

La energía en Chile: retos y oportunidades

Eloy Álvarez Pelegrý

Académico de la Real Academia de Ingeniería

Macarena Larrea Basterra

Deusto Business School, Universidad de Deusto

Contextualización del sector energético de Chile

Chile es un país con una geografía, orografía y características que condicionan el sector energético. Con más de 4.000 km de longitud y una anchura entre 90 y 445 km,

se asemeja más a países como Noruega o Suecia que a los de su entorno.

La población, que ha crecido de manera continuada entre 1980 y 2015, no se encuentra distribuida de manera uniforme a lo largo del territorio. Así, hay regiones con una elevada

densidad de población, donde se superan los 100 habitantes por km², como la Región Metropolitana de Santiago y otras con valores inferiores a los 10 habitantes por km².

Cuenta con escasos recursos energéticos convencionales, aunque mantiene la acti-

Tabla 1. El carbón en Chile (ktep)

			2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Producción			263	236	254	245	295	1.591	2.156	2.090
Importación			4.160	3.335	3.809	5.454	5.949	6.178	5.972	5.677
Exportación			-9	0	0	0	0	-662	-1.177	-589
Consumo	Transformación	Electricidad	-3.308	-3.320	-3.856	-4.786	-5.671	-6.635	-5.647	-6.556
		Plantas CHP	0	0	0	0	0	0	0	0
		Transf. Carbón	-206	-168	-126	-201	-269	-130	-147	-113
	Consumo final	Industria	473	239	401	336	190	210	229	319
		Transporte	0	0	0	0	0	0	0	0
		Terciario	27	24	17	16	18	16	9	8
		Total	511	260	422	355	210	228	240	329

Nota: los datos sobre transformación energética y exportaciones se presentan con signo negativo ya que suponen una menor cantidad de energía disponible para usos finales.

Fuente: (IEA, 2017).

¹ Este documento se basa fundamentalmente en Álvarez Pelegrý, E. y Larrea Basterra, M. (2018). La energía en Chile. Un banco de pruebas para las estrategias y las transiciones energéticas. Cuadernos Orkestra 37/2018. ISSN: 2340-7638. <http://www.orkestra.deusto.es/es/investigacion/publicaciones/cuadernos-orkestra/1477-energia-chile> y en Larrea Basterra, M. y Álvarez Pelegrý, E. (2018). El sector energético en Chile. Una visión global. Prólogo por Jorge Rodríguez Grossi. Universidad Alberto Hurtado de Chile y Orkestra. También se ha consultado información reciente de fuentes públicas en Chile tras el cambio de Gobierno y, de momento, la información consultada apunta a una continuidad de las políticas del Gobierno anterior.

Tabla 2. El petróleo en Chile (ktep)

		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
Producción		602	721	611	641	532	539	507	295	
Importación		10.396	10.221	8.659	9.269	8.850	9.647	9.830	8.698	
Exportación		0	0	0	0	0	0	0	0	
Consumo	Transformación	Electricidad	0	0	0	0	0	0	0	
		Plantas CHP	0	0	0	0	0	0	0	0
		Refino	-11.746	-11.915	-9.894	-10.951	-10.677	-10.632	-11.580	-10.322
Consumo final		Industria	0	0	0	0	0	0	0	
		Transporte	0	0	0	0	0	0	0	0
		Terciario	0	0	0	0	0	0	0	0
		Total	0	0	0	0	0	0	0	0

Nota: los datos sobre transformación energética se presentan con signo negativo dado que suponen una menor cantidad de energía disponible para usos finales.

Fuente: (IEA, 2017).

vidad minera del carbón y la exploración y explotación de hidrocarburos, fundamentalmente en el sur del territorio. Sin embargo, tiene un gran potencial en renovables.

La biomasa tiene un importante peso en el *mix* energético y, aunque no en todo el país, la leña es una fuente de energía profundamente arraigada en la zona centro y sur, principalmente para usos residenciales, siendo tras el petróleo, el segundo elemento de mayor relevancia en la matriz energética.

Chile tiene una elevada dependencia de los combustibles fósiles importados (fundamentalmente gas natural, petróleo pero también carbón), lo que supone considerables desembolsos económicos. Es más, el papel de los combustibles fósiles no ha parado de crecer, a pesar de que las importaciones de gas desde Argentina se interrumpieron y como consecuencia el consumo cayó tal y como se puede ver en la Figura 1 (página siguiente). Por este y otros motivos, como elevada la variabilidad² de su generación hidráulica, Chile ha sufrido en el

pasado crisis energéticas que no desea que se repitan en el futuro.

Como consecuencia del consumo de combustibles fósiles, el sector energético, es el principal responsable (77,4%), de las emisiones totales de gases de efecto invernadero (GEI) que pasaron de 90 MtCO_{2eq} en el año 2000 a 110 millones en 2013 (Departamento de Mitigación e Inventarios de Contaminantes Climáticos, División de Cambio Climático, Ministerio del Medio Ambiente, 2017).

El consumo energético del sector industrial y minero, junto con el del transporte, juegan un papel clave en la demanda de energía, suponiendo los primeros el 40% y el transporte el 33%, correspondiendo el porcentaje restante a los consumos doméstico y terciario.

El sector energético se encuentra liberalizado y la propiedad de las empresas energéticas pertenece, en su mayoría, a capital privado. Existe un número más bien reducido de empresas matrices (GNF, Engie, CGE,

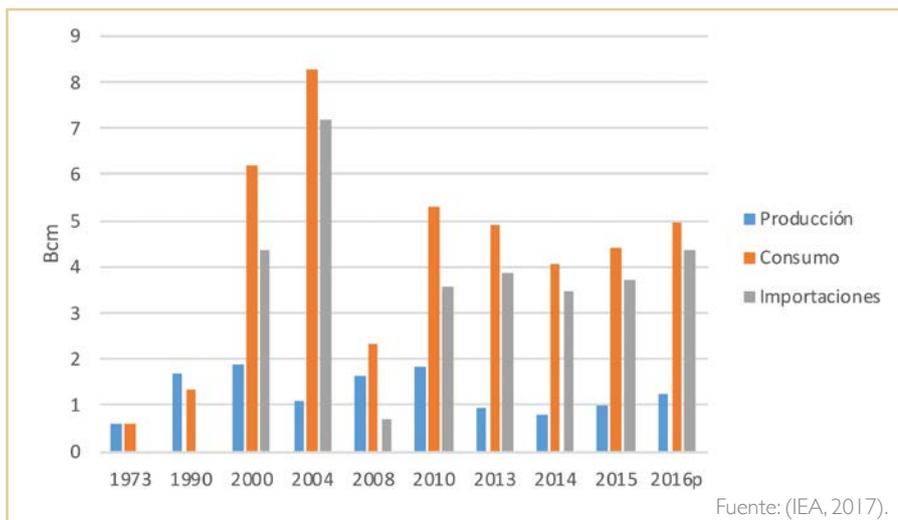
Endesa, etc.) presentes, mediante filiales o con participaciones cruzadas, en numerosas empresas de la cadena de valor de la electricidad y del gas. En su accionariado es habitual encontrar empresas extranjeras (Italia, Francia, Reino Unido, Canadá, España).

Con una libertad empresarial destacable, el marco regulatorio presenta una normativa reducida y, más bien, estable en el tiempo. En este sentido, Chile se caracteriza por unas instituciones que facilitan un marco regulatorio de continuidad en el tiempo o de cierta previsibilidad. La Administración ha jugado un papel de supervisor tras la privatización y liberalización del sector en los años ochenta, con una filosofía de "la menor intervención posible".

El Ministerio de Energía, constituido en 2010, junto con la Comisión Nacional de la Energía (CNE) y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) son claves para el desarrollo del sector energético, al igual que el Ministerio de Medio Ambiente.

² No se hace referencia únicamente a la variabilidad estacional habitual, sino también a los períodos de grandes sequías.

Figura 1. Evolución de la producción, importaciones y consumo de gas en Chile



Un país, varios sistemas

El sector energético chileno podría describirse como varios sistemas energéticos en uno. La geografía, la orografía y la diversidad en la densidad de población han configurado las infraestructuras por “bandas”.

Tras la liberalización y la privatización del sector energético, Chile realizó una verdadera apuesta por el gas. Se desarrollaron gasoductos de transporte, redes de distribución e interconexiones con Argentina, de estructura horizontal (de oeste a este). Esta apuesta se vio frustrada en 2004, cuando Argentina inició las interrupciones en el suministro de gas.

El desarrollo de las redes eléctricas podría definirse como vertical (de norte a sur). Este desarrollo se reforzó en noviembre de 2017 con la entrada en funcionamiento de la interconexión del Sistema Integrado del Norte Grande (SING) y Sistema Interconectado Central (SIC).

Un mayor desarrollo de las interconexiones con los países vecinos puede considerarse una oportunidad para aprovechar los recursos energéticos propios y en especial las fuentes renovables, cuyo desarrollo también se verá favorecido por la mencionada interconexión SING-SIC.

Las conexiones internacionales son más notables en gas que en electricidad. Las primeras funcionan ahora en sentido exportador desde Chile, si bien cuando se diseñaron y construyeron lo fueron para la importación. Las segundas son muy escasas con opiniones encontradas respecto a la idoneidad de los proyectos de interconexión con Perú y Argentina.

El gas: de la ilusión de un gas barato a la amarga experiencia de la dependencia energética

La regulación básica del gas natural en Chile se inició en el año 1931 con el DFL n° 323 o Ley de Servicios de Gas que ha sido ob-

jeto de tres enmiendas hasta la aprobación de la Ley de Servicios de Gas de diciembre de 2016.

Esta nueva Ley ha tratado de modernizar y llenar los vacíos regulatorios existentes, corregir las deficiencias de la normativa y actualizar, normalizar y uniformar, en especial, la distribución de gases licuados del petróleo (GLP). En ella se ha establecido también, y no menos importante, la regulación básica relativa al transporte, distribución, suministro y venta de gas.

En el sector gasista destaca el reducido número de empresas matrices y de agentes, donde la estructura empresarial se caracteriza por la existencia de empresas filiales y participaciones cruzadas en la regasificación y la distribución, tanto de gas como de GLP.

Regasificación y transporte

Los reducidos niveles de producción de gas, la ubicación del mismo (Magallanes) y el continuo incremento de la demanda llevaron a la búsqueda de suministros de gas desde Argentina, mediante gasoductos.

Debido al papel subsidiario del Gobierno, los gasoductos de interconexión, a pesar de ser conceptualmente monopolios naturales, dieron lugar a proyectos en competencia.

La reacción ante la falta de suministro de gas de Argentina fue un aumento del consumo del diésel, la construcción de centrales de carbón y un encarecimiento de la electricidad, retomándose el papel del gas a partir de 2008, con la construcción de las plantas de regasificación de Quintero y Mejillones, que supusieron una apuesta por los mercados internacionales y por la diversificación de orígenes del suministro

Mapa 1. Gasoductos de transporte en Chile en su conexión con Argentina



Fuente: (IEA, 2015).

El coste de la regasificación, que representa un componente estructural del coste del suministro del gas, es elevado (i.e. en Quintero está entre 1,3 y 1,7 US\$/MMBtu, y entre 1,85 y 3,02 US\$/MMBtu en Mejillones). En ello influyen los requerimientos por la sísmica, que encarecen la construcción, haciendo que los precios del gas en Chile sean elevados en comparación con otros estándares internacionales.

A ello se une un sistema de retribución de los gasoductos como “activos regulados”, con criterios de costes de reposición, lo que, si bien incentiva el desarrollo de nuevas redes, no es evidente que suponga precios finales más competitivos.

Distribución de gas

En Chile hay dos tipos de distribuidoras, las de gas natural por gasoducto y las de GLP. La distribución por gasoducto se concentra en las regiones con mayor densidad de población y de consumo. A su vez, conviene distinguir entre empresas distribuidoras

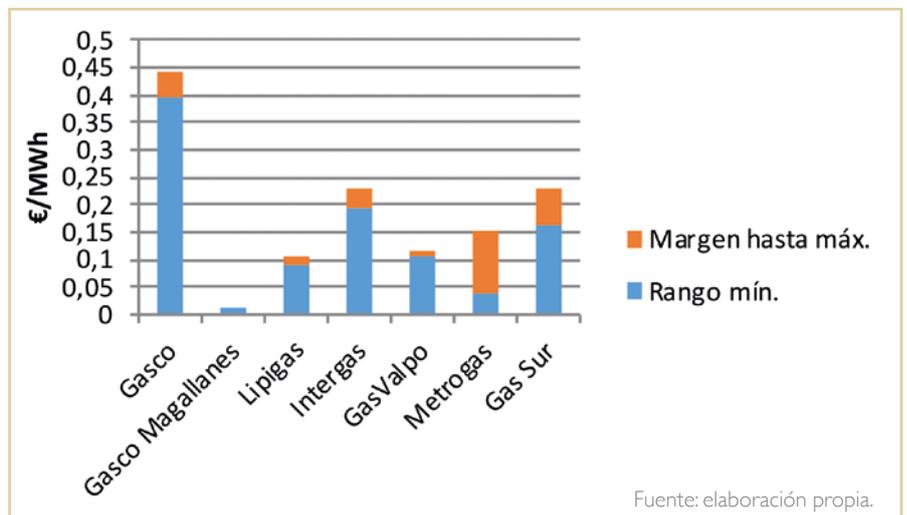
concesionadas (68% de las redes en 2015) y no concesionadas (32%). El número de clientes de gas, del orden de un millón, en 2015, es reducido, y el suministro está concentrado en ciertas regiones: Metropolitana, Región del Libertador Bernardo O’Higgins y Región de Biobío (ver mapa 2).

Todo ello, junto con el marco regulatorio, llevan a una diversidad de precios que se puede observar en la figura 2. Estas diferencias, si bien, en parte pueden atribuirse a estructuras de costes e infraestructuras diferentes y a las subvenciones, como en el caso de Magallanes, no parecen ser los únicos factores explicativos.

Precios del suministro de gas

En lo que a precios se refiere, puede decirse que hay un sistema básicamente de traslado de costes (*pass-through*) en la cadena de valor; al consumidor final, que incluye los precios de compra del gas en mercados internacionales. Los pequeños

Figura 2. Precios mínimos y margen hasta máximo de las ofertas de gas para consumidores domésticos (enero 2017)



Fuente: elaboración propia.

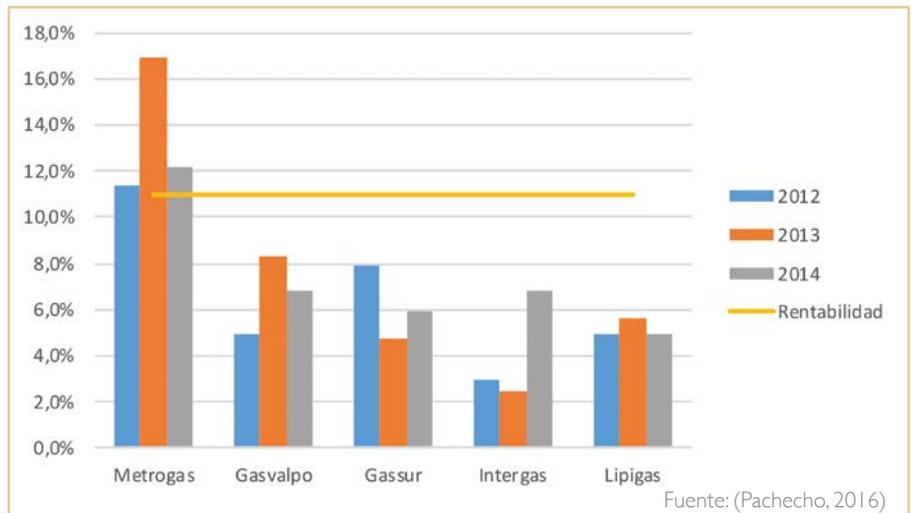
consumidores (<5.000 GJ/mes) tienen una tarifa regulada.

Las tarifas para los consumidores finales, se obtienen sumando el valor del gas al ingreso al sistema de distribución y el valor agregado de la distribución (VAD). El primero se compone de los precios de los contratos de compra de gas más los costes de transporte, regasificación, almacenamiento y distribución, basados en un estudio de costes realizado por una consultora contratada por la CNE. El VAD, por su parte, contempla el coste total correspondiente a la inversión, por una empresa eficiente, asociada a la demanda prevista en la zona de concesión, durante un horizonte de quince años. A estos costes de inversión se añaden los costes de explotación.

Dado que existe libertad de precios para consumidores no sujetos a tarifa, la ley contempla un mecanismo para evitar que las empresas transportistas o distribuidoras tengan una remuneración no ajustada al tipo de mercado y al riesgo del negocio. Para ello, se prevé una tasa del coste de capital aplicable durante el periodo tarifario, que se calcula por la CNE cada cuatro años. Esta tasa no podrá ser inferior al 6% ni superior al 9%. La retribución de las distribuidoras fue del 16,9% en el año 2013. En 2015, la CNE revisó las rentabilidades de las distribuidoras, de tal manera que dicho año, ninguna superó la rentabilidad del 11% (Valenzuela, 2017).

En la actualidad, el gas natural trata de ganar cuota de mercado mediante el desarrollo de redes de distribución y de plantas satélite de regasificación, teniendo estas últimas un peso significativo, dada la orografía del país. Asimismo trata de penetrar en el mercado de automoción. Con todo, el gas tiene que competir con otras energías, entre ellas la leña para uso doméstico y los GLP.

Figura 3. Rentabilidad 2012-2014. Gas de red



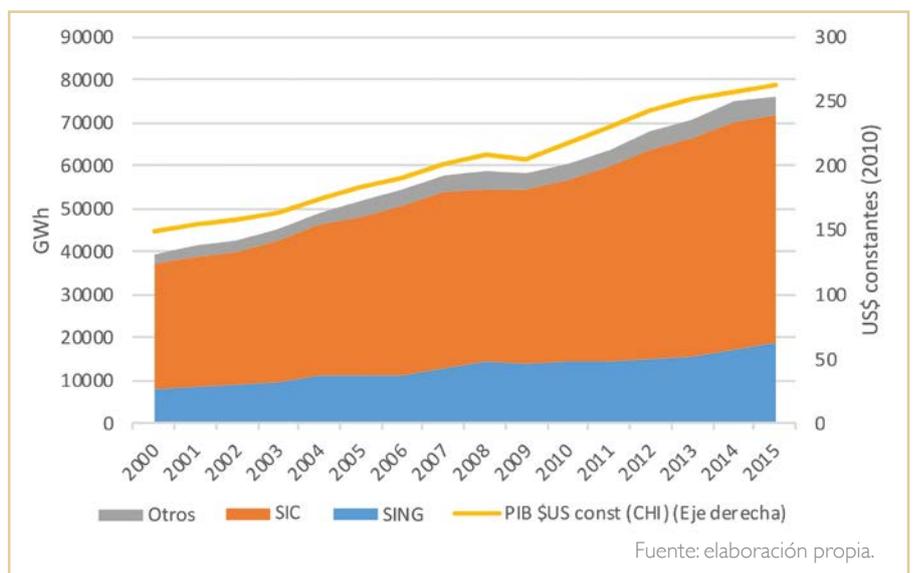
El sector eléctrico chileno

El sistema eléctrico de Chile está constituido por varios sistemas, siendo los principales el SIC, con una capacidad instalada, en el año 2015 de 17.544 MW, que supone el 76% de la capacidad total del país; y el SING, que con 5.401 MW representa el 23% de los 23.108 MW. Estos sistemas se han interconectado

recientemente. El porcentaje restante se divide entre el sistema de Aysén y el de Magallanes y otros de importancia menor (Los Lagos, Cochamó y Hornopirén, Isla de Pascua y San Pedro de Atacama).

La demanda de electricidad casi se ha duplicado desde el año 2000, la mayor parte de este crecimiento ha tenido lugar en el SIC.

Figura 4. Demanda eléctrica en Chile por sistemas (GWh)



Con una potencia instalada de algo más del 20% de la española y un sector eléctrico liberalizado en los años ochenta del pasado siglo, en los próximos años se esperan importantes inversiones en energías renovables no convencionales (ERNC), que como se puede observar en la Figura 5 ya se están realizando.

Las ERNC

La Ley 20.698 (2013), pretende elevar la generación eléctrica con renovables a un 25% en 2025. En 2016, la potencia de ERNC suponía aproximadamente el 15,75% de la potencia instalada.

El mayor potencial se encuentra en la solar fotovoltaica, seguida de la solar de concentración, la eólica y la hidráulica. Por regiones destaca Antofagasta. Durante los últimos años, como se ha señalado, ya se han iniciado las inversiones en estas tecnologías, siendo Chile en 2017 líder en el desarrollo de la energía solar en América Latina.

Entre los factores de éxito se encuentra el potencial de renovables, la sólida gestión del sector energético, la existencia de un sector financiero desarrollado y el mecanismo de licitaciones (Simons, 2016).

No obstante, el desarrollo de las ERNC se enfrenta a una serie de retos como la falta de terrenos cercanos a las subestaciones de transmisión, restricciones del sistema de transmisión, dificultad de financiar proyectos *merchant* sin PPA, etc. (Garrigues, 2016). Otras dificultades son las debilidades de la infraestructura de red y la incertidumbre en algunos ingresos de subastas de contratos de compraventa de energía.

Redes de transporte e interconexiones eléctricas

El SING contaba en 2015 con siete tramos de sistema troncal, formado por líneas de 220 kV que pertenecían en su conjunto a Transelec. El sistema de subtransmisión estaba formado por líneas de 66, 110 y 220

kV, propiedad de E-CL, Transelec Norte, Transemel y Emelari. Finalmente, el sistema adicional era el de mayor tamaño en los niveles de tensión desde 66 kV a 347 kV. Los principales propietarios de estas líneas eran E-CL, Minera Escondida, AES Gener y Minera Collahuasi. Por su parte, el SIC contaba con líneas cuyas principales propietarias eran Transelec, Transnet, STS, Colbún y Chilquinta.

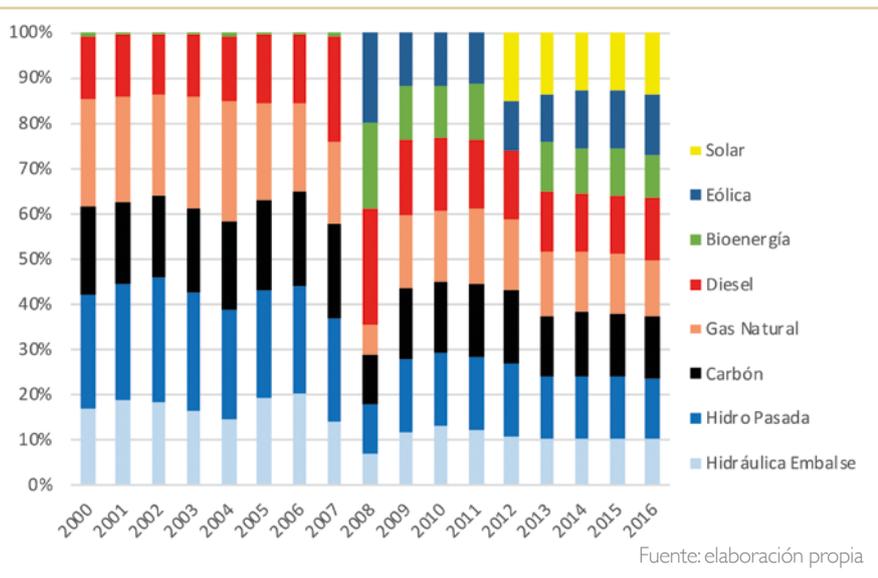
Una de las principales dificultades que ha tenido el sistema eléctrico chileno ha sido la falta de conexión entre el SIC y el SING. Ello se debía a que el SING presenta un exceso de capacidad de generación de electricidad que, en numerosas ocasiones, no ha logrado despachar por falta de interconexión con el sur del país.

Ahora más del 95% de la electricidad de Chile tiene acceso a un único mercado eléctrico, gracias a la interconexión SIC-SING, permitiendo reducir los precios del conjunto del país y desarrollar el potencial de energía solar del norte y de la hidráulica del sur.

Otra cuestión es la relativa a las interconexiones internacionales. La experiencia que ha tenido, por ejemplo, con el suministro de gas desde Argentina, así como los conflictos habidos, han generado una falta de confianza ante el suministro de energía del exterior del país. Sin embargo, aun siendo un tema controvertido, parece que el Gobierno actual mantiene una posición abierta y proclive a avanzar en una iniciativa que tiene por objeto lograr la creación de un sistema eléctrico regional. En este sentido, conviene recordar, tal y como se ha indicado que las interconexiones de Chile con otros países son escasas, aunque también lo son, en general, en toda Sudamérica.

Teniendo en cuenta la “verticalidad” del sistema eléctrico chileno (norte-sur), podría

Figura 5. Evolución del mix de generación eléctrico en el SIC-SING (2000-2016)



decirse que, a largo plazo, parecería razonable una interconexión con Perú (en estudio) o Bolivia, pero también con Argentina (por la frecuencia y la estabilidad de la red).

En este contexto, Chile debería mejorar la expansión y el mallado de las redes con el fin de favorecer la competencia en generación y facilitar la integración de las tecnologías renovables.

Además, debería avanzar hacia una mayor participación del consumidor mediante la gestión activa de la demanda y el desarrollo de generación propia.

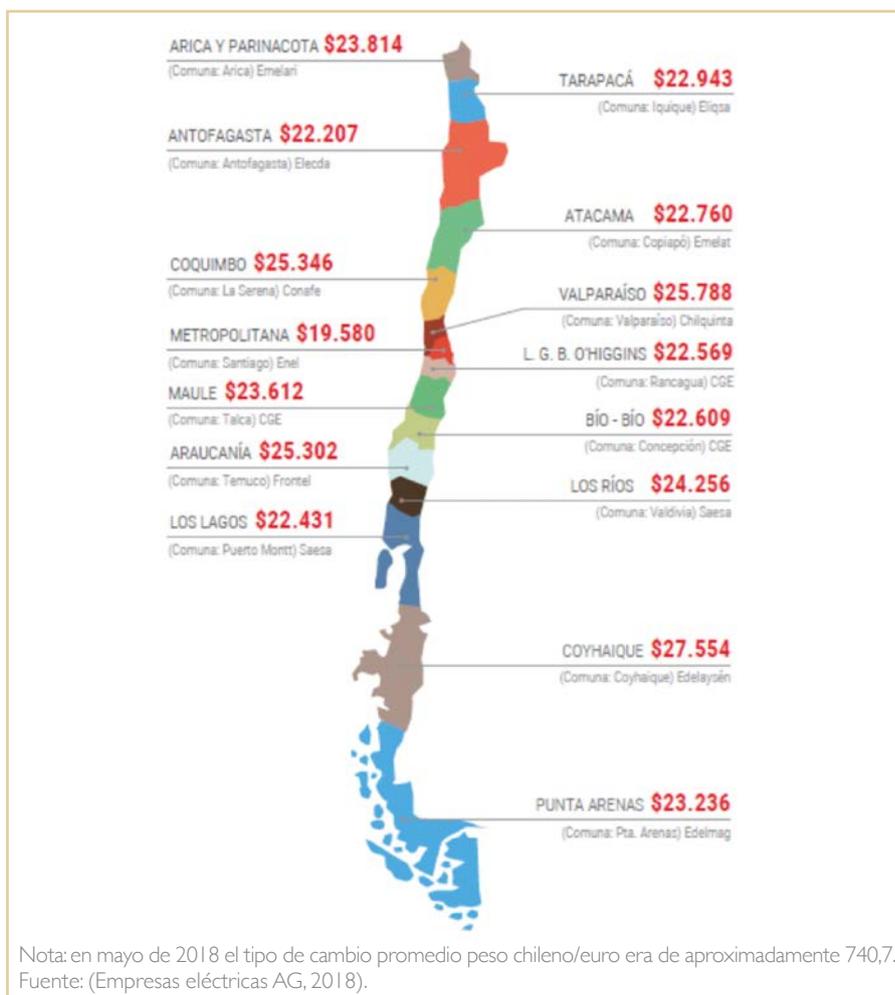
La integración de las redes debe, por ello, ser considerada como una oportunidad para abordar la energía descentralizada (por ejemplo, biomasa y fotovoltaica). El desarrollo de una planificación energética a medio plazo se abordó en la nueva Ley de transmisión eléctrica 20.936 (2016).

La distribución eléctrica

La distribución eléctrica opera bajo el régimen de concesiones. Realizada por empresas privadas, el Estado tiene un rol subsidiario, en la medida en que por ejemplo incentiva la electrificación rural, a través del Fondo Nacional de Desarrollo Regional.

En mayo de 2018, el país contaba con 163.365 km de redes eléctricas de distribución (Empresas eléctricas AG, 2018). Dichas infraestructuras son propiedad entre otros de Gas Natural Fenosa, Enel, Semptra Energy, Grupo Saesa, Invercap S.A., Cooperativa Coplec, Cooperativa Eléctrica Limarí Ltda. y Corfo. El siguiente mapa refleja las principales empresas distribuidoras y sus tarifas por región.

Mapa 2. Tarifas de electricidad a mayo de 2018 (pesos chilenos)



Las distribuidoras tienen su riesgo relativamente controlado a través de contratos de venta de electricidad a clientes libres o regulados³ (Deloitte, 2016). El precio que estas empresas cobran a los usuarios de su zona de distribución, incluye los costes de generación, transmisión y los valores agregados de distribución (VAD) de tal manera que el precio final es igual al resultado de

la suma del Precio de Nudo (aplicable a la compra de energía para consumos sometidos a regulación de precios), del VAD⁴ y del cargo único por el uso del sistema troncal.

El actual marco regulatorio de la distribución fue diseñado en los años ochenta, cuando el objetivo era la electrificación del país. Más de treinta años después el sector

³ Las tarifas a clientes con capacidad inferior a 2.000 kW dentro de sus zonas de concesión, son fijadas por la autoridad, pero se pueden pactar libremente los precios de suministro con clientes de capacidad superior a la indicada.

⁴ Incluye los costes de inversión, operación, pérdidas y mantenimiento, así como los gastos de administración, facturación y atención al usuario.

se enfrenta a nuevos retos (nuevos agentes y operadores de redes, nuevos modelos de negocio y regulación, implantación de nuevas tecnologías como las redes inteligentes, la movilidad eléctrica y la generación distribuida), que plantean la necesidad de adaptar el marco regulatorio.

Por ello, la actual red de distribución es previsible que evolucione hacia una red más mallada, con interconexiones de redes y microrredes y donde las tecnologías de la información y comunicación jueguen un importante papel. Además, el esquema tarifario deberá rediseñarse para facilitar las señales más adecuadas.

Como consecuencia, el Ministerio de Energía, la CNE y la Asociación de Empresas Eléctricas A.G. iniciaron en 2016 un proceso público participativo para definir el futuro del segmento de distribución eléctrica en Chile (Aminera, 2016), y que aún llevará un año materializarlo.

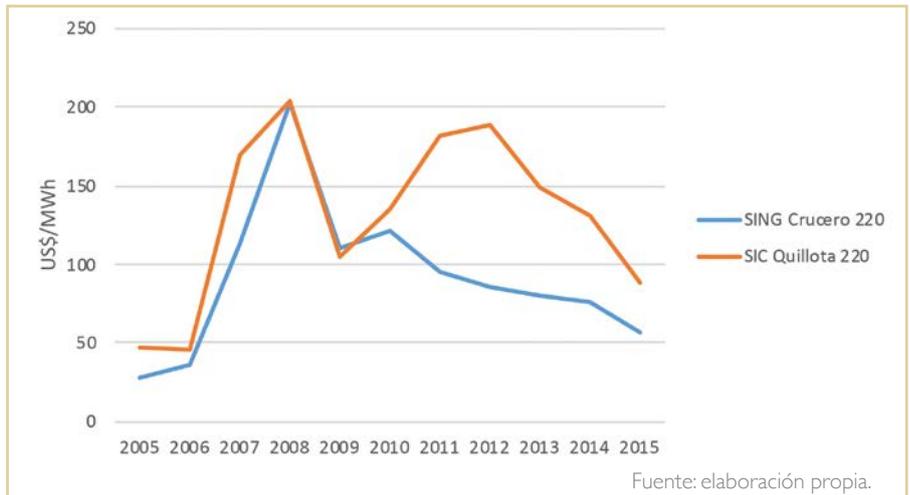
Mercado eléctrico

En el mercado eléctrico chileno se pueden distinguir dos componentes fundamentales el mercado mayorista o *spot* y el mercado de contratos bilaterales.

En el primero se realizan las transferencias de electricidad entre generadores y permite la operación de corto plazo, determinando el precio y las centrales que producen hora a hora. En este se identifican tres productos: la energía, la potencia y los servicios complementarios. Los dos primeros se valoran al coste marginal, cuya evolución más reciente se observa en la figura 6.

El segundo provee el suministro a distribuidoras y consumidores no regulados, a precios libremente pactados entre las partes. Con este tipo de contratos, los generadores pueden

Figura 6. Costes marginales por sistema



obtener u ofrecer al resto de los agentes del mercado alternativas de cobertura de precios, diversificando el riesgo del mercado *spot*.

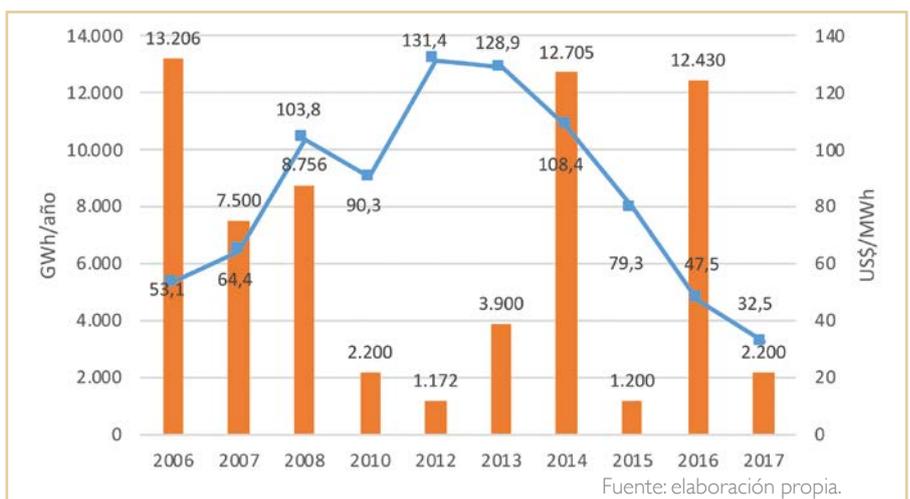
Licitaciones de distribuidoras para consumidores regulados

En Chile las distribuidoras convocan licitaciones para el suministro a los consumidores regulados. Mediante este sistema se buscan los menores precios de compra de

energía y, al mismo tiempo, que las empresas de generación accedan a contratos a largo plazo que aseguren ingresos estables a futuro.

Si los precios resultantes de las licitaciones siguen con la senda descendente de los resultados obtenidos desde 2013, como muestra la figura 7, se conseguirá el objetivo de reducir los costes de la electricidad para el consumidor.

Figura 7. Evolución de los precios ofertados en licitaciones de energía



La problemática de los precios eléctricos en Chile

Los elevados costes de la energía han sido repercutidos en los precios a todos los consumidores. En la figura 8 se muestra las diferencias en función del suministrador y de la región por conceptos, para los consumidores domésticos. Se puede concluir que las principales diferencias se encuentran en el VAD, pudiendo ser más del doble en función de la región. Menos diferencias se observan en el resto de conceptos.

En el caso industrial, los costes de la energía eléctrica tienen una alta participación en los costes totales afectando a la competitividad de la misma, en especial de la industria minera. Además, la industria chilena soporta costes más volátiles que países como Perú o EE.UU con una *brecha significativa*, que aumentó en 2007, aunque desde 2010 ha ido disminuyendo.

Retos y oportunidades

A continuación se tratan aquellos retos que, a juicio de los autores, pueden resultar más destacables, aunque no por ello, otros sean menos importantes.

Precios de la electricidad y del gas para la competitividad industrial y el bienestar de la sociedad

Uno de los principales problemas a los que se enfrenta Chile son los elevados precios de la energía para los consumidores industriales, del sector servicios y domésticos, que pagan precios superiores a los de países del entorno y, en ocasiones, con grandes diferencias entre regiones.

En el ámbito de la electricidad por ejemplo, la sustitución del gas por diésel, permitió garantizar el suministro ante la interrupción del suministro de gas de Argentina, pero llevó a unos precios elevados de la electricidad.

La posterior introducción del GNL, con la consiguiente indexación de los precios del gas a los mercados internacionales (gas y crudo), no ha logrado solucionar completamente el problema.

Las licitaciones están permitiendo alumbrar una solución, dado que las últimas están arrojando precios menores siendo además la electricidad renovable. La cuestión ahora será materializar estos proyectos.

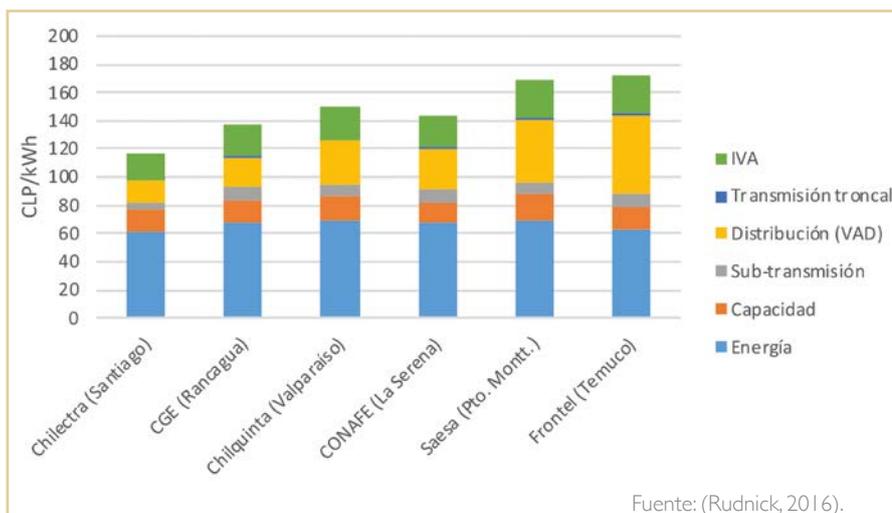
En ese momento, la cuestión residirá en las centrales térmicas y su viabilidad futura. Las más antiguas, en principio, no deberían plantear mayores problemas, dado que su amortización estará avanzada. No sucederá lo mismo con las instalaciones más recientes. Asimismo, resulta necesario que el VAD se ajuste.

Por su parte, el precio final del gas tiene como principales componentes el precio del gas a la entrada del sistema (en las plantas de GNL o en las interconexiones de los gasoductos internacionales), o a la salida de los pozos; el coste/precio de la regasificación así como el del transporte y la distribución.

Los costes de construcción de las plantas de regasificación han sido elevados, en parte debido a los diseños sísmicos. Además, la elevada rentabilidad de la distribución del gas, hasta la última reforma⁵, ha llevado a una estructura de costes de la cadena de valor que en su conjunto es elevada.

En ambos casos, electricidad y gas, el precio final viene a ser, como se ha señalado, un *pass through*, y tiene componentes de volatilidad al estar influido por los precios del petróleo y del propio gas en los mercados internacionales.

Figura 8. Tarifas BT1. Febrero 2016



⁵ La nueva Ley de servicios del gas establece un límite a la rentabilidad de las inversiones de las empresas, con precios segmentados.

Uno de los retos, es mejorar el *mix* energético de electricidad y gas para que los precios sean más competitivos y equitativos, y asegurar que los procesos regulatorios conduzcan a unos menores costes de la energía, que están regulados en transporte y distribución.

En este sentido, Chile también podría situarse a la cabeza de los nuevos sistemas eléctricos del futuro con suministros de electricidad que tengan menores tasas de interrupción, ampliando el suministro a la práctica totalidad de la población, incluida la rural, y resolviendo la falta de disponibilidad de energía.

Control estatal y reforma del sector energético

El sector energético chileno se ha caracterizado por su pronta liberalización y una regulación que buscaba y respetaba la libertad de los agentes en un marco de regulación básica y reducida.

Siendo las actividades de generación, transmisión y distribución desarrolladas por empresas privadas, el Estado desempeñaba, hasta ahora, un papel subsidiario, en base a leyes y decretos, con un esquema de supervisión básico a través de la CNE y de la SCE, solucionando las controversias con el apoyo de paneles de expertos.

Sin embargo, se observa un papel creciente del Estado, tanto en la planificación del *mix* eléctrico (i.e. objetivos de ERNC) como en el desarrollo de las redes eléctricas (i.e. planes de desarrollo de nuevas infraestructuras).

De igual manera, la supervisión de la retribución de las empresas, de sus costes reconocidos y de la rentabilidad de las inversiones es importante. Así, la regulación no

determina los precios finales o las tarifas, pero establece un mecanismo de limitación de la rentabilidad de los activos. El reto es si, con estos planteamientos institucionales, se conseguirán menores costes de las actividades de transporte y distribución.

En cuanto al transporte, es positivo avanzar hacia un operador del sistema de transporte único, pero no un transportista único con control sobre las decisiones de interés general del país. La creación del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional va en esta línea. También es conveniente llevar a cabo una revisión de las reglas del mercado eléctrico.

Finalmente, en un contexto general, y dada la estructura empresarial y las interrelaciones de grupos empresariales, con una estructura de mercado más bien concentrada, la regulación del sector energético debería incorporar, con mayor claridad, la vigilancia de posibles posiciones de dominio y reducir las situaciones de poder de mercado.

Desarrollo de recursos propios

En estos momentos, el énfasis está en las renovables en generación eléctrica, donde se observan importantes avances. Las licitaciones más recientes han resultado en precios reducidos.

En los últimos años se ha promovido el desarrollo de nuevas instalaciones de generación y de redes de transporte y distribución, pero no sin obstáculos. Es por ello, que una adecuada planificación energética y la mejora de los procedimientos burocráticos son fundamentales.

Mediante la generación distribuida o las microrredes se puede contribuir a resolver el problema de suministro de energía eléctrica a poblaciones dispersas, donde no sería

necesario el desarrollo de importantes inversiones en infraestructuras de redes (i.e. Aysén y Magallanes).

Desarrollo de las renovables en los usos finales

Si bien en electricidad existen normativa y desarrollos suficientes, habría que prestar también atención a las energías renovables en los usos finales ya que, además, Chile tiene un considerable potencial para el desarrollo de la solar térmica y de la geotermia.

Es en biomasa (leña) donde parte del camino se ha realizado, si bien con técnicas y equipos que es preciso mejorar, por ejemplo en materia de calidad del aire (equipos y calderas con eficiencia cercana al 75%), fomentándose tecnologías que permitan reducir las emisiones de partículas y de otros contaminantes a nivel doméstico.

Desarrollo de gas no convencional

Chile es un país dependiente de las importaciones de productos energéticos convencionales. Por ello, el creciente desarrollo de las fuentes renovables va a resultar positivo para la balanza de pagos y una menor dependencia energética del exterior. Sin embargo, no se debería olvidar su potencial de combustibles fósiles (hidrocarburos de Magallanes) y para los que ya cuenta con experiencia en exploración y explotación.

Además, la sustitución del diésel o la leña por el gas natural (que frente a la leña, permite la reducción de las emisiones de partículas) es otra forma de avanzar en la mejora de la calidad del aire. No obstante, serían necesarios análisis coste-beneficio de detalle suficiente, incluyendo soluciones como el calor de distrito o las microrredes.

Es posible que la expansión del gas hacia el sur, en ciudades con problemas de calidad del aire, no sea rentable. Sin embargo, sería posible contar con subsidios del Gobierno para resolverlos y de esta manera promover los recursos autóctonos y mejorar la calidad de vida de los ciudadanos de determinadas regiones.

Desarrollo de la energía para un medioambiente mejor

Una cuestión clave, tanto en términos de competitividad como de bienestar de la población, es la mejora de la eficiencia energética. En Chile, a nivel global se observa una mejora de la misma, al reducirse el consumo de energía de 4,82 MJ/US\$ a 3,8 entre 1990 y 2011, si bien tras dicho año, se ha detectado un cambio de tendencia.

Es importante desacoplar el crecimiento económico del nivel de emisiones de GEI, que se observa en el siguiente gráfico. Por ello, sería conveniente reforzar las medidas para mejorar la eficiencia energética.

En la actualidad una de las políticas es incorporar el gas en automoción así como los GLP. Se echa en falta la promoción de infraestructuras eléctricas y por ende del vehículo eléctrico, así como de otras energías alternativas en el transporte. Un elemento de interés en el ámbito de la movilidad sería, por lo tanto, promocionar la electrificación del transporte con una planificación adecuada, lo que ayudaría a resolver el problema de la contaminación local en ciertas ciudades.

Integración energética regional, planificación y tramitación de infraestructuras

La geografía chilena y las relaciones que ha mantenido con los países limítrofes han lle-

vado a una reducida integración regional en términos energéticos.

El fracaso de las importaciones de gas desde Argentina, tras haber invertido importantes sumas de dinero, hicieron que creciera la preocupación por la dependencia energética y crearon recelos ante las interconexiones.

Sin embargo, los cambios, no solo en el país sino en el exterior, junto con los nuevos desarrollos tecnológicos y de renovables, así como los compromisos medioambientales, hacen que puedan verse con mejores ojos pasos hacia una cierta integración regional.

La geopolítica y las inversiones necesarias son obstáculos para la integración energética de la región. Con todo, el contexto económico y energético global, la tendencia a una mayor interrelación de los mercados y la búsqueda de la eficiencia, hacen que la integración regional sea un reto a abordar con visión de largo plazo ya que las interco-

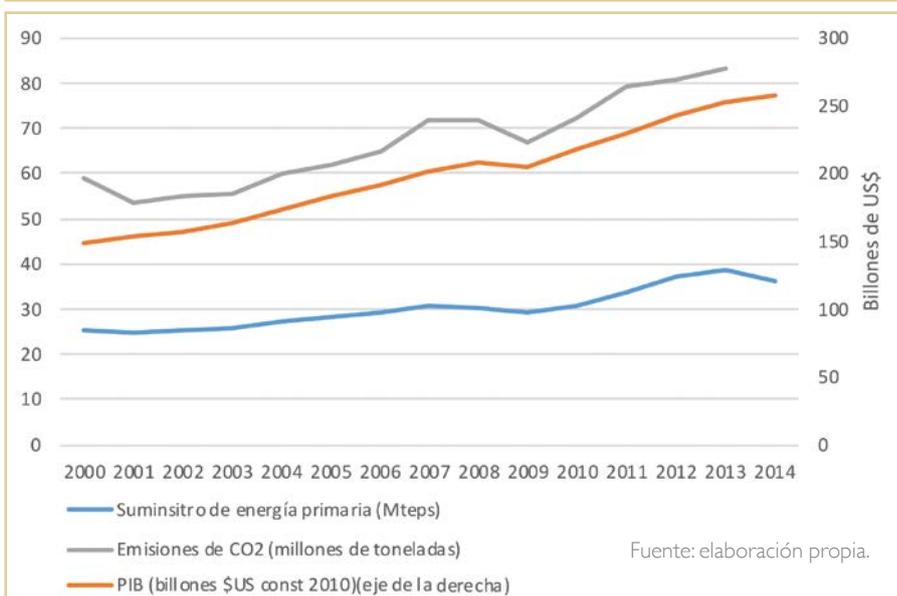
nexiones internacionales requieren tiempo, continuidad, voluntad política y fuertes inversiones.

Política industrial y de I+D+i más relacionada con el futuro energético

Las transformaciones de la energía en Chile y sus objetivos a futuro, son una oportunidad para desarrollar con más intensidad una política industrial y de I+D+i ligada a las energías del futuro, de manera que la energía contribuya como motor de desarrollo industrial.

Si bien el interés o la preocupación por la I+D+i se recoge en algunos documentos y políticas, no parece haber suficiente énfasis en las mismas. Estas políticas podrían ayudar a resolver problemas específicos del sector energético (i.e. generación distribuida, electrónica de potencia, digitalización, baterías, biomasa, geotermia y undimotriz, entre otros). De esta manera, se contribuiría al desarrollo de tecnologías, teniendo

Figura 9. Evolución del consumo de energía primaria, el PIB y las emisiones de GEI



en cuenta las medidas medioambientales necesarias, contando con una mayor aceptación social.

En este campo, además, la cooperación con regiones o países afines permitiría establecer mecanismos eficaces

de colaboración, que pueden ser de gran interés. ■

Bibliografía⁶

Aminera. (2016). *Gobierno y empresas eléctricas inician proceso participativo para definir el futuro del segmento de distribución de energía en Chile*. Retrieved from www.aminera.com

CNE. (2016). *Anuario estadístico de energía 2005-2015*. Santiago. Retrieved from <http://www.acee.cl/nuevo-anuario-del-sector-energia-2005-2015/>

Deloitte. (2016). *Sector energía II. Mercado eléctrico e inversión. Chile*. Reino Unido. Retrieved from <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/cl/Documents/energy-resources/cl-er-estudio-energ%C3%ADa-chile-parte2.pdf>

Departamento de Mitigación e Inventarios de Contaminantes Climáticos, División de Cambio Climático, Ministerio del Medio Ambiente. (2017). *Informe del inventario nacional de gases de efecto invernadero de Chile. Serie 1990-2013*. Retrieved from http://portal.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2017/12/2016_iin_d.pdf

Empresas eléctricas A.G. (2016). Memoria anual 2015. *Asociación gremial de empresas eléctricas*. Chile: Retrieved from <http://www.electricas.cl/wp-content/uploads/2016/03/memoria-electricas-2015-05.pdf>

Empresas eléctricas AG. (2018). *Reporte eléctrico*. Santiago de Chile. Retrieved from <https://www.electricas.cl/wp-content/uploads/2018/05/eelectricas-boletin-2018-05.pdf>

Energía Abierta. Beta. (2016). *Generación de energía eléctrica*. Retrieved from <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/generacion-de-energia-electrica/>

Garrigues. (2016). *Invirtiendo en América*. Latina Retrieved from Invirtiendo en América Latina.

IEA. (2017). *Chile: Balances*. Retrieved from <http://www.iea.org/statistics/statisticsearch/report/?country=Chile&product=balances>

IEA. (2017). *Natural gas information statistics*.

Pachecho, M. (2016). *Proyecto de Ley de distribución de la red de gas*

Rudnick, H. (2016). *El futuro de la distribución de energía eléctrica* Pontificia Universidad Católica de Chile. Retrieved from <http://www.electricas.cl/wp-content/uploads/2016/09/Rudnick290916.pdf>

Simons, P. (2016). *Energía renovable en América Latina y el mundo*. Santiago de Chile: IEA. Retrieved from http://www.energia.gob.cl/sites/default/files/1_paul_simons_iea_medium_term_market_report_1.pdf

Valenzuela, C. (2017). *Distribuidoras de gas anotan récord: por primera vez ninguna excede límite de rentabilidad*. Retrieved from <https://www.pressreader.com/chile/pulso/20170210/281736974198498>

⁶ En las publicaciones de los autores pueden consultarse más referencias.