CEP | CENTRO DE ESTUDIOS PÚBLICOS
www.cepchile.cl

Propuestas de Política Pública

Andrés Hernando G.

El sector energético en Chile y la Agenda de Energía 2014: Algunos elementos para la discusión

Número 5 / diciembre 2014

CEP | CENTRO DE ESTUDIOS PÚBLICOS
www.cepchile.cl

Propuestas de Política Pública

N° 5 / Diciembre 2014

La serie *Propuestas de Política Pública* es editada en formato digital por el Centro de Estudios Públicos (CEP). El director y representante legal del CEP es Harald Beyer Burgos. Dirección: Monseñor Sótero Sanz 162, Providencia, Santiago de Chile. Fono: 2 2328 2400. Fax: 2 2328 2440. Sitio web: www.cepchile.cl. Email: escribanos@cepchile.cl.

Cada artículo es responsabilidad de su autor y no refleja necesariamente la opinión del CEP. Esta institución es una fundación de derecho privado, sin fines de lucro, cuyo objetivo es el análisis y difusión de los valores, principios e instituciones que sirven de base a una sociedad libre.

Edición gráfica: David Parra Arias.

El sector energético en Chile y la Agenda de Energía 2014: Algunos elementos para la discusión*

Andrés Hernando G.

Ingeniero y Magíster en Economía Aplicada, Universidad de Chile. Doctor en Economía, Universidad de Harvard. Investigador del Centro de Estudios Públicos.
ahernando@cepchile.cl

* Este trabajo se ha beneficiado de comentarios, revisiones y conversaciones con Isabel Aninat, Pamela Arellano, Harald Beyer, Javier Bustos, Jorge Fernández y Edmundo Claro así como de participantes en seminarios del CEP. Como es usual, cualquier error remanente es responsabilidad solo del autor.

Síntesis

El sistema de generación eléctrica chileno está desadaptado. Esto quiere decir que con demasiada frecuencia generamos electricidad por medios caros que debieran usarse solo en momentos de alta demanda. El desafío fundamental en el mediano plazo es lograr concretar inversiones en capacidad de generación de base, que provea de energía más barata a la demanda constante relegando los medios caros a la producción al horario de punta.

La Agenda de Energía 2014 reunió en forma sistemática y clara un diagnóstico de la mayoría de los aspectos relevantes de ser analizados y corregidos para un correcto desarrollo del sector eléctrico. En este documento, presentamos un análisis de las medidas de corto y mediano plazo que apuntan a resolver los cuellos de botella más importantes asociados con la expansión de la generación eléctrica de base, el ingreso de nuevos participantes a la industria y la disminución de sus precios.

La conclusión más inmediata es que la institucionalidad eléctrica y energética se ha quedado obsoleta en relación a los desafíos que enfrenta el sector. Los nuevos desafíos técnicos, económicos y políticos asociados a distintos energéticos primarios tradicionales y no tradicionales hacen que la institucionalidad enfrente dificultades para los que no fue diseñada. Esto ha redundado en dificultades para la concreción de inversiones lo que se ha supuesto un estrés para el sistema.

Por ejemplo, la adopción de combustibles primarios más económicos (gas natural licuado) por parte de unidades de generación que operan con diésel es más compleja de lo que podría pensarse debido al riesgo que conlleva la operación en el mercado de dichos combustibles en términos financieros y de acceso a la infraestructura necesaria. La agenda enuncia algunas medidas que podrían permitir resolver esta situación, pero aún es necesario conocer más detalles respecto a su implementación.

La intención de la autoridad de usar el plan de obras como herramienta para el monitoreo y seguimiento de los procesos de inversión en capacidad de generación puede ser problemático si redunda en un uso del instrumento con la intención de desincentivar el ingreso de nuevas empresas en áreas o tecnologías específicas. En tal caso sería mejor idea considerar la creación de un registro distinto que contemple los incentivos correctos para evitar su utilización estratégica.

No se han hecho avances significativos en aspectos de ordenamiento territorial económico y de desarrollo. El carecer de institucionalidad que permita la participación local y regule potenciales acuerdos se traduce en retrasos sostenidos para negociar servidumbres o instalar capacidad de generación. Es necesario que los procesos se articulen de modo que todas las partes presenten y discutan abiertamente sus preocupaciones y potenciales soluciones lo que facilitaría alcanzar acuerdos.

Introducción

Al menos desde hace 20 años el diagnóstico respecto al funcionamiento del sector eléctrico en Chile se ha mantenido con escasas variaciones. Por una parte, por tratarse de un país con una pobre dotación de energéticos primarios tradicionales, la generación eléctrica en Chile tendió a concentrarse en el sector hidroeléctrico lo que dejó al país en una situación de alta vulnerabilidad respecto a la variación climatológica. Por lo mismo, propender a la diversificación de la matriz eléctrica ha sido una preocupación de las autoridades del área desde el retorno a la democracia.

Por otra parte, la concentración de la capacidad de generación en relativamente pocas empresas también ha sido una preocupación permanente entre observadores y reguladores del sector. En la práctica, desde su privatización, la generación de energía eléctrica ha estado dominada por tres empresas. Esta concentración se ha traducido en una preocupación más o menos constante por la potencial falta de competencia en el sector que podría traducirse en altos precios de la energía y un limitado desarrollo de la capacidad de generación.

A partir de los protocolos de 1994 y 1995 la autoridad de la época vio una oportunidad de actuar para cambiar ambos aspectos del diagnóstico sobre la base del desarrollo de la capacidad de generación térmica usando gas natural importado desde Argentina. Si bien la experiencia terminó traumáticamente cuando se suspendieron los envíos de gas, lo cierto es que esta tuvo un importante efecto económico en términos del ahorro que significó para el país. Al mismo tiempo, expandió fuertemente la capacidad instalada en termoeléctricas y disminuyó la dependencia del recurso hídrico.

En 2014 el diagnóstico central no ha cambiado demasiado. De acuerdo a la autoridad Chile aún exhibe una matriz altamente concentrada en pocos energéticos primarios y la concentración en la industria de la generación es aún elevada. Más aún, pese a los esfuerzos explícitos que se hicieron para promover la entrada de nuevas empresas al sector de generación, principalmente estableciendo licitaciones de suministro para clientes regulados, las tres empresas más importantes aún representan sobre el 75% de la capacidad total. Más aún, investigaciones recientes sugieren que el stress del sistema producto de la dificultad para materializar inversiones en generación de base y transmisión exacerba los problemas de competencia y elevan los precios a los que se contrata la energía.

Es en este escenario y compartiendo este diagnóstico, que la autoridad presentó la Agenda de Energía 2014 cuyo principal propósito en el corto y mediano plazo es expandir la oferta, aumentar la competencia y evitar que los precios de la energía a consumidores regulados sigan elevándose como lo han hecho en los recientes procesos de licitación de suministros.

En este documento se presenta una breve descripción del proceso de 1991 y la evolución del sector de generación en el pasado reciente. Luego se describen las medidas que propone la Agenda de Energía y como se ha pretendido implementar algunas de ellas en las iniciativas legislativas que se han enviado al congreso.

La descripción de las medidas es acompañada de un análisis crítico de sus justificaciones y potenciales efectos, discusión que se complementa con elementos que, en opinión del autor, deben ser tenidos en cuenta en la discusión pública que tenga lugar al momento de implementar las medidas propuestas.

El camino al estado actual y la primera gasificación de la matriz energética

La historia reciente del desarrollo del sector eléctrico en Chile aparece, para bien o para mal, indefectiblemente asociada al gas natural como un importante combustible primario para generación. Esta asociación comenzó a gestarse en 1991 con la firma un acuerdo de complementación económica entre Chile y Argentina que establecía las condiciones bajo las cuales podría exportarse gas natural gaseoso desde la provincia de Neuquén en Argentina a Chile[1].

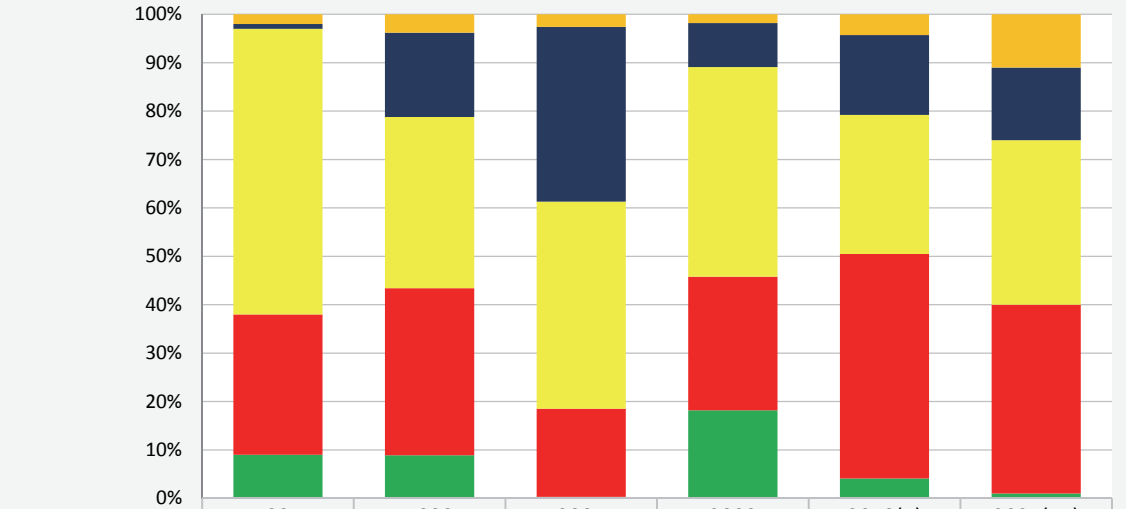
Este primer ciclo de gasificación de la matriz de generación se materializa efectivamente con las primeras importaciones de gas natural en 1997, y suponía para las autoridades chilenas de la época, una doble oportunidad de disminuir simultáneamente la dependencia de la generación hidroeléctrica, con su natural inestabilidad producto de las sequías[2], así como la concentración de la industria de la generación controlada, en 1994 por tres compañías principalmente y la aparente falta de competencia en el mercado de la generación que esta concentración implicaba (Jadresic, 2000).

Estos objetivos se alcanzaron parcialmente. Por una parte, la matriz de generación sufrió una dramática transformación en los 10 años posteriores (ver Figura 1), pasando de estar dominada por tres energéticos primarios y con una dependencia del 60% de la generación hídrica en 1994 a una situación en la que el gas natural representaba el 36% de la generación en 2004. Este radical proceso de "gasificación" ocurrió por desplazamiento de los recursos hídricos pero también por sustitución de la generación térmica a carbón (que cayó 11 puntos porcentuales equivalentes a un 37% de su utilización) y diésel (que cae 9 puntos porcentuales en la matriz total, prácticamente desapareciendo como combustible primario). Es decir, en su punto cúlmine en torno al año 2004 el gas como fuente primaria había disminuido la dependencia del recurso hídrico en 20 puntos porcentuales, aumentando el uso de fuentes "confiables" de energía (es decir, no dependientes de la situación climática), desplazando, también, a otros combustibles fósiles.

[1] Ver Huneeus (2007) para una detallada cronología y descripción completa del proceso, su desarrollo y un análisis de sus consecuencias políticas posteriores.

[2] La inestabilidad hidrológica es, obviamente, una preocupación mayor sólo en las cuencas de la zona centro-sur del país presentando las cuencas patagónicas mucha mayor estabilidad (Sanz, 2012). Sin embargo, el desarrollo del potencial de hidrogeneración en la patagonia no parece haber sido una alternativa viable en términos económicos o políticos en la década de los años 1990.

Figura 1: Matriz de generación eléctrica, 1994 - 2024



	1994	1999	2004	2009	2013(+)	2024(++)
Otras	2,0%	3,8%	2,6%	1,8%	4,3%	11,0%
Gas Natural(***)	1,0%	17,4%	36,1%	9,1%	16,5%	15,0%
Hidroeléctrica	59,0%	35,4%	42,8%	43,3%	28,7%	34,0%
Carbón(*)	29,0%	34,5%	18,2%	27,6%	46,4%	39,0%
Diésel(**)	9,0%	8,9%	0,3%	18,2%	4,1%	1,0%

Notas: (*) Incluye Carbón y Petcoke; (**) Considera Diésel y Fuel Oil; (***) Considera Gas Natural Gaseoso (GNG) y Gas Natural Licuado (GNL); (+) Incluye sólo al SIC y al SING; (++) Proyección, considera sólo al SIC y SING.

Fuentes: 1994, Jadresic (2000); 1999 a 2009, Ministerio de Energía; 2013 y 2024, Comisión Nacional de Energía.

En cuánto a la disminución de la concentración en el mercado de generación, este objetivo no parece haberse cumplido.[3] En efecto, mientras en 1994 las tres empresas de generación más grandes[4] representaban el 94,1% de la capacidad de generación en el Sistema Interconectado Central (SIC)[5] este porcentaje apenas había disminuido para 2004 llegando a 91,4% (ver Figura 2). Esto no puede sorprender toda vez que no parecen haberse tomado acciones

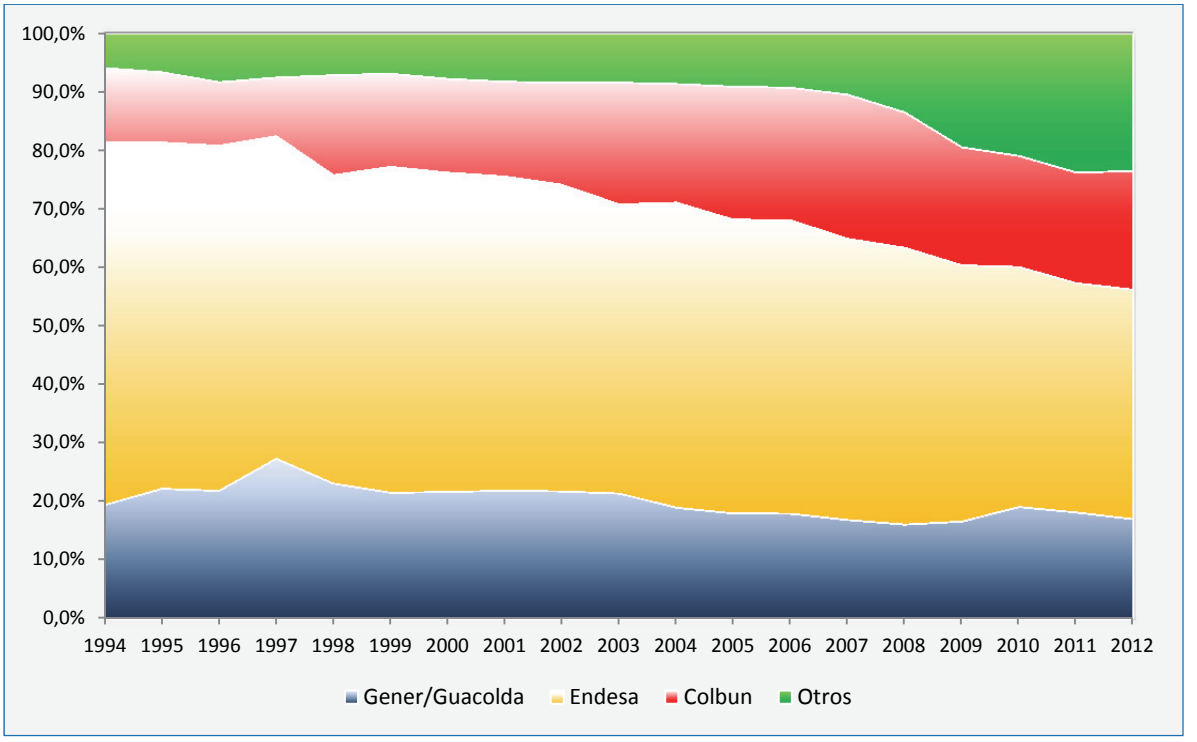
[3] Si bien Jadresic (2000) específicamente establece que una de las razones para buscar la adopción del gas natural como energético primario fue incentivar la incorporación de nuevas empresas a la generación e inyectar competencia al sistema, algunos observadores discrepan respecto a que el grado de competencia en el sector haya sido realmente una preocupación de las autoridades de la época. Agradezco a Javier Bustos esta observación.

[4] AES Gener, Colbún, Endesa y las filiales de éstas.

[5] El sector eléctrico chileno considera cinco sistemas que suministran energía al territorio continental. El de mayor relevancia corresponde al Sistema Interconectado Central (SIC) que incorpora al 75% de la capacidad de generación y sirve a más del 90% de la población nacional. Le sigue en importancia el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) que considera al 23,5% de la capacidad de generación y sirve fundamentalmente a grandes clientes y al 6% de la población nacional. Los sistemas restantes (Los Lagos, Aysén y Magallanes) representan menos del 1% de la capacidad de generación total y están compuestos de subsistemas que no están interconectados entre sí (Fabra, Montero y Reguant, 2014).

concretas durante el periodo que hubiesen estado destinadas a incentivar el ingreso de nuevas empresas al sector. Paradojalmente, parece haber sido la crisis del gas natural argentino la que permitió identificar al menos algunas de las barreras de entrada existentes en el sector y gatilló el ingreso de nuevos oferentes a partir de 2007 con la consiguiente disminución relativa de la concentración en la industria.

Figura 2: Capacidad de generación instalada, SIC. 1990-2012



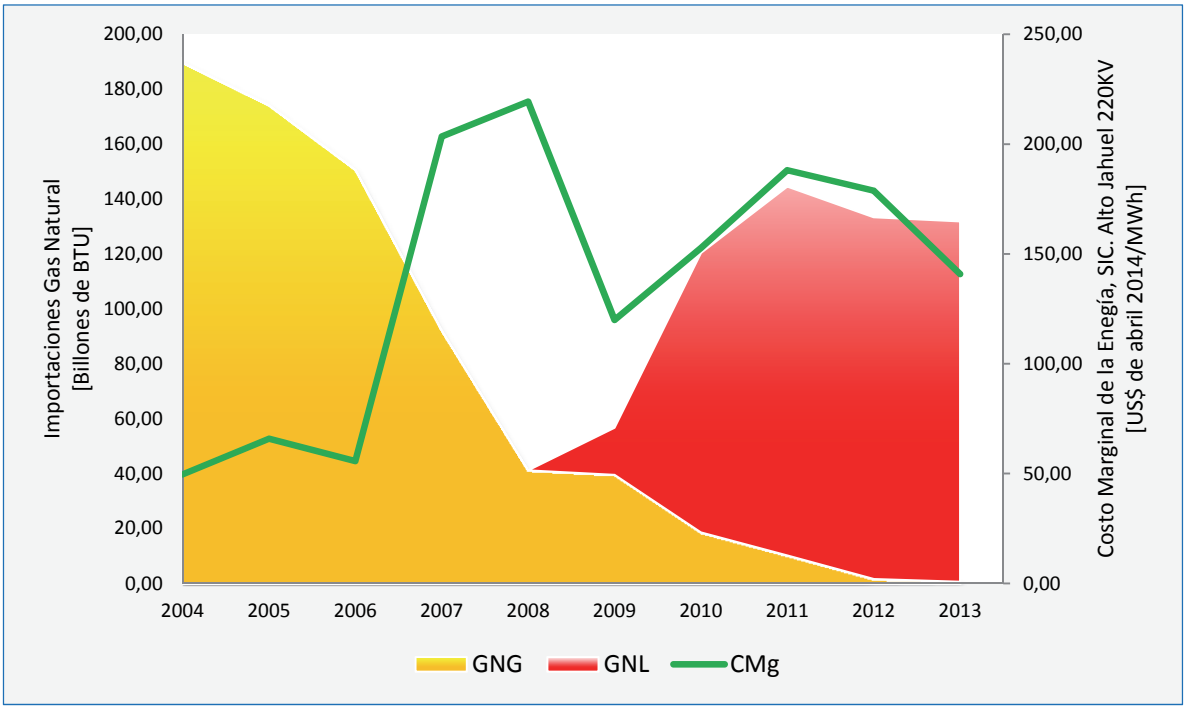
Fuente: Anuarios CDEC-SIC.

A partir de 2004 se hizo evidente, sin embargo, que el gas natural importado desde Argentina no era la fuente confiable de energía primaria que se pensaba. La llamada "crisis del gas" se traduce en una reducción sostenida de las importaciones de gas natural gaseoso que caen en un 50% para 2007 y en un 95% (respecto del nivel de 2004) durante 2011.

Asociado a esta disminución de las importaciones de gas desde Argentina los costos de generación en el sistema suben rápidamente producto del alza en el precio del carbón y del diésel, alzas que subyacen al déficit de gas argentino y a la consiguiente disminución de envíos (ver Figura 3).

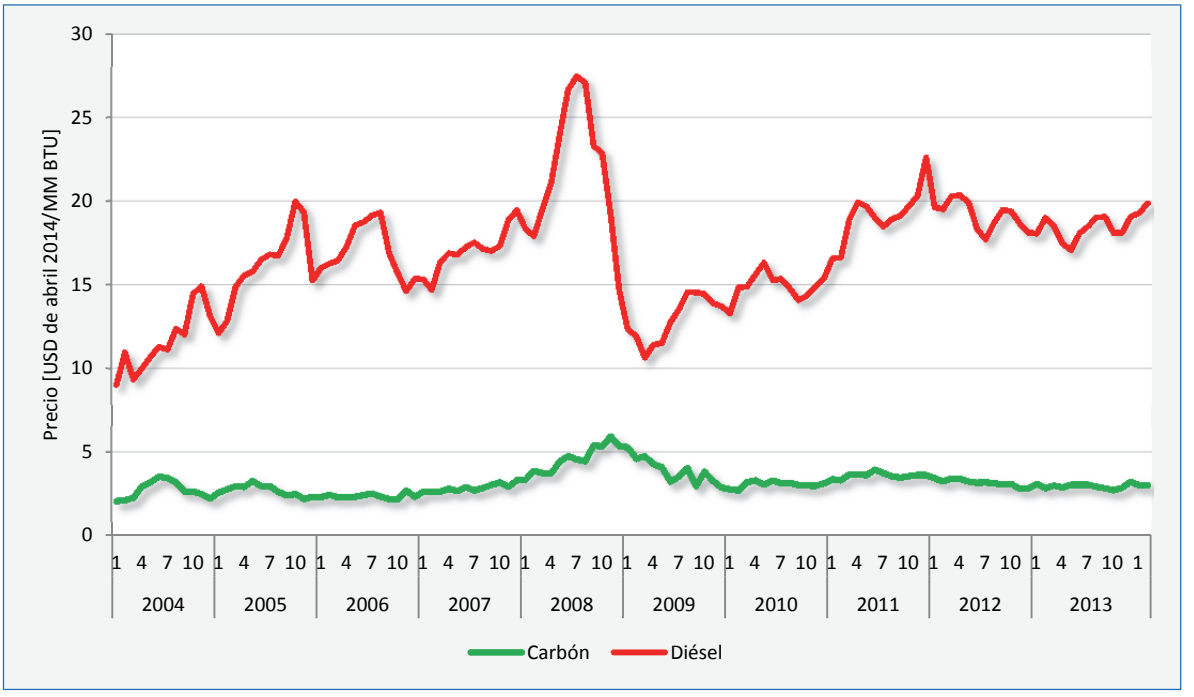
El alza de los costos de generación presentados en la Figura 3 es la primera consecuencia directa de la crisis del gas. Esto no es, sin embargo, reflejo de la "alta dependencia de un único energético primario" como se ha sostenido, sino del alza de precios experimentado durante el periodo por otros energéticos primarios como el petróleo o el carbón (ver Figura 4) a los que Chile debió recurrir para cubrir el déficit dejado por la disminución de importaciones de gas.

Figura 3: Importaciones de gas natural y costo marginal de generación



Notas: Para la conversión se considera una equivalencia de 36.876 BTU por m^3 de GNG y 49.258 BTU por Kg de GNL.
Fuente: Costos Marginales, 2004 – 2005, CDEC-SIC; 2006-2013, Systep. Importaciones de GN, CNE.

Figura 4: Precio de energéticos primarios



Notas: Para la conversión se considera una equivalencia de 27.700 BTU por Kg .de carbón y 40.820 BTU por Lt. de diésel.
Fuente: CNE.

Hacia 2009 la declinación de los envíos de gas desde Argentina comenzó a revertirse parcialmente con la importación de gas natural licuado para regasificación a través del puerto de Quintero.

Resulta curioso que la principal lección que se ha pretendido sacar de la experiencia de la "primera ola de gasificación de la matriz eléctrica" haya sido que no debemos depender de un único energético primario, considerando que fue precisamente esta dependencia fundamental del recurso hídrico lo que motivó la gasificación en primer término. Con todo, los costos que la limitación en los envíos de gas argentino tuvieron para el país no dicen relación con esta dependencia sino con la sustitución del gas por otros energéticos de oferta confiable relativamente más caros (fundamentalmente diésel) que puede ser utilizado en las mismas instalaciones diseñadas para utilizar gas y que no habrían sido construidas de no haberse contado con el recurso a un precio particularmente atractivo. En algún sentido, entonces, las importaciones de gas sí tuvieron un efecto importante en diversificar la capacidad instalada de generación en Chile lo que se reflejó en una importante expansión de la generación termoeléctrica que pasó de representar un 38% a un 54,6% de la generación en menos de una década.

Económicamente, la experiencia del gas natural argentino fue positiva para Chile. Un cálculo ciertamente incompleto de Galetovic, Inostroza y Muñoz (2004) estimó en 2.000 millones de dólares de la época (unos USD 3.000 millones de abril de 2014) el ahorro para Chile en el periodo 1998 a 2003 producto de contar con el combustible a un precio relativamente bajo. Este ahorro no es menor y evidencia que la adopción masiva del gas natural fue, expost, una buena idea para la economía chilena.

Actualmente, la menor disponibilidad de gas natural, la hidrología seca de los últimos años, sumado a una disminución de la inversión y de la entrada en funcionamiento de nuevas inversiones de generación sitúa al sector en una situación de stress creciente. Con costos marginales de generación relativamente altos, la proyección es a un aumento importante de estos costos en el corto plazo debido a la baja inversión observada y al aumento en demanda por energía.

Agenda de Energía 2014

La Agenda de Energía presentada por el Ministerio de Energía durante 2014 plantea un singular paralelismo en su diagnóstico con el realizado 20 años antes. En efecto, el documento advierte sobre la importante concentración y aparente falta de competencia existente en el mercado de la generación eléctrica y al riesgo que, de no hacer nada al respecto, el precio a consumidor final podría subir hasta un 34% durante la siguiente década, basado en proyecciones de los precios de asignación de licitaciones de suministro a clientes regulados[6]

[6] En Chile los usuarios de energía se descomponen en dos grupos: los clientes regulados con consumos relativamente bajos (potencia conectada menor a 500 kilowatts) y que reciben la energía desde empresas distribuidoras locales y los clientes libres con consumos industriales altos (potencias conectadas sobre 2 megawatts) y que contratan su provisión de energía directamente con las generadoras (los clientes entre 500KW y

ocurridas durante 2013 y que mostraban niveles muy superiores a los costos competitivos de largo plazo de expansión de la oferta. La Tabla 1 presenta los resultados de estas licitaciones de suministro, evidenciando el origen de la preocupación de la autoridad.

Tabla 1: Licitaciones de suministro y precios de adjudicación

Licitación	Fecha Apertura Propuestas	Energía Adjudicada (GWh/año)	Energía Adjudicada % de Energía Licitada	Precio Medio de Adjudicación (US$/MWh)
1	oct-06	11.851	90%	52,8
2	ene-07	1.130	81%	54,5
3	jul-07	5.700	37%	59,8
4	mar-08	1.800	18%	65,8
5	ene-09	7.110	89%	104,3
6	jul-09	850	100%	99,5
7	mar-11	2.000	82%	90,3
8	abr-12	924	100%	129,5
9	dic-12	225	15%	138,9
10	nov-13	3.545	78%	128,9

Nota: No considera procesos declarados desiertos.
Fuente: CNE.

La razón de estas alzas de precios sostenidas no está del todo claro, pero dos explicaciones posibles señalan como causa última la baja entrada de nueva capacidad de generación a la oferta de las subastas.

Moreno y coautores (2012) señalan que, en un escenario de incertidumbre (respecto a los costos marginales de largo plazo, al precio del mercado spot y a la posible falla o disponibilidad de un energético primario), no es óptimo para las empresas generadoras contratar su producción completamente, existiendo un máximo óptimo de contratación. En estas condiciones, para aumentar sus niveles de contratación las empresas requieren un premio por riesgo en la forma de un precio más alto de contratación. Esto se ve agravado por el escaso ingreso de nueva capacidad de generación de base o las dificultades que encuentran las entrantes para participar en las subastas (ERNC). En consecuencia, la restricción en el nivel de contratación óptimo así como la baja expansión de la oferta explicarían el alza sostenida de precios de adjudicación.

2MW pueden optar entre ambos regímenes). Para el primer grupo, a partir de la Ley 20.018 de 2005 ("Ley Corta II") promulgada a propósito de la crisis del gas, las distribuidoras deben contar con contratos de suministros para, al menos, tres años y estos contratos deben ser licitados en un proceso abierto a las generadoras (instaladas y entrantes). Estos procesos son conocidos como "licitaciones de suministro".

Por otra parte, Fabra y coautores (2014) estudian las subastas realizadas y adjudicadas hasta 2011 y encuentran que los precios de adjudicación han sido sostenidamente superiores al costo marginal de largo plazo que es el costo de oportunidad o precio sombra de provisión de la energía. Los autores también encuentran que los resultados no son compatibles con la hipótesis de un acuerdo colusivo entre las empresas (en cuyo caso lo esperable es que las distintas ofertas hubieran confluido en el precio techo de cada licitación, el que es determinado por la autoridad).

Al examinar el comportamiento de las empresas en las subastas, el hecho que una de ellas sea "pivotal" en el sentido que parte de la energía que ofrece es imprescindible para cubrir la demanda en el bloque subastado dota a dicha empresa de poder de mercado lo que la faculta a cobrar un precio más alto que el costo marginal de largo plazo. Sabiendo esto, las otras empresas que presentan ofertas en el mismo bloque no tienen incentivos a pujar a costo marginal (pues, de todas maneras, algo de energía deberá asignarse a un precio mayor a este), por lo que también elevan sus posturas. En equilibrio, los precios que deberían observarse son mayores al costo marginal pero menores al precio techo lo que es compatible con la evidencia por lo que las empresas estarían simplemente explotando su poder de mercado sin coludirse.

Obviamente, la condición de "pivotal" no es algo inherente a la empresa sino consecuencia de la estructura de la industria y del diseño de las subastas: de estar la generación menos concentrada, de licitarse bloques de menor tamaño, o de poder participar nuevas empresas (existentes o nuevas entrantes) las incumbentes perderían su condición de pivotales y la competencia empujaría los precios hacia el costo marginal de largo plazo.

Para remediar estas alzas e intentar disminuir los precios de asignación observados en las licitaciones de 2013 la agenda propone una serie de medidas de corto y mediano plazo destinadas a reducir costos, aumentar la competencia, incentivar el ingreso de nuevos oferentes y aumentar el grado de diversificación de la matriz de generación, todos objetivos muy similares a los considerados para la adopción del gas natural en 1994.

Las referidas medidas son enunciadas brevemente a continuación para ser luego discutidas en mayor detalle.

Primero, la agenda considera en su medida 2-1.1[7] algunas modificaciones a las bases de licitaciones de suministro de largo plazo a clientes regulados que incluyen extensión de los plazos de oferta e inicio de suministro y rediseño de bloques de suministro para incentivar la participación de energías renovables no convencionales (ERNC).

Se plantea, así mismo (medida 2-1.3), regular los suministros sin contrato, situación que hoy no cuenta con un tratamiento uniforme en la ley. La regulación debería, en principio, resolver

[7] La Agenda de Energía 2014, no presenta una numeración única y coherente de sus propuestas. En este documento ocupamos la notación eje-meta para referirnos a una línea de acción o meta concreta. En este caso 2-1.1 refiere al eje 2, meta 1.1 "Rediseño de las Bases de Licitación de largo plazo", pág. 35.

las interrogantes respecto a cómo deberán proveerse estos suministros y quién pagará los costos asociados, de ese modo debería disminuir los riesgos asociados a estas situaciones y permitir a nuevos entrantes ingresar al mercado con un menor nivel de incerteza.

Otras propuestas presentadas en el documento dicen relación con el mejoramiento de capacidad de negociación de los clientes libres de pequeña escala con demandas de menos de 10 MegaWatts (medida 2-1.4) permitiéndoles optar por la tarifa regulada si así lo desearan y permitiendo que se comercialicen agregadamente sus demandas.

Considerando los importantes e innegables retrasos que están experimentando los proyectos de inversión en el sector eléctrico producto de la creciente judicialización de los procesos de aprobación derivados del actuar de una ciudadanía más activa en temas medioambientales, que no acepta tan fácilmente la inequidad en la distribución geográfica de los costos y beneficios de los proyectos de generación y de la competencia por el uso del territorio entre proyectos con distintos fines productivos y de preservación, se deriva la necesidad de contar con un sistema de ordenamiento territorial y de participación y compensaciones locales que pueda corregir y destrabar las distintas negociaciones necesarias para materializar proyectos de generación. En base a este diagnóstico, la Agenda considera en su medida 2-1.5, para el corto plazo, implementar licitaciones de terrenos fiscales para que en estos se instalen proyectos de generación de interés público que postulen a licitaciones de suministro para clientes regulados. Un requisito para estas licitaciones es que, previamente, se hayan llevado a cabo procesos de participación ciudadana.

La regasificación

La Agenda de Energía plantea promover el uso del gas natural licuado (GNL) en su meta 2-2, para sustituir el diésel en la generación termoeléctrica como una medida de corto plazo para disminuir los costos marginales de generación. Para ello, se plantea que ENAP (meta 2-2.1) ofrezca contratos de gas natural con capacidad de regasificación por un periodo de 10 años al tiempo que se promoverá un cambio en el funcionamiento de la capacidad de regasificación (en manos de privados) de modo de permitir que la capacidad instalada no utilizada quede disponible para usuarios alternativos.

Un aspecto más técnico dice relación con la forma en que los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC) determinan los costos de operación de las distintas centrales, esto en atención a que los contratos de suministro de gas natural de largo plazo tienen ciertas particularidades que aumentan los costos y riesgos de usar este energético primario, aspecto del costo de los mismos que no se encuentra debidamente reflejado en el cálculo de los costos que determina el orden de prelación en el despacho.

En el largo plazo (meta 2-2.2), se proyecta la ampliación de la capacidad de regasificación tanto instalada (expansión del terminal Quintero) como la incorporación de nueva capacidad en la forma de un nuevo terminal de regasificación en la zona centro-sur del país.

La Tabla 2 presenta los costos marginales de generación[8] en instalaciones termoeléctricas de acuerdo a la tecnología y al combustible utilizado. Como se aprecia, el uso de gas representa una clara ventaja de costos respecto al diésel.

Tabla 2: Costos variables de generación (combustible)

	Combustible	Costos [US$/MWh]	
Tecnología[9]	**Primario**	**Mínimo**	**Máximo**
Turbina de vapor, ciclo convencional	Carbón	30,6	46,0
Ciclo Combinado	GNL	70,4	99,6
Ciclo Abierto	GNL	130,4	198,4
Ciclo Combinado	Diésel	162,4	230,8
GenSets (motores)	Diésel	176,7	340,2
Ciclo Abierto	Diésel	197,0	436,5

Fuente: Informe Técnico Definitivo de Precio Nudo, CNE, Abril 2014.

Lograr que algunas centrales de gran potencia que hoy operan con diésel usen GNL tendría efectos importantes en el costo marginal de generación.[10] En efecto, de una capacidad instalada de 7.244,6 MW en centrales termoeléctricas en el SIC[11] las centrales Candelaria, Nehuenco y Nueva Renca, que podrían funcionar con GNL, hoy operan con diésel y

[8] Se consideran sólo los costos privados de generación, es decir, el cálculo no incluye el costo por externalidades derivadas de contaminantes locales o emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

[9] Una breve descripción de las tecnologías consideradas: Una planta a carbón (**ciclo convencional**) opera quemando el combustible en un generador de vapor a alta presión que luego se utiliza para mover turbinas que impulsan un generador eléctrico, el vapor se condensa y enfría y el agua es reinyectada al proceso. Una planta de **ciclo abierto** usa la combustión de gas o diésel directamente para mover turbinas que impulsan un generador eléctrico. Una planta de **ciclo combinado** usa la combustión del combustible primario para mover una turbina (como en una planta de ciclo abierto) pero, además, utiliza el calor residual para generar vapor a alta presión que mueve otra turbina como en el caso de un ciclo convencional, con esto se obtiene más energía que sólo quemando el combustible como en una planta de ciclo abierto. Finalmente, un **GenSet** es un motor diésel de combustión interna que, operando en régimen eficiente, mueve directamente un generador eléctrico.

[10] En términos técnicos, nuestro sistema de generación se encuentra "desadaptado" esto quiere decir que parte de la demanda de energía permanente ("de base") es provisto usando centrales que sólo deberían producir para cubrir la demanda más intermitente ("de punta"). En consecuencia, el sistema opera más tiempo con energéticos primarios más caros (diésel) del que debería. Una razón posible de corto plazo para esto es que no se cuente con disponibilidad del combustible más económico, otra explicación, de mediano/largo plazo, es que no se han realizado las inversiones necesarias en capacidad de generación con tecnología de bajo costo (generación de base). Ver Fischer (2014).

[11] Datos de la CNE, a diciembre de 2013.

representan más del 17% de dicha potencia[12]. A los precios proyectados para el GNL por la CNE, estas centrales podrían reducir su costo variable de operación entre un 42% y un 47% aproximadamente, lo que tendría un efecto importante en hacer caer los costos marginales de generación[13].

Corresponde, entonces, preguntarnos por qué esta conversión a GNL no ha tenido lugar, es decir, por qué los controladores de estas plantas las han mantenido operando con diésel como generadoras de respaldo en lugar de buscar proveerse de gas natural para operarlas a un costo menor.

Dos razones parecen ser las principales para esta decisión de las firmas: el riesgo inherente a los contratos de suministro de GNL que no hacen conveniente suscribirlos si es que las generadoras no pasan a ser parte de la provisión de base (es decir, a tener certeza que operarán la mayor parte del tiempo) y el acceso a la infraestructura necesaria para desembarcar, regasificar y transportar el GNL importado.

Los contratos de provisión de gas natural licuado son del tipo "take-or-pay" que implican un acuerdo de provisión a largo plazo a un precio estable, típicamente indexado a las fluctuaciones de precios de otros hidrocarburos. En cada momento, el comprador puede recibir ("take") los embarques de gas del proveedor o, en caso de rechazar el combustible por no necesitarlo, pagarle una multa al vendedor ("pay"). Esto hace que, para una central que puede no operar todo el tiempo, los periodos de inactividad sean particularmente costosos al no generar ingresos y, simultáneamente, tener que pagar por el combustible no utilizado[14]. En el Apéndice 1 se presentan con mayor detalle los contratos de suministro de GNL.

En un escenario volátil como el de la generación en Chile en el cual una hidrología favorable puede llevar a que termoeléctricas no despachen, este tipo de contratos de aprovisionamiento generan un riesgo adicional que el generador debería absorber. Esto puede desincentivar el cambio de diésel (combustible que se puede comprar en mercado spot y que se usa sólo en centrales de cobertura por lo que su generación es remunerada a precios más altos) a GNL que necesita de cierta estabilidad en la demanda por energía para ser rentable.

[12] Candelaria tiene una potencia de 253,9 MW en dos unidades, Nehuenco una potencia total de 701 MW también en dos unidades y Nueva Renca 312 MW en una unidad.

[13] Según Bernstein y coautores (2013), la caída en el costo marginal de generación debería alcanzar a un 50% respecto a lo proyectado por ellos en 2016 y a un 38% hacia 2020. Esto contempla que estas centrales dejarían de ser parte de la capacidad de punta y pasarían a la capacidad de base en cuánto aseguren la disponibilidad de gas, lo que no está del todo garantizado al depender de la hidrología.

[14] Si bien los contratos de aprovisionamiento de GNL son privados y por lo tanto no podemos conocer su contenido, fuentes en la industria señalan que un contrato típico puede extenderse por 10 a 20 años e incluir cláusulas de tipo "take-or-pay" por entre el 60 y el 95% del volumen acordado (es decir, el comprador debe, a todo evento pagar entre el 60 y el 95% del gas comprometido independiente que no lo use). Por supuesto, el comprador puede optar por recibir el embarque y luego intentar colocarlo en el mercado spot o almacenarlo para uso posterior, en caso de contar con la infraestructura necesaria para ello.

Con volúmenes de importación relativamente bajos, un país como Chile no necesita de una gran capacidad de descarga, almacenamiento y regasificación por lo que los terminales tienden a tener poder de mercado lo que hace que los generadores que deseen contratar capacidad de desembarco y regasificación para sus compras enfrentan una negociación compleja.

La situación es aún más desventajosa para los potenciales compradores por cuánto, en la propiedad de la infraestructura de desembarco, almacenaje y regasificación participan generadores y distribuidores de gas[15]. Esto implica que, al requerir la contratación para el uso del terminal, las empresas distribuidoras de gas o generadoras deben, en la práctica, negociar con su competencia para fijar tarifas de uso por un activo que es fundamental para su funcionamiento. Esta situación complica también el uso de GNL para aquellas generadoras que no son parte de la propiedad de los terminales instalados.

La doctrina clásica de activos esenciales[16, 17] considera cinco requisitos que deben cumplirse para considerar que una instalación corresponde a infraestructura esencial en particular: (1) que el monopolista controle el acceso al activo; (2) el activo no pueda ser práctica o razonablemente replicado por el competidor aguas abajo; (3) que el monopolista pueda negar el acceso a la instalación y (4) que exista factibilidad para proveer acceso a la infraestructura a un competidor aguas abajo.

Respecto al acceso a los terminales de regasificación en Chile, algunas de estas condiciones parecen cumplirse: en particular como ya se dijo, debido a la integración vertical, las empresas que controlan la operación del terminal de Quintero también operan aguas abajo en la distribución del gas y en la generación eléctrica además, en principio, podrían negar el acceso a las instalaciones dado que la operación de las mismas no está regulada y, por último, el terminal de regasificación cuenta con capacidad disponible.

Sin embargo en estricto rigor las instalaciones si parecen ser replicables en forma razonable aunque no por la vía de construir terminales que cuenten con muelles sino utilizando unidades de almacenamiento y regasificación flotantes (FRSU por sus siglas en inglés). Aunque existen distintas alternativas, la que se ha discutido para implementación en Chile corresponde a una barcaza que cuenta con evaporadores para la regasificación, alguna capacidad de almacenamiento de GNL y está conectadas a un gasoducto submarino que permite trasladar el gas a tierra desde una ubicación relativamente cercana a la costa. De hecho, Colbún y Gener manifestaron tener en carpeta la construcción de este tipo de infraestructura aunque luego

[15] De acuerdo a la memoria 2013 del terminal de Gas Natural Licuado de Quintero, participan en la propiedad del mismo las empresas Metrogas (distribuidora de gas natural), Endesa (empresa de generación eléctrica), Enap, Enagas (empresa española de gas natural y GNL) y Oman Oil, cada una con un 20% de la propiedad.

[16] En inglés “Essential Facilities”. A menudo es traducido como “Facilidades esenciales”, dado que en castellano la palabra “facilidad” no tiene el significado de instalación, infraestructura o activo al que refiere en inglés, en este texto se opta por usar equivalentemente las expresiones anteriores.

[17] Ver OECD (1996).

pospusieron el inicio de la inversión al enfrentar dificultades para encontrar una ubicación apropiada[18].

Los FRSU son comparativamente más caros de operar que los muelles y terminales tradicionales pero su costo de capital es también menor por lo que pueden ser competitivos con los terminales tradicionales.

Por lo anterior, no puede considerarse que el terminal de regasificación Quintero clasifique, necesariamente, como un activo esencial. A pesar de esto, si es posible que sus operadores usen su condición monopólica como una forma de limitar el acceso al combustible por parte de los competidores aguas abajo, lo que constituiría un atentado a la libre competencia. Para acceder a los servicios del terminal, la administración hoy impone condiciones de volumen mínimo de compra, contratos a firme (con cláusulas "take-or-pay") por al menos 20 años y una tarifa de uso que incluye una prorrata en el pago del costo de capital de la inversión original sin acceder a la propiedad del terminal[19]. Todas estas condiciones son bastante exigentes y corresponden a una situación en la que el comercializador (terminal) tiene libertad para fijar sus tarifas.

Internacionalmente existen distintos arreglos institucionales para el funcionamiento de los sistemas de regasificación. Por una parte, existen modelos de administración integrados donde un solo operador contrata el suministro de gas internacional, lo transporta, regasifica, comercializa y distribuye. La otra alternativa es el modelo de operador exclusivo de terminales el que debe operar bajo la modalidad de libre acceso ofreciendo a quien lo desee la capacidad del terminal.

Un ejemplo del primer esquema (operador integrado en el mercado del gas) corresponde a la empresa estatal brasileña Petrobras. Como una forma de controlar el riesgo de aprovisionamiento (ya que los contratos que suscribe son de largo plazo e incluyen cláusulas take-or-pay), Petrobras opera también en el mercado spot internacionalmente y, a nivel doméstico, ofrece cuatro tipos de contratos distintos: (1) **Firme Inflexible** que consiste en un contrato take-or-pay doméstico con oferta garantizada; (2) **Firme Flexible** que también considera una cláusula take-or-pay doméstica pero es interrumpible por Petrobras de acuerdo a condiciones preestipuladas. En caso de comercializadores minoristas, Petrobras asume el costo de ofrecer alternativas de combustible o aprovisionamiento energético a consumidores finales; (3) **Interrumpible** a los que Petrobras puede suspender las entregas de acuerdo a condiciones negociadas quedando el comprador a cargo de buscar alternativas de suministro; y (4) **Preferencial** en el que el consumidor puede

[18] Ver ICIS: "Chile's Colbun FSRU Project hits dealys as supply talks begin", abril 2013.

[19] MasEnergía, CNE (2011). Estas cláusulas se han justificado indicando que buscan desincentivar el comportamiento oportunista de usuarios y generadoras que decidieron marginarse de participar en el desarrollo del terminal y luego podrían pretender acceder a sus servicios. El argumento no parece del todo coherente toda vez que operar puertos y capacidad de regasificación no parece ser una actividad en la que generadoras eléctricas tengan una ventaja comparativa y tampoco resulta evidente que la integración vertical resuelva los problemas de riesgo asociados a la operación termoeléctrica a gas natural por lo que puede ser una decisión eficiente no participar de la propiedad del terminar y solo contratar sus servicios.

interrumpir la recepción de combustible de acuerdo a sus necesidades estando el Petrobras obligada a proveer, al menos, la cantidad contratada cuando sea demandada.

Los contratos preferenciales están destinados, fundamentalmente, a generadoras termoeléctricas por cuanto permiten a éstas mayor flexibilidad en caso de no ser operadores de potencia firme. Esta modalidad de operación es interesante pues permite, a través del menú de contratos disponible que el riesgo de suministro sea tomado por quiénes mejor pueden absorberlo.

La segunda alternativa es el modelo de acceso libre en el cual la empresa sólo presta el servicio de regasificación y, potencialmente, almacenamiento y parte de la distribución. De esta forma, cualquier consumidor de gas negocia el aprovisionamiento directamente con el productor y luego contrata los servicios de regasificación con el operador de la infraestructura. Con este modelo de negocios operan, por ejemplo, los terminales en Francia y Bélgica y, a partir de 2013, el terminal de GNL de Mejillones.

En este caso, la autoridad debe decidir si regula o no los tipos de contratos ofrecidos por el operador de la infraestructura de regasificación. En España, por ejemplo, la regulación contempla que la infraestructura debe operar bajo las premisas de no discriminación y acceso abierto y que su operación no puede estar integrada verticalmente. Además, se fija la tarifa de regasificación de modo que cubra los costos de inversión y permita una rentabilidad considerada apropiada.

En Francia, por su parte, la autoridad también fija las condiciones de acceso y propone los parámetros y normas financieras en que debieran basarse los contratos de regasificación (contratos tipo). Aunque no tiene la facultad de diseñar o escribir estos contratos, si puede revisarlos para asegurarse que no constituyen discriminación a favor de ningún actor. Finalmente, la misma autoridad (Comisión de Regulación Eléctrica, CRE) es el árbitro en caso de controversias respecto a la interpretación de los contratos.

En Bélgica el operador redacta los contratos que ofrece a quiénes demandan servicios de regasificación pero la forma de los contratos está fuertemente normado en la ley en cuánto a sus contenidos mínimos. Al mismo tiempo, la normativa fija que los terminales deben operar con acceso abierto ya sea contratando en open season o bajo la lógica de el que llega primero es servido primero.

En el caso de los tres países europeos (Bélgica, España y Francia), existe una normativa que permite excluir a un terminal del requerimiento de acceso abierto si se demuestra que concurren las siguientes condiciones: (1) que la inversión aumenta la competencia en el mercado de suministro de gas, (2) aumenta la seguridad de provisión, (3) no se realizará si no cuenta con la excepción, (4) será propiedad de una persona jurídica distinta de la que comercializa el gas, (5) cobrará cánones de acceso a la infraestructura a sus usuarios; y (6) no irá en detrimento de la competencia en el mercado delgas ni en el funcionamiento de la red.

En algún sentido en Chile coexisten el modelo de libre acceso (terminal GNL Mejillones) y el modelo integrado (terminal GNL Quintero). En el caso de Quintero Gas Natural Licuado Chile comercializa el gas que se regasifica a través del terminal Quintero del cuál es un empresa filial, con la salvedad que un cliente de GNL Chile puede negociar un contrato de aprovisionamiento directamente con un proveedor y luego traspasárselo al firmar el contrato de regasificación. Sin embargo, como ya se señaló, GNL Chile ofrece significativamente menos flexibilidad a sus clientes al momento de contratar la provisión de gas de lo que hace Petrobras[20].

La oferta de múltiples contratos con distintas flexibilidades de interrupción del servicio en el caso de Petrobras busca alcanzar una distribución del riesgo de suministro de gas natural y de la demanda por energía. En principio, el mismo resultado podría alcanzarse (en principio más eficientemente) con un mercado de seguros donde puedan contratarse coberturas de precios y demanda. Sin embargo es poco probable que este mercado pueda alcanzar localmente la profundidad necesaria para poder operar en forma eficiente y rentable.

La Agenda de Energía plantea varias medidas para intentar resolver las trabas que podrían estar enfrentando las empresas que desean utilizar GNL, a continuación las enunciamos y revisamos.

En primer lugar, se propone usar las licitaciones de suministro a clientes regulados como una forma de incentivar el traspaso de las centrales que operan con diésel a GNL. Para ello, se plantea extender los plazos de oferta e inicio de suministro.

Aunque no se especifican los detalles o las razones por las que estas modificaciones serían recomendables, lo cierto que son consistentes con tres puntos fundamentales de la contratación de suministros de GNL y la instalación de nueva capacidad de generación de base: Primero, que el acceso a gas de esquistos ("shale gas") de origen estadounidense requerirá de la construcción de capacidad de licuefacción en los puntos de embarque inversión que requerirá de tiempo para materializarse[21] lo que requiere de extender los plazos para el inicio de suministro[22].

Segundo, los potenciales proveedores de GNL requerirán de contratos de suministro a firme para conseguir el financiamiento para la inversión necesaria y, por la naturaleza de los

[20] En ambos casos existe un nivel de integración vertical con la generación eléctrica pero, mientras Petrobras representa menos del 7% de la potencia instalada, en Chile, Endesa propietaria de un 20% del terminal Quintero, representa sobre el 35% de la capacidad de generación.

[21] La estimación es que no será posible contar con GNL proveniente de estas fuentes antes de tres años contados del momento en que se firmen los contratos. Es importante señalar que el Estado está apoyando activamente a los empresarios que podrían tener interés en importar gas de origen estadounidense, para que consigan los contratos respectivos así como la aprobación del gobierno norteamericano para estas exportaciones, aspecto que responde a consideraciones estratégicas (Diario Financiero, Junio 2014).

[22] Esta extensión también favorecerá el ingreso de nuevos oferentes que podrían no tener un proyecto en construcción al momento de la licitación. Sea que planeen generar con GNL o usando otra tecnología.

contratos, estarán en condiciones de ofrecer mejores precios[23] si los contratos son a un plazo más largo, en torno a los 15 años de acuerdo con la estimación de Bernstein y coautores (2013). Lo que hace recomendable extender los plazos de oferta.

Tercero, la creciente oposición local y la judicialización que están enfrentando los proyectos de generación ha llevado a una extensión de los plazos para la concreción de los proyectos y su ingreso a la generación. Es por esto que también se justifica considerar la extensión de los plazos para el ingreso de los nuevos suministros.

Para mitigar la incertidumbre hidrológica que se amplifica en el caso de generadoras que operan con GNL por efecto de los contratos del tipo "take-or-pay" la agenda considera estudiar la adecuación de los procedimientos de despacho de los CDEC para incorporar el efecto y costo de estos contratos a las generadoras respectivas. La vaguedad con que se enuncia esta medida hace difícil evaluarla por lo que no nos extenderemos en su análisis.

Se ha señalado que ENAP ofrecerá a generadoras contratos de gas natural y capacidad de regasificación por un periodo de 10 años lo que permitiría el funcionamiento de una central de 350MW por hasta 8 meses al año (o, el 66% de su demanda anual de gas). Esta oferta se hará a través de la propiedad de la estatal en el terminal GNL de Quintero.

Lo que no ha sido explicitado es el tipo de contrato que será ofrecido, es decir, quién absorberá el riesgo de despacho lo que es un tema importante en estos procesos (considérese el ejemplo antes señalado de Petrobras). En caso que el contratante no necesite el gas, ¿deberá este pagar a ENAP la multa respectiva? ¿Deberá ENAP pagarla (rechazando el gas) o recibir el envío y absorber la diferencia entre el pago del gas contratado, el costo de regasificación y la venta de este en el mercado spot local? Dada la fragilidad patrimonial de ENAP contestar estas preguntas resulta de mucha importancia para entender cómo afecta el ingreso de la estatal al mercado local de GNL y la viabilidad de esta propuesta.

La agenda habla de promover la autorregulación y reglamentación de los terminales existentes de modo de liberar la capacidad no utilizada para demandantes no incumbentes (capacidad estimada en 7,0 millones de metros cúbicos en 2015). Al respecto, falta definir los detalles en que esto debería operar, considerando que no es evidente que GNL Quintero quiera seguir a GNL Mejillones convirtiéndose a un esquema de acceso abierto y evitando participar en la comercialización y distribución de gas.

Algunos comentaristas y participantes de la industria[24] han sugerido que la mejor alternativa es separar de la propiedad de los terminales a empresas distribuidoras de combustible y generadoras de electricidad y proceder a regular los procesos en que se determinan sus tarifas como es la práctica en Europa, de esa forma, todas las generadoras accederían a la

[23] Estimados en US$10 a US$12 por millón de BTU.

[24] Ver entrevista a Rudolf Araneda, *Diario Financiero*, 9 de mayo de 2014.

infraestructura en igualdad de condiciones y se disiparía la incertidumbre y asimetría asociada a su acceso[25]. La experiencia europea sugiere que no es necesaria la regulación de tarifas directamente sino el tipo y forma de los contratos de regasificación.

Respecto a este último punto, la autoridad parece estarse moviendo en la dirección opuesta y, más aún, en forma que parece inconsistente con los postulados de su propia agenda. Así, el proyecto de ley enviado al Congreso en el Mensaje 592-362 (boletín 9628-08), contempla ampliar el giro de ENAP para permitirle participar minoritariamente en proyectos de generación eléctricos y desarrollar en solitario proyectos de generación hasta la etapa previa a su construcción. Esta medida aumentaría aún más la integración vertical entre regasificación y generación y podría entrar en oposición con la propuesta de que sea ENAP quién provea gas a centrales térmicas de empresas que no participan en la propiedad de GNL Quintero.

El proyecto de ley indica que el objetivo es que ENAP permita resolver la estrechez de generación eléctrica por la vía de impulsar proyectos de generación. No indica por qué se espera que estos proyectos avancen más rápido o se concreten más fácilmente que los proyectos impulsados por privados, aunque si indican que la participación de la estatal permitirá que los proyectos se presenten y discutan con la comunidad local en etapas tempranas de su ciclo de vida lo que, supone el proyecto, es deseable y compatible con las ideas presentadas en la agenda de energía y permitiría destrabar la inversión[26].

Eventualmente, de avanzarse en estas líneas, ENAP podría encontrarse en una situación contradictoria o, al menos, compleja en la que participa en la propiedad y desarrollo de proyectos de generación que requieren aprovisionamiento de GNL y, al mismo tiempo, está mandatada a vender el combustible en condiciones particularmente favorables a una generadora con la que compite en el mercado eléctrico.

En la línea de proveer mayor capacidad de regasificación a las generadoras existentes y a potenciales entrantes se plantea una segunda expansión del terminal Quintero de su capacidad actual de 15 millones de metros cúbicos diarios a 20 millones y la construcción de una nueva terminal de descarga, almacenamiento y regasificación en la zona centro sur del país.

[25] Así opera, por ejemplo, el terminal de regasificación de Mejillones, propiedad de GDF-Suez.

[26] Si este diagnóstico es correcto, entonces sería más eficiente establecer un sistema de ordenamiento territorial y participación de las comunidades que permita a todos los proyectos, públicos y privados, a incorporar la opinión local en las primeras etapas de los mismos en lugar de establecer esto solo como un procedimiento (que ni siquiera sería mandatado por ley) de ENAP y sus proyectos. Esto se discute más en detalle más adelante en el documento.

Licitaciones y suministros sin contrato

Como ya se dijo, la agenda de energía considera otras medidas de corto plazo destinadas a aumentar la oferta e incentivar la entrada de nuevas generadoras de modo de evitar el alza de precios que se proyecta.

Referente a las licitaciones de suministros que corresponden a 2014 y 2015 y que significan buena parte de la demanda de clientes regulados, además de las modificaciones ya analizadas se propone rediseñar los bloques de suministro.

Para entender esto, se debe considerar que en cada licitación se busca asignar uno o más "bloques de suministro" que corresponden a una cantidad de energía que debe ser despachada de acuerdo a una distribución mensual en un "punto de oferta" para ser retirada por la distribuidora en uno o más "puntos de compra" (por ejemplo, un bloque de 150GWh en un año). Cada bloque de energía implica, entonces, una cantidad de energía a despachar en cada año que dure el contrato. Como los bloques de suministro son relativamente importantes en tamaño, solo las generadoras más grandes están en condiciones de hacer ofertas por bloques completos. Por ellos los bloques se subdividen en sub-bloques más pequeños (por ejemplo, de 50GWh) y las generadoras pueden ofertar por distintos sub-bloques indicando el precio por MWh que requieren para cubrir el sub-bloque al que se oferta.

En su estudio, Bernstein y coautores (2013), proponen que los sub-bloques sean de un tamaño tal que resulten atractivos para centrales (existentes o potenciales) con potencias relativamente bajas. Esto haría factible que algunas generadoras de ERNC pudieran ofertar por estos sub-bloques. Esta es la idea que, aparentemente, la Agenda de Energía propone adoptar en su propuesta 2-1.1. Un buen antecedente en esta línea es lo ocurrido con la licitación de segundo llamado de 2013 (adjudicada el 12 de diciembre de 2014) a la que se presentaron 17 empresas que ofertaron, en conjunto, en todos los sub bloques licitados con una alta presencia de empresas de ERNC que no habían participado en licitaciones anteriores[27].

Una característica de todo el proceso de licitaciones de suministro es que estas se han mantenido "tecnológicamente neutrales" esto es, las licitaciones no tratan a las generadoras en forma distinta en atención a la tecnología que ocupan. Al respecto, algunas tecnologías de ERNC (solares, eólicas) tienen una alta variabilidad en su capacidad de generación debido a condiciones climáticas enfrentando, en consecuencia, bastante incertidumbre al entrar a un acuerdo de provisión de largo plazo.

Las licitaciones estipulan que el asignatario debe despachar la energía de acuerdo al contrato de suministro[28] debiendo comprarla en el mercado spot en caso de no poder generarla por sí

[27] Así, por ejemplo, un bloque de 500GWh al año en el horario de 8:00 a 17:59 (Bloque 1-B) fue subdividido en 50 sub bloques de 10GWh al año y algunos de estos sub bloques fueron adjudicados a empresas individuales.

[28] Los contratos estipulan una "curva de carga" que indica la distribución horaria en que debe proveerse la energía de acuerdo a la demanda que enfrenta la distribuidora. En caso que una generadora esté desviada de la curva de

mismo. La neutralidad tecnológica requiere que la misma condición debe imponerse a las generadoras ERNC lo que aumenta considerablemente el riesgo de licitar al obligarles a "aplanar" o "cubrir" su oferta.

Se han sugerido distintas alternativas para facilitar la participación de ERNC en licitaciones, entre ellas, permitirles entrar en acuerdos con generadoras que tengan potencia disponible en patrones independientes o complementarios con los propios (eólicas en el caso de solares, por ejemplo o térmica que pueda entrar en funcionamiento y sincronizarse relativamente rápido) de modo que puedan licitar en conjunto para proveer una oferta continua.

Desde el sector de la generación no convencional se promueve que se les permita a generadores de ERNC que provean energía sólo intermitentemente en atención a las características de la tecnología que usan[29], lo que implicaría romper con el principio de neutralidad tecnológica. En caso de abandonar la neutralidad tecnológica, sin embargo, la autoridad podría adoptar otras alternativas más directas que la mera laminación temporal de bloques de suministro. En efecto, podría considerarse licitaciones exclusivas para ERNC[30] o, incluso, licitar proyectos cerrados para nuevos entrantes, como se ha intentado en otros países y ha sido sugerido para Chile (Fischer, 2014).

En cualquier caso, debe considerarse que cualquier política que implique abandonar la neutralidad tecnológica implica una forma de política industrial y, como tal, tendrá riesgos asociados que deberán ser adecuadamente distribuidos entre todos los participantes en el mercado (generadoras, distribuidoras y consumidores). Al mismo tiempo, es posible que el objetivo de diversificar las fuentes tecnológicas de suministro entre en conflicto con el objetivo de disminuir los costos marginales de generación.

Finalmente, una alternativa estudiada por Bernstein y coautores (2013b) es que las generadoras puedan hacer ofertas en bloques horarios de modo que el licitante pueda combinar distintas ofertas para cubrir su curva de demanda esperada de modo de minimizar el costo total de suministro. El riesgo asociado a las fluctuaciones de demanda respecto a lo esperado debería ser asumido por todas las generadoras en prorrata a la participación de cada una en el bloque horario respectivo. Esta propuesta preservaría la neutralidad tecnológica permitiendo una mayor participación de las ERNC en las licitaciones al costo de aumentar la complejidad de las licitaciones.

---

carga asociada debe comprar o vender la energía que falte o exceda de la curva de carga en el mercado spot. En la práctica, esto hace que todas las ofertas de las generadoras sean comparables entre sí y la firma licitante no necesita complementar ofertas (como sería si las generadoras pudieran ofrecer energía en patrones distintos a las curvas de carga).

[29] Una alternativa que se ha sugerido es que las generadoras de ERNC puedan hacer ofertas de volúmenes mensuales de energía, sin comprometerse con una curva de carga específica.

[30] Esta opción (en que la licitación podía incluso contemplar un subsidio específico) fue propuesta en la Estrategia Nacional de Energía 2012-2030 y está contemplada en la ley 20-25 en caso que no se alcance, con la instalación espontánea de centrales ERNC el porcentaje de 20% de la adición en generación que constituye la meta de dicha iniciativa.

El proyecto de ley enviado al congreso en agosto de 2014 en el mensaje 404-362 (boletín 9515-08), en lo medular, traspasa a la Comisión Nacional de Energía (CNE) el diseño y control de las licitaciones dejando a las distribuidoras el proceso administrativo que contempla la convocatoria, recepción de ofertas, evaluación y adjudicación. Estas medidas permitirán coordinar los procesos licitatorios de múltiples distribuidoras, homogeneizarlos y estandarizar los contratos de suministro. Detrás de esta decisión se encuentra el diagnóstico que las distribuidoras no tienen el incentivo correcto a coordinar sus licitaciones y generar así reglas de licitación que favorezcan la presentación de ofertas más competitivas, algo que la autoridad si estará en condiciones de hacer.

En adición a lo ya señalado, el proyecto propone dotar a la CNE de la facultad de definir flexiblemente los bloques de suministro lo que permitirá generar licitaciones de largo plazo, con despachos que comienzan cinco años después de la adjudicación y licitaciones de corto plazo con despachos más próximos en el tiempo.

En adición a estas modificaciones en los bloques de suministro, el proyecto propone que se puedan extender los plazos máximos de los contratos hasta 20 años lo que busca disminuir el riesgo de potenciales oferentes que deseen entrar con proyectos nuevos a la industria de la generación. En la misma línea, se consideraría establecer en las bases de licitación cláusulas que permitan a los adjudicatarios que respalden sus ofertas en proyectos nuevos suspender el inicio de suministro o incluso poner término anticipado a los contratos en caso de verificarse, por causas inimputables a ellos, condiciones que imposibiliten la instalación de sus centrales. De esta forma, los oferentes quedarían relativamente cubiertos respecto a la importante incertidumbre que experimentan hoy sus proyectos respecto a los plazos de aprobación o a la potencial judicialización de conflictos asociados al rechazo ciudadano a las instalaciones.

El proyecto de ley propone que la autoridad pueda evaluar las ofertas recibidas en una licitación con “mayor flexibilidad”. Esto quiere decir que, además de considerarse la eficiencia económica, la autoridad podrá considerar otros aspectos de las ofertas contemplados en la misma ley y que incluyen los efectos de las propuestas en la competencia en la industria de generación, la seguridad de suministro y la diversificación de la matriz eléctrica considerada en la ley (fundamentalmente, la incorporación de ERNC). Este cambio rompería, definitivamente, con la neutralidad tecnológica tradicionalmente contemplada en las licitaciones pues permite explícitamente favorecer la adjudicación a cierto tipo de tecnologías o a nuevos proyectos por criterios distintos al menor costo de servir la demanda. La normativa propuesta deja un importante espacio de discrecionalidad a la autoridad en la determinación de los criterios con que deberán adjudicarse las licitaciones[31].

[31] Debe considerarse, sin embargo, que una indicación ingresada en el Senado el 4 de diciembre de 2014 por la Presidenta de la República y el Honorable Senador Orpis suprime el inciso en cuestión con lo que el único criterio para la adjudicación de una oferta seguiría siendo el de eficiencia económica.

La alternativa de determinación de bloques horarios, una forma de laminación en el tiempo de los bloques de suministro que se ha usado recientemente[32] y quedará disponible para el diseño de licitaciones en el futuro, también ha sido discutida en términos de la neutralidad tecnológica. En este caso el argumento es menos claro. Al poder participar en bloques horarios específicos, las ERNC podrán ofertar en aquellos horarios en que podrá generar con una mayor probabilidad teniendo una evidente ventaja de costos.

De acuerdo a quienes se oponen a esta opción, las termoeléctricas que serán desplazadas y que, razonablemente, se adjudicarán el suministro en otros horarios deberán hacerlo a precios más altos puesto que necesitarán amortizar sus inversiones con producciones más bajas. Se ha argumentado[33] que el ejemplo de Bernstein y coautores (2013) según el cual el precio de adjudicación de la energía podría aumentar al no poder las firmas termoeléctricas contratar la mayor parte de su capacidad de generación no es realista pues considera que el costo de operación de una termoeléctrica es fundamentalmente de capital.

Si bien es correcto que parte importante de la estructura de costos de una termoeléctrica son variables, el punto sigue siendo válido: la empresa que no puede contratarse en todo su volumen deseado, que es inferior al 100% de su capacidad efectiva (Moreno y coautores, 2012), deberá transar la diferencia en el mercado spot enfrentando mayor incerteza por lo que elevará sus precios en el periodo en que efectivamente puede adjudicarse un contrato de suministro. No es obvio que esta combinación de asignaciones necesariamente concluya en un menor costo promedio de la energía adjudicada para el consumidor regulado. Sin embargo, esta discusión es, en rigor, sobre eficiencia económica en la generación de energía, no de neutralidad tecnológica.

En un aspecto más técnico, el proyecto presentado por el ejecutivo incluye permitir a la autoridad ocultar el precio máximo de las licitaciones lo que, en principio, tendría el efecto de aumentar la competitividad de las ofertas toda vez que las empresas con ofertas potencialmente pivotales tendrán incerteza respecto a si podrán adjudicarse una oferta en caso de solicitar un precio muy alto lo que debería inducir a todas las empresas a bajar los montos de sus ofertas y, con ello, los precios de adjudicación.

Otro punto abordado por la Agenda dice relación con los llamados "suministros sin contrato" (medida 2-1.3) esto es, aquellos suministros que las distribuidoras requieren para cubrir la demanda de clientes regulados y que no está cubierta por contratos licitados. En estos casos, las empresas distribuidoras retiran la energía del sistema para abastecer esta demanda aun cuando no tienen un contrato que respalde dichos retiros.

[32] En la licitación de suministros SIC 2013/03, segundo llamado, por ejemplo el Bloque 1 de 1.000 GWh al año fue subdividido en tres bloques: 1-A de 250 GWh anuales entre las 23:00 y las 7:59; el bloque 1-B de 500 GWh anuales entre las 8:00 y las 17:59 y el bloque 1-C de 250 GWh anuales entre las 18:00 y las 22:59 horas.

[33] Ver *Pulso*, 29 de septiembre de 2014.

La existencia de suministros sin contrato es, en sí misma, una anomalía toda vez que la Ley General de Servicios Eléctricos contempla que en todo momento las distribuidoras deben contar con contratos que, combinados con su propia capacidad de generación, les permitan cubrir la demanda de sus clientes por, a lo menos, tres años. Por lo tanto el que existan estas situaciones corresponde a un escenario no previsto en la ley.

Los primeros suministros sin contrato ocurrieron como consecuencia de la modificación en 1999 del artículo 99 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos[34] que obliga a servir la demanda a todo evento. Como consecuencia, la empresa SAESA que tenía contratos de suministro que vencían en 2001 enfrentó serios problemas para licitar sus suministros y, finalmente, quedó completamente descubierta a partir de Mayo de 2001. Esto dio origen a la Resolución Ministerial 88 que estableció que los suministros necesarios para satisfacer esta demanda debían ser provistos a todo evento, estableció que la energía debía ser pagada por los consumidores y el pago prorrateado entre todas las generadoras que estuviesen inyectando energía al momento del retiro.

La quiebra en 2011 de la empresa generadora Campanario que tenía contratos adjudicados con tres distribuidoras produjo importantes suministros sin contrato en el marco de provisiones licitadas. Luego, como consecuencia de múltiples licitaciones que se han adjudicado solo parcialmente o se han declarado desiertas, han subsistido situaciones en que las distribuidoras requieren efectuar retiros de energía para proveer a sus clientes sin contar con contratos que cubran dichos suministros.

La existencia de suministros sin contrato constituye una importante incertidumbre para potenciales entrantes y para generadoras más pequeñas. Esto por cuánto un potencial entrante puede disminuir su riesgo exante por la vía de firmar un contrato de suministro de largo plazo que le garantice ingresos por un periodo relativamente extendido, sin embargo, al ingresar a producir y comenzar a inyectar energía puede verse en situación de tener que servir suministros que no contrató y que no estaban previstos y que no cuentan con un contrato. En el peor de los casos la generadora puede no tener capacidad para servir el total de la energía que le corresponde debiendo asumir la diferencia entre el precio al que se pagan los suministros sin contrato y el precio spot al que deberá comprar la energía.

Por otra parte, la forma en que esto se ha resuelto, vía resoluciones ministeriales es precaria y no provee a las empresas de certeza respecto a que la práctica vigente se mantendrá en el futuro y no será revisada[35]. Una adecuada regulación de los suministros sin contrato por vía

[34] Ley 19.613 del 8 de junio de 1999. En el texto refundido más actual (DFL 4/20.018 del 12 de mayo de 2006), el artículo 99 bis corresponde al artículo 163. En la práctica establece que las empresas generadoras no podrán argumentar fuerza mayor ante déficits de generación causados por sequías o fallas intempestivas de centrales y deberán indemnizar a sus clientes distribuidores o finales de precio regulado por la energía no provista.

[35] Por ejemplo, además de la ya citada RM 88, el artículo 3 transitorio de la ley 20.018 del 19 de mayo de 2005 estableció que los suministros sin contratos debían ser absorbidos por los consumidores en prorrata a sus consumos y a un precio que no excediera el 120% del precio nudo vigente. Esto fue revisado en las resoluciones

legal permanente que despeje las dudas respecto a quién debe proveerlos, como y, sobre todo, en qué condiciones de precios, reducirá importantemente esta fuente de incertidumbre que podría estar afectando y deteniendo el ingreso de nuevos generadores al Sistema Interconectado Central. En última instancia, siempre existirá el riesgo de caer en suministros sin contrato, lo importante es que dicho riesgo sea adecuadamente distribuido en el sistema.

El proyecto de ley ingresado recientemente propone la regulación de los suministros sin contrato estableciendo, primero, que se mandata a la CNE a implementar licitaciones de muy corto plazo (contratos de suministro de un año) con un precio máximo relativamente alto, destinadas exclusivamente a cubrir estos suministros. Luego, en caso de persistir demanda que no se encuentre cubierta por un contrato de suministro, esta sea servida por todas las generadoras que se hayan encontrado inyectando al momento de los retiros, en prorrata a sus inyecciones. Estos retiros se pagarían a un precio regulado que sería el máximo entre el precio nudo relevante para cada central y el costo variable de operación de la central de acuerdo a la información del CDEC respectivo[36].

El mecanismo propuesto para regular los suministros sin contrato puede ser discutible respecto a su efecto en incentivos e incerteza[37] toda vez que una central que se encuentre operando al máximo de su capacidad y que deba cubrir un suministro sin contrato comprando energía a un precio spot que sea superior al precio regulado enfrentará una pérdida en ese periodo horario, lo que podría inducir a la generadora que la opera a reducir su nivel de contratación de modo de mantener alguna capacidad que permita vender una mayor fracción de su energía en el mercado spot en caso de tener que cubrir suministros sin contrato.

Otra fuente de preocupación potencial es que la autoridad pueda combinar un precio máximo relativamente bajo en una licitación de suministro (de modo que resulte desierta) con un precio regulado también bajo con el fin de hacer caer artificialmente el precio de la energía.[38] Para despejar estas dudas las indicaciones presentadas el 4 de diciembre de 2014 establecen que, en caso que los suministros sin contrato representen más del 5% de la demanda total el precio al que deberán cubrirse sea el costo marginal de generación con lo que la opción descrita desaparece.

Al despejar la incerteza respecto a los mecanismos de provisión de los suministros sin contrato la regulación propuesta es un aporte en la dirección correcta.

exentas 2.288 de 2011 y 239 de 2012 de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles que establecieron que los retiros efectuados para cubrir los suministros sin contrato debían ser absorbidos por las empresas generadoras sin establecer una prorrata clara.

[36] Se consideran también correcciones por transmisión y pérdidas de energía.

[37] La propuesta de la industria era que los suministros sin contrato se regularan en la línea del artículo 3 transitorio de la ley 20.018.

[38] Ver Galetovic y Muñoz (2014).

Finalmente, la idea de agrupar a los clientes libres "pequeños" (con potencias instaladas de hasta 10 MW) para mejorar su capacidad negociadora ha estado presente en múltiples análisis (ver, por ejemplo, Fabra y coautores, 2014). La propuesta 2-1.4 es bastante explícita en el mecanismo que se busca implementar: por una parte, permitirle a estos clientes libres escoger si desean mantener su condición de clientes libres o agruparse con los clientes de una distribuidora convirtiéndose en "regulados"[39]. La otra alternativa es crear la figura de "comercializadores de demanda" que serían instituciones encargadas de agrupar a los clientes libres que lo deseen de modo de poder negociar como paquete un contrato de provisión con una generadora.

Ambas alternativas apuntan a aumentar la capacidad negociadora de los clientes libres pequeños al agruparlos en unidades más grandes que puedan negociar en mejores condiciones o integrarse a una de las licitaciones como parte de los bloques de suministro de una distribuidora. Otra alternativa habría sido permitir que los clientes libres pequeños se agruparan para luego licitar sus demandas como un bloque en un proceso coordinado con las otras licitaciones de suministro. Esta propuesta (de Fabra y coautores) se sostiene en la evidencia que indicaría que el mercado de las licitaciones es más competitivo que el de los clientes libres por lo que estos podrían obtener mejores precios si licitaran sus suministros que negociando contratos directamente con las generadoras.

Licitaciones de terrenos y oposición local

Concluyendo el análisis de las medidas de corto plazo contempladas en la agenda energética, la medida 2-1.5 considera la licitación de terrenos para la instalación de proyectos de generación de interés público. Esto es dependiente de la existencia de un plan de ordenamiento territorial que permita identificar terrenos y proyectos que compatibilicen los distintos usos alternativos del territorio con los intereses locales y nacionales lo que no resulta sencillo.

Existe una creciente reticencia a aceptar proyectos contaminantes por parte de la población que siente que la distribución geográfica de costos y beneficios es altamente inequitativa. Esto se traduce en la creciente judicialización enfrentada por los proyectos de inversión ya que no existen instancias que permitan resolver explícitamente estas tensiones entre usos alternativos del territorio. Así, aunque la tecnología de expansión natural para energía "de base" resulta ser el carbón, lo cierto es que el GNL goza, aparentemente, de mucha mayor aceptabilidad en la opinión pública por lo que la autoridad parece estar renuente a impulsar la

[39] El proyecto de ley en el boletín 9515-08 únicamente eleva la potencia máxima de demanda para ser parte de los clientes regulados de 2 MW a 10 MW, sin proponer otros cambios a la forma en que estas demandas podrán ser cubiertas. Una de las indicaciones presentadas por el ejecutivo el 4 de diciembre se mueve, de hecho, en la dirección contraria reduciendo el límite máximo de 10 MW a 5 MW.

instalación de centrales térmicas carboníferas[40] y decidida a aprovechar la disponibilidad de GNL de esquistos para expandir la componente térmica de la matriz.

Para hacer frente a esta situación, podría examinarse la conveniencia de implementar sistemas de compensación locales asociada a los proyectos y que no pudieran ser luego descontados desde transferencias centrales. Si bien la ortodoxia recomienda que la decisión sobre proyectos de desarrollo se base en consideraciones de eficiencia y las compensaciones a los potenciales afectados se canalicen desde el sistema de impuestos y transferencias, es probable que este enfoque no sea suficiente para que quienes experimentan los costos de un proyecto energético se sientan adecuadamente compensados por ellos. En tal caso, las compensaciones directas establecidas regulatoriamente pueden ser una alternativa que viabilice los proyectos (ver Livermore y Rosenberg, 2014).

En esta línea, Bernstein y coautores (2013b) proponen[41] dos alternativas interesantes de estudiar. La primera es modificar la ley de rentas municipales para que el pago de patentes de empresas eléctricas se distribuya entre los municipios donde se encuentren sus capacidad instalada no de acuerdo al número de empleados con los que cuenta cada instalación[42] sino en proporción a la distribución de su capacidad de generación o transmisión, de este modo, las comunidades locales donde se encuentran las instalaciones (que son las que generan el grueso de las externalidades negativas de impacto local) reciban también mayores ingresos del pago de patentes de las empresas.

La segunda propuesta es crear un aporte obligatorio que las empresas que conecten centrales a sistemas interconectados[43] deban hacer a los municipios donde se instalen dichas centrales, en proporción a la capacidad instalada y que serían imputables como créditos de las obligaciones tributarias de la empresa. Estos fondos deberían estar destinados a proyectos de desarrollo local que deberían ser decididos participativamente por la comunidad.

[40] Al menos no explícitamente. La medida 6-3 de la Agenda de Energía establece que se apoyará el desarrollo sustentable de proyectos de generación de base termoeléctricos sin hacer distinciones respecto al energético primario que empleen.

[41] Ambas propuestas elaboran sobre aspectos anunciados en 2009 por el gobierno de la Presidenta Bachelet. En el primer caso se trata de un cambio al reglamento de la Ley de Rentas Municipales (Decreto 484 del Ministerio del Interior), modificación que nunca se verificó; La segunda propuesta estaba contenida en un proyecto de ley ingresado en 2010 y que se encuentra, desde enero de 2010 en la Comisión de Minería y Energía de la Cámara de Diputados (Boletín 6823-08).

[42] La mayoría de las centrales usan sistemas de control automático por lo que requieren muy poco empleo para funcionar. Como consecuencia, el grueso de los empleados de una generadora se encuentran en su casa matriz y no donde tienen sus instalaciones productivas.

[43] Con la consiguiente distribución territorial de beneficios de la generación asociada a la distribución geográfica de la demanda y no de la producción.

Debe notarse que ninguno de estos aportes busca internalizar las externalidades producidas por la producción sino, solamente, redistribuir parte de los beneficios fiscales que producen las empresas de modo que reflejen mejor la distribución efectiva de costos y beneficios de los proyectos, en la línea con lo expuesto por Livermore y Rosenberg (2014).

Medidas de mediano plazo

Transmisión

El cuarto eje de la Agenda de Energía dice relación con la transmisión eléctrica. Si bien la agenda es relativamente escueta y poco precisa respecto a la dirección en que se pretende avanzar en esta área[44] lo cierto es que la preocupación por el cuello de botella en que se ha transformado el sistema de transmisión no es nueva.

Este cuello de botella se manifiesta de dos formas distintas: primero, dentro de sistemas interconectados las limitaciones de capacidad pueden hacer imposible transmitir energía entre dos puntos del mismo sistema a pesar de tener costos marginales de generación distintos entre sí. Por ejemplo, Bernstein y coautores (2013b) reportan que el precio de la energía es más alto en el norte del SIC que en centro o el sur del mismo debido a que resulta imposible transportar energía barata del sur hacia el centro del país.

El otro efecto de este cuello de botella en transmisión es que nuevos proyectos de generación enfrentan dificultad para conectarse al sistema troncal o a los sistemas de subtransmisión cercanos por encontrarse estos congestionados (además de tener que construir y negociar la infraestructura de transmisión asociada).

La normativa vigente restringe el desarrollo de los sistemas de transmisión y subtransmisión al estipular que los planes de expansión deben hacerse con criterios de eficiencia que garanticen el abastecimiento al menor costo posible. Como resultado, los planes no permiten la incorporación de holguras que permitan a futuras centrales conectarse e inyectar su energía sin restricciones. Este diagnóstico ya estaba presente en la Estrategia de Energía 2012-2030, aunque la agenda no parece haberlo recogido explícitamente así como tampoco las alternativas de solución propuestas en dicho documento.

Existen dos alternativas que permitirían corregir este problema. Lo primero es modificar la normativa para que los planes de expansión consideren holguras para inyecciones futuras no contempladas en los planes de obras, esto permitirá a centrales que se instalen a futuro conectarse al sistema utilizando la capacidad de transmisión extra. La segunda alternativa es

[44] La medida 4.1 habla de un diagnóstico para un nuevo marco regulatorio; la 4.2 de la interconexión SIC-SING, proyecto en el que E-CL (Filial de GDF Suez) ha avanzado aunque en contraposición a la propuesta de desarrollo de la CNE y en forma no exenta de dudas; la medida 4.3 aborda la necesidad de modificar la normativa de operación de interconexión para facilitar la inyección de energía por parte de generadoras ERNC.

modificar los criterios con que se desarrollan los planes de expansión para considerar los efectos que las obras tendrán en otras dimensiones (como, por ejemplo, en la competencia en el mercado de generación) de modo que se relaje la restricción de eficiencia en virtud de estos efectos hasta hoy no considerados[45].

Cualquier alternativa que se considere deberá incluir modificaciones respecto a la forma en que se remunera la infraestructura de transmisión, esto por cuanto el actual sistema de pago por inyecciones y retiros no será suficiente para cubrir los costos de holguras no utilizadas. En el pasado se ha discutido la posibilidad de estampillar estas holguras de modo que sean pagadas por todos los usuarios del sistema en proporción a las inyecciones y retiros que realizan. Luego las centrales que se vayan conectando deberán cubrir los costos de esta infraestructura extra. Esta aún parece la mejor opción para financiar estas expansiones no comprometidas de la capacidad de transmisión[46].

Finalmente, los proyectos de transmisión también enfrentan atrasos de construcción debido a largos procesos de aprobación, complejas negociaciones de servidumbres y oposición ciudadana. En este sentido, el ordenamiento territorial y la aprobación de "franjas fiscales" contempladas en la Estrategia Nacional de Energía (2012), pueden aportar a solucionar o destrabar estos procesos.

La Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico, en su informe de 2011, recomendó dos medidas adicionales cuyo análisis ha sido omitido al no ser explícitamente capturadas en la Agenda de Energía y que puede resultar relevantes. La primera es considerar establecer también corredores transversales de interés público para el desarrollo de subtransmisión que permita la inyección conjunta de generadores renovables que se encuentran en ubicaciones relativamente aisladas (como es el caso de las fuentes para centrales mini-hidro y de geotermia), esta infraestructura debería contemplar holguras que también deberían ser estampilladas para financiar la inversión mientras no sea utilizada por nuevas centrales.

La segunda propuesta consiste en contar con un mecanismo de planificación permanente de la infraestructura de transmisión que permita revisar los planes y proyectos de contemplados y en curso con una frecuencia más alta que las revisiones anuales y los estudios de transmisión troncal realizados cada cuatro años. Esto en vista del evidente dinamismo que presenta la

[45] En rigor, lo que proponemos no es que se abandone la consideración de eficiencia económica sino que se amplíe el alcance del análisis para incluir potenciales ganancias procompetitivas de las expansiones en capacidad de transmisión. Propuestas similares hacen Fischer (2014) y Bitrán, Silva y Villena (2014).

[46] La economía política de estas propuestas es interesante por cuánto los incentivos de los distintos tipos de empresas de generación difieren dramáticamente al respecto. En efecto, mientras aquellas generadoras que dependen de un recurso natural (hidro convencional y ERNC, típicamente) deben ubicar sus instalaciones en los lugares donde dichos recursos están disponibles, las plantas termoeléctricas enfrentan mucho menores restricciones de localización (especialmente las que utilizan gas natural) por lo que pueden instalarse mucho más cerca de los centros de consumo. En consecuencia, mientras un grupo de empresas tiene especial interés en el desarrollo de la capacidad de transmisión otras pueden incluso estar interesadas en bloquearlo.

industria que requiere que se agilicen los procesos a medida que se presentan nuevos proyectos.

Inversión y expansión: Apoyo a las obras en el Plan de Obras de la CNE

La medida 6-1.1 de la Agenda de Energía enfatiza la creación de una unidad de gestión de proyectos en el Ministerio de Energía a cargo de monitorear los proyectos de inversión contenidos en el Plan de Obras de la Comisión Nacional de Energía, monitorear los procesos de tramitación para detectar cuellos de botella administrativos, realizar coordinaciones intersectoriales que permitan el avance de la agenda de inversiones e identificar posibles mejoras a la implementación de la regulación.

El propósito de esta medida apunta a impulsar y destrabar la inversión en infraestructura energética con el objeto de promover el desarrollo del sector e incrementar la capacidad instalada en el país.

El énfasis en el plan de obras de la CNE, sin embargo, parece potencialmente complejo para lograr el objetivo antes señalado. Primero, es necesario recordar que el Programa de Obras no es un instrumento de planificación o de control de inversiones en el sector energético sino, meramente un documento de carácter indicativo utilizado para determinar el precio de nudo[47]. En este programa se incorporan todas las obras de inversión que las generadoras declaran ya sea en construcción o para las que se ha encargado la fabricación de la maquinaria electromagnética necesaria para su funcionamiento[48]. A estas obras se agregan como proyectos genéricos aquellos que la CNE estime necesarios, como resultado de su modelo de simulación, para minimizar los costos presentes de abastecimiento de la demanda proyectada.

Es decir, en su concepción, el Programa de Obras no es (excepto por los proyectos genéricos que, en ningún caso serán impulsados por la institucionalidad considerada en la medida 6-1.1) un instrumento de programación o diseño de inversiones y la inclusión de un proyecto en él no es un elemento que esté al arbitrio de la CNE. La dificultad potencial que esto plantea es que el plan de obras pueda ser utilizado estratégicamente por parte de las generadoras existentes como una forma de bloquear o desincentivar la entrada de nuevos proyectos o empresas.[49]

[47] Artículo 38, Reglamento para la Fijación de Precios de Nudo, Decreto 86/2012, Ministerio de Energía. Agosto de 2012.

[48] Artículos 31, 32 y 33 del referido reglamento.

[49] Existe alguna evidencia que esto ha ocurrido en el pasado. En efecto, Bustos y Fernández (2013) argumentan que los avances (y retrasos) declarados en la construcción de la central Ralco de Endesa en el periodo 2000-2004 pudieron tener el efecto de desincentivar la entrada de posibles nuevos competidores sin afectar las inversiones de los incumbentes.

En efecto, aunque esta pueda ser una preocupación menor, lo cierto es que los registros de este tipo pueden usarse estratégicamente por empresas que quieren señalizar que un cierto espacio o nicho de centrales está "saturado" como una forma de desincentivar el ingreso de nuevos proyectos de ese tipo. Cuando se trata sólo de un registro indicativo esto es menos relevante que cuando la autoridad convierte dicho registro en un instrumento para monitorear y destrabar la inversión pues las empresas potenciales entrantes pueden enfrentar una situación asimétrica en que los proyectos ya incluidos en el plan de obras gozan de un status distinto a los proyectos que ellas podrían desarrollar y que aún no han sido incluidos en el plan.

Al respecto, dado que el programa de obras tiene una finalidad en sí mismo asociada al cálculo de los precios de nudo, resulta inapropiado emplear el mismo instrumento para dos objetivos distintos toda vez que la potencial utilización estratégica del plan de obras puede contaminar su uso para su fin original que es la determinación de los costos marginales de expansión de la oferta de largo plazo. Es recomendable, entonces, generar un nuevo registro, con sus propias reglas de inclusión, diseño institucional y controles asociados que permitan este monitoreo de la inversión y análisis de cuellos de botella sin contaminar el cálculo de los precios de nudo. Más aún, el diseño de este nuevo registro auxiliar puede hacerse de modo que desincentive su uso estratégico evitando que se constituya en una barrera a la entrada para nuevas empresas.

Oposición local y judicialización

Como ya se dijo, la creciente oposición ciudadana a ciertos tipos de instalaciones de generación y la judicialización que afecta a estas iniciativas es un problema creciente para lograr inversiones en capacidad de generación de base y una de las causas por las que el sistema chileno está desadaptado. Debemos avanzar en una institucionalidad de planificación territorial y participación comunitaria que permita superar la oposición local y avanzar con las comunidades en el desarrollo del sector eléctrico en particular y de la industria potencialmente molesta en general.

La literatura respecto a las llamadas "inversiones localmente indeseables" o a los "usos del suelo localmente indeseables"[50] estudia el problema de conseguir aprobación local para una inversión que puede tener costos locales relativamente altos en proporción a beneficios distribuidos en toda la población que, aunque altos en el agregado, resultan relativamente menores a nivel de cada individuo que los evalúa.

[50] En inglés, *Locally Unwanted Facilities* (LUF) y *Locally Unwanted Land Usages* (LULU).

El rol de las compensaciones locales

El análisis teórico se concentra en el diseño institucional que permite resolver el problema de la negativa local[51] a la instalación de inversiones o infraestructura socialmente necesaria. Esto incluye, desde el sistema por el cual pueden seleccionarse centralizadamente ubicaciones potencialmente viables para las inversiones, pasando por el establecimiento de potenciales vetos locales y procesos participativos comunitarios, hasta la institucionalización de mecanismos de compensación que puedan acordarse entre inversionistas y comunidad. Los estudios empíricos, por su parte, se concentran típicamente en la discusión respecto a qué mecanismos de acuerdo o compensación parecen funcionar y en qué circunstancias o de cómo estos mecanismos pueden afectar la forma en que las comunidades reaccionan ante la instalación de nuevas inversiones o ante cambios en las circunstancias que afectan a las existentes.

En la aproximación clásica[52], el problema de la negativa local se modela como una situación de incerteza en que los habitantes de la localidad donde se instalará una infraestructura potencialmente molesta (relleno sanitario, central eléctrica, industria peligrosa, etc.) recibirán un beneficio por la existencia del proyecto y pagarán un costo a menudo incierto por la cercanía del mismo[53] y comparan dicho flujo de utilidad con el que obtendrían del status quo (es decir, sin existencia del proyecto). Se asume que establecer las instalaciones que dan origen a costos y beneficios es eficiente en el sentido de Kaldor-Hicks[54] de lo contrario no existiría el problema normativo de ubicarlas.

Sin embargo, el problema de la oposición local en particular y de la oposición ciudadana en general puede reflejar otras legítimas preocupaciones ciudadanas que no son capturadas por el simple análisis de costo y beneficio tradicional. En particular, la oposición también puede derivar de la forma en que se toman las decisiones especialmente cuando se percibe que estas no consideran las opiniones locales respecto a la decisión de ubicación o a los problemas que las instalaciones pueden generar para el medio ambiente o el estilo de vida local. La oposición ciudadana también puede reflejar una sospecha general respecto de los motivos de los

[51] Actitud conocida en inglés como NIMBY por la expresión “Not In My Backyard” referido a quiénes consideran válida o necesaria la existencia de cierto tipo de inversiones que tienen efectos indeseables locales pero no están dispuestos a tolerarlos en su propia vecindad. No debe confundirse con oposiciones más radicales a cierto tipo de estructuras o tecnologías que se consideran siempre indeseables.

[52] El análisis simbólico básico se presenta en el Apéndice II.

[53] Típicamente los costos pueden clasificarse en cuatro categorías: pérdidas económicas por uso de recursos (tierra, agua, paisajes) o por depreciación de propiedades, impacto en la salud de las personas, pérdidas en la calidad de vida y degradación del ambiente físico.

[54] Es decir, las ganancias agregadas de todos los que se benefician del proyecto son mayores que las pérdidas agregadas de todos los que se perjudican del mismo. Como resultado, el problema es fundamentalmente distribucional.

inversionistas, sospecha que es acrecentada si estos no tienen conexiones o intereses locales (Olsen y Anker, 2014).

La evidencia empírica, analiza bajo qultiples situaciones de m problema de la negativa local. Los estudios de caso agregado (es decir, si la ganancia para todos losmé condiciones los esquemas de compensación en la práctica pueden resolver el problema de la negativa local. Tanto los estudios de caso y los que sistematizan y analizan reportes de múltiples iniciativas de inversión tienden a coincidir en algunos puntos.

Kunreuther y Easterling (1996) analizan varios estudios que encuestaron a residentes sobre la potencial instalación de plantas molestas de distinto nivel de complejidad (rellenos sanitarios, incineradores de desechos peligrosos, prisiones, depósitos de residuos radioactivos de baja peligrosidad y depósitos de residuos radioactivos de alta peligrosidad). La evidencia analizada muestra que, cuando se trata de inversiones moderadamente molestas o peligrosas la posibilidad de recibir compensaciones económicas aumenta la aceptabilidad de las instalaciones. Esto no es así en el caso de las instalaciones relativamente más complejas o riesgosas[55] en cuyo caso, de hecho, las indemnizaciones económicas normalmente son rechazadas e, incluso, pueden *disminuir* el apoyo a la instalación de estas plantas.

Los autores explican esta discrepancia indicando que es más probable que las compensaciones económicas sean rechazadas cuando se percibe que la instalación siendo evaluada es ilegítima en base a consideraciones morales o éticas. Ejemplos de esto serían aquellas que distribuyen sus costos inequitativamente en términos intergeneracionales (producen un alto costo a ser pagado en el futuro), resultan particularmente agresivas en el contexto de la cosmogonía propia de la población local (por ejemplo, en el caso de comunidades indígenas que sienten el resguardo de su ambiente o territorio como un compromiso asumido con sus ancestros), o instalaciones que (no siempre con argumentos correctos) se asume que no se necesitan socialmente y que se impulsan sólo porque benefician a grupos privados particulares. En todos estos casos las compensaciones monetarias son percibidas como inmorales o antiéticas.

En las situaciones anteriores, los autores encuentran que las compensaciones no monetarias (por ejemplo, aportes de parte de los inversionistas para la construcción de infraestructura local, garantizar puestos de trabajo a la comunidad local o promover el desarrollo de la industria local) tienden a mejorar la disposición respecto a la propuesta.

Otras medidas que pueden aumentar la aceptabilidad de una instalación localmente molesta que es cuestionada en términos éticos incluyen los sistemas de pagos o indemnizaciones contingentes en casos de riesgo (incluido dotar a la autoridad local de poder para cerrar o detener las operación de la planta) y los esquemas de compensación que se preocupen explícitamente de la distribución intergeneracional de los riesgos como pueden ser la adquisición de seguros contra daños futuros.

[55] En particular, los depósitos de material radioactivo de cualquier nivel de peligrosidad.

Particularmente negativas respecto al rol de las compensaciones monetarias resultan las conclusiones del trabajo de Van Rooij, Wainwright, Wu y Zhang (2012) para instalaciones de plantas contaminantes en China. Siguiendo el caso de un conjunto de plantas contaminantes en la villa de Baocun en China a través del tiempo, el estudio se constituye en un análisis de un Estado relativamente ausente que permite a la comunidad local tomar ascendiente sobre las negociaciones con los responsables de una industria localmente molesta (una planta de productos de fósforo, llamada Linchang, y múltiples empresas y minas proveedoras de esta que eran de propiedad colectiva), que comenzó a desarrollarse durante la década de 1980.

La experiencia China es interesante por cuánto configura una circunstancia que combina la ausencia de una institucionalidad clara de participación local con la ausencia del Estado Central en la dimensión de protección del medio ambiente y la población por lo que delega en la comunidad local el resguardo y protección de sus condiciones de vida[56] siendo los propios habitantes locales, a menudo representados por líderes de facto, quienes deben negociar las condiciones en que los complejos industriales se instalan y operan.

Van Rooij y coautores concluyen que en situaciones donde la presencia del Estado y sus instituciones de protección del medio ambiente y de los habitantes locales ante usos del suelo localmente indeseables son inexistentes o ambiguas, existe el potencial para que surja una "trampa de las compensaciones" en que las mismas se traducen en una compra de derechos a contaminar sin que exista relación con el daño causado o razones para que la empresa reduzca sus emisiones.

Al mismo tiempo, las compensaciones pueden instalar una lógica de búsqueda de beneficios económicos en la población local lo que tiene el efecto de dañar las relaciones entre aquellos que aceptan y quiénes buscan mayores indemnizaciones (en el caso de China, esto es a nivel de subvillas) y también la percepción externa en la que los afectados por la polución dejan de ser percibidos como víctimas para convertirse en avaros oportunistas dispuestos a realizar transacciones éticamente discutibles.

Otra consecuencia de un Estado difuso o inexistente es la potencial aparición de corrupción entre quienes representan u organizan a la población local y que pueden ser capturados por las empresas que cuentan con muchos mayores recursos para compensar a los líderes locales.

Los autores sugieren que una institucionalidad que resguarda los derechos de la población local pero al mismo tiempo permite que se involucre en el proceso de negociación y discusión a otras organizaciones de alcance nacional que no se ven afectadas directamente por las consecuencias de la decisión y las posibles compensaciones (como puede ser una agencia de protección medioambiental u ONGs ambientalistas) pueden tener mejores resultados y evitar

[56] Más aún, en el caso particular de China las instalaciones industriales, al menos al comienzo del periodo estudiado, eran de propiedad estatal.

caer en las trampa de las compensaciones. También enfatizan la necesidad de tener una institucionalidad ambiental coordinada con las acciones locales.

Procesos de toma de decisiones de ubicación

En una línea de investigación diferente, Garrone y Groppi (2010a) analizan la instalación de plantas de generación termoeléctrica[57] a través de las provincias de Italia a partir de la liberalización del mercado mayorista y de generación eléctrica en 1999. En el esquema italiano, el inversionista privado elige el lugar de instalación de su planta de generación, negocia con la población local su instalación y luego solicita la aprobación a la autoridad central. Sin embargo, no es obligatorio que alcance un acuerdo con la comunidad local y haberlo alcanzado tampoco garantiza que el gobierno nacional autorice la construcción.

A partir del análisis econométrico de las decisiones de ubicación de 752 proyectos independientes, Garrone y Groppi muestran que las empresas tienden a elegir desproporcionadamente comunidades en las que ex ante anticipan menor oposición organizada a la instalación de la generadora y menor demanda por compensaciones.

Esto conduce a ubicaciones que son socialmente subóptimas en términos técnicos o de los costos de las externalidades producidas.

Por una parte, la transmisión eléctrica es un cuello de botella importante en Italia por lo que las localizaciones que están más cerca de tramos de transmisión con capacidad disponible debieran resultar más atractivas, ceteris paribus. Al mismo tiempo, hay zonas de Italia que tienen una mayor capacidad de absorber emisiones locales o las otras fuentes de molestias (principalmente, contaminación acústica) que aquellas que son elegidas por las empresas. Garrone y Groppi muestran que, todo lo demás constante, la decisión de las firmas respecto a dónde localizar las generadoras no parece responder a estas características.

La regularidad encontrada en el análisis empírico se traduce entonces en ineficiencias en la localización de las plantas. En particular, las firmas tienden a concentrar la capacidad de generación en comunidades más pobres, con menor proporción de propietarios residenciales, menor participación política y menor población de adultos mayores todas estas características asociadas a un menor nivel de organización social y, por consiguiente, capacidad de oponerse a la instalación y menor demanda por compensaciones.

Típicamente el patrón determinado por Garrone y Groppi para las decisiones de ubicación redunda en la existencia de zonas saturadas de este tipo de inversiones y donde la operación de las mismas produce niveles de externalidades mucho más altas que las socialmente deseables.

[57] Típicamente, generadoras de ciclo combinado a gas natural.

Los autores concluyen que dejar al mercado la decisión de ubicación de las centrales de generación es poco probable que genere decisiones de instalación y uso del suelo socialmente eficientes toda vez que las empresas parecen concentrarse en buscar aquellas comunidades en las que esperan menores niveles de conflictividad y demanda de compensaciones[58]. Más aún, en un paper relacionado (2010b), muestran que la autoridad, presionada por expandir la capacidad de generación eléctrica, parece favorecer, en términos del tiempo que toma conseguir aprobación para la localización elegida aquellos proyectos que exante presentan menor riesgo de conflictividad.

Siedentop (2010) analiza la literatura disponible en el fenómeno de negativa local a obras socialmente deseables incorporando también un fenómeno distinto en el que la oposición no corresponde únicamente a habitantes locales pero también a organizaciones de carácter nacional que articulan a interesados externos y a los directamente afectados en torno a la oposición a la instalación de plantas consideradas dañinas o perjudiciales ya sea en base a consideraciones ambientales, éticas o de justicia social. A menudo estas organizaciones (como también señalan Kunreuther e Easterling, 1996 y Ter Mors, Terwel y Daamen, 2012) responden negativamente a la oferta de compensaciones por considerar que implican transacciones que no son moral o éticamente aceptables lo que, en ocasiones, pueden ponerlas en curso de colisión con, al menos, algunos de los habitantes locales.

El análisis de Siedentop establece que la forma en que se aborda el problema con la comunidad local, es decir, el diseño institucional del proceso de toma de decisiones de localización afecta en forma importante el resultado de cualquier negociación. En particular encuentra que los esquemas de decisión centralizada en que la localización de un proyecto es elegida por sus desarrolladores luego visada con la autoridad y finalmente comunicada y defendida frente a la comunidad tiende a cristalizar la oposición a la misma en lugar de favorecer una negociación constructiva que despeje las dudas locales y permita el mejoramiento de los proyectos.

Como a menudo son organizaciones pequeñas pero muy vocales las que lideran la oposición, un efecto potencialmente complejo de este activismo es que puede sesgar la percepción de la autoridad haciéndole creer que cierto tipo de instalaciones o tecnología son socialmente inaceptables cuando en realidad esa es sólo la opinión de una minoría articulada.

Siedentop, sin embargo, considera un error limitar el problema de la oposición local a usos localmente indeseables del suelo a un problema de intereses locales contra intereses nacionales o, peor aún, a un problema informacional donde, de tener toda la información disponible sobre costos, beneficios y realidades tecnológicas, la gente actuaría de una forma distinta aceptando las instalaciones. Esta percepción tiende a marginalizar las razones de

[58] Por supuesto, esto considera que las compensaciones son sólo transferencias entre la firma y la población por lo que no tendrían costos en eficiencia, lo que depende de que los costos de transacción no sean demasiado altos.

descontento local y a considerar que son sacrificables en la búsqueda del "interés nacional superior".

Otra razón de desconfianza (similar a lo reportado por Garrone y Groppi) es que las instalaciones localmente molestas tienden a acumularse en zonas socialmente desaventajadas o políticamente débiles en el sentido de la defensa de sus derechos o capacidad de organización[59] ya sea porque estas comunidades pueden levantar menos obstáculos o movilizar menos recursos para oponerse a la instalación o porque los procesos de negociación y decisión están sesgados en contra de quienes poseen menos recursos informacionales o económicos.

El autor sugiere algunas consideraciones en el diseño de procesos de discusión que permitan la construcción de un consenso en torno a la decisión de ubicación, basado en que este tipo de procesos tienden a ser más exitosos que aquellos diseñados para imponer decisiones de ubicación centralizados. La evidencia analizada sugiere que los procesos de discusión relativamente informales en que se recogen las inquietudes locales y se analizan en conjunto tienen mejores tasas de resultado que los procesos de discusión formales en que se presenta información técnica que tiende a minimizar las preocupaciones de los habitantes.

El enfoque "Decidir, Anunciar, Defender (DAD)" suele percibirse como injusto, desconectado de la realidad local y agresivo por lo que tienden a cristalizar la oposición al proyecto en lugar de generar un consenso en torno al diseño del mismo, su alcance y las decisiones de remediación y/o compensación requeridas. Siedentop propone sustituir el enfoque DAD por un procedimiento diseñado explícitamente para favorecer la formación de consensos.

A modo de conclusión, la literatura analizada indica que los procesos necesarios para revertir la oposición a los usos del suelo localmente indeseables son más complejos que la simple transmisión de información o la negociación bilateral de compensaciones. Al mismo tiempo, las decisiones descentralizadas en que las empresas eligen ubicaciones tienden a caer en consideraciones estratégicas que no favorecen las ubicaciones socialmente eficientes. Los proyectos que son considerados ética o moralmente cuestionables tienden a concitar mayor oposición no solo de grupos locales pero también de grupos de alcance nacional que pueden activar una oposición vocal pero minoritaria que puede sesgar las percepciones de la propia autoridad respecto a la aceptabilidad de algunos proyectos.

Finalmente, el énfasis exagerado en compensaciones materiales o monetarias tiene el potencial de dañar el tejido social en las comunidades locales y generar fuerte repudio en observadores con alcance nacional (organizaciones ambientalistas, por ejemplo).

[59] Siedentop ilustra esto citando una frase del sociólogo y ambientalista William Freudenburg: "It's funny how technical criteria tend to be satisfied on the poor side of town".

Aplicación a Chile

La situación chilena en términos de regulación de decisiones de localización es bastante precaria. No existe un proceso definido para determinar las ubicaciones de los proyectos dejándose esta decisión a las empresas que diseñan el proyecto, similar a lo que ocurre en Italia.

Esto no quiere decir que no exista regulación, de hecho, un proyecto debe someterse a un estudio de impacto ambiental si concurren una o más de las siguientes causales[60]: (1) representa un riesgo para la salud de la población en su área de influencia (por emisiones, efluentes, residuos o nivel de ruido); (2) si deteriora o presenta efectos adversos significativos sobre recursos naturales renovables, su capacidad de regeneración o aprovechamiento futuro; (3) si implica el reasentamiento de comunidades humanas o altera significativamente los sistemas de vida y costumbres de dichos grupos; (4) si está localizado o incluye, en su área de influencia, sitios protegidos o de conservación prioritaria; (5) si afecta significativamente el valor paisajístico o turístico de su zona de influencia; (6) si altera el patrimonio cultural de la zona ya sean estos monumentos, sitios con valor antropológico, arqueológico o histórico.

Sin embargo, solo existe regulación específica respecto a los procedimientos para la búsqueda de un consenso o aprobación por parte de las comunidades locales cuando los proyectos afectan directamente a miembros de pueblos indígenas y sólo considera una implementación específica de la consulta establecida en el Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo[61]. Lo anterior implica que, en caso de no afectarse los intereses o modos de vida de comunidades de pueblos originarios, la búsqueda de un acuerdo o aprobación con los habitantes locales queda reducido a una negociación entre privados.

La evidencia disponible para Chile muestra que, al menos para un segmento de la población, la decisión de ubicar y realizar proyectos localmente indeseables se ha vuelto incrementalmente un problema valórico[62]donde el concepto de "medioambiente" se asocia a un estado natural y puro de las cosas que ha sido sacrificado en la búsqueda del desarrollo. Al ser este el caso, de acuerdo a la literatura examinada, pueden producirse dos fenómenos complejos que requieren especial atención.

Primero, la existencia de un grupo cohesionado, visible y vocal que se opone por motivos simbólicos o emblemáticos puede generar un sesgo en la autoridad que la mueva a pensar que

[60] Decreto 40/2013, Ministerio del Medio Ambiente, Artículos 4 al 10.

[61] Véase Aninat (2014) y los trabajos allí citados.

[62] Ver Tironi (2009), por tratarse de un contexto distinto (asociado a la potencial instalación de centrales nucleoeléctricas) lo que sigue es una proyección naturalmente especulativa. Sin embargo, los episodios de Punta de Choros e HidroAysén y las movilizaciones sociales producidas son evidencia circunstancial a favor de la hipótesis presentada. El resto de la discusión respecto a las acciones que el Estado puede tomar para dirigir la discusión de localización se sostiene igualmente sin necesidad de esta evidencia.

no hay apoyo ciudadano para cierto tipo de proyectos específicos, con lo cual estos dejan de ser analizados o promovidos. Esto puede haber ocurrido en Chile, por ejemplo, con los proyectos de generación eléctrica en base a carbón y, en menor medida, con los proyectos de generación hidráulica de gran magnitud.

Segundo, la instalación de una percepción valórica negativa con respecto a determinado tipo de proyectos hace que se activen grupos de interés extra locales (ecologistas, humanistas o humanitarios) que organizan a los grupos locales en la oposición a los proyectos. Al mismo tiempo, surge una suerte de "censura moral" en contra de los miembros de las comunidades locales que aceptan negociar modificaciones al diseño de los proyectos o compensaciones con sus proponentes. Este rechazo, que implica un conflicto de alcance local entre vecinos que anticipan una relación de más largo plazo, puede llevar a cristalizar la oposición impidiendo que incluso aquellos que estarían dispuestos a negociar con los proponentes acepten hacerlo lo que puede tornar imposible alcanzar un acuerdo.

Finalmente, el enfoque DAD acentúa el conflicto con las comunidades locales y las organizaciones de alcance nacional que sienten que la decisión es "inmoral" y se toma centralizadamente sin considerar el efecto o daño local.

Estos efectos se ven exacerbados cuando la actitud de la autoridad parece ser simplemente la de entregar información a afectados e interesados respecto de la necesidad del desarrollo del proyecto o de su verdadero alcance y efecto en el bienestar de la población. En este caso, la entrega de información es percibida como parte del proceso de defensa de la decisión de localización y es vista por la población como interesada e incompleta, tendiendo a cristalizar la percepción que el proyecto no es necesario o no debe ser localizado en el lugar elegido.

La última consideración pone de manifiesto que el análisis que se ha hecho de la situación de negativa local a usos indeseables del suelo en Chile es incompleto y no contempla todas las aristas de la problemática. En efecto, tanto el análisis de la CADE (2011) como el de Bernstein y coautores (2013a y 2013b) ponen el énfasis en la comunicación e información permanentes así como en la necesidad de educar a la población en los costos y beneficios de los proyectos y de la oposición a los mismos. De acuerdo a ambos análisis, las preferencias contrarias a los proyectos de generación eléctrica se basan en percepciones erradas respecto a su necesidad ("no son necesarios", "sólo los necesita la industria", "no es necesario construirlos aquí") y desconocimiento respecto a sus reales costos, impactos locales y restricciones de operación.

Si bien la arista de información y comunicación no puede ser desatendida, tanto los análisis de Siedentop como los de Kunreuther y Easterling ponen en evidencia que centrarse sólo en aspectos informativos cuando ya existe una oposición instalada en términos éticos es contraproducente para los procesos que buscan lograr acuerdos respecto a la instalación de los proyectos. Esto por cuánto la información tiende a ser descontada por los actores que la reciben desconfiando de las fuentes asociadas a la industria y al gobierno y concediendo autoridad tanto a científicos y expertos (fuentes técnicas) como a grupos ecologistas (fuentes

morales) y a la acción ciudadana. La recomendación, entonces, no puede centrarse sólo en la educación y formación del público para permitir una discusión ecuánime e informada.

Por otra parte, como ya se dijo, la oposición de grupos de alcance nacional o extra local en base a argumentos éticos deslegitima los pagos y acuerdos de compensaciones por lo que el diseño institucional aunque pueda considerarlas, no debería limitarse enfatizar o institucionalizar el pago de compensaciones, herramienta considerada prominentemente por Bernstein et al. (2013b).

Siedentop recomienda que el diseño procedimental del sistema de decisión de locaciones se construya para la búsqueda del consenso. Sus recomendaciones generales incluyen implementar procesos de participación amplios desde la etapa más temprana del proceso y que el objetivo de la primera etapa sea alcanzar un acuerdo respecto a que la situación inicial no es sostenible en el tiempo por lo que se requieren acciones que, necesariamente, incluyen realizar algunas inversiones y, por ende, pagar sus costos. Esto puede incluir discusiones respecto al desarrollo de largo plazo de la nación y las comunidades.

El proceso de negociación local debe basarse en construir confianzas entre los distintos participantes. Para esto, la transparencia y la entrega amplia de información respecto a los proyectos, sus características e impacto resultan imprescindibles. Al mismo tiempo la autoridad debe dar seguridad a todas las partes que todos los requisitos de seguridad y medioambientales se cumplirán en la forma más estricta. Garantizando a la comunidad local que estará mejor con la instalación que sin ella, lo que deben incluir compensaciones monetarias o en términos de desarrollo local[63].

[63] Algunas experiencias exitosas muestran que las comunidades valoran más o aceptan más fácilmente en discusiones éticamente dominadas el apoyo al desarrollo de infraestructura o de industrias locales que los pagos y transferencias monetarias. Un ejemplo interesante son los *Impact and Benefits Agreements (IBA)* usados en Canada y Australia, que consisten en contratos legales entre los grupos locales (normalmente pueblos originarios) y las firmas que desarrollan inversiones y que pueden incluir participación en la propiedad de la planta, provisiones de contratación de mano de obra local, apoyo a industrias locales o al desarrollo de estas, entrega de fondos para el desarrollo de programas sociales, juveniles o infraestructura pública local, monitoreo por terceras partes de la calidad del medioambiente y del impacto de la firma y acuerdos financieros o comerciales con la comunidad local. Aunque atractivos en principio, el impacto real de los IBA aún es materia de discusión (ver Fidler y Hitch, 2007 y Caine y Krogman, 2010).

Otras alternativas interesantes, explorada en el desarrollo de granjas eólicas en Dinamarca dice relación con incentivar la propiedad local de parte del proyecto ya sea en forma proactiva (la comunidad local se coordina para el desarrollo de capacidad de generación local proponiendo una ubicación y accediendo a subsidios estatales que financian los estudios preliminares para luego buscar socios interesados en desarrollar el proyecto) o reactiva (proponentes del proyecto que ofrecen a la comunidad local adquirir parte de la propiedad del mismo). Finalmente, también en Dinamarca, se han establecido fondos concursables para el desarrollo local financiados con aportes de las empresas. A estos fondos solo pueden postular comunidades que aceptan la instalación de plantas de generación y sólo con proyectos definidos en forma comunitaria. Ver Olsen (2014).

Las instancias de discusión y participación deben permitir abordar todos los temas que los interlocutores sientan relevantes. En particular, autoridades locales, nacionales, comunidad, grupos de interés e inversionistas deberían discutir todas las formas potenciales en que la actividad puede afectar la vida o los recursos a los que tienen acceso los residentes y la forma en que estos riesgos serán tratados. Puede ser necesario establecer algunas acciones contingentes para enfrentar las potenciales consecuencias de riesgos que no puedan ser eliminados incluyendo, por ejemplo, procedimientos en caso de accidentes, cambios en los estándares o funcionamiento del sistema o la adquisición de seguros o compensaciones por pérdida de valor de bienes raíces ubicados en el área de influencia de la planta (Olsen, 2014).

Siedentop recomienda que, en la medida de lo posible, se busquen comunidades que quieran aceptar voluntariamente la instalación de las plantas potencialmente molestas y que, en caso de haber más de una comunidad dispuesta a su instalación, se considere la posibilidad de un proceso competitivo entre ellas, manteniendo tantas opciones disponibles como sea posible hasta estar seguros de haber encontrado la más apropiada y haber alcanzado un buen acuerdo en términos sociales. Finalmente, como ya se discutió anteriormente, es importante apuntar a alguna forma de justicia geográfica evitando concentrar demasiadas instalaciones en un área determinada.

Discusión y Conclusiones

La presentación de la Agenda de Energía por la autoridad fue recibida con considerable interés por actores, analistas y público interesado en los temas energéticos. El documento, se dijo, reunía en forma sistemática y con extraordinaria claridad todos los temas que eran relevantes de ser analizados y corregidos para un correcto desarrollo del sector eléctrico chileno.

En este documento, nos hemos centrado en el análisis de las medidas de corto y mediano plazo que apuntan a resolver los cuellos de botella más importantes asociados con la expansión de la generación eléctrica, el ingreso de nuevos participantes a la industria y la disminución de los precios relativamente elevados de la energía en Chile.

Considerando la importancia de la discusión y que esta requiere de aproximaciones concretas a los puntos señalados (especialmente las medidas que corresponden al corto plazo) en este documento se analizan alternativas de solución, a partir de las metas comprendidas en la agenda, considerando las razones que justifican las revisiones necesarias y cuáles son las alternativas que la autoridad podría considerar de acuerdo a la evidencia y a los análisis y propuestas que se han hecho en el pasado o se han intentado en otros países.

Quizás la conclusión más inmediata del esfuerzo realizado es que la institucionalidad eléctrica y energética se ha quedado obsoleta en relación a los desafíos que enfrenta el sector. En efecto, los nuevos desafíos técnicos y económicos asociado a la emergencia de distintos energéticos primarios tradicionales (gas natural licuado) y no tradicionales (geotermia, solar, eólica) hacen que las estructuras institucionales enfrenten dificultades para los que no

estaban diseñadas, tal es el caso, por ejemplo, de las características incertidumbre de los contratos de abastecimiento de gas que deriva en costos que la institucionalidad no puede incorporar correctamente al cálculo del funcionamiento del sistema. Algo similar ocurre con inversiones en activos de regasificación que se realizaron bajo considerable urgencia por parte de privados y que hoy suponen trabas a la absorción de energéticos primarios más baratos.

Al mismo tiempo, el progreso técnico en fuentes de ERNC y la incertidumbre que afecta a los proyectos de inversión en generación producto de la oposición local a su emplazamiento ha supuesto un stress al sistema de transmisión que la institucionalidad destinada a su desarrollo y planificación no ha estado en condiciones de resolver. Es cada vez más evidente que el desarrollo de los sistemas de transmisión, especialmente subtransmisión y transmisión adicional, ya de por si complejo debido a las múltiples negociaciones de servidumbres y uso del territorio asociadas debe incorporar mayores holguras que permitan el desarrollo del sector de generación y el transporte de energía hacia los centros de consumo en forma segura.

No solo es necesario contar con holguras en la capacidad de transportar energía a lo largo del país sino, también, con flexibilidad para adaptar esta planificación de acuerdo a situaciones cambiantes en aspectos tecnológicos y de viabilidad de proyectos. Esto requiere considerar también la subtransmisión transversal como un aspecto que debe ser planificado adecuadamente. Contar con estas holguras en la infraestructura de transmisión requiere de un cambio legal pues la normativa actual obliga a diseñar el sistema con consideraciones de eficiencia de corto plazo. Además, será necesario acordar y regular la forma en que estas holguras serán estampilladas para cubrir los costos de la infraestructura asociada.

Adicional a lo señalado en el párrafo anterior, la transmisión de energía es un área donde el Estado podría ser más activo de lo que propone la Agenda. En efecto, la creación de “franjas fiscales” como fueron propuestas por la Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico es una alternativa que permitiría destrabar las negociaciones de servidumbres y permisos y crearía las condiciones necesarias para acelerar los procesos de desarrollo en el área.

La incertidumbre que enfrentan los proyectos que ingresan al sistema de impacto ambiental debido al mayor empoderamiento ciudadano que se opone a proyectos de generación y transmisión también repercute en los precios y en el diseño del sistema.

El ordenamiento territorial para aspectos económicos y de desarrollo es un tema en el que Chile no ha hecho avances significativos y donde la carencia de institucionalidad que permita la participación local y regule los acuerdos que se alcancen se traduce en problemas y retrasos sostenidos para negociar servidumbres o instalar capacidad de generación. Las naturales tensiones entre usos alternativos del territorio deben ser resueltos en el marco de una institucionalidad propia que permita diálogos y acuerdos con comunidades locales y contemple compensaciones locales adecuadas aun cuando estas sean opuestas a las clásicas consideraciones de eficiencia.

La Agenda no aborda estos temas en detalle puesto que se decidió mantener el diseño de la institucionalidad de ordenamiento territorial en un proceso propio. Es deseable que se adopten compromisos claros al respecto y se señale adecuadamente cómo y en qué plazos se avanzará en estos. En este sentido, la reciente decisión de la autoridad de proponer incorporar al Estado (por la vía de ENAP) al desarrollo y propiedad de proyectos de generación argumentando que esto permitirá incorporar la voz local desde el diseño mismo de los proyectos (supuestamente por estar ENAP más dispuesta que una empresa privada a realizar los acercamientos requeridos con las comunidades) reconoce tácitamente la falencia de nuestras institucionalidad en este aspecto. Con todo, la forma correcta de abordar el desafío es creando la institucionalidad requerida para que todos los proyectos consideren la participación local desde su diseño y no incorporando a una empresa estatal que no necesariamente estará mandatada a hacerlo y es, de hecho, dudoso que lo haya hecho en el pasado.

En aspectos específicos, la agenda contempla modificaciones a la institucionalidad de licitaciones de suministro, la revisión del funcionamiento de los mecanismos de despacho, y una mayor participación del Estado en la industria a través de ENAP con el fin de promover una nueva "gasificación" de la matriz energética en el corto plazo. Esto lograría dos efectos principales: desplazar al diésel como energético primario e incorporar termoeléctricas de ciclo combinado operando con GNL como parte de la generación "de base" con la consiguiente baja en los costos de generación y precios (un 38% respecto a lo proyectado, de acuerdo a algunos autores).

Estas medidas apuntan, fundamentalmente a modificar la institucionalidad de modos que le permitan incorporar y responder de mejor forma a las particularidades de los contratos de provisión de gas natural licuado. Sin embargo, resulta preocupante que las medidas que involucran a la empresa estatal de combustibles pueden resultar en situaciones contradictorias o complejas de administrar, como podría ocurrir, por ejemplo si ENAP entra a la propiedad de empresas generadoras a través de las cuales tendría que competir con otras generadoras a las que vende GNL regasificado en condiciones preferenciales.

La agenda también contempla medidas, especialmente en el área de las licitaciones de suministro, que podrían resultar en atraer nueva inversión al sector y permitir una mejor o mayor incorporación de las ERNC, sin embargo, la autoridad debería tener cuidado de utilizar los mismos instrumentos para conseguir dos fines distintos pues esto puede terminar debilitando los incentivos potenciados por cada innovación resultando en que no se alcancen ninguno de los objetivos planteados.

La potencial modificación de algunas reglas de licitaciones en lo que dice relación con facilitar la incorporación de ERNC puede llevar a la autoridad a romper con la regla de neutralidad tecnológica que se ha observado hasta ahora en el diseño institucional del sector[64]

[64] Debe notarse que las modificaciones que dicen relación con facilitar la incorporación del GNL no rompen con la neutralidad tecnológica por cuánto modifican la duración y plazos de las licitaciones y, potencialmente, la forma

permitiendo a las generadoras ERNC algunas facilidades de las que no gozarían otras tecnologías. Este sería un cambio de paradigma potencialmente complejo por dos razones: primero, por cuanto abandonar la neutralidad tecnológica implica adoptar una forma de política industrial que conlleva riesgos que deberán ser absorbidos por toda la sociedad. Segundo, porque este tipo de cambios[65] aumentarían la complejidad de las licitaciones algo que va en contra de las recomendaciones que han hecho quienes han estudiado el sistema, su funcionamiento y efectos competitivos.

La existencia de suministros sin contrato con los consiguientes retiros de energía es una anomalía que no está contemplada en la ley ni regulada adecuadamente. En consecuencia, la actual situación implica una importante incertidumbre para las generadoras y potenciales entrantes, especialmente. En este sentido, regularizar esta situación y dotarla de un marco institucional que entregue certeza jurídica a todos los participantes y distribuya apropiadamente los riesgos asociados es un anuncio positivo contenido en la Agenda. La postura que promueve la autoridad, si bien no es la que la industria o los analistas había señalado como la más deseable (Bernstein y coautores, 2013b) si resuelve razonablemente la incertidumbre asociada a los retiros sin contratos otorgando certeza jurídica a las empresas y sin causar un daño patrimonial evidente a quiénes deban cubrir dichos retiros de energía.

Aumentar la competencia en la provisión de suministros y mejorar la capacidad negociadora de los clientes libres más pequeños para que puedan optar a conseguir mejores precios es una alternativa que debe considerarse seriamente. La Agenda propone crear agregadores de demanda que agrupen a estos clientes y negocien contratos más grandes con las generadoras, basado en que los clientes libres de mayor tamaño obtienen mejores ofertas que los clientes pequeños. A pesar de estar esta propuesta explícitamente en la Agenda, la autoridad parece haber decidido en su contra, optando, sencillamente por permitir a estos clientes optar por incorporarse como clientes regulados a las licitaciones de suministro que conducirá, en caso de aprobarse el proyecto de ley en discusión, la Comisión Nacional de Energía.

La autoridad ha señalado el interés de apoyar y monitorear el desarrollo y construcción de los proyectos de inversión considerados en el Plan de Obras de la Comisión Nacional de Energía. Si bien es necesario y adecuado contar con sistemas de información y monitoreo que permitan retroalimentar el funcionamiento institucional para favorecer su optimización, es preocupante que se opte por usar para esto a un instrumento que responde a una lógica distinta.

En efecto, el Plan de Obras es solamente un instrumento indicativo, que se utiliza para el cálculo de los precios de nudo. Expandir su utilización a un instrumento de monitoreo puede desvirtuarlo e inutilizarlo para su objetivo fundamental. Más aún, la existencia de registros de

en que los CDECs deberán calcular los costos auditados de cada tecnología. Estos cambios, es esperable, deberían expandirse y afectar a todas las tecnologías por igual, sin beneficiar a unas en desmedro de las otras.

[65] Incluso los que no son tecnológicamente sesgados, como uso de laminaciones temporales (“bloques horarios”) de los bloques de suministro.

proyectos "prioritarios", aún si esto no garantiza trato preferencial para las inversiones incluidas como señala la Agenda, puede ser utilizada estratégicamente por las empresas incumbentes para desincentivar o bloquear el ingreso de nuevos proyectos. Esto puede evitarse en el diseño de la institucionalidad del registro pero tal no es el caso del Plan de Obras.

El uso estratégico del registro del Plan de Obras indefectiblemente afectará su utilización para los propósitos para los que fue diseñado, debe tenerse extremo cuidado, entonces, en evitar que esta circunstancia se verifique. Lo recomendable, una vez más, es crear un instrumento nuevo que pueda prestar la utilidad buscada por la autoridad con un diseño adecuado para ello en lugar de buscar conseguir dos fines a partir del mismo instrumento ya existente.

En lo relativo a la oposición ciudadana a la ubicación de plantas de generación de base, si bien el análisis se basa fundamentalmente en la idea que es posible establecer compensaciones entre la firma desarrolladora y los miembros de la comunidad localmente afectada que compensen a esta por los costos en los que incurre al tener que soportar las instalaciones en conflicto. La evidencia es que este análisis está lejos de ser completo.

Por una parte, la oferta de compensaciones parece aumentar la aceptabilidad local de proyectos sólo cuando estos tienen impactos menores en términos de los riesgos o costos que debe absorber la comunidad local. Por el contrario, cuando los costos o riesgos son altos o cuando estos son percibidos como éticamente inaceptables la oferta de compensaciones monetarias no solo no aumenta la aceptación de los proyectos sino que puede, de hecho, disminuirla.

Cuando el Estado se resta del proceso de discusión de costos y locación de inversiones, las compensaciones que se acuerdan directamente con la comunidad tienden a ser percibidos como "permisos para contaminar" y pueden generar comportamiento oportunista por parte de los residentes locales llegando, incluso, a inducir algunos niveles de corrupción local. Esta dinámica destruye capital social tanto local como nacional pues grupos externos tienden a ver a los residentes locales que cobran compensaciones como un grupo de interés más, que está dispuesto a realizar transacciones comerciales moralmente cuestionables.

En cuánto a los procesos que generan las decisiones de instalación, aquellos descentralizados con mínima injerencia del Estado (como es el caso del Chileno) y en los que la empresa elige dónde se localizará la planta y luego visa esta decisión con la comunidad local y la autoridad central, tienden a producir decisiones ineficientes con empresas que priorizan aquellas ubicaciones donde anticipan menor oposición por parte de los residentes locales lo que genera concentraciones de plantas molestas en comunidades más vulnerables y no en aquellos lugares con mayor capacidad de absorber la contaminación local y mejores características técnicas.

En complemento a lo anterior, el enfoque "Decidir, Anunciar, Defender" (DAD) tiende a cristalizar la oposición al proyecto lo que se ve exacerbado cuando organizaciones de alcance

nacional (ecologistas, humanitarias o preocupadas de la justicia social) participan, activan o coordinan la resistencia local al proyecto o cuando un tipo de proyecto en particular es percibido como éticamente inaceptable por sus costos o riesgos. En estos casos, la literatura muestra que el enfoque DAD suele marginalizar las preocupaciones locales asumiendo que estas responden únicamente a problemas informacionales y/o de negociación de compensaciones todo lo que resulta contraproducente para la construcción de un consenso con respecto a la instalación del proyecto.

El análisis indica que un diseño institucional adecuado del proceso de localización de instalaciones localmente indeseables debe estar construido en torno a lograr consensos desde lo general (la necesidad social de construir ciertas infraestructuras) a lo particular (la ubicación y la forma en que esta resulta beneficiosa para la comunidad local). Para lograrlo, la información y la potencial discusión de compensaciones son componentes importantes pero están lejos de ser los únicos elementos.

Los procesos deben articularse en torno a que todas las partes presenten y discutan abiertamente sus preocupaciones, que se provean acciones contingentes ante los riesgos no evitables y que estas sean conocidas para todos y que, en lo posible, las comunidades puedan ofrecerse voluntariamente como localización. Todo lo anterior puede ser relevante para el caso chileno.

En resumen, el proceso de toma de decisiones de localización incluye un componente de análisis de eficiencia del que la autoridad central no puede excluirse. Más aún el proceso de construcción de consenso que puede permitir un proceso exitoso y socialmente constructivo de localización requiere de discusiones estratégicas de largo plazo de alcance nacional y de garantías que el Estado debe proveer a las comunidades locales para permitir que se alcancen los acuerdos requeridos. La institucionalidad chilena al respecto resulta evidentemente insatisfactoria y debe ser revisada y complementada en forma importante.

La principal conclusión que se deriva de el análisis presentado es que, si bien la agenda parece contener todos los aspectos que son relevantes de discutir o respecto a los cuales es necesario tomar decisiones que resuelvan las fricciones asociadas, el contenido del documento respecto a qué acciones se tomarán y en qué forma es mucho menos específico. En consecuencia, la Agenda de Energía es un documento valioso que parece contener a todos los diagnósticos realizados pero es particularmente vaga al momento de referirse a la forma en que estos diagnósticos serán resueltos. La segunda parte del esfuerzo realizado hasta ahora requerirá, entonces, que los distintos actores se concentren en las soluciones específicas especialmente en los múltiples detalles a los que será necesario atender para lograr soluciones apropiadas.

Bibliografía y trabajos consultados

Aninat, Isabel (2014), "Los Desafíos Pendientes del Convenio 169", *Puntos de Referencia*, 369, Centro de Estudios Públicos.
(Disponible en http://www.cepchile.cl/1_5510/doc/los_desafios_pendientes_del_convenio_169.html)

Bernstein, Sebastián, Gabriel Bitrán, Alejandro Jadresic y Marcelo Tokman, (2013a), "Agenda para impulsar las inversiones en generación eléctrica de base en el SIC. Primer informe", Informe para la CPC.

Bernstein, Sebastián, Gabriel Bitrán, Alejandro Jadresic y Marcelo Tokman, (2013a), "Agenda para impulsar las inversiones en generación eléctrica de base. Segundo informe", Informe para la CPC.

Bitrán, Eduardo, Carlos Silva y Marcelo Villena (2014), "Propuesta de reforma a la regulación de la transmisión eléctrica en Chile", *Documento de Referencia* 14, Espacio Público.

Bustos, Javier y Jorge Fernández (2013), "Ralco is coming: Investment delay in the Chilean power market", *Documento de Trabajo* No 11, NEST, Universidad Mayor.

Caine, Ken y Naomi Krogman (2010), "Powerful or Just Plain Power-Full? A Power Analysis of Impact and Benefit Agreements in Canada's North", *Organization & Environment*, 23(1).

Cámara de Diputados de Chile, Boletín 9628-08.

Cámara de Diputados de Chile, Boletín 9515-08.

Cámara de Diputados de Chile, Boletín 6823-08.

Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico, CADE (2011), Informe Final.

Diario Financiero, 9 de mayo de 2014, "Araneda plantea sacar de las plantas de GNL a proveedores, generadoras y distribuidoras de gas".

Diario Financiero, 20 de junio de 2014, "Angelini y Luksic encabezan lista de empresarios convocados a gira del gobierno a Estados Unidos".

Fabra, Natalia, Juan Pablo Montero y Mar Reguant (2014), "La competencia en el mercado eléctrico mayorista en Chile", Informe para la Fiscalía Nacional Económica.

Fidler, Courtney y Michael Hitch (2007), "Impact and Benefit Agreements: A Contentious Issue for Environmental and Aboriginal Justice", *Environments Journal*, 35(2).

Fischer, Ronald (2014), "Promoción de la competencia en el sector eléctrico", Espacio Público, *Documento de Referencia*, 16.

Galetovic, Alexander, Juan Ricardo Inostroza y Cristián Marcelo Muñoz (2004), "Gas y electricidad: ¿qué hacer ahora?", *Estudios Públicos*, 96.

Galetovic, Alexander y Cristián Marcelo Muñoz (2014), "Un análisis económico de las nuevas licitaciones de clientes regulados", mimeo disponible en http://goo.gl/xc8u6I

Garrone, Paola y Angelamaria Groppi (2010a), "Locally-unwanted Investments and Voice Effects in Power Generation. An Empirical Analysis", Mimeo, Politecnico di Milano.

Garrone, Paola y Angelamaria Groppi (2010b), "Siting Permits Between Environmental Concerns and Voice Effects. Evidence from Italian Power Generation, 1999-2017", Mimeo, Politecnico di Milano.

Kunreuther, Howard y Douglas Easterling (1996), "The Role of Compensations in Siting Hazardous Facilities", *Journal of Policy Analysis and Management*, 15(4).

Hartley, Peter (2013), "The Geopolitics of Natural Gas: The Future of Long-Term LNG Contracts", mimeo, Belfer Center for Science and International Affairs, Harvard Kennedy School.

Huneeus, Carlos, (2007), "Argentina y Chile: el conflicto del gas, factores de política interna argentina", Estudios Internacionaels 158, Instituto de Estudios Internacionales, Universidad de Chile.

ICIS, 25 de abril de 2013, "Chile's Colbun FSRU Project hits delays as supply talks begin", http://goo.gl/fgMB1V

Jacobs, David (2011), "The Global Market for Liquified Natural Gas", Reserve Bank of Australia.

Jadresic, Alejandro, (2000), "Investment in Natural Gas Pipelines in the Southern Cone of Latin America", Policy Research Working Paper, 2315, Banco Mundial.

Livermore, Michael y Jennifer Rosenberg, (2014), "La forma del análisis distributivo", *Estudios Públicos*, 135.

Masenergía Consultora (2011), "Informe final estudio: Diagnóstico y perspectivas para la operación de los terminales de GNL en Chile", Estudio realizado para la Comisión Nacional de Energía.

Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, Subsecretaría de Economía, Fomento y Reconstrucción, Ley 20.018.

Ministerio de Energía (2012), "Estrategia nacional de energía 2012-2030: Energía para el futuro".

Ministerio de Energía (2012), Decreto 86. Reglamento para la fijación de precios de nudo.

Ministerio de Energía (2014), "Agenda de Energía: un desafío país, progreso para todos", disponible en: http://goo.gl/mu8qpz

Ministerio del Interior (1980), Decreto 484.

Moreno, Jorge, Rodrigo Moreno, Hugh Rudnick y Sebastian Mocarquer (2012), "Licitaciones para el abastecimiento eléctrico de clientes regulados en Chile: Dificultades y oportunidades", *Estudios Públicos*, 125.

OCDE, (1996), "Policy Roundtables: The Essential Facilities Concept", Competition Law & Policy, OCDE.

Olsen, Birgitte (2014), "Regulatory financial obligations for promoting local acceptance of renewable energy projects", en *Renewable Energy Law in the EU*, Marjan Peeters y Thomas Schomerus (eds.), Edward Elgar Publishing (por aparecer).

Olsen, Birgitte y Helle Anker (2014), "Local Acceptance and the Legal Framework – The Danish Wind Energy Case", en *Sustainable Energy United in Diversity: Challenges and approaches in energy transition in the EU*, Lorenzo Squintani, Hans Hermann Vedder, Moritz Reese y Bernard Vanheusden (eds.), European Environmental Law Forum.

Pulido, Patricia (2010), "To What Extent do Take-Or-Pay Contracts Enhance Natural Gas Development in Colombia?", mimeo, Centre for Energy, Petroleum & Mineral Law and Policy, University of Dundee.

Pulso, 29 de septiembre de 2014, "Carlos Finat: No es efectivo que el costo de la energía aumente con los bloques horarios".

Sanz, Juan José, (2012), "Las series anuales de precipitación más largas de Chile: estudio y enseñanzas", *Estudios Geográficos,* 73.

Siedentop, Stefan (2010), "Locating Sites for Locally Unwanted Land Uses: Successfully Coping with NIMBY Resistance", en *Methods and Techniques in Urban Engineering* (Armando Carlos de Pina y Aloisio Carlos de Pina, eds), InTech, Rijeka, Croacia.
(Disponible en http://www.intechopen.com/books/methods-and-techniques-in-urban-engineering)

Superintendencia de Electricidad y Combustibles (2011), Resolución Exenta 2.288.

Superintendencia de Electricidad y Combustibles (2012), Resolución Exenta 239.

Ter Mors, Emma; Bart W. Terwel y Dancker D. L. Daamen (2012), "The Potential of Host Community Compensation in Facility Siting", *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 11(s).

Tironi Asociados (2009), "Reporte Final: Asesoría Técnica en la Elaboración de un Programa de Comunicaciones para Avanzar a una Toma de Decisión Informada y Participativa sobre el Desarrollo de Infraestructura Nuclear", Comisión Nacional de Energía.

Van Rooij, Benjamin; Anna Lora Wainwright; Yunmei Wu y Yiyun Zhang (2012), "The Compensation Trap: The Limits of Community-Based Pollution Regulation in China", *Pace Environmental Law Review*, 29(3).

Apéndice I: Contratos en el mercado del Gas Natural Licuado

Como ya se dijo, los contratos de provisión de gas natural licuado son del tipo "take-or-pay" que implican un acuerdo de provisión a largo plazo a un precio estable, típicamente indexado a las fluctuaciones de precios de otros hidrocarburos. En cada momento, el comprador puede recibir ("take") los embarques de gas del proveedor o, en caso de rechazar el combustible por no necesitarlo, pagarle una multa al vendedor ("pay").

La prevalencia de estos contratos en el mercado del gas natural[66] responde a la naturaleza de la industria. La producción y transporte de GNL es un proceso complejo y altamente intensivo en capital. El gas natural debe ser purificado en origen y luego enfriado a -161 grados, temperatura a la que se licúa reduciendo su volumen en forma considerable. El gas en estado líquido es luego transportado refrigerado en buques especiales hasta su puerto de destino donde debe ser descargado, almacenado en condiciones criogénicas, y luego calentado y retornado a su estado gaseoso (proceso conocido como regasificación) antes de ser distribuido.

El proceso completo requiere de altas inversiones con una vida útil larga y que, además son complementarias entre sí. Por ejemplo, un productor y licuefactor corre un riesgo importante si, al construir sus instalaciones no tiene certeza respecto a que el comprador y regasificador realizará las inversiones respectivas en el destino. En este sentido los contratos de largo plazo con cláusulas take-or-pay reducen el riesgo del productor traspasándolo al comprador lo que permite obtener financiamiento más barato para la construcción de las instalaciones requeridas para la licuefacción del gas, su transporte y posterior regasificación y almacenamiento. Al mismo tiempo, los contratos de aprovisionamiento de largo plazo ofrecen certeza al comprador que tendrá el gas necesario para operar sus instalaciones y venderlo a los consumidores finales, certeza que también facilita financiar sus instalaciones.

Con todo, la tendencia en los últimos años ha sido a un aumento progresivo de los contratos de corto plazo y a las transacciones en el mercado spot. Como muestra Hartley (2013), mientras los contratos de aprovisionamiento pueden hacer más eficiente la inversión, también implican una rigidez que impide a las partes aprovechar oportunidades de arbitraje potencialmente eficientes en el mercado spot. La tendencia, según Hartley debiera ser a un aumento en importancia de los mercados de corto plazo y una menor utilización de contratos de largo plazo o a una flexibilización de los mismos. En ese sentido, cláusulas del tipo "make up" o "carry forward" pueden volverse más frecuentes, permitiendo a las partes usar el mercado spot con más libertad.

Una cláusula "make up" permite que las compras futuras se consideren para descontar incumplimientos pasados. Por ejemplo, si en un periodo el comprador rechazó el 40% del gas y al siguiente solicita un 120% del gas comprometido el 20% de diferencia se considere como abono al incumplimiento del periodo anterior. La cláusula "carry forward" es el reverso de una cláusula "make up" y permite que mayores consumos presentes se cuenten como abono a la fracción "take-or-pay" de periodos futuros.

[66] Ver, por ejemplo, Jacobs (2011), Pulido (2010) y especialmente Hartley (2013).

Apéndice II: La teoría básica de las compensaciones locales

En este apéndice se presenta brevemente el análisis teórico clásico que justifica las compensaciones locales ante el problema de usos del suelo localmente indeseables. Como se argumenta en el texto, el problema bajo consideración tiene aristas más complejas que las que refleja este análisis.

Para fijar ideas, sea $U(\cdot)$ la función de utilidad instantánea del individuo representativo, y_1 su ingreso en el periodo 1, antes de la existencia de la instalación localmente indeseable, e y_2 su ingreso en el futuro, cuando puede o no existir la instalación. La utilidad del status quo es entonces:

$$U(y_1) + \delta U(y_2)$$

donde δ es el factor de descuento del individuo. Supongamos que la existencia de la instalación reporta el equivalente a un ingreso extra de c a todos los individuos de la sociedad pero que puede, con una probabilidad p, producir un costo a los habitantes locales de L. La utilidad, de realizarse la inversión para los habitantes locales es

$$U(y_1) + \delta[pU(y_2 + c - L) + (1 - p)U(y_2 + c)]$$

la inversión es localmente indeseable, entonces si se verifica que

$$U(y_2) > pU(y_2 + c - L) + (1 - p)U(y_2 + c)$$

La teoría económica implica que un esquema de compensaciones locales podría subsanar esta oposición en caso que el costo potencial del proyecto sea menor que el beneficio social agregado (es decir, si la ganancia c agregada para todos los miembros de la sociedad supera el costo potencial L de aquellos que viven cerca de las instalaciones proyectadas), en tal caso puede establecerse una compensación exante de un monto B a los residentes locales que satisfaga

$$U(y_1) + \delta U(y_2) \leq U(y_1 + B) + \delta[pU(y_2 + c - L) + (1 - p)U(y_2 + c)]$$

para lo cual basta que

$$U(y_1 + B) - U(y_1) = \delta[U(y_2) - \{pU(y_2 + c - L) + (1 - p)U(y_2 + c)\}]$$

Esta es la lógica básica detrás de los esquemas que promueven los acuerdos de compensación privados[67].

[67] Apoyados en el conocido teorema de Coase (1960).

CENTRO DE ESTUDIOS PÚBLICOS

www.cepchile.cl

Monseñor Sótero Sanz 162 - Teléfono (562) 2328 2400 - Santiago de Chile