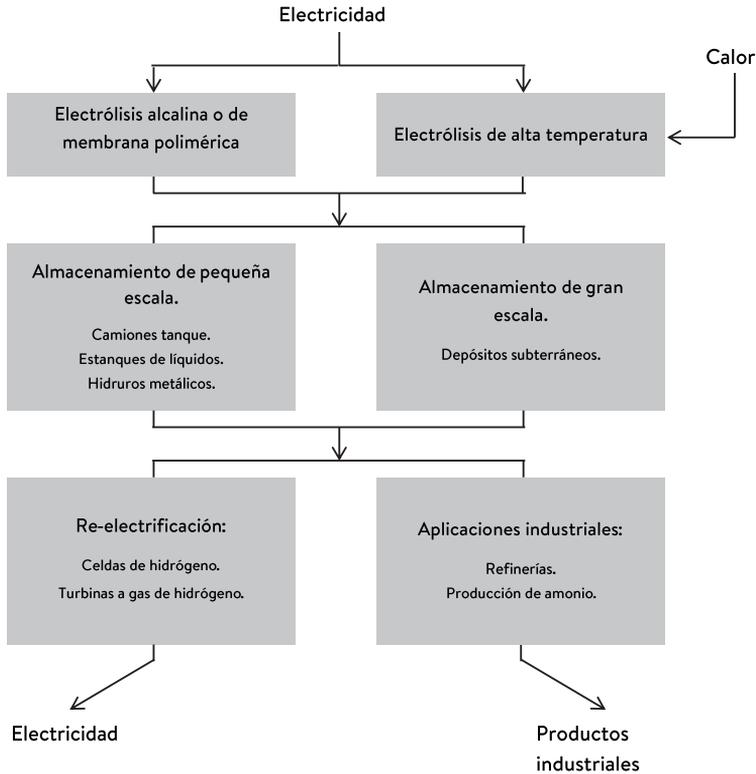
Los volantes clásicos se construyen usualmente de acero y giran sobre rodamientos convencionales. Los volantes modernos están hechos de materiales de fibra de carbono y almacenan la energía cinética en vacío para reducir el roce; además, emplean rodamientos magnéticos para poder girar a velocidades de hasta 60.000 rpm.

FIGURA 47/ Esquema de almacenamiento térmico



Fuente: Barbour (2016), Energy Storage Sense.

FIGURA 48 / Esquema de almacenamiento en celdas de hidrógeno

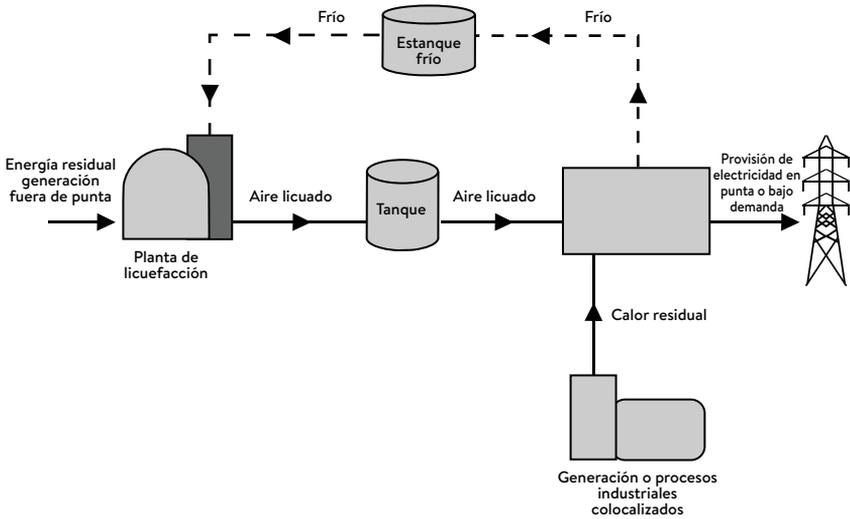


Fuente: Elaboración propia a partir de ESA (2016b).

7.3.6 / Compresión de gases

El Almacenamiento de Energía por Aire Comprimado (CAES: Compressed Air Energy Storage) es equivalente a las centrales hidroeléctricas de bombeo. En lugar de bombear agua desde un nivel inferior a un estanque superior durante los períodos de exceso de potencia, en una planta CAES el aire del ambiente es comprimido y se almacena bajo presión en una caverna subterránea. Cuando se requiere inyectar electricidad, el aire a presión se expande en una turbina de expansión que a su vez acciona un generador para producir energía eléctrica.

FIGURA 49 / Esquema de almacenamiento por aire licuado



Fuente: Parker (2013).

7.3.71

Almacenamiento térmico

Las tecnologías de almacenamiento de energía térmica permiten reservar temporalmente energía en forma de calor o frío para su uso en otro momento.

A modo de referencia, se pueden mencionar las plantas de energía solar térmica, que producen su energía cuando el sol está brillando durante el día y se almacena en forma de sal fundida o de otros materiales recalentados. Esta energía se puede utilizar en la noche para generar vapor que acciona una turbina para producir electricidad.

Como alternativa, una cierta instalación puede utilizar energía eléctrica durante horas de menores precios para producir hielo, que puede ser incorporado en el sistema de refrigeración de un edificio para reducir la demanda de energía para climatización durante el día.

El Almacenamiento Eléctrico por Bombeo de Calor (PHES: Pumped Heat Electrical Sotorage) se usa para accionar un motor de almacena-

miento conectado a dos grandes superficies térmicas. Para almacenar electricidad, la energía eléctrica activa un motor que acciona una bomba de calor, la que bombea calor desde la “fuente fría” a la “fuente caliente”, en forma similar a la operación de un refrigerador convencional. Para recuperar la energía, la bomba de calor se invierte para convertirse en un motor térmico. El motor lleva entonces el calor de la fuente caliente a la fuente fría, con lo que el motor térmico acciona un generador eléctrico.

En el almacenamiento de hidrógeno, la electricidad puede ser convertida en hidrógeno mediante electrólisis; esto es, haciendo circular una corriente continua en un depósito con agua para así separarla en sus componentes, oxígeno e hidrógeno, y luego capturando ambos gases. El hidrógeno obtenido puede ser almacenado y, posteriormente, utilizado para generar electricidad mediante celdas de combustible o en una central de ciclo combinado. La eficiencia del proceso completo es baja, alcanzando de 30 a 40 por ciento; esto es, de la energía utilizada para producir el hidrógeno, el gas acumulado sólo permite regenerar hasta el 40 por ciento de electricidad.

Pese a la baja eficiencia, el almacenamiento de energía de hidrógeno es interesante, debido a la alta densidad de almacenamiento en comparación con otras tecnologías como las baterías.

Otra tecnología es la de Almacenamiento de Aire Licuado (LAES: Liquid Air Energy Storage). Este sistema utiliza electricidad para enfriar el aire hasta que se licua, el cual es almacenado en un estanque. Posteriormente, cuando se requiere inyectar energía, se lleva el aire líquido a estado gaseoso y el aire expandido mueve directamente una turbina que genera electricidad.

7.4 /

Aplicaciones de la capacidad de almacenamiento

La capacidad de almacenamiento de que disponga un sistema eléctrico se utiliza para el suministro de la demanda y para gestionar la calidad y seguridad del servicio.

Para el suministro de la demanda, la principal aplicación es abastecer la curva de carga remanente del sistema, la que corresponde a la demanda total descontando los aportes de generación no gestionables.

Las aplicaciones de la capacidad de almacenamiento para la gestión de calidad y seguridad de servicio incluyen:

- Recorte de demandas de punta del sistema (*peak shaving*): operación orientada a abastecer las demandas más altas del sistema eléctrico cuando éstas se producen.
- El control de frecuencia: procedimiento de gestión de las variaciones de demanda de corto plazo mediante el incremento o reducción de los aportes de una o más centrales generadoras y de almacenamiento, de forma de mantener la frecuencia constante.
- El control de tensión: mecanismo necesario para mantener los flujos por las líneas de transmisión, lo que se logra mediante la gestión de los aportes de potencia reactiva.
- La gestión de rampas: sistema para efectuar aumentos o disminuciones de los niveles de generación, de forma de seguir las variaciones de la demanda.
- La recuperación del servicio: en caso de producirse perturbaciones que implican una pérdida total o parcial del suministro se necesitarán unidades de generación de partida rápida y con capacidad suficiente para rearmar el sistema eléctrico.

Conclusiones y recomendaciones de política pública para el caso chileno

La política energética chilena ha hecho explícitas metas de participación de generación eléctrica mediante capacidad renovable. Destacan los lineamientos de largo plazo establecidos en la Política Energética 2050, en la que se definen objetivos claros respecto del rol que las energías renovables deberán jugar en la matriz eléctrica chilena. La motivación de dicha política es capturar los beneficios asociados a los recursos renovables: no emiten contaminantes locales; su uso se convierte en una de las principales estrategias tanto para reducir gases de efecto invernadero, como para cumplir con las reducciones de emisiones que Chile ha comprometido en la arena internacional; se asocian a recursos propios, por lo que se reduce la demanda de combustibles fósiles con beneficios en la balanza de pagos y de seguridad energética, entre otros.

La política energética también releva, como una condición necesaria para el crecimiento del país, que el sector eléctrico logre disponer de suministros a precios competitivos, que permitan sustentar el desarrollo de la industria local y aumentar el bienestar para los hogares a través del crecimiento económico. Así, la competitividad en los precios finales de la electricidad destaca como uno de los principales objetivos planteados. Por lo anterior, en un contexto de país con importantes actividades económicas primarias intensivas en el uso de energía, ésta se convierte

en un insumo fundamental, por lo que no es recomendable el uso de instrumentos que presionen su precio al alza y que amenacen la productividad, competitividad y el bienestar de la sociedad.

Satisfacer la expansión prevista de la demanda implica importantes requerimientos de inversión. El desafío es lograr estas inversiones manteniendo precios de la energía que permitan al país seguir en su senda de crecimiento. Esto implica la implementación de estrategias de mínimo costo de inversión y operación para el conjunto del sistema, como también el traspaso eficiente de precios hasta los usuarios finales en cada etapa de los procesos de generación y transporte de energía. A lo anterior, se deben agregar los compromisos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero que ha adquirido el país en la COP 21^[21], lo que impone un elemento adicional en el análisis de eficiencia en el desarrollo del sistema eléctrico.

Pero, como se revisó en este libro, las tecnologías de naturaleza variable suelen asociarse a costos adicionales que no presentan otras tecnologías de generación, pues exigen al sistema adaptarse a su disponibilidad inmediata y de manera imprevista. Así, es necesario modificar el funcionamiento de las centrales térmicas concebidas para operación continua a máxima capacidad, requiriendo de éstas una mayor flexibilidad y, con ello, menores niveles de generación. Al mismo tiempo, la disponibilidad geográfica de los recursos renovables primarios requiere de mayores inversiones en infraestructura de transmisión por su dispersión y, a su vez, menores factores de utilización de dicha infraestructura, lo que eleva los costos medios por unidad de energía transportada. Como consecuencia, la penetración a gran escala de generación intermitente puede tener impactos en los costos del sistema y que no quedan correctamente reflejados en los esquemas de remuneración únicamente basados en una tarifa binómica de energía y potencia.

El nivel óptimo de penetración de tecnologías variables, y en general de cualquier tecnología de generación, debe ser tal que sus beneficios sean mayores a sus costos. Sin embargo, no basta con definir cuánta capacidad de generación renovable intermitente ingresará al sistema,

[21] Conferencia de las Naciones Unidas para el Cambio Climático. París, 2015.

sino que también cuándo lo hará, qué medidas se adoptarán para lograr abastecer la demanda en las condiciones de calidad y seguridad del servicio necesarias, y a qué costos, dado que, además, los aportes de dichas centrales no son conformantes con la demanda.

La incorporación de una mayor participación de energías variables impone entonces desafíos en territorio desconocido, y de transición en el mercado de generación-transmisión del país hacia un sistema con menor intensidad en carbono. La importancia de la robustez de la política es clave para no amenazar los objetivos de bienestar, crecimiento y productividad, por lo que cualquier iniciativa de fomento tecnológico debe realizarse con plazos prudentes de forma decidida, pero cuidadosa y gradualmente. Esto implica contar con tiempos adecuados que permitan que los agentes del sistema tengan holguras suficientes para hacer adecuaciones con anticipación y flexibilidad. Los ajustes inesperados o acelerados resultan costosos y afectan negativamente a la calidad y seguridad del servicio.

En este sentido, es crucial definir los requerimientos que deberá cumplir el sistema eléctrico para proveer un suministro estable, con adecuados niveles de continuidad y estándares de calidad y seguridad del servicio. Esto permitirá identificar necesidades de inversión en nuevas instalaciones y en la adecuación de algunas instalaciones existentes, como por ejemplo: inversiones en modificaciones de centrales termoelectricas para dotarlas de mayor flexibilidad operacional y reducir sus niveles mínimos de generación; inversiones en elementos de compensación en líneas de transmisión, condensadores y reactores que absorban fluctuaciones en el sistema, e inversiones en nuevas instalaciones de generación que provean flexibilidad. Dado lo anterior, será relevante a futuro incentivar la incorporación de generación flexible y el uso eficiente de la capacidad de transmisión.

Así, si se desarrolla una línea de transmisión hacia una zona con desarrollo exclusivo de centrales intermitentes, esa línea tendrá un factor de uso bajo (por ejemplo 30%) y, por tanto, un cargo tarifario por transmisión más alto respecto de instalaciones con mayor factor de uso. Si se incorporan generación flexible eficiente y sistemas de almacenamiento, el factor de utilización de la línea de transmisión se incrementará

sustancialmente, implicando un menor cargo tarifario y permitiendo la instalación de mayor cantidad de generación intermitente o bien la construcción de líneas de menor capacidad. En ningún caso implicaría el dejar de desarrollar las referidas líneas de transmisión.

La experiencia internacional es vasta respecto de la definición de metas, uso de instrumentos y estrategias de incorporación de generación con medios renovables. En este respecto, ésta revela que los sobrecostos de la generación intermitente son gestionables y posibles de acotar. Pero ello requiere de mecanismos de mercado, regulación y promoción de la investigación y desarrollo tecnológicos en energía en materias relevantes, que demandan tiempo y atención, y un proceso de interacción permanente entre el regulador, la industria, los consumidores y el ente operador del sistema eléctrico^[22].

Es de vital importancia que el principio de neutralidad tecnológica prime en el cumplimiento de metas ambientales y de mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero. En ese sentido, los instrumentos que defina la política pública para reducir emisiones de carbono deben permitir que efectivamente el sistema se vaya adaptando a una configuración de mínimo costo que cambia con el progreso tecnológico, y sin presionar al alza los precios de la energía. Para ello, y antes de pensar en otras regulaciones que impongan nuevos costos al sistema de generación, es fundamental transparentar los costos existentes y que se desprenden de la incorporación de generación intermitente. En particular, deben identificarse las distintas categorías de costos de integración que permitan determinar la configuración costo-efectiva, incluso con restricciones de emisiones. En efecto, sólo considerando los costos de su integración, el costo de las tecnologías intermitentes podrá compararse válidamente con los costos de las fuentes de generación gestionables que ofrecen continuidad en su operación y bajas emisiones.

En este sentido, y a pesar de que alguna literatura económica destaca la costo-efectividad de instrumentos de incentivo económico como impuestos y sistemas de permisos transables, estos pueden resultar más caros al país e inefectivos en la mitigación que instrumentos sencillos

[22] Coordinador Eléctrico Nacional, a partir del 1 de enero de 2017.

como el incentivar el retiro de capacidad térmica ineficiente, gatillada por ejemplo por una política pública que fija un estándar de eficiencia, y con ello menores emisiones de CO₂, estableciendo un plazo prudencial para que las centrales generadoras que no cumplen con dicho estándar se adapten o se retiren del sistema.

Ya sea a través de un impuesto o en un sistema de permisos, la teoría económica señala que el costo de un incentivo de este tipo, en el largo plazo, se traspaasa a los consumidores, por lo que la actividad económica, el consumo y crecimiento se reducen. Incluso actualmente en Chile, y dados los esquemas contractuales con clientes no regulados, el costo del impuesto a las emisiones ya es traspasado íntegramente a clientes finales, afectando su competitividad y sin lograr reducciones importantes en las emisiones de carbono. Se desprende entonces la ineffectividad del instrumento, especialmente en un entorno donde la caída sistemática y significativa que experimentan los costos de capital y el desarrollo de las principales tecnologías intermitentes hacen que estas regulaciones sean redundantes y costosas, toda vez que pueden sustentarse económicamente por sí solas.

8.1 / Propuestas de política pública

A continuación, se presentan recomendaciones generales de política pública para la integración eficiente de generación con medios intermitentes.

8.1.1 / *Promoción de almacenamiento de energía*

En términos concretos, es necesario contar con políticas de promoción de centrales hidroeléctricas de embalse y otros sistemas de almacenamiento de energía, sea como electricidad en bancos de baterías u otra forma de energía, como es el caso de sistemas de almacenamiento térmico o centrales hidroeléctricas de bombeo. La integración a gran escala de generación intermitente exige mayor flexibilidad de parte de las demás centrales generadoras en la operación del sistema, para ajustar la oferta con la demanda ante cambios en la producción de renovables

intermitentes. Los factores de planta de unidades hidroeléctricas de embalse son complementarios (50% a 60%) con las centrales eólicas y solares FV (factores de planta típicos entre 20% y 35%), por lo que pueden acotar los costos del ciclado de centrales térmicas y jugar un rol clave en la incorporación costo-efectiva de generación variable.

Si bien las centrales de embalse por su localización requieren de sistemas de transmisión, ya que, en general, se ubican en zonas geográficas alejadas de los centros de consumo, la decisión de su ejecución debe competir con sistemas de almacenamiento tales como baterías o sistemas térmicos que pueden instalarse cerca de la fuente de generación intermitente.

Las alternativas de almacenamiento como sistemas de baterías BESS, reservorios térmicos o centrales de bombeo mantienen las características deseables de las plantas tradicionales en el sentido de ser despachables, pero permiten ajustes rápidos de la entrega de su energía sin incurrir en los costos de ciclaje y sin sufrir desgastes mayores durante periodos de para o baja producción (como es el caso de las centrales térmicas que funcionan a mínimo técnico), por lo que son una buena alternativa para estabilizar el sistema ante fluctuaciones de la generación de centrales que operan con fuentes intermitentes.

8.1.2 /

Mecanismo para propender a las reducciones de emisiones de carbono de centrales termoeléctricas

En el mundo se han implementado mecanismos exitosos para la reducción de emisiones de carbono de centrales termoeléctricas, destacando la experiencia de China. En efecto, hace varios años China implementó un estándar que fijó un nivel de eficiencia mínimo de nuevas centrales a carbón, mediante la definición del consumo específico equivalente a una central de tecnología ultra-supercrítica^[23], y estableció un

[23] Una central ultra-supercrítica opera con vapor a altas temperaturas (593°C) y a alta presión, de modo que el agua no hierve antes de ser convertida en vapor. Esto redundo en una mayor eficiencia térmica y de uso del combustible de la central (y, por tanto, menores emisiones), al no necesitar hervir toda el agua antes de conseguir vapor con la presión adecuada para mover las turbinas.

plazo para que las centrales de menor eficiencia se adecuaran al nuevo estándar o bien sus propietarios las retirarán del servicio.

Se propone adoptar una medida similar en Chile. Para lograr efectivamente una reducción de emisiones, la política debería establecer un consumo específico máximo o eficiencia mínima para centrales termoelectricas nuevas equivalente a una central carbonera supercritica de un tamaño adecuado a las características del sistema chileno (350 MW), y en el tiempo, junto al progreso de las nuevas tecnologías comerciales, evolucionar hacia una central de Ciclo Combinado con Gasificador Incorporado^[24] (IGCC: *Integrated Gasification Combined Cycle*), estableciendo plazos razonables para adecuar plantas termoelectricas anteriores al año 1990 al nuevo estándar o bien retirarlas del servicio y fijar plazos de adaptación para aquellas construidas con posterioridad.

De esta forma, las emisiones de CO₂ de cada central se verán reducidas de acuerdo con la tecnología más eficiente disponible, acelerando el recambio tecnológico y estimulando centrales de base del tamaño más eficiente para la realidad chilena.

Esta política incentivaría el reemplazo de centrales generadoras antiguas e ineficientes, y por tanto con mayor emisión de carbono unitaria, por centrales nuevas más eficientes de menores emisiones.

8.1.3 /

Especificación de las bases de licitación

Se recomienda reemplazar los bloques horarios y estacionales incorporados en las licitaciones de suministro eléctrico para consumidores regulados por un bloque único que sea abastecido por portfolios de fuentes de generación renovables, de forma tal que el aporte de dicho portfolio tenga un perfil de generación que sea similar a la demanda del

.....
[24] Una central de Ciclo Combinado con Gasificador Incorporado es una central a carbón que primero convierte el carbón en gas de síntesis (syngas) removiendo impurezas en el mismo y luego quema el gas en una central de ciclo combinado similar a las que operan con gas natural, resultando en una combustión limpia y en un proceso con muy bajas emisiones de carbono y otros contaminantes, con eficiencias superiores al 45%. Actualmente es una tecnología que está entrando a la etapa de madurez comercial.

sistema eléctrico y, con ello, reduzca los costos adicionales que implica la estacionalidad e intermitencia. Este porfolio debe tener similitud con la demanda, tanto a nivel de estacionalidad horaria y mensual, para mitigar riesgos de los generadores del portfollio. Junto con esto, se deben establecer los requisitos de garantías que debe entregar el agente agregador de dichas fuentes de generación renovable, de forma de asegurar el cumplimiento de los contratos.

Es decir, en lugar de permitir a cada proyecto ofertar en bloques horarios específicos, dejando al licitante establecer la forma más barata de llenar la demanda efectiva, proponemos que participen en la licitación agentes agregadores que deban hacer ofertas por bloques de energía con perfiles similares a la demanda total o, en su defecto, consorcios de proyectos que permitan obtener perfiles de oferta adecuados a los perfiles de demanda.

8.1.4 /

Mecanismo de incentivo de I+D aplicada en energía

En el mundo se están desarrollando, entre otras, nuevas tecnologías de generación solar, tendientes a lograr mayores eficiencias de captación de la radiación solar mediante uso de calor e incorporando en ellas sistemas de almacenamiento térmico, para hacer gestionables los aportes de la generación basada en el recurso solar. Esta tendencia se está dando en las centrales de concentración con sales fundidas (CSP DMS), con lo cual se logra una planta de generación en base a energía solar cuyos aportes son gestionables en la misma forma en que lo hacen las centrales generadoras convencionales. Considerando la disponibilidad del recurso solar en el país y de sales apropiadas para dicha tecnología, aparece la conveniencia de incentivar I+D aplicada para la adopción de tecnologías que muestren potencial de transición a fase comercial y que además tengan la posibilidad de desarrollar la industria nacional a través de la integración local de algunos componentes.

Por otra parte, la tendencia mundial en baterías destinadas a almacenamiento de energía eléctrica extendido, entendido como 5 horas o más, estimula el desarrollo de las llamadas baterías de flujo con un alto

potencial de crecimiento. Según el EPRI^[25], más del 95% del almacenamiento de electricidad en el mundo se realiza mediante centrales de bombeo, dejando un porcentaje muy minoritario a las baterías de diferentes tecnologías. Por tanto, surge una oportunidad para promover I+D en baterías de flujo en el país, considerando además que algunas tecnologías utilizan cobre en su construcción y que el desarrollo de esta tecnología abre la opciones para la industria local de integración de componentes.

Por supuesto, contar localmente con las condiciones adecuadas para aplicar alguna tecnología o con las materias primas empleadas en la construcción de sus componentes es sólo un punto muy menor del esfuerzo total para desarrollar e implementar alguna solución tecnológica. Aun así, la posibilidad de incentivar I+D específica a éstas, ya sea por la vía de estímulos tributarios como por la entrega directa de fondos públicos que solventen parte de los costos, puede ser importante para impulsar la adaptación de dichas tecnologías al ambiente chileno, su incorporación y el posible desarrollo de industrias relacionadas en el país.

8.1.5 /

Desarrollo del mercado de servicios complementarios

Los servicios complementarios se refieren a aquellos recursos del sistema que se requieren para obtener una operación confiable y con los estándares de calidad y seguridad requeridos. Si bien la necesidad de contar con disponibilidad de servicios complementarios y normar su tarificación fueron aspectos incorporados en la Ley Corta I, su implantación ha sido lenta y los mecanismos de aprobación, poco efectivos para atender las necesidades del sistema eléctrico. Así, los promotores de centrales generadoras intermitentes no perciben costos por este concepto, pues estos son socializados entre los demás agentes del mercado, estableciéndose así, de facto, un subsidio cruzado desde ellos a los productores en base a energéticos de disponibilidad variable. En consecuencia, los proyectos individuales resultan privadamente más rentables y se instalan

[25] Electric Power Research Institute (EPRI), “Electrical Energy Storage Technology Options”, 2010.

en niveles por sobre el óptimo social, lo que genera presión al aumento del costo para el consumidor final.

Nuestra propuesta consiste en internalizar el costo real que impone la generación intermitente a través de la valorización efectiva de los costos de los servicios complementarios que requiere, tales como respaldos y gestión de rampas de subida y bajada, a través de un mercado de servicios complementarios que permita revelar los costos de manera competitiva.

La correcta asignación de costos de respaldo aporta en la corrección de las distorsiones que la generación intermitente no óptima socialmente tiene, entre otros, en la afectación del costo total del suministro, siendo que existen componentes de costos variables de integración asociados a su operación.

Independientemente del sistema de remuneración definitivo, resulta clave que el sistema internalice los costos asociados a la variabilidad y que éstos se reflejen plenamente en el costo de operación del sistema, o que las fuentes que aportan flexibilidad al sistema reciban una remuneración equivalente al valor social de ésta, para así efectivamente tender al mínimo costo del sistema.

8.1.6 /

Comercialización como mecanismo de incentivo a la generación renovable, gestión de demanda y generación distribuida

Considerando que la gran mayoría de los proyectos de generación renovable se basan únicamente en una tecnología, se recomienda analizar la factibilidad de implementar y promover la comercialización en redes de distribución como mecanismo de promoción, que permita a través de esquemas de mercado la estructuración de portfolios de generación renovable, el fomento de la eficiencia energética e, incluso, el desarrollo de generación distribuida. Mediante las propuestas de valor que ofrezcan los comercializadores a los consumidores, ellos podrán elegir las fuentes de suministro eléctrico, pudiendo priorizar que su consumo sea abastecido por energía baja en emisiones si ésta es su elección y administrar su demanda acorde a lo que ofrezcan los suministradores.

Este tipo de mecanismos se encuentran ampliamente implementados en Europa^[26].

La motivación de incluir al comercializador se fundamenta en que este agente permite gestionar riesgos entre generadores y consumidores y, por otra parte, permitiría reducir el poder de mercado de las empresas distribuidoras. Esto implica efectuar la des-integración de las actuales actividades de distribución; esto es, separar la gestión de la red, el sistema de medición y la comercialización en el área de distribución, generando tres áreas de negocio que deben operar en forma separada. Así, se podrían reducir las tarifas al usuario final al eliminar las rentas asociadas a la integración vertical de los tres segmentos. La distribuidora integrada no tiene incentivos para promover la eficiencia energética ni cambios en los perfiles de consumo, ya que ello redundaría en menores ingresos. Al desintegrar los negocios, el propietario de la red de distribución se enfocará exclusivamente en su adecuada operación y expansión para alcanzar los estándares de seguridad y calidad de servicio.

El comercializador puede ser un mecanismo efectivo para profundizar las energías renovables más rápidamente, pues pueden ofertar en base a un portfolio de fuentes de generación que se adecue a las preferencias de los consumidores, con lo cual se logra mayor beneficio social. El mecanismo permite que aquellos consumidores que estén dispuestos a pagar más por energía baja en emisiones tengan la opción de hacerlo, con lo que fomentaría la tecnología. En esta dirección, la minería y otras industrias necesitan bajar su huella de carbono por lo que tenderán a contratar más energías renovables. La separación de la comercialización del uso de las redes de distribución podría apoyar este tipo de elecciones también en pequeños consumidores, sector residencial o comercial, y fomentar aún más la generación renovable en un contexto competitivo. Por otra parte, la incorporación de comercializadores puede promover el desarrollo de la generación distribuida, al poder ofrecer una gama de posibilidades por la compra de excedentes inyectados a la red.

.....
[26] En Europa se ha desarrollado ampliamente el mercado minorista de venta de energía, enfocándose a múltiples perfiles de consumidores (ver, por ejemplo: <http://comparateur-offres.energie-info.fr>).

Ciertamente, la progresión de la demanda que se incorpora a la opción de contratar con nuevos comercializadores debe ser tal que permita a la distribuidora integrada cumplir con los contratos de suministro a largo plazo existentes. Como primera etapa, se estima suficiente el promover esta actividad para los consumidores de más de 500 kW de demanda, ya que ello está considerado en los actuales contratos licitados por las distribuidoras.

8.1.7 /

Gestión costo-efectiva de recursos para gestionar la intermitencia

La experiencia internacional y estudios desarrollados en Chile muestran que la integración de fuentes renovables intermitentes y estacionales (ERNCI) impone costos adicionales al desarrollo de la tecnología para el conjunto del sistema eléctrico. Si bien puede ser motivo de un análisis más profundo el monto de dichos costos de integración, es un hecho que existen, y por tanto se deben promover políticas tendientes a que dichos costos sean lo más bajos posible.

Se recomienda generar mecanismos que incentiven las tecnologías de menor costo para gestión de la intermitencia, tales como centrales de embalse, que actualmente es la tecnología más eficiente para este fin; incentivar la modificación de centrales termoeléctricas, y analizar la viabilidad de centrales de bombeo y otras tecnologías que se encuentran en fase de desarrollo con miras a largo plazo.

Lo anterior implica efectuar el análisis con una visión global de políticas públicas, pues tiene incidencia en múltiples áreas. A modo de referencia, se puede mencionar que la flexibilización de las centrales termoeléctricas para reducir sus mínimos técnicos tiene implicancias en materia ambiental, debiendo revisar la norma de emisiones para centrales termoeléctricas que está concebida para operación de las centrales a potencia máxima, siendo necesario incorporar consideraciones respecto de sus factores de planta o factor de utilización, ya que los sistemas de abatimiento de emisiones reducen su eficiencia de captación a menores niveles de generación, sin necesariamente aumentar la emisión total respecto de una operación a potencia máxima.

8.2 / Conclusión

Los compromisos adquiridos por Chile en la COP 21 imponen desafíos en todos los sectores de la actividad económica para alcanzar los compromisos de reducción de emisiones de carbono. En el sector eléctrico, la inserción de energías renovables y nuevas tecnologías bajas en emisiones es la vía para reducir las emisiones de carbono, pero dicha inserción implicará múltiples cambios en el ámbito regulatorio para cumplir los objetivos de eficiencia y tarifas eléctricas competitivas a nivel global.

Por lo señalado, resulta muy relevante la implementación de políticas públicas que generen incentivos a los agentes privados para converger al óptimo social, aquel que permita disponer de tarifas eléctricas competitivas para la industria local y consumidores finales.

En este contexto, las propuestas de políticas públicas que se han planteado apuntan a lograr los objetivos señalados.

Fuentes, publicaciones y trabajos citados y consultados /

ABC. 2013. “Guía para entender qué es el déficit de tarifa del sistema eléctrico”, *Periódico ABC*. Madrid, España, 3 de diciembre de 2013.

<http://www.abc.es/economia/20131203/abci-guia-deficit-tarifa-201312022124.html>

AMSC - American Superconductor. 2016. *Sea Titan 10MW Wind Turbine Data Sheet*.

<http://www.amsc.com/documents/seatitan-10-mw-wind-turbine-data-sheet/>

Altairnano. 2017. “ALTI-ESS Advantage Brochure”.

<http://www.altairnano.com/>

Anaya-Lara, Olimpo, Nick Jenkins, Janaka Ekanayake, Phill Cartwright y Michael Hughes. 2009. *Wind Energy Generation: Modelling and Control*. IEEE Press and John Wiley & Sons Ltd., West Sussex. Reino Unido.

Anderson, Dennis y Matthew Leach. 2004. “Harvesting and Redistributing Renewable Energy: on the Role of Gas and Electricity Grids to Overcome Intermittency Through the Generation and Storage of Hydrogen”, *Energy Policy*, 32(14).

Atienza, Luis. 2014. “La integración de las energías renovables en el sistema eléctrico español”. Presentación en el seminario *Integración de energía no convencional y convencional*. Santiago, Chile.

Barbour, Edward. 2016. “Pumped Thermal Energy Storage (PTES)”.

<http://energystoragesense.com/pumped-thermal-energy-storage-ptes/>

Battle, Carlos, Paolo Mastropietro, Pablo Rodilla e Ignacio Pérez-Arriaga. 2014. “The system adequacy problem: lessons learned from the American continent”. IIT Working Paper.

Berte, Frank J., David S. Moelling y Craig A. Udy. 2003. “Assessing the True Cost of Cycling Operation is a Challenging Assignment”, *Combined Cycle Journal*, 4Q/2003.

Biggar, Darryl y Mohammad Reza Hesamzadeh. 2014. *The Economics of Electricity Markets*. IEEE Press and John Wiley & Sons Ltd., West Sussex. Reino Unido.

Black, Mary y Goran Strbac. 2006. “Value of storage in providing balancing services for electricity generation systems with high wind penetration”. *Journal of Power Sources*, 162(2).

- Blodgett, Leslie. 2014. "Basics". Geothermal Energy Association.
<http://geo-energy.org/Basics.aspx>
- Boiteux, Michael. 1960. "Peak load-pricing.", *Journal of Business*, Vol. 33, pp. 157-179.
- Cao, Wenping, Ying Xie y Zheng Tan. 2012. "Wind Turbine Generator Technologies", en *Advances in Wind Power*, Rupp Carriveau (ed). INTECH.
- CDEC-SIC - Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central. <http://www.cdecsic.cl/>
- CDEC-SING - Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande. <http://www.cdec-sing.cl/>
- Chaudhry, Hassam N., John K. Calautit, y Ben R. Hughes. 2015. "Computational Analysis to Factor Wind into the Design of an Architectural Environment", *Modelling and Simulation in Engineering*, 2015.
<https://www.hindawi.com/journals/mse/2015/234601/>
- CNE – Comisión Nacional de Energía. 2014. *Estadísticas de Generación Bruta SIC-SING*. Santiago, Chile.
- . 2016a. *Estadísticas de Generación Bruta SIC-SING*. Santiago, Chile.
- . 2016b. *Norma técnica de seguridad y calidad de suministro*. Santiago, Chile.
- CNMC – Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. 2015. "Información mensual de estadísticas sobre las ventas de régimen especial".
<http://www.cnmc.es>
- . 2016. "Nota informativa sobre el estado actual de la deuda del sistema eléctrico al 31/12/2015". <http://www.cnmc.es>
- Denholm, Paul y Mark Mehos. 2011. *Enabling Greater Penetration of Solar Power via the Use of CSP with Thermal Energy Storage*. National Renewable Energy Laboratory, Technical Report.
- Der Spiegel. 2013. "How Electricity Became a Luxury Good", *Der Spiegel*. Hamburgo, Alemania, 4 de septiembre de 2013. <http://bit.ly/2wj4eYe>
- E.ON Netz. 2006. *Grid Code: High and extra high voltage*. E. ON Netz GmbH. Bayreuth, Alemania.
- Ela, Erik, Brendan Kirby, Nivad Navid y J. Charles Smith. 2012. "Effective Ancillary Services Market Designs on High Wind Power Penetration Systems", Presentado en *IEEE Power and Energy Society General Meeting*. San Diego, California, Estados Unidos.
- Ela, Erik y Mark O'Malley. 2012. "Studying the Variability and Uncertainty of Variable Generation at Multiple Timescales". *IEEE Transactions on Power Systems*, 27(3).

Elizondo, Gabriela y Luiz Augusto Barroso. 2011. "Design and Performance of Policy Instruments to Promote the Development of Renewable Energy: Emerging Experience in Selected Developing Countries". *The World Bank. Energy and Mining Sector Board Discussion Paper No 22*.

EMPTV-RV, "Software for Power Systems Transients".

<http://www.emtp-software.com/>

ESA – Energy Storage Association. 2016a. "Redox Flow Batteries".

<http://energystorage.org/energy-storage/technologies/redox-flow-batteries>

_____. 2016b. "Hydrogen Energy Storage".

<http://energystorage.org/energy-storage/technologies/hydrogen-energy-storage>

EURELECTRIC, The Union of the Electric Industry. 2010. *Integrating Intermittent Renewables Sources in the EU Electricity System by 2020: Challenges and Solutions*. EURELECTRIC, Bruselas, Bélgica.

Ferroukhi, Rabia, Dolf Gielen, Ghislaine Kieffer, Michael Taylor, Divyam Nagpal y Arsian Khalid. 2014. *Rethinking Energy*, International Renewable Energy Agency.

Frank, Charles R., Jr. 2014. "The Net Benefits of Low and No-Carbon Electricity Technologies", *Global Economy and Development Working Paper*, 73.

Fujita Research. 1998. "Wave and Tidal Power". Reporte Fujita.

<http://www.fujitaresearch.com/reports/tidalpower.html>

Hillestad, Richard. 2000, "Competitive Jolt", *Rand Review*, 24(Fall).

Hirst, Eric y Brendan Kirby. 1996. "Ancillary Services", *Proceedings of the American Power Conference*. Illinois, Chicago, Estados Unidos.

Holttinen, Hannele, Peter Meibom, Antje Orths, Bernhard Lange, Mark O'Malley, John Olav Tande, Ana Estanqueiro, Emilio Gómez, Lennart Söder, Goran Strbac, J. Charles Smith y Frans van Hulle. 2011. "Impacts of large amounts of wind power on design and operation of power systems, results of IEA collaboration", *Wind Energy*, 14(2).

Hydro Québec Transénergie. 2009. *Transmission Provider Technical Requirements for the Connection of Power Plants to the Hydro-Québec Transmission System*. Québec, Canada.

IEEE - Institute of Electrical and Electronics Engineers. 2014. *519-2014 – Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems*. IEEE. Piscataway, New Jersey, Estados Unidos.

IFC - International Finance Corporation. 2015. *Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants: A Project Developer's Guide*. Banco Mundial. Washington, D.C., Estados Unidos.

- IEA. International Energy Agency. 2014. *World Energy Statistics*. París, Francia.
- _____. 2014. *Energy Technology Perspectives*, 2014. IEA, París, Francia.
- IRENA - International Renewable Energy Agency. 2013. *Concentrating Solar Power Technology Brief*. Masdar City, Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos.
<http://bit.ly/2wj08z7>
- ISE - Fraunhofer Institute for Solar Energy System. 2016. *Photovoltaics Report*. Technical Report. <http://bit.ly/2wj4hmy>
- Joskow, Paul L. 2011. “Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity Generating Technologies”, *American Economic Review*, 100(3).
- Kreusel, Jochen. 2004. “Viento intermitente, Potencia Continua: Gestión de red eléctrica con alta proporción de energías renovables”, *Revista ABB* 4, 2004.
- Ley 19.940. 2004. Diario Oficial de la República de Chile, Santiago, Chile, 13 de marzo de 2004.
- Ley 20.018. 2005. Diario Oficial de la República de Chile, Santiago, Chile, 19 de mayo de 2005.
- Ley 20.257. 2008. Diario Oficial de la República de Chile, Santiago, Chile, 20 de marzo de 2008.
- Ley 20.698. 2013. Diario Oficial de la República de Chile, Santiago, Chile, 14 de octubre de 2013.
- Ley 20.780. 2014. Diario Oficial de la República de Chile, Santiago, Chile, 29 de septiembre de 2014.
- Ley 20.936. 2016. Diario Oficial de la República de Chile, Santiago, Chile, 20 de julio de 2016.
- Lins, Christine, Laura Williamson, Sarah Leitner y Sven Teske. 2015. *10 Years of Renewable Energy Progress*, Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21). París, Francia.
- Luo, Xing, Jihong Wang, Mark Dooner y Jonathan Clarke. 2015. “Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation”. *Applied Energy*. 137.
- Martin, Richard. 2016. “Germany Runs Up Against the Limits of Renewables”, *MIT Technology Review*. 24 de mayo de 2016. <http://bit.ly/2wj0YMh>
- MCT – Marine Current Turbines. 2012. “SeaGen S Technology”.
<http://bit.ly/2wiVyBa>
- Mills, Andrew, Ryan Wiser y Kevin Porter. 2009. “The Cost of Transmission for Wind Energy: A Review of Transmission Planning Studies”, *Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory*.

Ministerio de Energía de Chile. 2014. *Energías Renovables en Chile: El potencial eólico, solar e hidroeléctrico de Arica a Chiloé*. Santiago, Chile.

Ministerio de Energía de Chile. 2016. *Energía 2050, Política Energética de Chile*. Disponible en: <http://www.energia2050.cl>

Ministerio Federal de Economía y Energía de Alemania. 2016. *Renewable Energy Sources in Figures. National and International Development, 2015*. Berlín, Alemania.
<http://www.bmwi.de/English/Redaktion/Pdf/renewable-energy-sources-in-figures-2015.pdf>

Molina, Marcelo y Juan Giménez. 2011. “Technical and Regulatory Exigencies for Grid Connection of Wind Generation”, en Gastón O. Suvire (ed), *Wind Farm – Technical Regulations, Potential Estimation and Siting Assessment*. INTECH.

Muljadi, Eduard, Vahan Gevorgian, Mohit Singh y Surya Santoso. 2012. “Understanding Inertial and Frequency Response of Wind Power Plants”, Presentado en *IEEE Symposium on Power Electronics and Machines in Wind Applications*. Denver, Colorado, Estados Unidos.

National Renewable Energy Laboratory (NREL). 2016. *Best Research-Cell Efficiencies*. Technical Report.
http://www.nrel.gov/pv/assets/images/efficiency_chart.jpg

Netztransparenz, Plataforma de información de los operadores alemanes de redes de transmisión. <http://www.netztransparenz.de>

Nicolosi, Marco. 2012. “The Economics of Renewable Electricity Market Integration: An empirical and model-based analysis of regulatory frameworks and their impacts on the power market”. Disertación Doctoral, Facultad de Ciencias Económicas y Sociales, Universidad de Colonia.

Olmedo, Juan Carlos y Jacques Clerc. 2013. “Efectos del proyecto de ley de energías renovables no convencionales”. Libertad y Desarrollo.
<http://bit.ly/2wj6ejf>

Parker, Arkweli. 2013. “Energy Storage Method Uses Liquid Air as Battery”, Ecopedia. <http://bit.ly/2wiYgXb>

Pérez-Arriaga, Ignacio y Carlos Batlle. 2012. “Impacts of intermittent renewables on electricity generation system operation”, *Economics of Energy and Environmental Policy*, 1(2).

Plexim – Electrical Engineering Software. 2016. “Three-Phase, Grid-Connected PV Inverter”. <https://www.plexim.com/support/application-examples/602>

- Poser, Hans, Jeffrey Altman, Felix ab Egg, Andreas Granata y Ross Board. 2014. *Development and Integration of Renewable Energy: Lessons Learned from Germany*, Finadvice, Adliswil, Suiza.
- Rahimi, Ehsan, Abdorreza Rabiee, Jamshid Aghaei, Kashem Muttaqi y Ali Esmaeel Nezhad. 2013. "On the management of wind power intermittency", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 28.
- Real Decreto 436/2004. 2004. Boletín Oficial del Estado. Madrid, España, 27 de marzo de 2004.
- Red Eléctrica de España. 2016. "Principales Indicadores de Actividad: Indicadores y gráficas". <http://www.ree.es/>
- REN21 – Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. 2016. *Renewables 2016 Global Status Report*, REN21. París, Francia.
- Schaber, Katrin, Florian Steinke, Pascal Mühlich y Thomas Hamacher. 2012. "Parametric study of variable renewable integration in Europe: Advantages and costs of transmission grid extensions", *Energy Policy*, 42.
- The Economist. 2013. *The Cost del sol: Sustainable energy meets unsustainable costs*. *The Economist*, 20 de julio de 2013. Londres, Inglaterra.
- Troy, Niamh, Eleanor Denny y Mark O'Malley. 2010. "Base-load cycling on a system with significant wind penetration", *IEEE Transactions on Power Systems*, 25(2).
- Tsili, Marina, Christos Patsiouras y Stavros Papathanassiou. 2008. "Grid Code Requirements for Large Wind Farms: A Review of Technical Regulations and Available Wind Turbine Technologies". *Proceedings of the European Wind Energy Conference*. Madrid, España.
- Ueckerdt, Falko, Lion Hirth, Gunnar Luderer y Ottmar Edenhofer. 2013. "System LCOE: What are the Costs of Variable Renewables". *USAEE Working Paper 2200572*.
- Urzúa, Ignacio. 2014. "Medición del impacto de la penetración de energías renovables no convencionales intermitentes en los costos del sistema interconectado central", Tesis de Magíster, Escuela de Ingeniería, Pontificia Universidad Católica de Chile.
- Vadlamani, Vythahavya y Don Martin. 2013. "Renewable energy design considerations", *ABB Technical Report*.
- Wood, Allen J., Bruce F. Wollenberg y Gerald B. Sheblé. 2013. *Power Generation, Operation, and Control*. 3rd. Edition. John Wiley & Sons Ltd. West Sussex, Reino Unido.

Wu, Bin, Yongqiang Lang, Navid Zargari y Samir Kouro. 2011. *Power Conversion and Control of Wind Energy Systems*. John Wiley & Sons Ltd. West Sussex, Reino Unido.

Zavadil, Robert, Vladim Zheglov, Yuriy Kazachkov, Bo Gong, Juan Sánchez y Jun Li. 2012. “Documentation, User Support and Verification of Wind Turbine and Plant Models”, reporte para el Departamento de Energía de Estados Unidos. <https://www.osti.gov/scitech/servlets/purl/1051403>

Zheng, Huiying. 2013. “Solar Photovoltaic Energy Generation and Conversion – From Devices to Grid Integration”, Disertación Doctoral, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Computación, Universidad de Alabama.

Zheng, Ruimin y Math Bollen. 2010. “Harmonic Resonances Associated with Wind Farms”. *Technical Report*. Luleå University of Technology.

Sobre los autores /

Jacques Clerc P.

Ingeniero Civil Industrial, Universidad de Chile. Magíster en Economía Aplicada, Universidad de Chile. Subdirector Académico del Magíster en Gestión y Dirección de Empresas, versión Industria Minera y Profesor del Departamento de Ingeniería Industrial de la Universidad de Chile. Consultor en Economía de Medio Ambiente y Energía.

Juan Carlos Olmedo H.

Ingeniero Civil de Industrias, Pontificia Universidad Católica de Chile. MBA, Universidad Adolfo Ibáñez. Certificate in Management, Darden School of Business, Universidad de Virginia. Tiene 30 años de experiencia en el sector eléctrico en Chile y Latinoamérica. Se ha desempeñado en cargos ejecutivos en áreas comerciales, de desarrollo y administración general y en directorios de empresas eléctricas y fundaciones. Actualmente es profesor del Magíster de Economía Energética en la Universidad Técnica Federico Santa María, director en empresas de energía renovable y consultor en regulación de mercados energéticos y desarrollo de proyectos.

Jaime Peralta R.

Ingeniero Civil Electricista de la Universidad de Chile y Doctor en Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Montreal, Canadá. Especialista en sistemas de potencia y mercados eléctricos, con más de 20 años de experiencia en el sector eléctrico nacional e internacional, donde ha ocupado cargos ejecutivos. Actualmente, es miembro del Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional.

María Luisa Saavedra Q.

Ingeniero Civil Químico de la USACH, Magíster en Logística y Calidad del IEDE (España) y Magíster en Logística de la ACAPOMIL. Académica del Departamento de Ingeniería Química de la Facultad de Ingeniería, Universidad de Santiago de Chile. Sus áreas de investigación son el desarrollo de nuevos materiales y metodologías para resolución de problemas en ingeniería.

Enzo Sauma S.

Ingeniero Civil de Industrias y Magíster en Ciencias de la Ingeniería de la UC y M.S. y Ph.D. en Ingeniería Industrial e Investigación de Operaciones por la Universidad de California en Berkeley, Estados Unidos. Entre sus intereses se encuentra el diseño de mecanismos eficientes de mercado y el estudio de las estructuras de incentivos que operan dichos mercados, con un interés especial en su aplicación a los sectores de electricidad y medioambiente.

Fue nombrado AAAS Public Engagement Fellow en el Leshner Leadership Institute for Public Engagement with Science de la American Association for the Advancement of Science (AAAS), durante los años 2016 y 2017. Además, es Senior Member de la IEEE desde 2014.

Ignacio Urzúa M.

Ingeniero Civil de Industrias mención en Ingeniería Eléctrica y Magíster en Ciencias de la Ingeniería de la Pontificia Universidad Católica de Chile. Ha trabajado en cargos analista comercial y financiero en la industria energética de Chile. Actualmente trabaja como asesor financiero en ENGIE Latam.

Andrés Hernando G.

Ingeniero Civil en Computación, Universidad de Chile. Magíster en Economía Aplicada, Universidad de Chile. Doctor en Economía, Universidad de Harvard. Investigador del Centro de Estudios Públicos.