



Enero
2014 | **236**

Serie Informe

Económico

Actividad Minera: Desafíos en Energía

Susana Jiménez S.

ISSN 0717-1536

Susana Jiménez S. es ingeniera comercial y magíster en Economía de la Pontificia Universidad Católica de Chile. Magíster en Humanidades, Universidad del Desarrollo. Actualmente es economista senior de Libertad y Desarrollo.

El presente trabajo corresponde al capítulo escrito por su autora en el libro “Minería en Chile: Impacto en Regiones y Desafíos para su Desarrollo”, editado en 2013 por el Ministerio de Minería y COCHILCO.

Índice

| | |
|--|----|
| Resumen Ejecutivo | 5 |
| 1. Energía: Fuente de Desarrollo para el País | 7 |
| 2. La Energía en Minería: Competitividad a Prueba | 9 |
| 2.1 La Energía en el Sector Minería | 10 |
| 2.2 Proyecciones Mineras y Requerimientos de Energía | 12 |
| 2.3 El Impacto sobre las Arcas Fiscales | 16 |
| 3. El Problema: Ausencia de Proyectos Energéticos | 17 |
| 4. Avances a la Fecha. ¿Son Suficientes? | 21 |
| 5. Propuestas para Salir del Escollo Energético | 23 |
| 5.1 Atraer Inversiones en Generación en base a GNL | 23 |
| 5.2 Agilización de Trámites y Permisos | 25 |
| 5.3 Promover un Debate más Informado | 26 |
| 5.4 Evitar Políticas Voluntaristas: Excesivo Protagonismo de las ERNC | 27 |
| 5.5 Uso de Recursos Hídricos y Desarrollo de la Termoelectricidad | 31 |
| 5.6 Ordenamiento Territorial, no Planificación Centralizada | 33 |
| 5.7 Fomentar la Participación Ciudadana y Formalizar la Consulta Indígena | 35 |
| 5.8 Beneficios Directos para las Comunidades Locales | 36 |
| 5.9 Freno al Activismo Judicial | 37 |
| 6. Conclusiones | 40 |

Resumen Ejecutivo

Existe amplia evidencia de la estrecha relación entre crecimiento económico y consumo eléctrico. Chile no ha sido la excepción, lo que permite prever que, en la medida que el país continúa por la senda de progreso, sus requerimientos de energía seguirán aumentando a lo largo de las próximas décadas. Es indispensable satisfacer estos mayores requerimientos para no arriesgar que la insuficiencia de suministro se convierta en un cuello de botella para el desarrollo económico y social del país.

Lamentablemente, el escenario actual resulta poco auspicioso, puesto que no están dadas las condiciones mínimas necesarias para el desarrollo de proyectos eléctricos, lo que amenaza la capacidad de responder a los mayores requerimientos de energía en el mediano y largo plazo con un suministro seguro y competitivo. Lo anterior afectará a todos los sectores productivos, más aún a aquellos intensivos en el consumo de energía como la minería.

De acuerdo al catastro de inversión 2013–2021 de la Corporación Chilena del Cobre, COCHILCO, hay planificados por las grandes y medianas compañías mineras proyectos por US\$ 112,6 mil millones. Sin embargo, se piensa que al menos el 30% de estos proyectos se podrían ver retrasados por diversos factores, siendo el más complejo la falta de disponibilidad de energía eléctrica a precio competitivo, dada la importancia que tiene la minería en el consumo total del país y la relevancia de la energía eléctrica en la estructura de costos de los procesos mineros. Sería lamentable constatar a futuro que los proyectos mineros no pudieran construirse por no tener la energía asegurada para su operación a precio razonable, situación que ya se ha comenzado a manifestar.

El principal problema es que los proyectos de generación y transmisión eléctrica han estado enfrentando crecientes dificultades para su desarrollo por oposiciones ambientales y sociales, y la judicialización de los procesos de aprobación. Es así como no solo se han rechazado y paralizado proyectos, sino que además se evidencia una preocupante ausencia de nuevos proyectos competitivos. Las dificultades existentes auguran una inminente estrechez energética, lo que abre un futuro preocupante en materia de abastecimiento y precios para el Sistema Interconectado Central (SIC).

En consecuencia, urge sacar adelante proyectos de generación (y transmisión) para abastecer la creciente demanda y evitar un mayor aumento de precios de la energía. En el corto plazo hay una serie de decisiones que deben implementarse y avances posibles que permitan superar las dificultades que se avecinan en materia energética. Para ello, y sin perjuicio de facilitar el desarrollo de algunos nuevos proyectos a carbón y gas natural licuado, (GNL) así como de proyectos hidroeléctricos medianos, es conveniente promover a corto plazo un uso más intensivo de GNL. A más largo plazo, será necesario despejar el camino para el desarrollo de toda tecnología de generación disponible, pues tanto la termoelectricidad, hidroelectricidad, ERNC y nuclear serán necesarias para sostener el crecimiento económico y social al que el país aspira. Para hacerlo posible es importante ir generando un ambiente más propicio para el desarrollo de proyectos, lo cual requiere de medidas concretas que deben implementarse a la brevedad.

Los principales aspectos en que se debiera avanzar son: la agilización de trámites y permisos; promover un debate más informado para facilitar los acuerdos en torno al desarrollo energético que el país requiere; evitar políticas voluntaristas, como forzar un excesivo protagonismo de las energías renovables no convencionales, ERNC, sin considerar los costos inherentes; promover el uso de recursos hídricos y el desarrollo de la termoelectricidad para aportar energía de base; avanzar en un ordenamiento territorial que permita definir locaciones más apropiadas para el desarrollo de proyectos energéticos; fomentar la participación ciudadana y formalizar la consulta indígena; establecer beneficios directos para las comunidades locales; y frenar el activismo judicial.

Es claro que destrabar los proyectos energéticos no será fácil bajo las condiciones actuales y su éxito dependerá, en buena medida, de las decisiones que se tomen durante los próximos años. Las que se adopten hoy serán las que definirán si se contará o no con generación a precio razonable durante la próxima década, lo cual amerita un esfuerzo conjunto del Ejecutivo, los parlamentarios, el Poder Judicial y la ciudadanía.

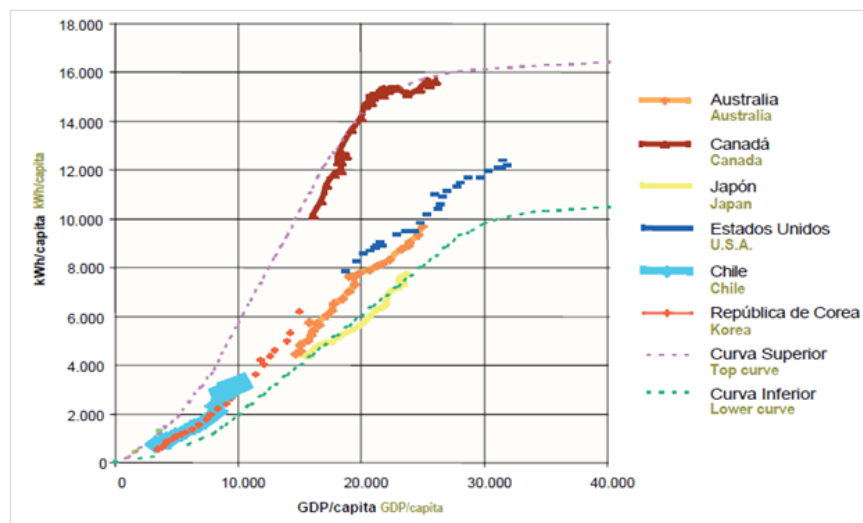
Actividad Minera: Desafíos en Energía

1. Energía: Fuente de Desarrollo para el País

Chile es un país que ha logrado grandes avances en materia económica, lo que se ha traducido en un notable progreso social. En poco más de dos décadas (1990–2012) el PIB se ha triplicado, lo que ha permitido reducir los niveles de pobreza de 38,6% a 14,4% y alcanzar altos estándares de cobertura y acceso a bienes y servicios básicos¹. Este dinamismo de la actividad y el consecuente aumento de bienestar no habría sido posible de no contar con energía eléctrica.

La relación entre crecimiento económico y consumo eléctrico está ampliamente documentada, tanto por la realidad chilena como por la experiencia internacional. En efecto, en la medida que los países han ido alcanzando mayores niveles de desarrollo (medido por su ingreso per cápita), su demanda por energía eléctrica también ha crecido en forma sostenida.

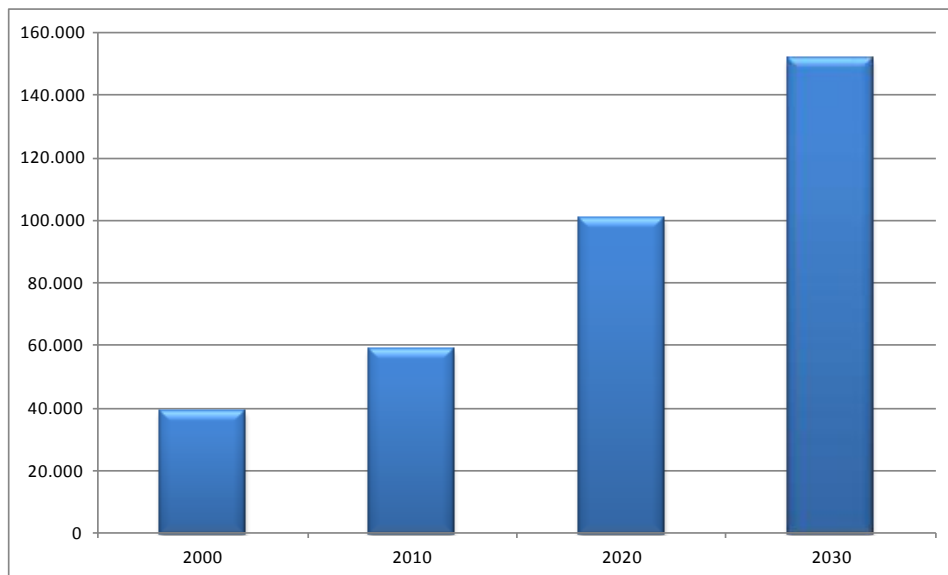
Gráfico N° 1
Relación PIB/ energía eléctrica



Fuente: APEC, L. Vargas, U. de Chile (2009), por D. Fernández, en Club Monetario Finis Terrae, 12/7/13.

¹ De acuerdo a la encuesta CASEN, el año 2011 el 98,7% de los hogares tenía acceso a agua potable y 99,6% a energía eléctrica. En 20 años (1990–2011) el porcentaje de hogares que cuenta con refrigerador aumentó de 52% a 92,4% y la escolaridad promedio se elevó de 9 a 10,5 años.

Gráfico N° 2
Generación bruta (GWh)



Fuente: CNE para datos históricos. Estimaciones: Agenda para Impulsar las Inversiones en Generación Eléctrica de Base.

Chile ha seguido el mismo proceso, pero aún muestra niveles bajos de consumo de energía. De acuerdo a cifras publicadas por la Agencia Internacional de Energía (AIE), al año 2010 el consumo de energía eléctrica del país alcanzaba 3,3 mega watt-hora (MWh) per cápita, bastante menor que los 8,3 MWh promedio de los países de la OCDE y 13,4 MWh de EEUU. Lo anterior hace prever que la demanda de energía de Chile seguirá creciendo de manera significativa en los próximos años, tanto por el crecimiento esperado de la actividad económica –industrial, minera o comercial – como por la mayor intensidad de uso de la energía a nivel de hogares².

Las estimaciones para Chile de demanda y capacidad de generación eléctrica apuntan a un crecimiento significativo en las próximas décadas. Según el estudio “Agenda para Impulsar las Inversiones en Generación Eléctrica de Base”, encargado por la Confederación de la Producción y el Comercio (CPC) a cuatro expertos nacionales, la generación bruta SIC–SING (Sistema Interconectado Central–Sistema Interconectado Norte Grande), aumentaría a 101 TWh el año 2020

² A medida que aumenta el ingreso, la población tiene acceso a una mayor variedad y cantidad de electrodomésticos, productos electrónicos, sistemas de climatización, etc., lo que eleva su consumo energético. Esta tendencia aumenta a tasa decreciente a medida que alcanza niveles de saturación de consumo y se aplican medidas efectivas de eficiencia energética.

y a 152 TWh en 2030³. En consecuencia, si en el decenio 2000–2010 el sistema aumentó su generación total en casi 20.000 GWh, el desafío para esta década (2010–2020) es el doble, y para los años 2020–30, casi el triple.

Es indispensable satisfacer estos mayores requerimientos de energía para no arriesgar que la insuficiencia de suministro se convierta en un cuello de botella para el desarrollo económico y social del país. En el pasado ello ha sido posible gracias a la capacidad de ajuste del sistema, incluso bajo condiciones muy adversas (corte de suministro del gas argentino, sequías, alzas de precios de combustibles, etc.). La situación actual, en cambio, se vislumbra poco auspiciosa, no por falta de interés de los inversionistas, sino porque no están dadas las condiciones mínimas necesarias para el desarrollo de proyectos en el sector, lo que amenaza la capacidad de responder a los mayores requerimientos de energía en el mediano y largo plazo con un suministro seguro y competitivo. Lo anterior afectará a todos los sectores productivos, más aún a aquellos intensivos en el consumo de energía como es la minería.

2. La Energía en Minería: Competitividad a Prueba

La minería es y seguirá siendo un pilar fundamental del crecimiento y desarrollo de Chile. El año 2012 este sector representó el 13% del Producto Interno Bruto (PIB), el 59% de nuestras exportaciones y el 13,9% del total del aporte al fisco.

De acuerdo al catastro de inversión 2013–2021 de COCHILCO, hay planificados por las grandes y medianas compañías mineras proyectos por US\$ 112,6 mil millones. De ellos el 77% corresponde a cobre, 19% a oro y plata, y un 4% a hierro y minerales industriales. Según estimaciones del Consejo de Competencias Mineras se necesitarán 37.638 nuevos trabajadores para realizar los proyectos incluidos en el catastro, de los cuales más de la mitad corresponden a mantenedores eléctricos y mecánicos (18.914) y 2.475 corresponden a profesionales⁴. A ello hay que sumar el desarrollo de trabajos indirectos que promoverán el servicio y soporte a empresas.

³ Los autores del estudio son Sebastián Bernstein, Gabriel Bitrán, Alejandro Jadresic y Marcelo Tokman. Este es el segundo estudio encargado por la CPC a los mismos expertos. El primero, entregado un par de meses antes, realiza una serie de recomendaciones para superar la estrechez energética durante los próximos años. Este segundo informe, en tanto, evalúa y propone medidas para enfrentar la crítica situación energética que se vislumbra para el período 2020-2030.

⁴ Consejo de Competencias Mineras, “Fuerza Laboral de la Gran Minería Chilena 2012-2020. Diagnóstico y Recomendaciones”.

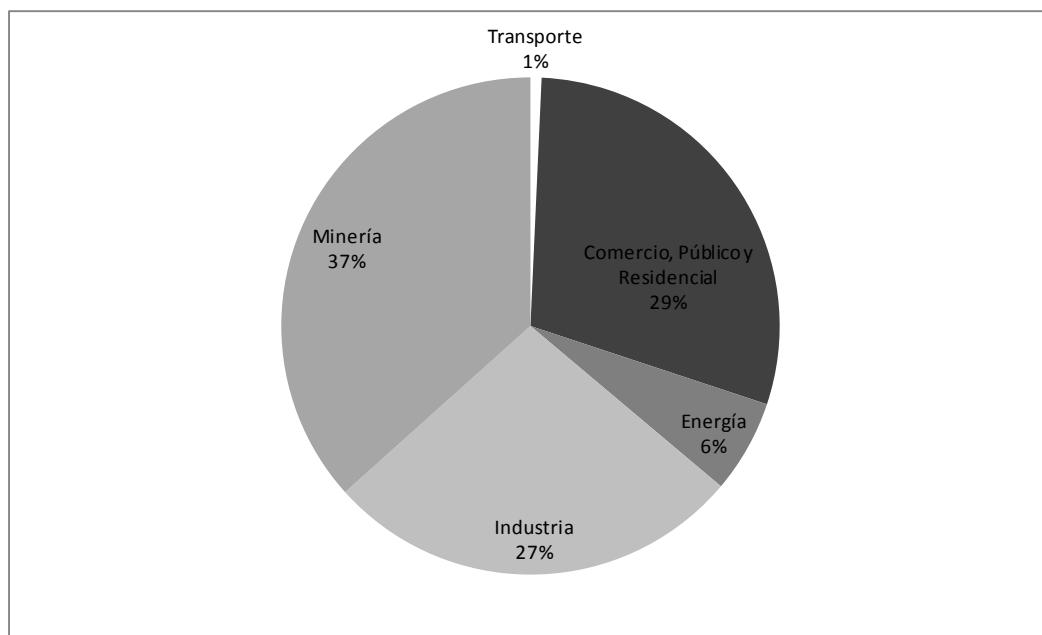
Sin embargo, se piensa que al menos el 30% de estos proyectos se podrían ver retrasados, tanto por las demoras en la obtención de los permisos, como por la falta de seguridad en el suministro eléctrico a costos razonables y la falta de los recursos hídricos necesarios para operar plantas. A ello se suman las dificultades propias de los estudios de impacto ambiental y las complejidades legales derivadas de la aplicación del Convenio 169 de la OIT (Organización Internacional del Trabajo). Entre los aspectos mencionados, el que probablemente más complica en la actualidad a la minería es la falta de disponibilidad de energía eléctrica a precio competitivo, dada la importancia que tiene el sector en el consumo total del país y la relevancia de la energía eléctrica en la estructura de costos de los procesos mineros.

2.1 La energía en el sector minería

La minería es un sector relevante en el consumo de energía del país. En materia específica de energía eléctrica, la minería representó el año 2012 un 37% del consumo total nacional, seguido por el sector comercio, público y residencial (29%) y el sector industrial (27%).

Gráfico N° 3

Consumo de electricidad año 2012 (como % del consumo total)

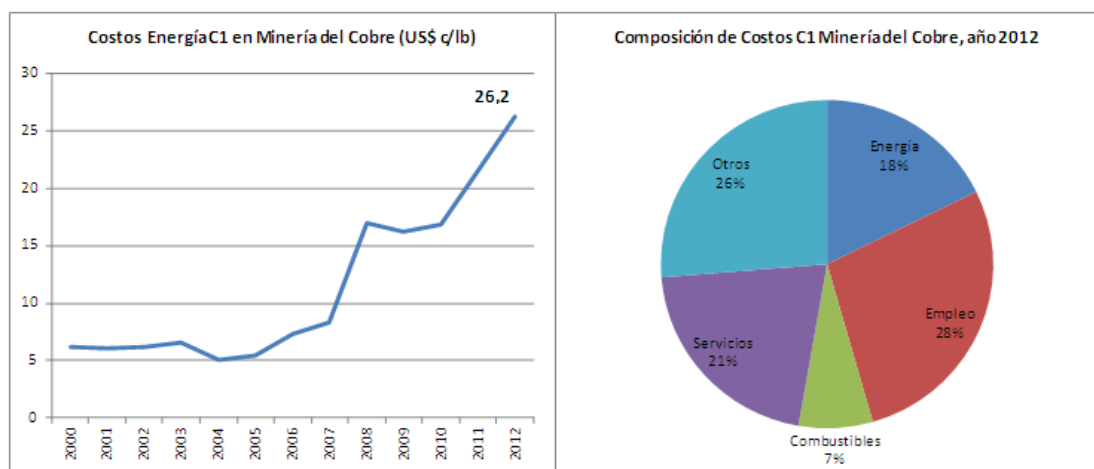


Fuente: Balance Nacional de Energía 2012, Ministerio de Energía.

Esta importante demanda por energía se explica por la relevancia del sector minero en la actividad nacional. En los últimos 20 años, Chile ha triplicado su producción de cobre, alcanzando 5,4 millones de toneladas en 2012. Con ello ha podido mantenerse desde 1990 como el principal productor de cobre del mundo, habiendo aumentado desde un 18% a un actual 32% de participación en la producción mundial de este metal. El dinamismo del sector ha llevado a que el consumo de energía eléctrica en la minería cuprífera haya ido en aumento a lo largo del tiempo, pasando de 13,1 tera-watt hora (TWh) el año 2001 a 21,1 TWh el año 2012. No obstante lo anterior, la participación de la minería del cobre en el consumo de energía eléctrica total del país se ha mantenido básicamente constante en el tiempo.

La energía eléctrica representó cerca de 18% de los costos de operación C1⁵ el año 2012, con un costo promedio de 26,2 centavos de dólar la libra de cobre (de un costo promedio total de 147,4 centavos de dólar la libra). El costo de la energía ha aumentado fuertemente en la última década (el año 2002 alcanzaba 6,2 centavos de dólar la libra), aunque su participación en el costo total solo aumentó de 15% en 2002 a 18% en 2012. Ello se debe a que otros componentes de la producción también han visto crecer su costo a un ritmo similar al de la energía eléctrica (+15,5% promedio anual en la década), como es el caso de la mano de obra (+15,0%) y el combustible (+15,2%), y algo menos los servicios (12,7%) y otros costos (11,9%)⁶.

Gráfico N° 4



Fuente: Informe de Tendencias de COCHILCO, trimestre abril – junio de 2013.

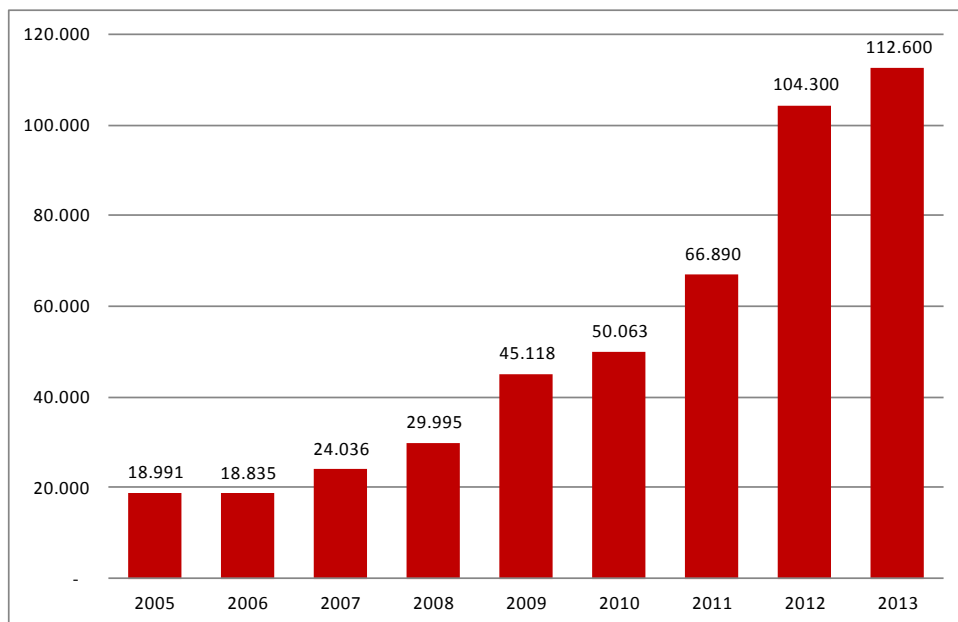
⁵ C1 corresponde al costo operacional de la minería, más conocido como *cash cost*.

⁶ Los "otros" costos se refieren a diversos tipos de insumos, como reactores, insumos de molienda, etc.

2.2 Proyecciones mineras y requerimientos de energía

Las proyecciones hacia el futuro permiten estimar un sostenido crecimiento de la actividad minera, tal como lo revela el catastro de proyectos elaborado por COCHILCO, donde se estima habría US\$ 112,6 mil millones de proyectos mineros en carpeta para el período 2013–2021. La mayor parte de estos proyectos (77%) corresponde a minería del cobre, lo que debiera llevar a aumentar la capacidad de producción a 8,1 millones de toneladas de cobre fino al año.

Gráfico N° 5
Cartera de proyectos mineros para los próximos 10 años (millones de US\$)

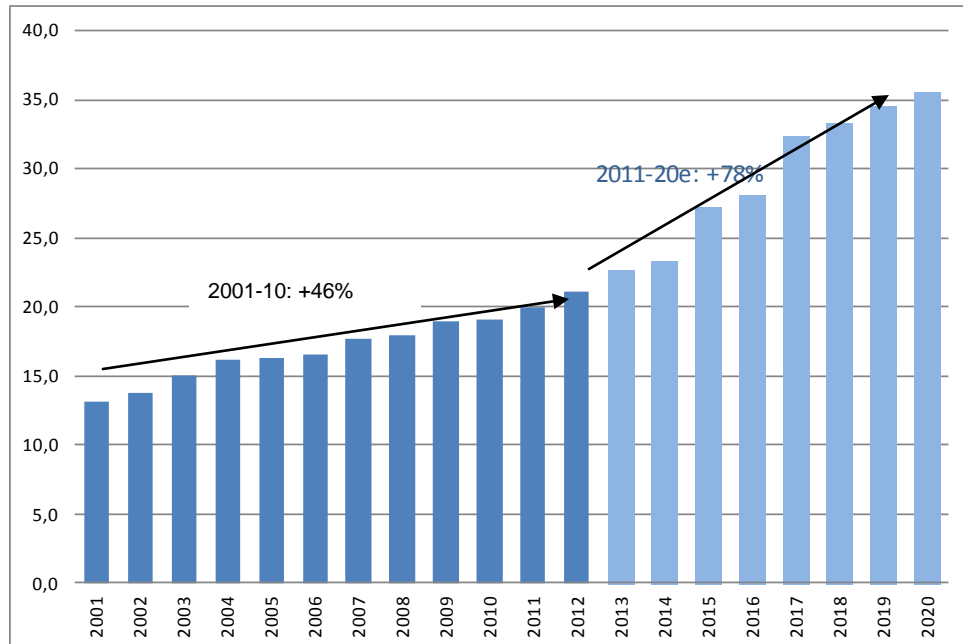


Fuente: COCHILCO, 2013.

Las perspectivas de mayor inversión en el sector minero necesariamente irán acompañadas de mayores requerimientos de energía, en general, y de suministro eléctrico, en particular. Así, por ejemplo, en la minería del cobre, donde el consumo de energía eléctrica creció 46% durante la década 2001–2010, los requerimientos aumentarían un 98% en la presente década (2011–2020), según estimaciones de COCHILCO, lo que significa un desafío no menor en materia de disponibilidad de suministro a precio competitivo. Cabe señalar que, de acuerdo al Balance Nacional

de Energía, el cobre concentra alrededor del 88% del consumo total de electricidad de la minería.

Gráfico N° 6
Consumo de energía eléctrica de la minería de cobre (TWh)



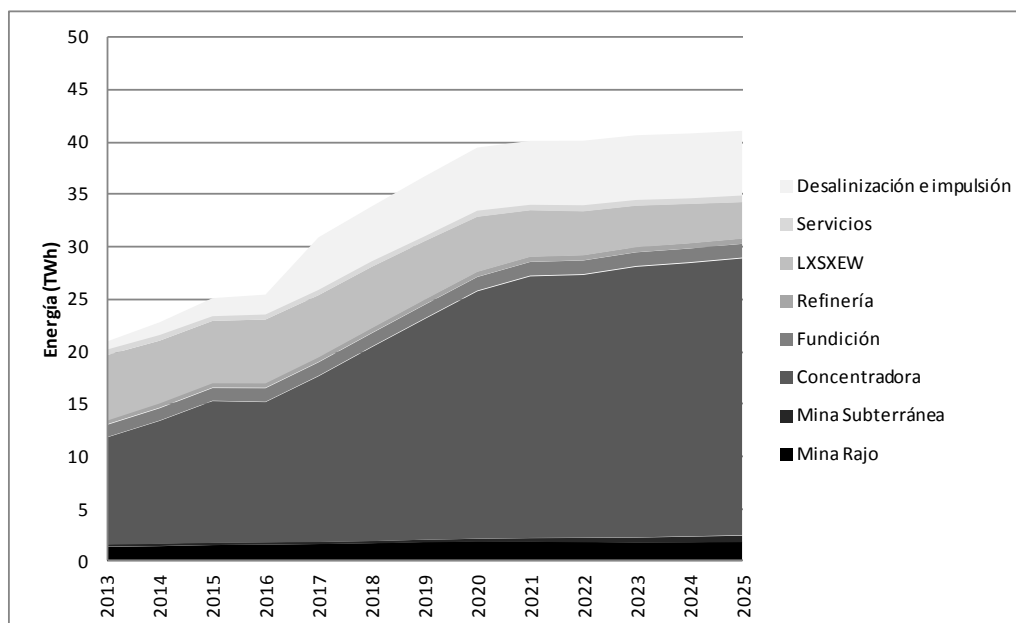
Fuente: COCHILCO.

El mayor consumo de energía eléctrica no responde solamente a la mayor producción de cobre proyectada. De hecho, entre los años 2001 y 2011 los requerimientos de suministro eléctrico crecieron en 52%, mientras que la producción de cobre aumentó un 11% en igual período. La minería ha aplicado tecnologías cada vez más avanzadas, pero inevitablemente resulta difícil disminuir el consumo de energía, no solo por la mayor producción esperada, sino también por el envejecimiento de los yacimientos, lo que va agotando las partes más ricas de ellos –que se ubican más cerca de la superficie– y obliga a buscar el mineral a mayor profundidad, disminuyendo las leyes y aumentando la dureza de la roca y las distancias de transporte, lo que importa un mayor gasto energético. En palabras del profesor Gustavo Lagos de la Universidad Católica, “será prácticamente imposible que la minería reduzca el consumo de energía total en el futuro, ya que aumentará

su producción, continuará la reducción de las leyes del cobre, el aumento de la dureza de la roca y de las distancias del transporte”.⁷

Así, las proyecciones de requerimientos de energía eléctrica hacia el futuro significarán pasar de un consumo de 21,0 TWh en 2013 a 39,5 TWh estimado para el año 2020, lo que representa un incremento de 88%. Este aumento se explica principalmente por las mayores necesidades energéticas para el tratamiento del mineral en concentradora, a lo que se suman crecientes requerimientos para los procesos de desalinización y sistema de impulsión de agua de mar que impactarán el consumo de energía eléctrica.

Gráfico N° 7
Proyección del consumo esperado de energía eléctrica por parte de la minería del cobre



Fuente: COCHILCO.

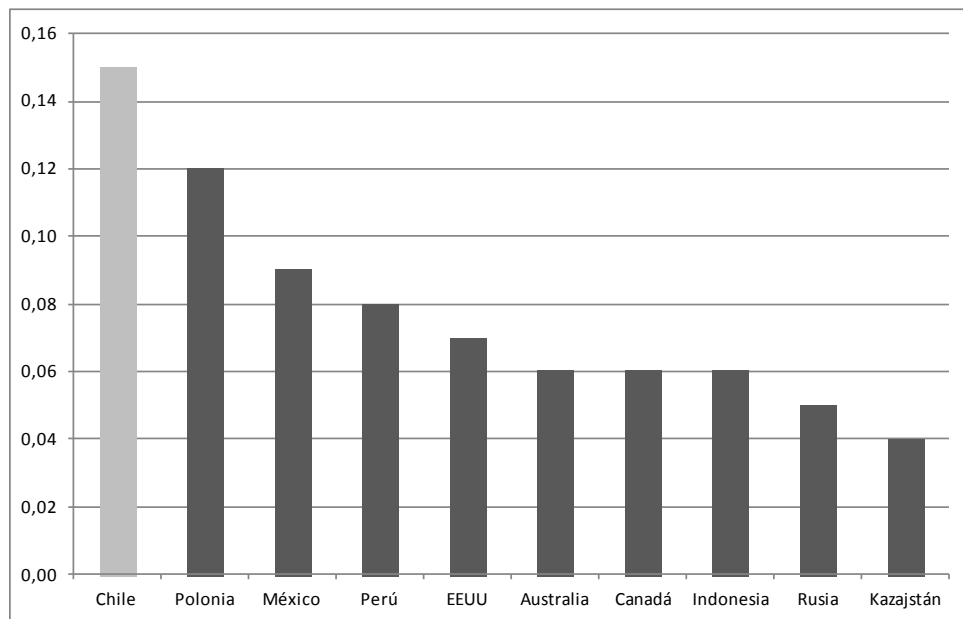
En este escenario, la actual situación energética y las amenazas de una inminente estrechez podrían significar un duro golpe para el desarrollo de la actividad minera del país que ya se encuentra en una condición desventajosa respecto de competidores tan relevantes como Perú por los altos precios de la energía en Chile. En efecto, el último informe del World Economic Forum, *The Global Energy*

⁷ Lagos, G. “Gestión del Negocio Minero” en *La Clase Ejecutiva*, El Mercurio, 2 de noviembre del 2013.

Architecture Performance Index Report 2014, ubica a Chile entre las naciones con mayores precios de electricidad para el sector de la industria, con un costo promedio de US\$ 150 por megawatt-hora. Estos niveles de precio de la energía son bastante más altos que los observados en los demás países productores de cobre⁸.

Gráfico N° 8

Precio de la electricidad para la industria en países productores de cobre (US\$/Kwh)



Fuente: *The Global Energy Architecture Performance Index Report 2014*, World Economic Forum.

Sería lamentable constatar a futuro que los proyectos mineros no pudieran materializarse por no tener la energía asegurada para su operación a precio razonable, situación que ya se ha comenzado a manifestar. De hecho, la región de Atacama resintió fuertemente la paralización de proyectos como Castilla (2.100 MW), lo que sumado a las dudas respecto del futuro del proyecto Punta Alcalde (740 MW), ha generado una fuerte incertidumbre en los inversionistas y la postergación de proyectos mineros. Y si bien han surgido varios proyectos eléctricos mineros que entrarían prontamente en operación, la mayoría de estos se

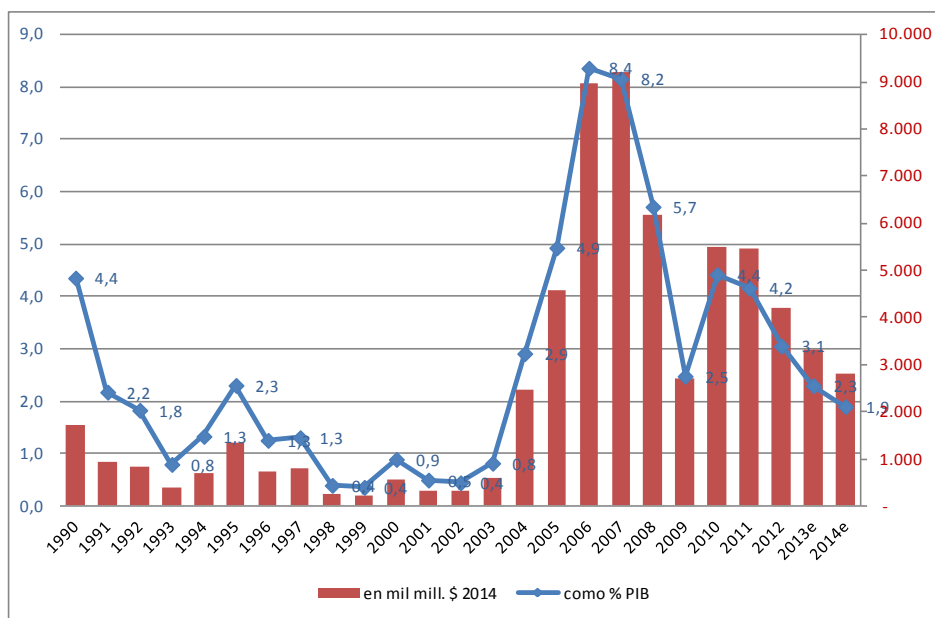
⁸ Cabe señalar el precio de energía para Chile corresponde a información del año 2008 y no se condice con la información obtenida a partir de los precios medios de mercado que publica la Comisión Nacional de Energía, que son bastante inferiores. Sin embargo, se han ocupado con el fin de hacer una comparación a nivel internacional sobre la base de la misma fuente.

basan en fuentes de energía renovable no convencional, lo cual es claramente insuficiente en cuanto a escala y seguridad de suministro. Resulta, por tanto, urgente asegurar el suministro competitivo de energía eléctrica para alcanzar mayores niveles de competitividad en el sector minero.

2.3 El impacto sobre las arcas fiscales

Un aspecto relevante asociado al futuro desarrollo de la actividad minera dice relación con su efecto en las arcas fiscales, por la importancia de la minería en los ingresos del fisco. Cabe recordar que el período 2005–2012 fue excepcional en lo que se refiere a ingresos fiscales provenientes de la minería; en cambio, a partir de 2013, la situación empieza a asemejarse a lo que ha sido el promedio histórico. Esta situación se explica por el aumento extraordinario del precio del cobre, que pasó de US\$ 0,8 la libra en el año 2003 a US\$ 4 la libra en 2011. A pesar de que actualmente el precio se encuentra por sobre el promedio histórico, el aumento de costos ha prácticamente eliminado la ganancia, lo que hace prever una reducción importante en los aportes a los ingresos fiscales. De hecho, hacia adelante se estima que los ingresos mineros representarán entre 1% y 2% del PIB. Esto es lo que se ha llamado el fin del “Súper Ciclo”, y tiene implicancias evidentes en la política fiscal.

Gráfico N° 9
Relevancia de la minería en los ingresos fiscales



Fuente: DIPRES.

Lo anterior refuerza la importancia de alcanzar mayores niveles de eficiencia para contener los crecientes costos que enfrenta la actividad minera. En particular, en materia energética resulta imperativo lograr la disponibilidad del suministro a precios competitivos y aumentar la eficiencia energética en los diferentes procesos productivos. Esto, sin perjuicio que hayan otros desafíos igualmente importantes para el sector minero, que también deberán ser resueltos en el futuro próximo y que dicen relación con materias regulatorias, la necesidad de mejorar la normativa ambiental, favorecer y promover nuevas iniciativas legislativas pro inversión, agilizar la tramitación de permisos sectoriales y fortalecer la fiscalización posterior, y desarrollar en forma intensa la tecnología y la innovación en la industria.

Los avances que se realicen en cada una de estas materias permitirán lidiar con los crecientes desafíos que se enfrentarán en el futuro y mantener el liderazgo de Chile en la minería del cobre. De esa manera, los aportes provenientes de la minería a las arcas fiscales serán mayores y permitirán continuar financiando parte importante de la política social del futuro.

3. El Problema: Ausencia de Proyectos Energéticos

Los proyectos de generación y transmisión eléctrica han estado enfrentando crecientes dificultades para su desarrollo por oposiciones ambientales y sociales, y la judicialización de los procesos de aprobación. Ello se ha traducido en una preocupante escasez de oferta de energía en contratos de largo plazo, dada la incertidumbre existente en cuanto a la disponibilidad de capacidad de suministro a mediano y largo plazo que permita responder a los compromisos adquiridos. Según el informe “Minería y Energía: Tres Años de Cambios”, elaborado por la Corporación de Bienes de Capital (CBC), una docena de iniciativas eléctricas, cuya inversión supera los US\$ 25 mil millones se han paralizado o postergado a lo largo del tiempo, lo que ilustra la complejidad de la situación y las consecuencias que ello podría tener en el desarrollo de otros sectores, como la minería⁹.

Es así como no solo se han rechazado y paralizado proyectos, sino que además se evidencia una preocupante ausencia de nuevos proyectos competitivos. En efecto, si bien hay una importante cartera de proyectos con sus permisos ambientales aprobados, buena parte no están en condiciones de ser realizados, ya sea porque

⁹ Se estima que son cerca de 8.500 MW paralizados, en circunstancias que se requieren más de 400 MW de generación térmica o 550 MW de generación hidráulica cada año (2014–2023).

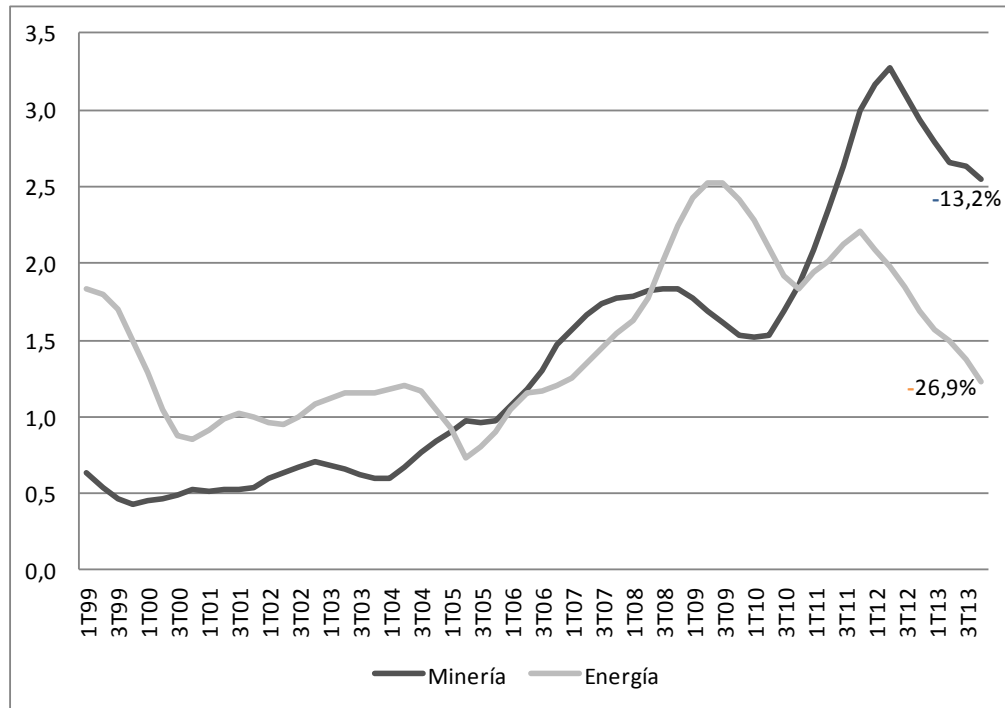
sus propias características les hacen menos competitivos o porque la incertidumbre jurídica existente y la creciente judicialización dificultan su materialización¹⁰.

Esta sequía de proyectos se evidencia también en el índice de actividad elaborado trimestralmente por la Asociación de Empresas Consultoras de Ingeniería de Chile (AIC), que permite determinar las horas/hombre para el estudio y diseño necesarios para concretar la puesta en marcha de proyectos de inversión. Este indicador –que actúa como una suerte de indicador líder de la actividad sectorial– ha caído fuertemente, en especial en el área de proyectos. En efecto, las cifras revelan que en el tercer trimestre de 2013 la actividad resultó un 8,7% más baja que la de igual período del año anterior. Las proyecciones para el cuarto trimestre indican una caída de 14,7% anual. Pero, más grave aún es la baja en la actividad de diseño de nuevos proyectos para el sector privado que acumula una caída superior a 60% desde fines del año 2011.

En términos sectoriales el mencionado índice de actividad muestra una caída importante al tercer trimestre de 2013 de 25,3% anual en el sector de energía (promedio móvil de los últimos 4 trimestres), descenso que se agudizaría en el cuarto trimestre, alcanzando 26,9% anual según datos provisionales. La evolución del indicador da luces del panorama económico esperado para el sector, ya que la actividad medida se anticipa en uno o dos años a la materialización de las inversiones, lo que revela la preocupante ralentización de la actividad sectorial. Ello, sin duda, incide también en la caída de 13,2% anual que muestra el mismo indicador para el sector minero, que depende significativamente de la disponibilidad de energía para la materialización de proyectos.

¹⁰ De los 3.565 MW de proyectos de generación del SIC en calificación en el Servicio de Evaluación Ambiental, 72% corresponde a proyectos eólicos y solares que tienen el inconveniente de su generación intermitente y estacional.

Gráfico N° 10
Índice de Actividad AIC Sector Ingeniería de Consulta, tercer trimestre 2013.
(prom. móvil últ. 4 trim. Base 1992=1)



Fuente: Índice de Actividad AIC Sector Ingeniería de Consulta, tercer trimestre 2013.

En el Sistema Interconectado del Norte Grande, SING, el desarrollo energético futuro no es incierto, dado que hay proyectos a carbón y a gas natural aprobados ambientalmente, elevada capacidad instalada existente en ciclos combinados que pueden usar GNL (Gas Natural Licuado) y, adicionalmente, un buen potencial de energía solar y eólica, y a más largo plazo de energía geotérmica. Cabe destacar que el desarrollo del SING será fundamentalmente termoeléctrico, en base a carbón y GNL, pues hay proyectos a carbón aprobados ambientalmente en el área de Mejillones (cerca de 700 MW), y dos proyectos a GNL en etapa de decisión por BHP (Kelar) y CODELCO (Luz Minera). Así, la producción termoeléctrica en el norte es muy relevante, pues es económica y mantendrá tal importancia hasta fines de la próxima década.

Las dificultades para sacar adelante proyectos energéticos se concentran en el Sistema Interconectado Central, SIC, que con las centrales actualmente en servicio y en etapa de construcción solo tiene asegurado el suministro energético económico hasta el año 2016. De hecho, actualmente solo se encuentran en construcción dos

centrales de generación de base de tamaño relevante; la hidroeléctrica Angostura (316 MW) y la termoeléctrica Guacolda V (152 MW), mientras que apenas hay tres grandes proyectos en carpeta; Punta Alcalde (740 MW), Alto Maipo (531 MW) y San Pedro (150 MW), sin que exista la certeza de que estas efectivamente se construyan dados los problemas de judicialización que enfrentan. De concretarse los proyectos que hoy están en el *pipeline*, el respiro podría ser algo más largo; sin embargo, sabemos que sacar adelante nuevos proyectos se ha vuelto una tarea titánica, lo que hace temer que no se pueda cubrir la demanda de energía a precios razonables y con la seguridad adecuada en un futuro cada vez más cercano.

Las dificultades existentes auguran una inminente estrechez energética, lo que abre un futuro preocupante en materia de abastecimiento y precios para el SIC¹¹. Este poco auspicioso escenario ya se refleja en precios más elevados de la energía eléctrica en el mercado *spot* y en los contratos de clientes libres, afectando la actividad minera, industrial y comercial. Más aún, se vislumbra que comenzarán a aumentar las cuentas que deberán pagar los clientes residenciales a juzgar por la dificultad que enfrentan las licitaciones de suministro para las distribuidoras.

La minería depende principalmente del suministro eléctrico proveniente del SING, que concentra el 61% de los requerimientos sectoriales. Si bien la situación más crítica se presenta en el SIC, donde los requerimientos de energía para la minería son algo más bajos (39% del total), es claro que el desarrollo futuro del sector dependerá de manera importante del desarrollo energético que allí se produzca, especialmente para abastecer la minería ubicada en la zona norte del SIC. Además, en un escenario muy probable de interconexión de ambos sistemas, será relevante lo que ocurra con los proyectos energéticos a lo largo de todo el país.

En consecuencia, urge sacar adelante proyectos de generación (y transmisión) para abastecer la creciente demanda y evitar un mayor aumento de precios de la energía. Sin embargo, como concretar proyectos es cada vez más difícil y costoso, es necesario innovar con algunas mejoras a nuestra política energética. Lo razonable para ello es mantener el eje central de la política energética vigente, pero introduciendo ajustes que permitan sobreponernos a la crítica situación por la que atraviesa el sector eléctrico y despejar su desarrollo en el mediano y largo plazo.

¹¹ De acuerdo al primer informe realizado por S. Bernstein, G. Bitrán, A. Jadresic y M. Tokman para la CPC, los costos marginales subirían de los actuales US\$ 90 por MWh (si 2013 fuera un año hidrológico normal) a US\$ 130 por MWh el 2018 (+44%). Si los proyectos presupuestados en el escenario base se atrasan un año, los costos marginales alcanzarían US\$ 156 por MWh el 2018 y US\$ 250 por MWh frente a un año seco.

4. Avances a la Fecha. ¿Son Suficientes?

El gobierno ha sido objeto de críticas por su manejo en el tema energético, partiendo por el episodio de la termoeléctrica Barrancones que fuera paralizada a solicitud del Presidente Sebastián Piñera el año 2010, pese a contar con los permisos ambientales aprobados. A ello se suman quejas por la falta de liderazgo para sacar adelante los proyectos y la postergación de decisiones clave, como el pronunciamiento del Comité de Ministros respecto de las centrales de HidroAysén, esperado hace ya más de dos años y medio.

La administración del Presidente Piñera destaca, sin embargo, otras medidas adoptadas durante su mandato. Entre ellas se cuenta la publicación de la Estrategia Nacional de Energía a comienzos de 2012, donde se establecieron los principales ejes de la política energética; la aprobación de tres leyes, la de concesiones eléctricas, la así llamada Ley 20/25¹² y la de interconexión de los grandes sistemas eléctricos del país (SIC-SING); y el ingreso de un proyecto de ley que se encuentra en trámite en el Congreso, que es el de carretera eléctrica.

El proyecto de concesiones eléctricas es, sin duda, importante pues permitirá agilizar los procedimientos para obtener concesiones eléctricas, respetando los derechos de los propietarios afectados. Se estableció, sin embargo, para su aprobación que la tramitación concluyera de forma simultánea con el proyecto 20/25, iniciativa que eventualmente podría tener efectos perjudiciales para el sistema eléctrico en términos de costos y seguridad¹³.

El proyecto de ley de carretera eléctrica, en tanto, busca facilitar las obras de construcción y expansión del sistema de transmisión, particularmente de aquellos proyectos de energía renovable ubicados a mayor distancia. Se trata de un conjunto de normas que permiten integrar nuevos parámetros en la definición de los trazados de la infraestructura de transmisión, lo que debiera responder mejor a la creciente inquietud de la ciudadanía y dar mayores certezas a los desarrolladores de proyectos¹⁴. Esta iniciativa complementa el proyecto de concesiones eléctricas, pero su tramitación se vislumbra aún más compleja y posiblemente requiera ser reemplazada por una fórmula más simple para que sea verdaderamente útil al desarrollo eléctrico.

¹² Proyecto de ley de moción parlamentaria que busca promover una mayor inclusión de energías renovables no convencionales (ERNC) en la matriz energética, siendo la meta original alcanzar un 20% al año 2020. En segundo trámite legislativo, el Ejecutivo presentó una indicación sustitutiva que fue aprobada, la cual pospone la misma meta al año 2025.

¹³ Para mayor detalle del proyecto de ley de concesiones eléctricas y de ERNC (20/25) véase Tema Público N° 1.115 de Libertad y Desarrollo, junio 2013.

¹⁴ Para mayor detalle del proyecto de ley de carretera eléctrica véase Tema Público N° 1.078 de Libertad y Desarrollo, septiembre 2012.

Por último, el proyecto de interconexión eléctrica permitirá al Estado promover la interconexión de los dos grandes sistemas eléctricos del país (SIC-SING), dado que hoy solo puede efectuarse por iniciativa privada. Se espera que con ello aumente la competencia y la capacidad de respaldo, mejore el aprovechamiento de recursos renovables y se facilite la integración energética regional.

La pregunta que cabe es si estos avances son suficientes para viabilizar los proyectos de generación que el país requiere. Y la respuesta es claramente no. Los proyectos en trámite no solucionan el problema de fondo, puesto que no basta con resolver la transmisión si no tenemos fuentes generando esa energía. En lo que realmente importa –que es la capacidad de generación–, hemos estado entrampados en la forma de forzar la incorporación de energías renovables no convencionales (ERNC) para alcanzar un 20% de la matriz, pero nadie se ha hecho cargo realmente de la forma de resolver el 80% restante.

¿Resolvería este escenario que el Estado tuviera un rol más activo? Nuevamente, la respuesta es no. El Estado se equivoca tanto como los privados (pero además socializa las pérdidas) y enfrentaría las mismas dificultades que los privados para el desarrollo de proyectos. Sí le compete un rol activo en realizar un análisis prospectivo de largo plazo de las alternativas de desarrollo energético existentes y su difusión en el mundo político y la opinión pública; liderar la discusión pública de los proyectos estructurales (aprovechamiento de recursos hídricos de Aysén y opción nuclear); y, sobre todo, resolver la paralización de obras. El Estado no ha sido un actor inocuo en que estemos en la situación actual: posterga decisiones (Comité de Ministros); alarga plazos en la aprobación de permisos y tiene una alta burocracia; no ha realizado oportunamente las mejoras administrativas que eviten o reduzcan la judicialización; y no ha dispuesto del uso de la fuerza pública para la toma de posesión efectiva de terrenos otorgados en servidumbre, entre otros. Por lo tanto, el Estado tiene el rol de analizar las opciones de desarrollo de la matriz energética y facilitar la ejecución de proyectos; pero no de definir qué, dónde y cuándo se debe realizar los proyectos.

¿Qué hacer, entonces, para destrabar los proyectos energéticos y generar los miles de mega watts de capacidad (además de ampliar las líneas de transmisión) que el país requiere para satisfacer sus necesidades? Hay que diseñar e implementar alguna iniciativa en este sentido, lo que sigue siendo un gran desafío pendiente.

5. Propuestas para Salir del Escollo Energético

Ya hemos mencionado que las dificultades que enfrenta la realización de nuevos proyectos, sobre todo en base a carbón, gas natural licuado y recursos hídricos, complican el escenario energético y ponen en riesgo que se pueda cubrir la demanda a precios razonables y con la seguridad adecuada.

Es claro que destrabar los proyectos energéticos no será fácil bajo las condiciones actuales y su éxito dependerá, en buena medida, de las decisiones que se tomen durante los próximos años. En efecto, las decisiones que se adopten hoy serán las que definirán si se contará o no con generación a precio razonable durante la próxima década, lo cual amerita un esfuerzo conjunto del Ejecutivo, los parlamentarios, el Poder Judicial y la ciudadanía. Es por ello que resulta urgente avanzar en algunas propuestas que se han debatido, pero que no concretado, e innovar en otras medidas necesarias para sacar adelante los proyectos en los años venideros.

En el corto plazo hay una serie de decisiones que deben tomarse y avances posibles que permitirían superar las dificultades que se avecinan en materia energética. Para ello, y sin perjuicio de facilitar el desarrollo de algunos nuevos proyectos a carbón y GNL, así como de proyectos hidroeléctricos medianos, es conveniente promover a corto plazo un uso más intensivo de GNL. A más largo plazo será necesario despejar el camino para el desarrollo de toda tecnología de generación disponibles, pues tanto la termoelectricidad, hidroelectricidad, ERNC y nuclear serán necesarias para sostener el crecimiento económico y social al que el país aspira. Para hacerlo posible es importante ir generando un ambiente más propicio para el desarrollo de proyectos, lo cual requiere de medidas concretas que deben implementarse lo antes posible. A continuación se plantean los principales aspectos en que se debiera avanzar.

5.1 Atraer inversiones de generación en base a GNL

Dado el riesgo que conlleva la ausencia de proyectos, son pocos (si es que alguno) los dispuestos a comprometer volúmenes importantes de energía en contratos de largo plazo a precio estabilizado. En el corto plazo, la alternativa de más rápida ejecución es promover un uso más intensivo de gas (GNL) en centrales disponibles, lo que incluye las centrales de ciclo combinado existentes, la conversión a ciclo combinado de turbinas a gas y la utilización de capacidad ociosa en el SING cuando se haya realizado la interconexión de ambos sistemas eléctricos. Esto permitiría enfrentar, de manera inmediata, la estrechez energética que se avecina, con menores costos de inversión y menores grados de oposición, puesto que se trata de

capacidad actualmente disponible. La oportunidad se presenta especialmente a través de las licitaciones de suministro para distribuidoras eléctricas¹⁵, que como representan un consumo masivo en fecha determinada, permiten (en principio) gatillar la decisión de quienes tienen centrales a gas operando con diésel de pasar a generación de base a GNL.

De acuerdo a la proyección de demanda de la Comisión Nacional de Energía (CNE), el consumo de los clientes regulados en el Sistema Interconectado Central crecería en promedio un 4,4% anual en los próximos 10 años (con una tasa marginal decreciente), llegando a más de 45.000 GWh al año 2023. Para entonces, solo un tercio de los requerimientos estarán siendo cubiertos por los contratos actualmente vigentes, restando casi 30.000 GWh que deben ser licitados. Lo anterior significa que hay un requerimiento importante de energía para abastecer a los clientes regulados, pues no solo debe cubrirse la demanda adicional que se genera año a año, sino además deberán irse reponiendo los contratos que vencen a lo largo del tiempo. La licitación de suministro para las distribuidoras representa, en consecuencia, un desafío, pero también una oportunidad para atraer inversiones de generación eléctrica.

Las licitaciones para empresas distribuidoras podrían abrir la posibilidad de que parte de la demanda sea suministrada con GNL contratado a largo plazo, lo cual redundaría en una mejora considerable de los precios proyectados para los próximos años. Esto, si se promueve que todas o algunas de las centrales de ciclo combinado existentes (Nehuenco I y II y Nueva Renca) participen de este mercado mediante contratos de largo plazo, basado también en compras de largo plazo de GNL. Lo anterior, sumado a la transformación a ciclo combinado de los ciclos abiertos existentes (Taltal y Candelaria), permitiría movilizar unos 1.000 MW en centrales de base que hoy operan con petróleo diésel.

Recientemente, la Comisión Nacional de Energía concluyó el proceso de licitación, resultando en la adjudicación a ENDESA y ENEL del 78% del bloque disponible. Las distribuidoras eléctricas tendrán plazo hasta mediados de enero para llamar a una nueva licitación de suministro, a fin de adjudicar el remanente de energía que no fue colocado en esta subasta. Es posible que se decida rediseñar la licitación para considerar nuevamente contratos a 10 años plazo y así promover la participación de los generadores que cuentan con unidades en base a gas natural (que actualmente se subutilizan por no contar con este suministro), y que no

¹⁵ La normativa chilena establece tarifas reguladas para los clientes de menor consumo, vale decir, usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual a 2.000 kilowatts (kW), lo que incluye al consumo residencial, comercio, servicios públicos e industriales medianos y pequeños, y que representan algo menos del 50% del consumo total. Sus requerimientos son abastecidos por empresas de distribución que están obligadas a licitar el suministro necesario para abastecer los consumos de los clientes regulados ubicados en su zona de concesión, a través de licitaciones públicas.

ofertaron en el proceso anterior. Poner en operación esas unidades es la opción más viable para contratar esa energía, ya que la construcción de proyectos nuevos está prácticamente paralizada. Con todo, lograr la adjudicación de los requerimientos de energía resulta absolutamente necesario para aliviar, al menos en parte, los problemas del abastecimiento del SIC durante el período 2013–2020 y alentar mayores inversiones en el futuro.

5.2 Agilización de trámites y permisos

Son numerosos los permisos que deben tramitar los proyectos de generación y transmisión, muchos de los cuales son largos y engorrosos. De acuerdo al estudio “Agenda para Impulsar las Inversiones en Generación Eléctrica de Base” se requiere solicitar cerca de 57 permisos, siendo especialmente complejos algunos que se tramitan en el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, así como también las concesiones marítimas, la adquisición, arriendo o concesión de uso oneroso de bienes nacionales, las concesiones geotérmicas, las concesiones eléctricas y las solicitudes de derechos de agua y de traslado de los puntos de captación y restitución de caudales.

Los autores identifican varios problemas asociados a la tramitación de permisos, para lo cual proponen algunas medidas destinadas a facilitar los procesos, las que incluyen; (i) simplificar los procedimientos y preparar guías aclaratorias; (ii) establecer criterios objetivos de aplicación de normas y mecanismos de control; (iii) fortalecer la coordinación entre los servicios públicos con la creación de una mesa sectorial abocada a facilitar el desarrollo de proyectos eléctricos; (iv) dotar de mayores recursos humanos y financieros a los servicios públicos; (v) mejorar las solicitudes presentadas por los inversionistas; y (vi) limitar los incentivos para la judicialización vía establecer instancias especializadas de resolución de conflictos y normas que desincentiven la presentación de demandas especulativas o temerarias, entre otros.

Estas recomendaciones apuntan precisamente a hacer de la “permisología” un proceso más expedito, transparente y basado en criterios objetivos, superando a su vez falencias propias derivadas de la falta de recursos y capacidades técnicas de los servicios públicos y la deficiencia en la entrega de antecedentes por parte de los solicitantes. De aplicar estas medidas debiera esperarse una menor presión por parte de la opinión pública respecto del otorgamiento de permisos al dotar de mayor legitimidad a los procesos sectoriales y de evaluación ambiental, además de reducir la frecuente interposición de recursos judiciales en contra de los proyectos.

Sin duda es importante lo que se ha hecho en términos de establecer contenidos mínimos para la presentación de estudios, guías especiales para la evaluación de distintos tipos de proyectos, definiciones más claras de las materias sobre las cuales debe pronunciarse cada servicio, etc. En este sentido, es un avance el nuevo reglamento que comenzó a regir a partir del 24 de diciembre de 2013 y que perfecciona y actualiza el sistema de evaluación de impacto ambiental. Sin embargo, es importante continuar perfeccionando el proceso y estableciendo criterios y parámetros objetivos de evaluación, así como los desarrolladores deben elevar la calidad de la información que entregan respecto de sus proyectos en etapas tempranas de la evaluación.

Igualmente, es necesario mejorar la capacitación de los servicios a nivel regional y eventualmente reestudiar la conformación de las comisiones evaluadoras, de modo que sea un órgano técnico el que finalmente apruebe los proyectos. Por último, se deben evitar las dilaciones de plazos en el pronunciamiento del Comité de Ministros, como ha ocurrido a la fecha.

5.3 Promover un debate más Informado

La ciudadanía se siente empoderada y tiene los medios y el interés de hacerse escuchar; sin embargo, existe una evidente desinformación e ignorancia respecto de las reales opciones que tiene el país para satisfacer sus necesidades energéticas en el futuro, lo que amerita un esfuerzo de difusión y creación de conciencia. En este sentido, es importante acercar a la sociedad al debate sobre temas de interés como el desarrollo energético del país, pero sobre la base de mayor y mejor información de la que se dispone actualmente.

Los ministros de energía realizan una cuenta pública anual, instancia que ha servido para difundir información de calidad respecto de la situación energética del país, tanto a nivel ciudadano, como de los líderes políticos y de opinión. Sin embargo, eso no es suficiente, lo que amerita buscar otras instancias adicionales para una mayor difusión de lo que se vislumbra hacia el futuro y de las opciones disponibles –sincerando beneficios y costos–, lo que permitiría generar un debate más serio e informado, con información veraz y objetiva. Una opción para ello sería que el Ministro de Energía realizara una cuenta pública formal ante el Congreso, a modo de dar a conocer hacia dónde nos movemos y establecer claramente las urgencias en esta materia. Por otra parte, se debieran incluir los temas energéticos contingentes en los currículos escolares, así como desarrollar campañas educativas por parte del ministerio del ramo.

Solo mejorando la disponibilidad y acceso a información necesaria para una discusión fundamentada, se podrán facilitar esos necesarios consensos que resultan aún más esquivos cuando prima la desinformación en la opinión pública y en la clase política.

5.4 Evitar políticas voluntaristas: excesivo protagonismo de las ERNC

Las ERNC han tomado un rol protagónico en la discusión energética, particularmente en el ambiente electoral que ha vivido el país en los meses recientes. Ello parece positivo, pues pone en la agenda un tema de interés general, como es la generación con fuentes que aportan energía limpia y propia, y ayudan a diversificar nuestra matriz energética. No obstante, subyacen dos riesgos importantes; primero, el sobrevalorar la presencia masiva de ERNC en nuestra matriz (sobre todo si ello resulta de decisiones que no derivan del libre funcionamiento del mercado) y, segundo, postergar la discusión más sustantiva, cual es la necesidad que tiene el país de impulsar la generación con fuentes convencionales para proveer la energía de base que el país requiere.

La experiencia internacional es ilustrativa. Países como Alemania, España e Inglaterra están viendo serios cuestionamientos a su política energética de corte “verde”, por haber aplicado una política excesivamente ambiciosa y poco visionaria respecto de sus consecuencias. Hoy se levantan voces en contra de los sistemas de subsidio a las energías intermitentes (solar y eólica), ya que han encarecido fuertemente la energía.

Alemania, en particular, ha sido un gran promotor de las energías renovables no convencionales¹⁶. El fuerte subsidio a las energías renovables –que el año 2012 alcanzó US\$ 19 mil millones– logró promover su desarrollo masivo, lo que ha elevado la participación de la generación eólica y solar fotovoltaica a más de 11% de la generación total. Pero esta revolución verde no ha sido barata: los costos asociados a los impuestos y demás políticas de fomento representaron cerca de 30% del precio de la energía industrial en 2012, costo que creció un 50% durante ese año. A nivel residencial los costos para los hogares se han duplicado desde el año 2000, siendo 2/3 de esta alza resultado de las comisiones, impuestos y sobrecargos aplicados por el gobierno, y se calcula que los costos de la cuenta de la luz subirían hasta 40% de acá al año 2020. Actualmente, Alemania está repensando su política energética con miras a implementar el modelo sueco (que impone metas de reducción de emisiones para cada sector de la economía, pero

¹⁶ Alemania implementó un sistema de *feed-in tariff* (FIT) a fines de los 90, que ha generado una acelerada penetración de las energías renovables de todo tipo, financiado con un sobrecargo cobrado a los consumidores.

dando libertad a los actores para decidir cómo lograrlo), de modo de evitar mayores perjuicios para los residentes y la actividad productiva.

España es otro caso emblemático. Su programa de fomento de las ERNC fue muy ambicioso, lo que llevó a cuadruplicar la generación solar fotovoltaica desde 2008, pero los costos también aumentaron en forma explosiva. Los subsidios crecieron a 8,1 mil millones de euros en 2012 y como el gobierno no estuvo dispuesto a traspasarlos a precio de consumidores, el déficit tarifario acumulado (costo menos ingresos recaudados de consumidores) ya alcanza 26 mil millones de euros, con un aumento de 5 mil millones de euros al año. Originalmente, los generadores de ERNC podían escoger entre vender a precio de mercado más un premio o acordar contratos de largo plazo con un margen garantizado. Estos beneficios se han ido desmantelando y el gobierno solo va a garantizar un margen de 3% sobre la tasa de bonos españoles a 10 años, lo que representa un recorte severo.

Un problema adicional que han experimentado estos países es que las empresas eléctricas convencionales se han visto complicadas con la política de subsidios a las ERNC. Con tanta energía proveniente de fuentes solares y eólicas, los proyectos convencionales ya no resultan rentables, lo que ha llevado a paralizar las nuevas inversiones. Ello deviene en un problema cuando justamente lo que se requiere ante la mayor generación intermitente es contar con más fuentes de respaldo. Esto ha llevado a operar antiguas centrales a carbón y a gas, incluso aquellas que eran económica y ambientalmente inaceptables, y que hoy operan a plena capacidad para dar estabilidad al sistema, aumentando con ello las emisiones de CO₂. En consecuencia, la gran disyuntiva en Europa hoy es cómo continuar con el desarrollo de renovables y lograr su financiamiento sin poner en riesgo la seguridad del sistema y la competitividad del país.

Chile no ha estado ajeno a esta tendencia en favor de las ERNC. La Ley N° 20.257 del año 2008 estableció la obligación de las empresas eléctricas a acreditar que el 5% de la energía anual equivalente, bajo contratos suscritos después de agosto de 2007, provenga de ERNC, porcentaje que aumentaba gradualmente a partir del año 2015 para alcanzar la meta de 10% en 2024. Recientemente, se promulgó la Ley 20/25 que amplía esta meta a un 20% al año 2025. Es importante señalar que Chile afortunadamente ha optado por un sistema de incentivo a las ERNC más benigno que los subsidios por tecnología otorgados en países como Alemania. La Ley 20/25 recientemente aprobada establece una meta más ambiciosa a cumplir e incorpora un esquema de licitaciones públicas para la inyección de bloques de energía

provenientes de medios de generación renovable no convencional, con precios estabilizados a 10 años¹⁷.

Lo que sí es asimilable a la experiencia europea es el hecho que la Ley 20/25 implica una entrada masiva de ERNC; si durante el presente año la generación proveniente de fuentes de ERNC alcanzará del orden de 3 TWh, la nueva meta establecida debiera aumentar a 26 TWh la generación en base a estas fuentes al año 2025. Eso equivale a instalar entre 7.000 a 8.000 MW en ERNC al año 2025¹⁸, lo que solo podría cumplirse con plantas eólicas y solares (las minihidro, biomasa y geotermia no superarán los 1.000 MW), con los consecuentes problemas de intermitencia, mayor conexión y ampliación de líneas para ser usadas unas pocas horas e impacto en los costos marginales, cuya diferencial respecto del promedio mensual deberá ser cubierto por los demás generadores.

Lo más preocupante es que, no siendo esto suficiente, durante el debate presidencial se ha hablado de un 30/30, es decir, se pretendería elevar nuevamente la meta de ERNC a 30% al año 2030. Propuestas como esta parecen aventuradas, pues no es conveniente económica ni técnicamente factible ir más allá del 20/25 y podría resultar en una política altamente costosa para el país. De acuerdo a un estudio realizado por Alexander Galetovic y Cristián Hernández, la implementación de la Ley 20/25 provocaría un impacto en el sistema eléctrico de US\$ 500 millones al año, y de adoptarse el 30/30 la pérdida social podría duplicarse (US\$ 1.000 millones al año)¹⁹. Es mucho más razonable, entonces, reevaluar la meta recién definida en unos 5 años más, en función del desarrollo que experimenten las distintas tecnologías –en particular, las formas de generación continua como geotermia y solar de concentración con acumulación–, la evolución de los precios del mercado eléctrico y el cumplimiento observado en las nuevas metas establecidas, que definir *a priori* metas aún más exigentes.

Lo anterior cobra particular relevancia cuando se constata que a la fecha no se han sopesado debidamente los inconvenientes que podrían derivar de forzar una mayor

¹⁷ Lo que recibe el proyecto adjudicatario equivale a su inyección de energía horaria valorizada a costo marginal, pero sujeto a una compensación que se calcula comparando el costo marginal promedio del mes y el precio de oferta presentado en la licitación. Con ello se busca estabilizar el precio que percibe el desarrollador de ERNC. En la práctica, las licitaciones establecerán un precio máximo basado en el costo medio de largo plazo de la tecnología de desarrollo, acrecentado en hasta un 10%. El precio de energía que percibirán aquellos adjudicatarios en el proceso de licitación por la energía comprometida en el bloque licitado corresponderá al que cada participante haya indicado en su propuesta. Se crea un mecanismo de estabilización de precios donde, si el costo marginal promedio es más alto que el precio licitado, las empresas eléctricas que efectúen retiros recibirán la diferencia hasta un máximo de 0,4 UTM por MWh, percibiendo el exceso de dicha cifra el generador de ERNC. Cuando, en cambio, el costo marginal promedio se encuentra bajo el precio licitado, las empresas eléctricas que efectúen retiros deberán pagar la diferencia, con un tope de 0,4 UTM por MWh.

¹⁸ Actualmente, existen 1.000 MW instalados y otros 600 MW en construcción.

¹⁹ La Tercera, 29 de septiembre 2013, “El Costo que pagará Chile por las Energías Renovables”, entrevista a Alexander Galetovic y Cristián Hernández.

introducción de ERNC. Tal como señalan Juan Carlos Olmedo y Jacques Clerc²⁰ una entrada masiva de energía solar y eólica tiene efectos sobre los costos del sistema producto de su marcada estacionalidad e intermitencia. Esto deriva de que: (i) se imponen mayores exigencias por el cumplimiento de la meta lo que conlleva mayores precios a cobrar en los contratos, tanto con clientes libres como distribuidoras; (ii) se requiere disponer de generación de respaldo para suplir la demanda cuando las fuentes de ERNC no generan o reducen su inyección, lo que significa más centrales de base operando a mínimo técnico o con menor factor de planta para dar cabida a las ERNC. Ello redundaría en menor eficiencia, mayores costos de mantención y reducción de la vida útil de las centrales; y (iii) mayor requerimiento de capacidad de transmisión, tanto por la distancia y atenuación en la generación ERNC, como por su intermitencia y consecuente necesidad de hacer uso de la capacidad de regulación con centrales de embalse que están en el extremo sur.

No es posible, por tanto, comparar simplemente los costos de desarrollo de fuentes convencionales y no convencionales, pues se deben determinar los efectos sobre el costo medio del sistema con o sin ERNC. En otras palabras, según señalan Olmedo y Clerc, no basta con afirmar que los costos variables son menores en el caso de las ERNC, sino que hay que mirar los costos totales que conlleva para el sistema la incorporación de estas fuentes de energía. Así, aun cuando los costos de desarrollo fueran iguales, no es una generación de calidad similar, dado que la fuente convencional puede operar, detenerse o modificar su producción, mientras que la ERNC opera mientras tenga el recurso que la sustenta, lo que obliga a que el resto del sistema sea suficientemente flexible para adaptarse a esta generación. Estos costos inevitablemente se traducen en mayores precios para los consumidores, porque las centrales térmicas ven reducido su factor de planta²¹, lo que se suma a los mayores costos de mantención y operación.

Con todo, cabe señalar que la meta de 20/25 establecida en Chile está dentro de los límites de lo que se puede instalar de generación intermitente en el sistema sin introducir sobrecostos importantes. Sin embargo, y debido a la incertidumbre generada por este tipo de iniciativas, sería conveniente que cualquier incentivo de fomento a ERNC se aplique con plazos prudentes y de forma gradual. Además sería prudente explorar otros mecanismos de fomento distintos al establecimiento de cuotas, como generar más información de carácter público, dar mayores incentivos para proyectos piloto de ERNC, incentivar la creación de portafolios de

²⁰ Revista Libertad y Desarrollo. N° 242. "Efectos del proyecto de ley de Energías Renovables No Convencionales", agosto 2013.

²¹ Olmedo y Clerc estiman que bajar el factor de planta de una central a carbón de 90% a 80% implica un aumento de precios al consumidor final cercano a 10%; incremento que podría alcanzar 40% si el sistema se desarrolla sobre la base de ciclos combinados con GNL.

fuentes de generación ERNC, introducir la figura de los comercializadores y el multicarrier eléctrico y facilitar el proceso de conexión de centrales ERNC al sistema de transmisión.

Finalmente, si se quiere provocar un cambio realmente beneficioso para el país, se debieran enfocar los recursos hacia la investigación y desarrollo, de modo de reducir el precio de las futuras generaciones de energía verde. En palabras de Bjorn Lomborg, director del Centro para el Consenso de Copenhague, “la solución más inteligente a largo plazo sería no subsidiar las tecnologías ecológicas altamente ineficientes que hoy están disponibles, sino concentrarse en la innovación que permita bajar los costos de las futuras generaciones de energía eólica, solar y muchas otras increíbles posibilidades. Si en el futuro la tecnología verde se vuelve más barata que los combustible fósiles, todo el mundo cambiará y no solo los occidentales subsidiados y bien intencionados”²².

5.5 Uso de recursos hídricos y desarrollo de la termoelectricidad

Un país que busca desarrollar la energía renovable no puede prescindir de sus recursos hídricos. En este contexto, el aprovechamiento de los recursos hídricos del sur austral del país es una decisión clave, pues permitiría aportar entre 4.000 y 6.000 MW al SIC (incluyendo HidroAysén, Energía Austral, Puelo y otros) y aumentarían sustancialmente la participación de fuentes renovables, de alta regularidad y limpias, a nuestra matriz energética.

Cabe señalar que al año 2030 el consumo eléctrico total del país llegará a unos 152 TWh, de los cuales 23 TWh podrían ser abastecidos por las centrales de Energía Austral y de HidroAysén, lo que equivale a más de 15% de la generación total. Con ello, el porcentaje total de generación renovable alcanzaría cerca de 60%, cifra que estaría muy por encima de EEUU y del continente europeo. Debieran, por tanto, impulsarse los proyectos en carpeta que explotarían los recursos hídricos de esta zona, en la medida que cumplan con las exigencias medioambientales.

Ahora bien, es bastante evidente que proyectos de la envergadura de HidroAysén difícilmente podrán ser desarrollados por la iniciativa exclusiva del sector privado, dada la fuerte oposición ciudadana y política que ha enfrenado el proyecto a la fecha. En vista de lo anterior, parece indispensable como requisito previo para impulsar megaproyectos como este –así como también para una futura generación nuclear– alcanzar un acuerdo social y político base a nivel país. Para ello se requeriría disponer de información veraz y de amplia difusión, con análisis

²² Bjorn Lomborg, ensayo “Calentamiento global: el pánico no es necesario”, publicado en La Tercera el 20 de octubre de 2013.

prospectivos de largo plazo –de preferencia desarrollados por consultores externos– que permitan comparar las alternativas existentes y los costos asociados.

Adicionalmente, se necesita promover una solución aceptable para las líneas de transmisión que transporten la energía desde las centrales de generación hasta Puerto Montt, de responsabilidad de los desarrolladores (aun cuando podría haber algún rol de coordinación por parte del Estado para garantizar el aprovechamiento de espacio y la existencia de holguras para ser utilizados por otros proyectos), siendo clave para la aceptación de los proyectos resolver el impacto ambiental y, especialmente, el perjuicio que pudiera existir en el paisaje.

Por último, para el tramo Puerto Montt-Santiago, ya sea como línea troncal o como línea adicional, se requiere la seguridad absoluta de obtener la franja de servidumbre. Esto constituye un desafío prácticamente inabordable desde la iniciativa meramente privada, debiendo considerarse la intervención del Estado en la obtención de dicha franja. Para ello posiblemente deba explorarse un mecanismo más simple (en el plano legal) que el establecido en la iniciativa legal de “Carretera Eléctrica”, para establecer y asegurar la servidumbre requerida. Cualquiera sea la fórmula escogida, el acuerdo político-social antes señalado solo podrá alcanzarse si se define claramente cómo sería y por dónde pasaría esta línea.

Ahora bien, junto con la hidroelectricidad de gran escala, el país requiere disponer de otras fuentes de energía de base, lo que significa el desarrollo de la termoelectricidad a carbón o gas. De hecho, si no se aprovecha la hidroelectricidad de la zona austral del país, deberá ser reemplazada por mayor generación termoeléctrica y/o el desarrollo de la opción nuclear para satisfacer las necesidades energéticas del país. Cualquier sea el camino, no cabe duda que se requerirá contar con un liderazgo potente en el país que ponga sobre la mesa las opciones habidas y tenga la capacidad de impulsar los proyectos que se necesitan, sin discurrir en respuestas vagas ni evasivas como ha sido hasta la fecha.

Cabe destacar que el uso del carbón continúa alto y creciente en el mundo, porque sigue siendo la opción más barata para países que no cuentan con reservas propias de gas natural. En Chile, la capacidad de expansión de la energía eléctrica a precios competitivos también exige seguir desarrollando centrales termoeléctricas a carbón, fuente que actualmente es al menos 25% más barata que la alternativa del gas. Si bien el carbón es un combustible más contaminante que el gas y las alternativas renovables, las estrictas normas de emisiones vigentes y las mayores exigencias que se imponen para su aprobación ambiental han permitido reducir sustancialmente las emisiones de los contaminantes locales (SO₂, NO_x y mercurio). Es cierto que hay externalidades que no se contabilizan, como las emisiones de gases de efecto invernadero, pero aun en países con impuesto al carbono sigue

siendo el carbón la alternativa más barata, de modo que Chile no puede ni debe rescindir de su uso.

La opción nuclear tampoco es descartable para satisfacer la creciente demanda eléctrica en el futuro. El debate en torno a esta fuente de generación se vio interrumpido por los hechos ocurridos en Fukushima que aumentaron las aprensiones de la población ante la gravedad que significa un accidente nuclear. No obstante, en un país cuya generación de energía se duplica cada 12 años y las alternativas de suministro son limitadas, la alternativa nuclear debe ser estudiada. En efecto, frente a un eventual encarecimiento de la generación en base a combustibles fósiles, el gradual agotamiento de las fuentes hidrológicas y la limitada capacidad de desarrollo e inconveniencia de la intermitencia de las ERNC con mayor potencial, resulta necesario considerar seriamente el suministro eléctrico a largo plazo por medio de la energía nuclear. No hay que olvidar que se trata de una fuente de generación de costos competitivos cuando operan a gran escala y de una tecnología limpia que no genera emisiones contaminantes.

Lo anterior amerita que se avance resueltamente para poder decidir fundadamente respecto de la opción nuclear cuando ello sea necesario, lo cual requiere a lo menos completar los estudios iniciados hace algunos años, así como capacitar el recurso humano y lograr su aceptación pública. Cabe destacar que incluso Japón, a algo más de dos años del desastre de Fukushima, está considerando reabrir 17 reactores (de un total de 52 que fueron clausurados), los que representan un 36% de la capacidad nuclear del país. Eso da una indicación de que el tema nuclear no está en absoluto cerrado en el resto del mundo.

5.6 Ordenamiento territorial, no planificación centralizada

Una fuente importante de conflicto es la creciente competencia por el uso territorial entre distintos fines productivos y de preservación, tanto a nivel de uso de suelo, como de borde costero y marítimo. Ello responde principalmente a la falta de criterios y definiciones comunes en el uso de las herramientas de ordenamiento territorial, donde coexiste una multiplicidad de categorías de protección, normas e instituciones involucradas.

Es evidente que se necesita disponer de información sobre zonificación y definir una interpretación única del alcance de las normas existentes, lo que permitiría facilitar la selección de localizaciones para la instalación de centrales de generación. Esto es absolutamente necesario para aumentar la certeza jurídica de los proyectos, puesto que la inconsistencia y falta de coordinación en el uso de instrumentos de

ordenamiento territorial y en la interpretación de los alcances de dicha designación es fuente permanente de conflicto y posterior judicialización.

Es importante señalar que esto no debiera conducir a que la autoridad central defina los usos más adecuados de los terrenos o lo que debe hacerse en ellos. Avanzar hacia una planificación territorial centralizada sería altamente ineficiente e indeseable, pues no solo paralizaría las inversiones a la espera de la gran definición territorial –que podría tomar muchos años en debatirse y materializarse–, sino que además enfrentaría enormes presiones sociales y políticas para que finalmente muy pocas o ninguna zona termine calificando para el desarrollo de proyectos eléctricos. Además, presupone erróneamente que la autoridad podría contar con más y mejor información para disponer del uso de los terrenos que el sector privado, lo que habitualmente conduce a una asignación ineficiente de los recursos. Lo que se necesita, en cambio, es mayor información y criterios claros para calificar terrenos en las distintas categorías de protección y definiciones respecto de las restricciones que ello conlleva, de modo de compatibilizar los objetivos de protección con el desarrollo de proyectos de inversión, como los eléctricos y mineros.

La autoridad puede contribuir positivamente haciendo un levantamiento de información que permita evaluar de mejor manera la conveniencia de ciertas localizaciones por sobre otras (lo que daría mayor viabilidad al desarrollo de los proyectos), así como para establecer con claridad dónde no es posible realizar proyectos de inversión. Eso evitaría, por ejemplo, que se evaluaran proyectos que por su cercanía a áreas protegidas sean posteriormente rechazados o que no tomen en cuenta debidamente las condiciones sociales, culturales y ambientales de la zona, sufriendo retrasos o postergaciones evitables y mayores niveles de judicialización. Además, la autoridad podría contribuir positivamente, poniendo a disposición de los privados terrenos fiscales aptos para el desarrollo de proyectos energéticos.

También es importante el avance que se pueda realizar en materia de borde costero²³. Si bien existe una Política Nacional de Uso del Borde Costero del Litoral de la República desde el año 1994, no se ha logrado avanzar en una visión integral para el desarrollo de un espacio al cual converge un gran número de actividades, por lo que opera muy deficientemente y sujeto a una alta discrecionalidad por parte de las autoridades. A ello se suma que en algunos planes reguladores intercomunales, donde intervienen los consejos regionales (CORE), se ha llegado a reservar el borde costero de la región completa para fines no industriales ni energéticos.

²³ Terrenos de playas fiscales ubicados dentro de una franja de 80 metros de ancho, medidos desde la línea de más alta marea de la costa del litoral.

Actualmente se tramita un proyecto de ley para darle régimen legal al proceso de definición del uso del borde costero, lo que eventualmente podría dar mayores certezas para el desarrollo de proyectos. Lo mismo cabría esperar de la futura tramitación del proyecto de ley que crea el Servicio de Biodiversidad y Áreas Protegidas, actualmente detenido en el Congreso, que debiera reglamentar de mejor manera la definición de áreas silvestres protegidas y las actividades que en ellas puedan realizarse.

5.7 Fomentar la participación ciudadana y formalizar la consulta indígena

La participación ciudadana es hoy un requisito indispensable para que la ciudadanía pueda tener mayor acceso a la información y más espacios de contribución, lo que forma parte del proceso democrático y del fortalecimiento de la sociedad civil. Es por ello que la participación debe ser fomentada, dando cabida a que las personas y organizaciones expongan sus posiciones en las instancias debidas, respetando la institucionalidad y los procedimientos vigentes. En este contexto, resulta de gran importancia crear mecanismos formales para canalizar las observaciones y objeciones de la ciudadanía, así como para acoger sus propuestas de mejora y perfeccionamiento, tanto en el diseño de las políticas públicas, como en el desarrollo de proyectos específicos en etapas tempranas.

En lo relativo a los proyectos eléctricos, la participación ciudadana está contemplada en el proceso de evaluación de impacto ambiental²⁴. A partir del 24 de diciembre de 2013 ha entrado en vigencia un nuevo reglamento que establece de mejor manera el rol del servicio y de los titulares de los proyectos en materia de participación ciudadana²⁵, incorpora participaciones en las Declaraciones de Impacto Ambiental (DIA) con carga ambiental y establece un proceso de consulta específico para los pueblos indígenas cuando existe susceptibilidad de afectación a estos grupos humanos. Lo anterior es un paso importante hacia la incorporación efectiva de las comunidades en el proceso de análisis de los proyectos y sus posibles impactos. Es posible que se requiera de esfuerzos adicionales para publicitar estas instancias de participación y perfeccionar los procesos que involucran, tanto al Servicio de Evaluación Ambiental (SEA), como a los desarrolladores de proyectos en su trabajo y comunicación con las comunidades. Solo en la medida que la ciudadanía se sienta escuchada podrá tener plena

²⁴ La participación ciudadana se realiza en un período de 60 días y el SEA está obligado a incorporar y dar respuesta a las observaciones planteadas durante este proceso, requisito necesario para que se pueda dictar la Resolución de Calificación Ambiental (RCA).

²⁵ El Nuevo Reglamento establece una primera etapa en que el SEA se reúne con las comunidades y les explica las características principales del proyecto en evaluación y, en una segunda etapa, se reúne el titular con las comunidades y el SEA propicia el diálogo para buscar acuerdos.

legitimidad el proceso de evaluación y lograrán reducirse los altos niveles de judicialización que hoy imperan.

La pronta reglamentación formal de la consulta indígena es un aspecto fundamental, pues desde septiembre de 2009 (cuando entró en vigencia el Convenio 169 de la OIT) que estaba en deuda el regular su aplicación. El gobierno decidió dividir la aplicación de la consulta indígena, dejando los proyectos de inversión bajo el alero del SEA, mientras que las medidas legislativas y administrativas serían normadas por un mecanismo distinto, llamado de consulta general. En el caso de la consulta general, el reglamento está *ad portas* de publicarse (aún debe ser aprobado por Contraloría), lo que permitirá normar el proceso tras meses de trabajo de una mesa de consenso, donde no se logró un acuerdo total²⁶. Por su parte, para los proyectos que pasan por el SEA entró a regir el nuevo reglamento antes mencionado que detalla el proceso de consulta indígena. Lo anterior es de suma importancia, pues era absolutamente necesario definir un mecanismo claro que permita incorporar las visiones y demandas de estas comunidades. Es de esperar que ello limite la interferencia de terceros, que muchas veces solo buscan obstaculizar los acuerdos e impedir una participación activa, y evite la judicialización posterior a la aprobación de los proyectos. Con todo, la participación ciudadana y la consulta indígena son procesos que deben ser alentados bajo un marco institucional claro y acotado, donde se promueva su incorporación en las etapas más tempranas posibles, para que no sea percibida simplemente como un mero trámite cuando el proyecto ya está totalmente definido, dejando como opción casi única la vía judicial.

5.8 Beneficios directos para las comunidades locales

Las comunidades cercanas al emplazamiento de los proyectos suelen sentir que directa o indirectamente recae sobre ellos los costos de la construcción y operación de los mismos, sin percibir a cambio un beneficio directo. Esta sensación ha ido generando una creciente oposición a todo tipo de iniciativas de inversión, fomentando una creciente judicialización que ha retrasado o incluso paralizado el desarrollo de estos proyectos.

Las críticas y quejas por esta inequidad geográfica de beneficios y costos son legítimas y ameritan buscar mecanismos que corrijan, al menos en parte, esta percepción de perjuicio. Para ello sería conveniente evaluar la implementación de aportes locales que permitan a las comunidades participar más directamente de los

²⁶ Hubo 3 puntos de discrepancia no resueltas, las que dicen relación con las causales que detonan la consulta de los proyectos que ingresan al SEA, las medidas a ser consultadas y la definición de afectación directa.

beneficios de los grandes proyectos. Este sistema debiera estar basado en las utilidades que generan los proyectos de inversión, pero no debiera constituirse en un gravamen adicional, por cuanto tendría efectos en la competitividad al encarecer aún más los proyectos. Para ello se debiera proponer que los aportes sean descontables de impuestos, es decir, constituiría un traspaso desde el gobierno central hacia los gobiernos locales, yendo en directo beneficio de las comunidades locales afectadas.

Alternativamente, podría considerarse un mecanismo como el propuesto en el estudio “Agenda para Impulsar las Inversiones en Generación Eléctrica de Base” que consta de dos tipos de aporte comunal. El primero consiste en modificar el reglamento de patentes municipales de modo que la capacidad instalada (y no solo los trabajadores) sirva como factor de distribución del pago de patentes entre la casa matriz y las centrales (o líneas) de las empresas. El segundo mecanismo sería una modificación legal para establecer el pago de un aporte obligatorio de las empresas generadoras y transmisoras a los municipios donde se localicen sus instalaciones. Este aporte sería proporcional a la potencia instalada o la inversión realizada (no superior a 1% del total), e imputable como crédito contra las obligaciones tributarias.

Propuestas como las mencionadas han sido largamente discutidas e incluso se incluyó una medida similar en la Agenda Impulso Competitivo durante la actual administración. Existen además experiencias similares en otros países, como Suiza, donde los aportes a las comunas o regiones constituyen un aliciente importante para que las propias comunidades adhieran a la realización de los proyectos. Para que esto funcione se requiere de transparencia en el uso de los recursos y una activa participación ciudadana para definir las obras a desarrollarse con esta fuente de financiamiento. Así, los recursos debieran destinarse a proyectos priorizados en función de las preferencias consensuadas con la comunidad, la autoridad local y los desarrolladores de proyectos. De esa forma se generaría un proceso transparente y justo de repartición de rentas, evitando que solo un grupo pequeño pero mejor organizado perciba la mayor parte de los beneficios. Solo en la medida que la comunidad se sienta más involucrada y pueda visualizar los beneficios directos derivados de la ejecución de estos proyectos podrá cambiarse la percepción negativa prevalente hasta la fecha.

5.9 Freno al activismo judicial

La actuación de los tribunales de justicia, y en particular de la Corte Suprema, ha sido criticada, por lo que se considera una interferencia directa de los jueces en las atribuciones que competen a otros órganos técnicos especializados. La evidencia

parece confirmar esta apreciación, toda vez que hay una serie de fallos que se han conocido en los últimos años (específicamente a partir de 2009), que permiten sostener que hubo un giro en la actuación de los jueces en cuanto al nivel de deferencia con la autoridad administrativa experta y que, por lo tanto, estamos frente a un creciente activismo judicial.

El libro *Activismo Judicial en Chile*, de José Francisco García y Sergio Verdugo²⁷ hace un interesante recorrido por algunos juicios emblemáticos, que en materia específica de medioambiente y energía incluye los casos de Campiche, Shell, Pitama y Río Cuervo, alcanzando su clímax en el caso Castilla. El análisis ilustra cómo las respectivas sentencias fueron estableciendo estándares más exigentes que los legales en materia medioambiental, pasando por encima de los órganos administrativos expertos y competentes. Con ello, según señalan los autores, “se pasa a llevar el estándar de revisión judicial de deferencia experta o de respeto a la discrecionalidad técnica de la Administración; y se aplican de manera excesivamente discrecional ciertos principios –en este caso que forman la legislación ambiental–, pero utilizándolos de forma que logren esquivar normas legales expresas”.

Lo anterior muestra que hemos llegado a un punto donde son los jueces – particularmente la tercera sala de la Corte Suprema– quienes están definiendo la política energética y ambiental actuando, en la práctica, como reguladores. Así, han priorizado sus preferencias personales por sobre la legislación vigente y las decisiones de los órganos expertos, utilizando para ello los recursos de protección. El problema es que el recurso de protección –que ha sido la principal acción que ha permitido la nulidad de los actos administrativos–, no es la vía adecuada para resolver materias de alta complejidad técnica. Se trata, en cambio, de un recurso en que los tribunales pueden tomar decisiones inmediatas, justamente porque se está afectando un derecho fundamental, no habiendo sido concebido como una instancia para evaluar vicios de ilegalidad de un acto administrativo como es la Resolución de Calificación Ambiental (RCA).

Por otra parte, hay quienes han convertido la oposición a los proyectos por la vía judicial en una verdadera industria del litigio, cuyo único fin es trabar su desarrollo y forzar negociaciones que benefician a grupos menores que no siempre son los más afectados, pero sí los mejor organizados. En palabras de Carlos Martínez, cientista político, “estamos ante una industria que no construye, sino obstruye”.²⁸ Así, no es de extrañar que el 29% de las iniciativas de inversión que fueron autorizadas por el SEA en los últimos cuatro años se encuentran paralizadas y judicializadas.

²⁷ García J.F. y S. Verdugo (2013), *Activismo Judicial en Chile ¿Hacia el Gobierno de los Jueces?*, ediciones LyD.

²⁸ Martínez, C. *¿Existe una “industria del obstruccionismo” destinada a paralizar los proyecto de inversión?*, columna publicada por La Tercera, 3 de noviembre de 2013.

Bajo este escenario se ha ido generando una creciente incertidumbre que afecta el desarrollo de los proyectos energéticos y más aún cuando comienza también a cuestionarse de forma progresiva el proceso de participación ciudadana del SEA como la instancia adecuada para cumplir con la consulta indígena del Convenio 169, lo que ha contribuido a aumentar la judicialización de los proyectos. Resulta, pues, del todo necesario buscar mecanismos que promuevan la deferencia técnica, vale decir, que cada órgano actúe en su ámbito de competencia, dando mayor certeza jurídica a la inversión, sin perjuicio del legítimo derecho que debe garantizarse a quienes se sientan afectados para reclamar ante la justicia.

Un primer aspecto que se debe mejorar dice relación con los procedimientos administrativos, con el objeto de moderar la discrecionalidad, las indefiniciones y los vacíos que terminan promoviendo la vía judicial. Para ello es de gran importancia la labor que puedan realizar los propios servicios de la administración para definir criterios de evaluación y limitar la toma de decisiones arbitraria, reduciendo al máximo los espacios para la posterior judicialización. Igualmente, resulta indispensable alentar una participación ciudadana en etapas tempranas de la evaluación de los proyectos, que no solo dé cabida, sino también respuesta a las inquietudes planteadas por los potenciales afectados con el desarrollo de los proyectos, evitando que estos necesariamente terminen por zanjarse en sede judicial. También se hace indispensable mejorar la calidad de las presentaciones que realizan los desarrolladores, de modo que el proceso de evaluación cuente con toda la información necesaria para resolver oportuna y adecuadamente.

En segundo lugar, resulta conveniente estudiar si es necesario armonizar el recurso de protección constitucional con los recursos existentes ante los recientemente creados tribunales ambientales. En relación a los recursos de protección, es razonable preguntarse si no será conveniente repensar su utilización (por ejemplo, restringir su legitimación activa) o acotar su ámbito de garantía (por ejemplo, excluyendo las cuestiones de carácter estrictamente técnico que quedarían en manos de los órganos especializados, con la revisión judicial que realizan los tribunales ambientales). Lo que se buscaría por esta vía es promover la deferencia técnica que debe existir cuando hay órganos especializados y evitar la sobre judicialización que se produce cuando los demandantes recurren a todas las instancias habidas para detener los proyectos.

Finalmente, hay aspectos del diseño institucional del Poder Judicial que tiene impacto en este ámbito. Así, la Academia Judicial tiene un rol insustituible en la mejor formación y capacitación de los jueces, especialmente en materia de metodologías judiciales que promuevan la deferencia técnica, sin abandonar su rol. A su vez, existe un amplio espacio para avanzar en materia de evaluación por desempeño. En efecto, en cuanto a las mediciones de desempeño y eventuales

medidas disciplinarias, parece conveniente avanzar en un sistema objetivo de evaluación –vía comité de expertos independientes amplio que incorpore también a jueces y ex jueces–, que permita premiar la buena actuación o, por el contrario, desincentivar el mal desempeño de acuerdo a la calidad de los fallos y los reclamos fundados de los involucrados. Solo en la medida que haya algún grado de *accountability* se podrá evitar la ocurrencia sistemática de sesgos en los fallos que son contrarios a la aplicación imparcial de justicia.

6. Conclusiones

No hay duda que la situación energética se está volviendo verdaderamente crítica, lo que guarda directa relación con la dificultad que enfrentan los proyectos de generación eléctrica para su ejecución. En ello ha influido el rechazo social, la intervención política, la excesiva y lenta tramitación de permisos, la judicialización, los errores de desarrolladores en la tramitación de sus proyectos y las fallas en la estrategia comunicacional. El resultado es una preocupante dificultad para realizar inversiones en centrales de base que permitan ofrecer suministro para la demanda a precio competitivo. Los altos precios de la energía repercuten en nuestra competitividad, afectando a la industria, el comercio y especialmente la minería, y se verán reflejados también en las tarifas que deberán pagar los clientes regulados.

Resulta evidente, por lo tanto, la urgencia de centrar los mayores esfuerzos en destrabar las inversiones en el sector energético y crear las condiciones necesarias para el desarrollo de generación eficiente. La actividad minera depende de manera importante de la disposición de energía a precio competitivo para mantener su liderazgo en el concierto internacional y seguir aportando al país con generación de valor, creación de empleo y mayores ingresos fiscales.

Se han planteado en este trabajo una serie de aspectos donde es posible avanzar para superar el actual escollo energético, lo que incluye difundir información objetiva y transparente en materia de energía eléctrica; definir e impulsar las alternativas reales de las que dispone el país para el desarrollo energético; estandarizar metodologías de evaluación ambiental y agilizar los permisos sectoriales; resolver el ordenamiento territorial; fomentar la participación ciudadana; establecer aportes para las comunidades locales; y frenar el activismo judicial. Para lograrlo se requiere de acuerdos transversales y que la autoridad y el mundo político dejen de evadir el problema y comiencen a comprometer acciones decididas para evitar que la insuficiencia de suministro se convierta en un obstáculo para el desarrollo de la actividad productiva en general y de la minería en particular, que son el sustento para el progreso económico y social del país.