

SEMINARIO LyD - EXPANSIVA

**“ENERGÍA: HACIA FUENTES SOSTENIBLES
Y ESTABLES EN EL LARGO PLAZO”**

JUEVES 28 SEPTIEMBRE 2006

LUGAR: CASAPIEDRA

INDICE

PALABRAS DE APERTURA	
<i>Jorge Marshall</i>	5
CONFERENCIA INAUGURAL	
Incentivos Económicos para una Adecuada Política Energética	
<i>Vernon Smith</i>	9
PRIMER PANEL	
Nuevas Fuentes Energéticas para Chile	
<i>Moderador: Cristian Larroulet</i>	
<i>Expositores: Sebastián Bernstein</i>	15
<i>Jorge Rodríguez G.</i>	19
<i>Julio Vergara</i>	27
SEGUNDO PANEL	
Incentivos Microeconómicos para la Inversión y Ahorro de Energía	
<i>Moderador: Jorge Marshall</i>	
<i>Expositores: Alexander Galetovic</i>	
<i>Nicola Borregaard</i>	
CONFERENCIA FINAL	
Nueva Regulación para las Energías Renovables No Convencionales	
<i>Expositor: Pablo Serra</i>	

PRESENTACIÓN

El presente documento recoge las presentaciones de los distintos expositores que participaron en el seminario “Energía: Hacia fuentes sostenibles”, organizado por Expansiva y Libertad y Desarrollo, y tiene por objetivo dar a los lectores una visión global y completa sobre el sistema energético chileno.

Los riesgos y desafíos de este sector son enormes en el mediano plazo. La convocatoria realizada por ambos centros de estudio para discutir acerca de esta situación pretende ser una pauta de reflexión para quienes toman las decisiones sobre esta materia en nuestro país.

El seminario comenzó con la exposición de Vernon Smith, premio Nobel de Economía, 2002. El Doctor Smith comentó cómo nació la regulación de la industria eléctrica en Estados Unidos, señalando que ella fue fruto de la presión de las propias empresas que otorgaban el servicio. En este sentido, remarcó la importancia de generar cada vez mayores espacios a futuro para que exista competencia, sobre todo en distribución de electricidad.

“El sistema del futuro será uno en el cual hay libre competencia en su totalidad en el abastecimiento de energía al por menor. Los clientes estarán en libertad para elegir entre perfiles de precio, a medida que se desarrolla la tecnología y el costo de la tecnología lo permite”, precisó.

Respecto de la situación chilena, tal como lo señalara Alexander Galetovic en su ponencia, “el abastecimiento eléctrico en el Sistema Interconectado Central no es holgado, pero tampoco desesperado. Sin embargo, no hay espacio para cometer errores”.

¿A qué errores se refiere? Básicamente se trata de no demorar la entrada de nuevos proyectos de generación que están en carpeta, los cuales podrían retrasarse debido a trabas en los procesos legales, medioambientales y burocráticos que todo proyecto debe cumplir. Se trata de avanzar, respetando las normas ambientales, y no de estancarse.

En esta materia, la Ley Corta I y sobre todo la Ley Corta II, dieron un gran impulso a los proyectos de generación de energía, al sincerar los precios en dicho mercado. Tal como lo señalara el ex Ministro Jorge Rodríguez Grossi en su ponencia, “el origen de la crisis está claramente relacionado con el congelamiento de los precios del gas natural cuando se devaluó el peso. No cabe ninguna duda que al congelar un precio mientras

hay inflación, la demanda por el producto aumenta y la oferta a lo más se estanca. Por ello no hay interés en Argentina, salvo escasas situaciones, en seguir explorando o buscando gas natural”.

Dado el inmenso riesgo que significaba para Chile continuar dependiendo de Argentina, como abastecedor de gas natural, la decisión tomada fue la correcta: “Estábamos obligados a intervenir el sector eléctrico desde el punto de vista regulatorio, cosa que hicimos traspasando el nuevo riesgo político argentino a precios, lo cual, de paso, también sirvió para hacer nuestro sistema de precios eléctrico más resiliente a shocks externos de precios, porque, a la par con el problema argentino, estábamos y estamos sufriendo un alza muy fuerte en los precios del petróleo y el carbón”.

Lo anterior se hizo mediante la introducción de un mecanismo de remate o licitación de la electricidad hacia las distribuidoras, en vez de continuar utilizando el precio de nudo.

Sebastián Bernstein lo explica muy bien en su ponencia cuando señala: “Se trata de un precio semilibre, a partir del precio promedio de los contratos históricos, pero esta ligazón produjo serios problemas. En efecto, cuando los contratos históricos están a un cierto nivel y hay un cambio tecnológico por una situación de crisis de un insumo clave como el gas, el relacionar los precios de suministro a las distribuidoras con los contratos históricos impide que los precios se adecuen a la nueva realidad. Esta regulación funcionó bien durante 22 años, pero falló y los cambios que se hicieron justamente a través de la Ley Corta resolvieron ese tema”.

Sobre las alternativas para diversificar nuestra matriz energética a futuro, Sebastián fue enfático al afirmar: “Solo cabe promoverlas prudentemente, pero no distorsionar el mercado para forzar su entrada”.

Al respecto, la ponencia de Pablo Serra, entonces Secretario de la Comisión Nacional de Energía (CNE), fue tranquilizadora, ya que explicó que están estudiando la posibilidad de aplicar un sistema de certificados de energía verde, similar al modelo australiano. Sobre este punto, Bernstein destacó en su exposición: “Estimo que el sistema de certificados de energía verde que está analizando la CNE, basado en el sistema australiano, parece un buen mecanismo, porque no distorsionaría ni el mercado spot ni el mercado de contratos”.

En relación al ahorro y uso eficiente de energía, tema comentado por Nicola Borregaard en su exposición, se trata de un elemento muy importante en el cual el gobierno ha ido avanzando con políticas que, de alguna manera, orientan y educan a los consumidores. No obstante, tal como lo señalara Bernstein en su ponencia, hay que tener presente que el ahorro de energía no va a evitar la necesidad de instalar los 7000 Megawatts que se necesitarán entre el 2010 y 2020. En consecuencia, se trata de una materia importante, pero no suficiente para solucionar el problema.

Finalmente, el tema de la energía nuclear merece una atención especial por parte de la política de gobierno. En este marco, Julio Vergara nos dejó claro en su exposición que se trata de una alternativa de generación que también debemos considerar como país. En consecuencia, las autoridades debieran optar por estudiar seriamente esta alternativa futura.

Jorge Marshall
Presidente Expansiva

Cristián Larroulet
Director Ejecutivo Libertad y Desarrollo

CONFERENCIA INAUGURAL

Incentivos Económicos para una Adecuada Política Energética

Vernon Smith ¹

Tengo mucho interés en aprender sobre la industria de la energía eléctrica chilena, así es que me gustaría quedarme a escuchar la discusión del panel. Estuve leyendo el documento del Señor Bernstein sobre la energía eléctrica y me pareció especialmente interesante la historia de la industria en Chile, porque tiene muchos paralelos con Estados Unidos. Ustedes lo saben, en Estados Unidos la industria de la energía eléctrica no comenzó como una entidad regulada y de hecho, alrededor de los primeros 20 a 25 años, comenzando a fines del siglo XIX y hasta alrededor de 1917 o 1918, hubo un período de vigorosa competencia. Luego, los estados comenzaron a regular la energía. Inicialmente, esta era una industria nueva y hubo mucho interés en entrar en ella. Para instalar cables en las calles usted debía tener una autorización de parte del Consejo Municipal y la mayoría de las ciudades o municipios emitían permisos para todos aquellos que los solicitaban. Así es que hubo muchas compañías que ingresaron a la industria de la energía eléctrica.

Inicialmente fue muy rentable. Era un nuevo producto de altísima demanda y los precios eran elevados (este es un caso muy común para nuevos productos populares). Recuerdo cuando el bolígrafo fue lanzado por primera vez alrededor de 1945 y cada uno costaba entre 12 y 15 dólares. Se vendían muy rápidamente y por supuesto también las calculadoras de bolsillo. Existen miles de historias de nuevos productos que tienen una altísima demanda, lo mismo que la energía eléctrica. Había prisa por entrar en el negocio, luego los precios tendieron a la baja dada la competencia y las ganancias se convirtieron en pérdidas.

Uno de los líderes proponentes de la industria fue Samuel Insull. Él fue el primer Presidente de la National Electric Light Association en 1898 (Asociación Nacional de Luz Eléctrica), quien dijo que deberíamos tener una regulación y una rentabilidad justa sobre la inversión. Y él lo promovió, en otras palabras, la presión para regular nació de la propia industria.

Por ello digo: cuidado con los hombres de negocios que quieren ser regulados. El se las arregló para influenciar a los legisladores estatales e Illinois fue un estado clave del que él fue capaz de obtener una legislación en curso. La idea

⁵ Premio Nobel Economía 2002. Ph.D. en Economía de la Universidad de Harvard, Profesor de la George Mason University, Investigador del Interdisciplinary Center for Economic Science.

era que los precios serían fijados sobre la base de una justa rentabilidad. Y bien, esto creó una industria en la cual todos los riesgos eran asumidos por el consumidor -no por los accionistas- y llegó a ser una muy diferente a la mayoría de las otras industrias americanas. Por supuesto, tenemos muchas industrias reguladas hasta los años 70: la industria del transporte aéreo, la del transporte terrestre, ferrocarriles, gas natural y gaseoductos. Todas eran reguladas.

Cada una tenía sus propias razones históricas para ello y en todos estos casos la presión por la regulación provenía de la misma industria. La reglamentación no nació por presiones de los consumidores, ellos no exigían la regulación de estas industrias. Fueron ellas por sí mismas las que presionaban por esto.

En los años 70 se comenzó a caer en cuenta que muchas de estas industrias eran ineficientes, habían costos imprevistos y comenzó un movimiento hacia la liberalización y la desregularización y la estrella coronada, la industria líder que fue desregulada, fue el transporte aéreo. Fue interesante: esto pasó bajo la presidencia de Jimmy Carter, un Presidente demócrata, y hubo una gran coalición política de partidos que estaba de acuerdo con la desregulación, porque era reconocido que la regulación del transporte aéreo no estaba dando beneficios a los pasajeros. No estaban funcionando porque los precios eran altos. Los aviones estaban volando con factores de carga por debajo del umbral de rentabilidad y para conseguir una ruta tenían que ser reguladas o debían tener esa ruta asignada. Esta fue la primera industria desregulada y fue un éxito tremendo. Luego siguió la desregulación del transporte terrestre y de Ferrocarriles. El gas natural demoró más tiempo, pero finalmente también fue desregulado. Lo que nunca hemos sido capaces de hacer en Estados Unidos es privatizar el Servicio Postal. Esto es algo muy difícil en todo el mundo. También lo ha sido la energía eléctrica y ustedes lo saben. ¿Por qué? Yo creo que se debe a una larga historia de fijación de precios, a las presiones de la industria en sí misma que ha promovido la regulación y ha tenido toda clase de importantes y valiosas conexiones políticas.

La idea de monopolio de las franquicias locales, donde lo que es un monopolio natural por su naturaleza son los cables, todavía persiste.

Aunque en Estados Unidos tenemos casos en los cuales existe más de una compañía de energía eléctrica compitiendo entre sí. Lubbock, Texas, es la mayor y tal vez la más conocida de las ciudades que tiene dos compañías de energía con líneas paralelas. Usted puede elegir entre estos dos sistemas. Pero al principio existía la idea de darle la concesión a la compañía de cables local. Esto también fue concedido incluyendo la energía que transmitían los cables. Así es que el monopolio natural de los cables fue incluido en el abastecimiento

de energía. Se pensaba que la energía no podría proveerse competitivamente y en forma separada a la propiedad de los cables. En consecuencia, desde el comienzo se convirtió en un monopolio atado a los cables, idea que aún persiste en Estados Unidos.

Como resultado de lo anterior, la demanda nunca ha tenido la oportunidad de tener precios flexibles y de ser dinámica. Si usted tiene una demanda dinámica, elevada y cambiante de energía eléctrica por 100 años, el precio no es verdaderamente sensible a esa dinámica y el resultado es que la demanda no se ajusta y toda la adaptación y ajuste debe venir de parte del proveedor, de la oferta. De modo que las características claves de la industria fueron estos cambios dinámicos de carga y precios fijos y, entonces, la respuesta de ingeniería fue la de crear todo tipo de diferentes clases de generadores.

Existen las unidades base de carga que usted echa a andar y deja funcionando. Estas tienen muy altos costos de capital y bajos costos de energía, de modo que cualquiera que sea la demanda más baja está por sobre el ciclo del día y la estación y esa demanda más baja es esencialmente satisfecha por estas cargas básicas (unidades de carga base de bajo costo).

Recuerdo cuando inauguraron el intercambio mercantil de energía en California. Básicamente, tenían demasiada capacidad base de carga: a medianoche, a las 12:00, 12:30 y 1:00 a.m. de la madrugada. ¿Cuál era el precio de la energía en el mercado spot? Cero, en algunos casos, y 25 centavos el Megawatt en otros. Entonces empezaba a aumentar un poquito durante el día, quizás subía a 30 dólares el Megawatt y después volvía a desvanecerse.

Los dueños de estas plantas generadoras estaban deseosos de vender a cualquier precio, aunque fuera muy bajo, en vez de apagarlas, porque eso era muy costoso. Estos son los “núcleos”, las más grandes plantas por combustión de carbón. Trabajé con los australianos en liberalización y ellos tienen las plantas más grandes de carbón a combustión. Si ellos tienen que hacerlas arrancar en frío son completamente paralizadas por mantenimiento y refaccionadas (desde un arranque en frío) y toma cuatro días para recomponerlas y tenerlas a todo vapor y produciendo en línea. El segundo tipo de generadores que surge como respuesta de los proveedores (por el lado de la oferta) es la rueda motriz. Estos son los que sincronizan las variaciones en demanda: cuando la gente enciende y apaga las luces durante el día y existen variaciones -estas unidades, todas sincronizadas a 60 Hz en los Estados Unidos, 50 Hz aquí-, toman esta variación en las cargas, a través de sistemas de alimentación automática, de modo que si hay un incremento suficiente en la carga y ustedes tienen que hacerla andar trayendo más combustible, estos responden. Existen las unidades para los puntos máximos de demanda, las cuales son de bajo costo de capital y de alto

costo de la energía. Estas son a menudo “bueyes” de fuerza, aunque no todos ellos. Los de fuerza hidráulica son de arranque rápido y buenas para los puntos de máxima demanda y turbinas a gas y ese tipo de cosas.

El resultado de todo esto es que ustedes tienen un costo de energía marginal al por mayor elevadamente volátil, cambia una enormidad durante el ciclo diurno y a través de las estaciones del año. Cuando nos adentramos en la desregulación de la energía eléctrica, el modelo general en Estados Unidos fue 'bueno, vamos a comenzar con los mercados al por mayor y pensaremos acerca de los mercados minoristas más adelante. Y bien, ¿qué hace esto? Inmediatamente ustedes ven precios muy volátiles en el mercado al por mayor y la razón es que los costos regionales son volátiles. Y ustedes pueden tener fácilmente costos marginales equivalentes a 7, 8, 9 veces lo que son cuando no se encuentran en estos puntos máximos.

La Comisión Reguladora Federal de Energía (*the Federal Energy Regulatory Commission*) lo hizo bien al nivel federal con la liberalización. Ellos reconocieron temprano que energía y cables de distribución deberían estar separados y se movieron para separar la generación y la transmisión. El gobierno federal, sin embargo, no posee autoridad a nivel estatal. En Estados Unidos tenemos 51 reguladores y los reguladores federales que tienen que ver con la transmisión interestatal de energía -energía que pasa a través de límites estatales- y entra en la malla, lo hicieron bien. Creo que la liberalización ha marchado bien al nivel estatal. Pero en el interior de nuestros estados, a nivel de venta al por menor o de distribución al consumidor -de tipo residencial- ha existido una tendencia a atar la venta de energía al arriendo de los cables de transmisión al consumidor. Así es que solo ahora en Texas- y esto es recientemente, alrededor del año 1999-2000- se ha separado el sistema de cables de distribución del abastecimiento de energía, de modo que hubo compañías mercantiles de energía al por menor compitiendo, contratando para vender energía y comprometiendo consumidores individuales.

En todos los demás lugares alrededor del mundo esto ha sido muy común: Australia, Nueva Zelanda, el grupo noruego y el Reino Unido. Ellos comenzaron muy temprano a darse cuenta que los cables de transmisión y la energía deberían estar separados. Requerirles que se agrupen es como pedirles a todos ustedes que cuando arrienden un auto compren la gasolina a la compañía que se los arrendó. Y bien, generalmente, esos mercados se han desarrollado de tal manera que usted compra su gasolina en cualquier lugar y simplemente arrienda el vehículo a la compañía que los arrienda.

Quiero concluir hablando acerca de las respuestas que podemos esperar desde

el punto de vista de la demanda y de lo que deberíamos buscar implementar en los sistemas de energía del mundo en el futuro (en varios países ya nos estamos movilizandoo en esta dirección).

Actualmente, los australianos se están moviendo con mucha rapidez en esto. De hecho, ellos están haciendo ahora las gestiones para poner medidores en tiempo real en todas las unidades residenciales. Pero como yo lo veo, el sistema del futuro será uno en el cual habrá libre competencia en la totalidad del abastecimiento de energía al por menor. Así, los clientes estarán en libertad para elegir entre perfiles de precio a medida que se desarrolla la tecnología y su costo lo permita. Ustedes tienen que recordar que esta es la edad de monitoreos muy sofisticados, sistemas de medidores y aparatos de control. Pero dichos aparatos no han logrado casi ninguna penetración dentro de la industria de la energía eléctrica a nivel local o al por menor. La tecnología se ve incentivada cuando existe capacidad de elección y competencia. Esto es lo que realmente crea y estimula las invenciones productivas. Así es que la gente debe ser capaz de elegir entre perfiles alternativos. Uno podría, si lo quiere, pagar un precio plano cada mes -eso está bien- o tener un costo fijo. Ese monto mensual que usted paga debería justamente ser igual al promedio en tiempo real del mercado de energía al contado sobre ese mes. Otra posibilidad es tener precios que se pueden intervenir con interruptores radiocontrolados para que puedan apagar artefactos individuales o cargas. Algo de esto ya se ha hecho alrededor del mundo. Finalmente, hay medidores en tiempo real y precios de todos los nodos de entrega. Hoy en Arizona, Estados Unidos, donde el precio *peak* máximo de demanda es agresivo, la gente está construyendo una nueva casa con un sistema de administración en ella a un precio relativamente bajo. Y este sistema de administración de carga puede programar cualquiera de los aparatos prendidos o apagados, dependiendo de lo que el consumidor desee.

Otro elemento destacado del sistema de energía eléctrica del futuro es que la demanda participará en la provisión de reservas. Así es que si usted tiene un corte de energía, nueva generación será traída en línea para mantener flujos de tensión y energía; cualquier comprador al que no le importe ser interrumpido durante estos períodos no debiera tener que pagar por la reserva. Dicho de otro modo, él está básicamente autofinanciando sus reservas. Nosotros ya tenemos ejemplos de esto entre algunos de los mayores clientes industriales y comerciales en Estados Unidos.

Muchísimas gracias a todos ustedes.

PRIMER PANEL

Nuevas Fuentes Energéticas para Chile

Coyuntura actual y desarrollo de nuestro sistema eléctrico

Sebastián Bernstein¹

Gracias por la invitación y muy agradecido de haber tenido la oportunidad de escuchar al profesor Vernon Smith, con quien, por lo demás, tuve el agrado de almorzar ayer invitado por el CEP.

Mi exposición, un poco desordenada, se centrará en la coyuntura actual y fundamentalmente en el desarrollo de largo plazo de nuestro sistema eléctrico. En lo que se refiere a la situación actual, motivada por los cortes de gas argentino y que es por todos muy conocido, cabe destacar, en primer lugar, que tales cortes se produjeron en el peor momento en términos de la elevación de los precios del petróleo. Estos precios prácticamente se triplicaron coincidentemente con el inicio de los cortes, puesto que pasamos de 25 a 75 dólares por barril, lo cual acentuó su impacto económico y el dramatismo de su efecto en nuestro sector energético.

A pesar de todo, frente a este impacto y a la fuerza de los cortes, nuestro sistema energético mostró una flexibilidad y una capacidad de respuesta que difícilmente se pudo imaginar cuando ellos comenzaron. Nuestro sistema de suministro fue capaz de soportar prácticamente casi el 100% de los cortes de Argentina, a pesar de haberse desarrollado desde 1995 un camino de dependencia de este recurso. Nuestro sistema energético ha sido capaz de absorber este choque sin racionamiento, pero obviamente con costos más altos. Esto ha sido posible en virtud de la capacidad de nuestros equipamientos de sustituir el gas por otro combustible como el petróleo diesel, por ejemplo. En este sentido, esta capacidad y flexibilidad de resistencia de este choque muestra la bondad de nuestra política energética, basada en el funcionamiento de mercados competitivos, de precios libres y de participación privada. Pese a ello, han quedado en evidencia algunas debilidades, principalmente en lo relativo a la necesidad de enfatizar la seguridad de suministro. Quizás nuestro esquema tenía un excesivo énfasis en los temas puramente económicos y el tema de seguridad, de alguna forma, no fue debidamente internalizado en el análisis económico.

El tema de la seguridad en el sector eléctrico no ha tenido repercusiones graves,

¹ Ex Secretario Ejecutivo Comisión Nacional de Energía. Consultor Empresa SYNEX.

justamente porque las centrales que ocupan gas, cuando no disponen de este combustible, pueden cambiarse a petróleo diesel (con un par de excepciones que son unidades que están siendo modificadas en este momento). Sin embargo, en el caso del gas de red, el problema ha sido más crítico y, en ese sentido, la solución de urgencia consiste en establecer un terminal de gas licuado. Creo que ha sido una muy buena decisión.

A todos nos tomó por sorpresa el golpe de la interrupción de gas: a los empresarios, que desarrollaron este tipo de energía; al gobierno, porque se suponía que los protocolos y los tratados se iban a cumplir; a los agentes y también a los consumidores. Los contratos que habían firmado los suministradores de energía con los consumidores preveían en sus cláusulas que los precios podían ajustarse por variaciones en los precios del gas o por variaciones en los precios de cualquier otro combustible que se usara para el suministro eléctrico, pero los actores nunca se imaginaron que iba a desaparecer un combustible y que sería necesario cambiar la tecnología de generación a largo plazo. Los contratos no fueron diseñados para esta situación y esta fue una de las mayores rigideces que hubo que resolver a través de la Ley Corta, a la cual se va a referir Jorge Rodríguez.

Asimismo, en esta crisis quedó en evidencia que ciertas regulaciones que parecían muy ingeniosas fallaron. Es el caso de los precios de nudos, que son los precios a los cuales los generadores venden a los distribuidores basados en el precio promedio de los contratos. Se trata de un precio semilibre, a partir del precio promedio de los contratos históricos, pero esta ligazón produjo serios problemas. En efecto, cuando los contratos históricos están a un cierto nivel y hay un cambio tecnológico por una situación de crisis de un insumo clave como el gas, el relacionar los precios de suministro a las distribuidoras con los contratos históricos impide que los precios se adecuen a la nueva realidad. Esta regulación funcionó bien durante 22 años, pero falló y los cambios que se hicieron justamente a través de la Ley Corta resolvieron ese tema.

Lo anterior nos deja una lección: las regularizaciones ingeniosas que simulan mercados nunca van a ser tan buenas como el propio mercado. Ese fue el gran mérito de la Ley Corta. Sin embargo, hay ciertas regulaciones del sistema que existen en nuestro sistema en particular y que, a veces, han sido criticadas en niveles académicos o por observadores de otros lugares, en particular, por gente del prestigio de Paul Joskow o Frank Wolak, quienes ven en nuestras regulaciones algún grado de intervención en la operación de mercados libres. Por ejemplo, el hecho de tener un despacho basado en costos marginales y no en ofertas marginales o bien, porque existe un cargo de capacidad aparte del precio spot de energía.

Pienso que algunas de esas críticas no son justas, porque precisamente esos atributos que se han criticado, como la existencia de costos marginales en lugar de ofertas y un cargo de capacidad, han permitido que evitemos episodios sociales y políticos que, en otras partes, han llegado a ser críticos. Por ejemplo, que los precios se disparen a niveles tales que el sistema resulte insostenible.

Por otra parte, la existencia de un cargo de capacidad gatilla en situaciones relativamente estrechas, como las que ahora tenemos, una señal para instalar unidades de reservas. No cabe duda que a través de ese tipo de mecanismos podemos garantizar que los próximos años no vamos a tener racionamiento eléctrico.

En relación a la situación de mediano o largo plazo, quiero referirme a las energías renovables no convencionales. Pienso que son un aporte positivo, pero no hay que hacerse falsas ilusiones, porque las demandas futuras de energía implican una duplicación de la demanda en períodos de 12 a 15 años y las capacidades incrementales que van a satisfacerla van a provenir de las energías convencionales, básicamente, hidroelectricidad, carbón, Gas Natural Licuado (GNL) y algo de biomasa y de geotermia. Deben instalarse 7000 Megawatts entre los años 2010 y 2020, de los cuales alrededor de 5000 podrán ser hidroeléctricos, posiblemente 1500 Megawatts a carbón y solamente 500 provendrían de energías renovables no convencionales como biomasa, energía geotérmica y eólica.

En ese sentido, quiero destacar la importancia de los megaproyectos de Aysén. Si no se hace Aysén, tendríamos 2500 Megawatts menos que habría que desarrollar a través de centrales a carbón. La pregunta si instalar 1500 Megawatts en centrales a carbón será difícil en los próximos 15 años ¿qué significaría instalar 4000 en el caso de la no realización de estos proyectos hidroeléctricos?

Las energías renovables no convencionales juegan un papel positivo, pero no en la escala suficiente, ya que no diversificarán nuestra matriz energética como algunos lo plantean. Por supuesto, tienen algunas ventajas desde el punto de vista económico e, incluso, social, así como también en el desarrollo a escala más humana de determinados recursos.

En este sentido, solo cabe promoverlas prudentemente, pero no distorsionar el mercado para forzar su entrada. Estimo que el sistema de certificados de energía verde que está analizando la CNE basado en el sistema australiano parece un buen mecanismo, porque no distorsionaría ni el mercado spot ni el mercado de contratos.

El ahorro y uso eficiente de energía son, sin duda, muy importantes. Nuestro mercado eléctrico y el de la energía en general, el cual incluye petróleo, carbón y gas tiende a desarrollarse naturalmente cuando los precios son libres, eficientes y existe información. En todo caso, hay que tener presente que el ahorro de energía no va a evitar la necesidad de instalar los 7000 Megawatts que se necesitarán entre el 2010 y el 2020.

Por otra parte, también se debe destacar que algunos de los ahorros que se van a lograr provienen de decisiones propias de los usuarios basados en las señales de precios; otros son mecanismos importados como, por ejemplo, el que los vehículos de transporte sean más eficientes, o bien, que existan luminarias y refrigeradores mucho más eficientes y materiales aislantes. En el futuro, posiblemente la introducción de vehículos híbridos va a permitir ahorros muy significativos. En todo caso, quiero destacar que una parte de los vectores de ahorro están en el mercado y, obviamente, en nuestra economía abierta

Pese a lo anterior, existe toda un área en la cual el ahorro y el uso eficiente de energía debe ser reforzado y el profesor Vernon Smith se refirió a ello. Se trata de los mecanismos a través de los cuales la demanda puede actuar más fuertemente en los mercados por medio de ofertas de reducción, demandas interrumpibles y otras. En ese sentido, la existencia y el desarrollo de mecanismos y dispositivos electrónicos de medición, telecomunicación y control permitirán progresar hacia una mayor regulación en el suministro y en el logro de equilibrio entre oferta y demanda en los mercados eléctricos.

A largo plazo, percibo un potencial interesante para el desarrollo de la energía nuclear en Chile, a partir del año 2020. Ello, porque para esa fecha se habrá explotado la mayor parte de los recursos hidroeléctricos que resulten atractivos y, por otra parte, habrá limitaciones en el desarrollo de sitios para nuevas centrales a carbón. Estamos hablando de 1500 ó 2000 Megawatts de centrales a carbón y la posibilidad de desarrollarlo en la costa va a resultar crecientemente dificultosa.

Por otra parte, en esa época las demandas del sistema serán de un tamaño suficiente como para aceptar centrales nucleares de módulos del orden de los 1000 MW o quizás un poco más. En ese sentido, la energía nuclear irá, posiblemente, de la mano de alguna tendencia en el mundo a revitalizar esta forma de energía, por su efecto positivo, en términos que no emite gases de efecto invernadero y que son seguras. Por otra parte, a través de la generación de electricidad y del desarrollo de vehículos híbridos, y eventualmente de vehículos eléctricos, la energía nuclear será prácticamente la única forma de energía que podrá sustituir el petróleo en el transporte a nivel mundial. De tal

modo que mi percepción del desarrollo de la energía nuclear, y quizás de los reactores regeneradores, es muy optimista en alguna etapa posterior futura. Pienso que la energía nuclear no se va a requerir en Chile antes del 2020, pero su desarrollo posterior implica necesariamente una decisión país y una cuidadosa preparación previa.

Muchas gracias.

Cómo enfrentamos la restricción de gas argentino

Jorge Rodríguez Grossi¹

Buenos días, voy a exponer hoy un tema vinculado a cómo hemos sido capaces de abordar la crisis de abastecimiento de gas desde Argentina, para lo cual me referiré a los siguientes puntos:

- ¿En qué consiste el problema que ha tenido que enfrentar Chile?
- ¿Cuál es el uso práctico que tiene el gas en nuestro país? ¿Está relacionado con el riego del abastecimiento de gas, en particular, a domicilios?
- ¿Qué sectores requirieron cambios regulatorios frente al súbito desabastecimiento de gas?
- ¿A qué se debe el origen de la crisis?
- La decisión de traspasar los riesgos políticos argentinos y los mayores costos asociados a los combustibles en el mercado mundial a precios.
- Algunos elementos que dan mayor autoregularización al sector eléctrico y conclusiones finales.

Primero, a partir del 2004 Chile debe abordar simultáneamente dos problemas: El primero de ellos, el alza sostenida de sobre 100% en el precio del petróleo y de 200% en el carbón. Ello se visualiza en el Gráfico N° 1. Junto con este enorme aumento de precios del petróleo y del carbón, comenzamos a sufrir un creciente desabastecimiento de gas, situación que llega a su peak en el año 2005. Durante el 2006, en tanto, hemos tenido un desabastecimiento menor que el año pasado, pero no cabe duda que la situación de gas desde Argentina tiende a empeorar y tiene para mucho rato si no existen cambios regulatorios

¹ Decano de la Facultad de Economía y Negocios de la Universidad Alberto Hurtado y ex Ministro de Economía y de Energía.

Entre el 2003 y el 2005, las importaciones de combustibles pasaron de US\$ 2.734 millones a US\$ 5.597 millones. Este aumento se debe fundamentalmente a 85% de alza en los precios promedios de los combustibles. El precio del petróleo se observa en el Cuadro N° 1.

Ahora, desde el punto de vista de los impactos en Chile, la crisis del gas natural argentino obviamente afecta los costos, pero no nos significa parálisis energética. La energía es más cara no solo por el problema argentino, sino porque también aumentaron los precios de los combustibles alternativos. Debido a que el sector eléctrico se ha adaptado a las nuevas circunstancias, nunca ha habido restricción eléctrica. Prácticamente todos los generadores eléctricos que usan gas natural hoy pueden utilizar petróleo diesel que, aunque más caro, permite mantener el suministro eléctrico. Los hogares, por su parte, nunca han sufrido cortes de gas y, además, las empresas distribuidoras están preparadas con plantas que usan gas licuado para sustituir eventualmente cortes de gas natural. En tanto que las industrias han incorporado el diésel como alternativa al gas.

Segundo, cómo se distribuye el uso de gas en Chile. Si se excluye a Magallanes donde METANEX usa grandes volúmenes de gas como insumo principal, el destino del gas natural en nuestro país va fundamentalmente al sector eléctrico. Éste sector usa en torno al 65% del gas importado. Alrededor de 27% se utiliza en los sectores industriales; solo 8% del gas natural se emplea como combustible en hogares de la Región Metropolitana, Quinta Región y Octava Región. Por lo tanto, desde el punto de vista del abastecimiento de este combustible, estamos frente a una situación que definitivamente es marginal.

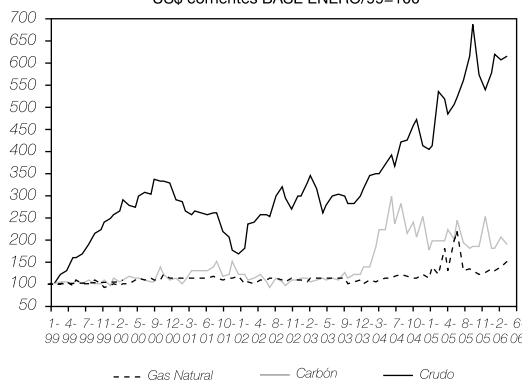
En el siguiente cuadro se visualiza el uso del gas, fundamentalmente, en las dos áreas importantes del sector eléctrico.

Tercero, por qué el sector eléctrico necesitó un cambio regulatorio.

En primer lugar, porque se produjo un entrapamiento en las decisiones de inversión. Como no había gas, toda

gráfico 1

Evolución Índice de Precios CIF
US\$ corrientes BASE ENERO/99=100



Fuente: CNE

Nota: Abril-Julio 2005 incluye costo de swap asociado a importación gas natural Nueva Renca

cuadro 1

Chile: Importaciones de bienes
Combustibles y lubricantes/Petróleo-anual
(millones de dólares)

Año	Valor Total Precio Barril
1996	1187
1997	1168,5
1998	861,2
1999	1248,3
2000	1993,8
2001	1726,8
2002	1615,1
2003	2125,6
2004	2874,6
2005	3779,3

Fuente: CNE

cifras provisionales desde 2002

Valor CIF

la expansión del sistema eléctrico tenía que hacerse con otros combustibles, fundamentalmente con carbón y agua, también con petróleo, pero a muy alto costo. La pregunta de los inversionistas era ¿cómo me arriesgo a invertir, por ejemplo, en una planta de carbón, si no sé qué va a pasar con el gas argentino, porque puede que en un tiempo más vuelva a existir gas y más barato?

cuadro 2

Uso del gas excluido Magallanes					
	Total MMm 3/Año	Eléctrico	Industrial	Residencial y Comercial	Total
2002	3643.4	60.16 %	33.08 %	6.76 %	100.0 %
2003	4568.3	64.82 %	29.31 %	5.87 %	100.0 %
2004	4942.3	67.75 %	26.02 %	6.22 %	100.0 %
2005	4155.1	65.26 %	26.88 %	7.86 %	100.0 %

□

Una de las tareas que nos tocó desde el gobierno fue convencer al sector privado de que eso no pasaría y que no podíamos estar esperando a que se resolvieran incógnitas políticas de otros países. El hecho concreto era que el gas comenzó a estar cada vez menos disponible, que se hizo más caro, y que no volverá a bajar de precio como en la época dorada.

En segundo término, fue necesario un ajuste regulatorio porque se necesitaba bajar rápidamente la dependencia del gas natural y ello se hizo reforzando la tendencia para que las generadoras de ciclo combinado pudieran usar petróleo. Con ello se obtenía más versatilidad y seguridad.

En paralelo, avanzamos en otras medidas que no eran de carácter regulatorio, entre ellas, el impulso a las inversiones en plantas regasificadoras de Gas Natural Licuado (GNL) en Quintero. En este caso, el gobierno cumplió el rol de empujar al sector privado, puesto que continuaba con dudas respecto a si se volvía a generar gas para qué realizar inversiones en GNL. En eficiencia energética, se diseñó un programa que maneja Nicola Borregaard, del Ministerio de Economía. Respecto al impulso de búsqueda del gas natural en Magallanes ENAP está liderando. Esa área de exploración debiera expandirse mucho más y abrirse definitivamente al sector privado. Además, la ENAP en conjunto con la empresa ENEL Italiana, experta en geotermia, está haciendo exploraciones geotérmicas para la diversificación de nuestra matriz energética.

Los demás sectores no necesitaron cambios regulatorios. El consumo de gas entre industrias, comercio y residenciales no tiene regulación de

precios, salvo bajo determinadas circunstancias de excesiva rentabilidad de las empresas de gas.

Por otra parte, las distribuidoras de gas invirtieron en plantas de propano aire para el caso de desabastecimiento total de gas natural. Actualmente, en Concepción, Valparaíso y la Región Metropolitana hay plantas de propano aire que eventualmente permitirán hacer un cambio de combustible si es que se producen problemas de abastecimiento tan graves como para no ser capaces ni siquiera de suplir un 8% del gas natural residencial y comercial.

Por último, a nivel de las industrias, en enero de 2005 el gobierno colocó recursos financieros blandos en la banca para permitir que los pequeños industriales que lo quisieran se cambiaran de gas natural a petróleo diesel. No se demandó ese crédito lo cual fue una clara indicación de que los industriales ya habían hecho sus adaptaciones por cuenta propia.

Cuarto, el origen de la crisis está claramente relacionado con el congelamiento de los precios del gas natural en Argentina cuando se devaluó el peso. No cabe ninguna duda de que congelar un precio mientras hay inflación, la demanda por el producto aumenta y la oferta a lo más se estanca. Por ello no hay interés en Argentina, salvo escasas situaciones, en seguir explorando o buscando gas natural. Obviamente, lo que ha ocurrido es que las reservas de gas en ese país, que estaban en torno a los 15 años, hoy día han bajado en torno a 10 años y obviamente, en la medida que no cambie el sistema de precios de este producto, van a seguir disminuyendo. Así, Argentina se va a convertir en un mero importador.

Desde el punto de vista del desabastecimiento de gas en Argentina, en el Gráfico Nº 2 se puede apreciar que el año 2003 comienza a haber un pequeño desabastecimiento en el sector industrial. Si bien el gobierno argentino garantiza que va a implementar una senda de precios al alza, de manera que este problema no se agudice, esta no se cumple. Por lo tanto, desde el punto de vista de las inversiones hay un estancamiento. Además, garantiza que no se van a producir cortes de abastecimiento de gas en ninguno de sus países compradores, cosa que tampoco ocurre.

Para efectos del sector eléctrico chileno era imprudente seguir dependiendo de que Argentina recuperara sus niveles de producción de gas. Además, se mantenía una tremenda incertidumbre respecto de cuál era la rentabilidad de los proyectos en caso que el gas volviera a estar presente. En consecuencia, estábamos obligados a intervenir el sector eléctrico desde el punto de vista regulatorio, cosa que hicimos traspasando el riesgo político argentino a precios, lo cual, de paso, también sirvió para hacer nuestro sistema de precios eléctrico

más sensible a shocks externos de precios, porque, a la par con el problema argentino, estábamos y estamos sufriendo un alza muy fuerte en los precios del petróleo y el carbón.

Entonces, la decisión política del gobierno chileno fue romper la dependencia de las decisiones políticas de un gobierno extranjero, respecto del cual no teníamos ninguna posibilidad de manejar o de influir.

El resultado del cambio legal que induce a las plantas de ciclo combinado que usan gas natural a usar alternativamente petróleo diesel, aplica un criterio parecido al que se emplea en las compañías hidroeléctricas en caso de sequías. El resultado ha sido que casi todas las plantas a gas natural en el SIC son duales, gas natural y Diesel (ver Gráfico N° 3). Además, recientemente se realizó en el SING un ensayo con diésel en las plantas a gas para simular una situación de escasez completa de gas natural.

En cuanto al tema del riesgo político, cómo se transmitía este riesgo. Básicamente, por la vía del precio de nudo que habiendo sido muy útil, desde el punto de vista de la situación que estamos viviendo no servía. Tal precio suponía, de alguna forma, que los mercados abastecedores de combustible se comportaban normalmente lo que en el caso del gas obviamente no es cierto. Se introdujo un sistema de remate para proveer electricidad a las distribuidoras. Estas consumen alrededor de dos tercios del producto eléctrico del SIC. Las licitaciones asegurarán precios estables de largo plazo a los abastecedores que hayan ganado con valores indexados al precio de los combustibles relevantes.

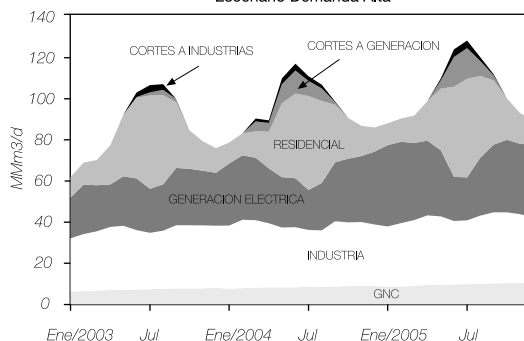
Este cambio ha significado el surgimiento de una enorme cantidad de propuestas de inversión. Es así como las compañías distribuidoras ya han hecho dos presentaciones en Estados Unidos y Francia, y el mercado eléctrico tendrá suficientes inversiones en adelante.

A través de esta ley también se permitió que las compañías productoras de electricidad puedan ofrecer premios a los clientes regulados para disminuir su consumo, lo cual es una herramienta muy potente para evitar problemas de racionamiento eléctrico en el futuro y se transforma

gráfico 2

**Gas Natural entregado en Argentina
(promedio mensual)**

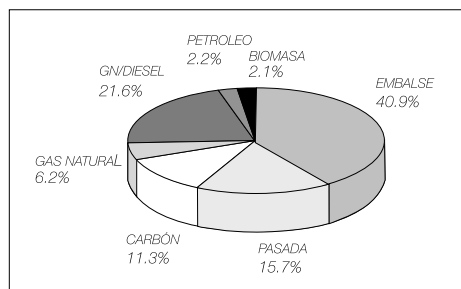
**Demanda Interna 2003-2005
Escenario Demanda Alta**



Fuente: Freyre y Asociados, Buenos Aires

gráfico 2

**Capacidad instalada de generación en el SIC
2005: 8.288 MW**



en una obligación para las compañías distribuidoras. Ya se ha comenzado a observar que la principal compañía distribuidora, por decisión propia, ofrecerá mecanismos de flexibilidad de precios con el fin de adelantarse a las generadoras. Bienvenido todo cambio que vaya en esa línea.

Quinto. Dos cambios importantes en materia de mayor autorregulación en el mercado. Primero, se entregó mayor autonomía al organismo que hace el despacho de carga en los sistemas interconectados, de manera que los intereses económicos de las empresas eléctricas que están presentes en el Directorio de los mismos no compitan por manejar o influir en los técnicos que manejan el sistema. Esto tiene mucha importancia, porque en innumerables oportunidades existe un dilema en cuanto a si se usa o no agua, debido a las diferentes apreciaciones respecto de una futura sequía. Se quería que este tipo de temasse manejaran técnicamente y sin presiones.

El segundo cambio en autorregulación ya lo mencioné y se refiere a la obligatoriedad de las compañías distribuidoras de aceptar que las productoras de electricidad ofrezcan ventajas a los clientes para disminuir consumos si lo consideran necesario.

Sexto. Conclusiones

Las compañías de distribución de gas no necesitaron de cambios regulatorios y, además, han asegurado que están preparadas para el caso de completo desabastecimiento de gas mediante inversiones en plantas de propano-aire.

Los clientes industriales se adaptaron rápidamente. Por lo tanto, no fue necesario intervenir.

El sector eléctrico sí se tuvo que adaptar mediante una reforma legal que sinceró precios y sistemas de compraventa para los clientes regulados, con el objeto de eliminar el riesgo político argentino y tener más competencia.

Como preocupación general, en generación eléctrica hay un tema ambiental que, a mi juicio, es tremendamente importante. Nuestro sistema de evaluación ambiental obliga a que cada proyecto de inversión pase por una evaluación regional y, posteriormente, nacional para ver si hay disconformidad, lo cual está muy bien. Sin embargo, si se carece de una visión nacional en cuanto a energía eléctrica por parte del sector público, se corre el riesgo que cada proyecto vaya siendo rechazado por distintas razones y que, en algún instante, nos quedemos efectivamente sin aumento de oferta eléctrica. Hay que asegurar que, junto con el respeto a las normas ambientales, también se avance adaptando la oferta a las necesidades de energía del país. Si no, se corre el riesgo de frenar el crecimiento económico.

La reflexión sobre las hidroeléctricas de Aysén, en tanto, debe hacerse sobre la base de qué pasaría si no las hacemos. Esto tiene que ser meditado desde el punto de vista del sector público porque las opciones no son infinitas.

Es muy positivo que el gobierno haya anunciado fast track para la evaluación de proyectos eléctricos y que, además, haya avanzado en el estudio de lugares en que eventualmente el sector privado podría instalar turbinas a gas, si es que son necesarias. Hoy día hay una carrera por invertir en el sector eléctrico con muchos actores nuevos que, ojalá, se incorporen en el sistema eléctrico.

Por último, está la necesidad de apurar el tranco con el Gas Natural Licuado, porque esa es la única forma, en el corto plazo, para que, a finales de 2008, en el caso del SIC, y en el año 2009, en el caso del SING, nos hayamos liberado por completo de la dependencia de un mercado como el argentino que se comporta tan mal.

Energía nuclear: Nueva fuente energética para Chile

Julio Vergara¹

Intentaré explicar cómo podría utilizarse la energía nuclear a Chile, partiendo de la principal justificación de esta forma de energía, que es de tipo ambiental. Como el espacio y el tiempo son muy breves, iniciaré esta exposición con una cita de James Lovelock, ambientalista autor de la teoría GAIA, que dice:

“We can not continue drawing energy from fossil fuels and there is no chance that the renewables can provide enough energy and in time. If we had 50 years or more we might make these our main sources. But we do not have so.

Let us use the small input from renewables sensibly, but only one immediately available source does not cause global warming and that is: Nuclear Energy”

James Lovelock señala que las energías renovables no estarán a tiempo, que no lo hay, en la escala suficiente para sustituir a los fósiles y revertir así el cambio climático. Además, agrega que existe una sola fuente disponible y madura para hacerlo en forma masiva y esa es la energía nuclear. Es posible que James Lovelock ya haya visto que las emisiones por ahora van en el sentido inverso al planeado. La meta del Protocolo de Kyoto es reducir antes del año 2012 las emisiones de anhídrido carbónico (CO₂) en 5.2% respecto a las del año 1990 para moderar el calentamiento global. Sin embargo, hoy estamos 18% encima de la referencia, a pesar del esfuerzo de algunos países de Europa y Asia comprometidos con el medio ambiente que han convertido parte de su carga energética a fuentes más limpias.

Chile, por lo demás, sin tener obligaciones en dicho protocolo, ha aumentado en un 70% sus emisiones desde esa fecha, y al parecer esto se quiere elevar con nuevas centrales a carbón.

Esto sucede, porque a nivel global no se valora el riesgo de cambio climático ni sus posibles consecuencias en la sociedad. Tres cuartas partes de las actuales fuentes de energía primaria son de origen fósil, todas emisoras de CO₂. Las formas de energía nucleoelectrónica e hidroeléctrica, que no emiten gases de efecto invernadero (GEI), suman alrededor del 12% y todas

¹PhD Ingeniería Nuclear (MIT). Profesor de Energías Sustentables de la Pontificia Universidad Católica de Chile.

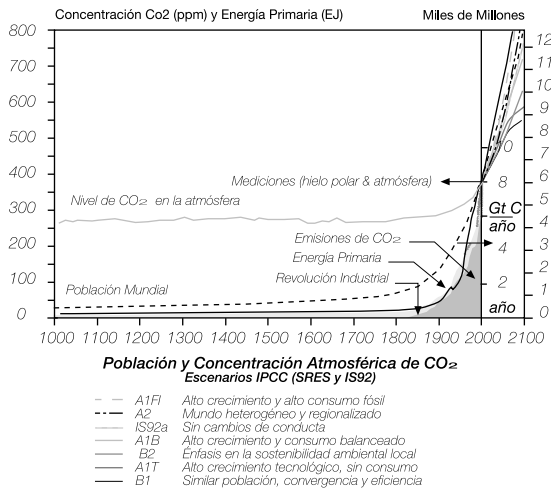
las demás renovables juntas generan entre el 0.8 y 1.2%. Acá radica la preocupación de Lovelock.

Todo indica que el año 2012 deberá haber un protocolo más exigente y más global, para aplacar la tendencia prevista de aumento de las emisiones de GEI. Si se combina la tendencia de aumento de la población, que podría empujarse sobre los 11 mil millones de habitantes hacia el año 2100, junto a un estándar de vida creciente, podremos ver que nuestro actual consumo de 420 ExaJoules (EJ) aumenta a más del doble hacia finales del presente siglo (ver Cuadro 1). Similar tendencia seguirá la concentración atmosférica de CO₂ elevando, por consiguiente, la temperatura global, que ya es la más alta de los últimos 400.000 años. Pero, si las corrientes termohalinas fallaran por exceso de agua dulce proveniente del derretimiento de hielos y glaciares, podríamos acelerar un proceso inverso, un tránsito hacia una nueva era de hielo, en forma relativamente abrupta, con las consecuencias que muchos podrán imaginar.

El CO₂ antropogénico es solamente el 60% del problema. Otros gases de invernadero, como el metano y los óxidos nitrosos, de mayor poder radiativo que el CO₂, también se originan en fuentes de energía. Por esa razón, necesitamos más energías sustentables, lo que implica uso de recursos de mayor autonomía y mínimo impacto ambiental explotados a costos viables para una máxima cobertura.

Conviene enfatizar este último aspecto, porque poco nos beneficiamos usando energías caras, ya que así no se fortalece el desarrollo. Ya hay más de 1.600 millones de habitantes que no tienen acceso a electricidad en el mundo y se espera que esta cifra no aumente.

cuadro 1
Población mundial y concentración de Anhídrido Carbónico



No obstante, se puede enunciar una decena de macromedidas energéticas que no alteran el clima global, y que de aplicarse mejorarían la sustentabilidad ambiental. Dos de ellas tienen que ver con tecnología nuclear y son las que pueden producir el mayor impacto: ampliar la base de energía nucleoelectrónica e introducir el consumo masivo de hidrógeno. La energía nuclear puede ir más allá de la electricidad y sustituir parte de la energía fósil usada en transporte, que es un cuarto del consumo global, por hidrógeno. Este se puede obtener de varias fuentes, pero una de las formas más limpias y baratas previstas sería la descomposición termoquímica del agua con el calor de un reactor nuclear.

A continuación se podrá analizar cómo puede contribuir la energía nuclear a un mundo más próspero y limpio. Más del 90% de la energía que usamos hoy tiene relación con el Sol, incluyendo la hidroelectricidad. Los combustibles fósiles también fueron creados con la ayuda de esta estrella, en cuyo centro, algo así como en el cuarto de su diámetro, opera un reactor nuclear de fusión en forma natural. De hecho, la energía nuclear ha existido desde el big bang, pues es parte de la materia.

Por otro lado, existen indicios que el núcleo de la Tierra podría funcionar intermitentemente como un reactor de fisión nuclear, así como operaron varios reactores naturales en Oklo, Gabón hace dos mil millones de años. Esa actividad nuclear interna de la Tierra, que se manifiesta en decaimiento radiactivo, mantiene líquida una parte del núcleo externo terrestre, lo que explicaría la formación de un geodínamo que protege la vida terrestre de la radiación solar, si no la superficie del planeta sería muy parecida a la de Marte.

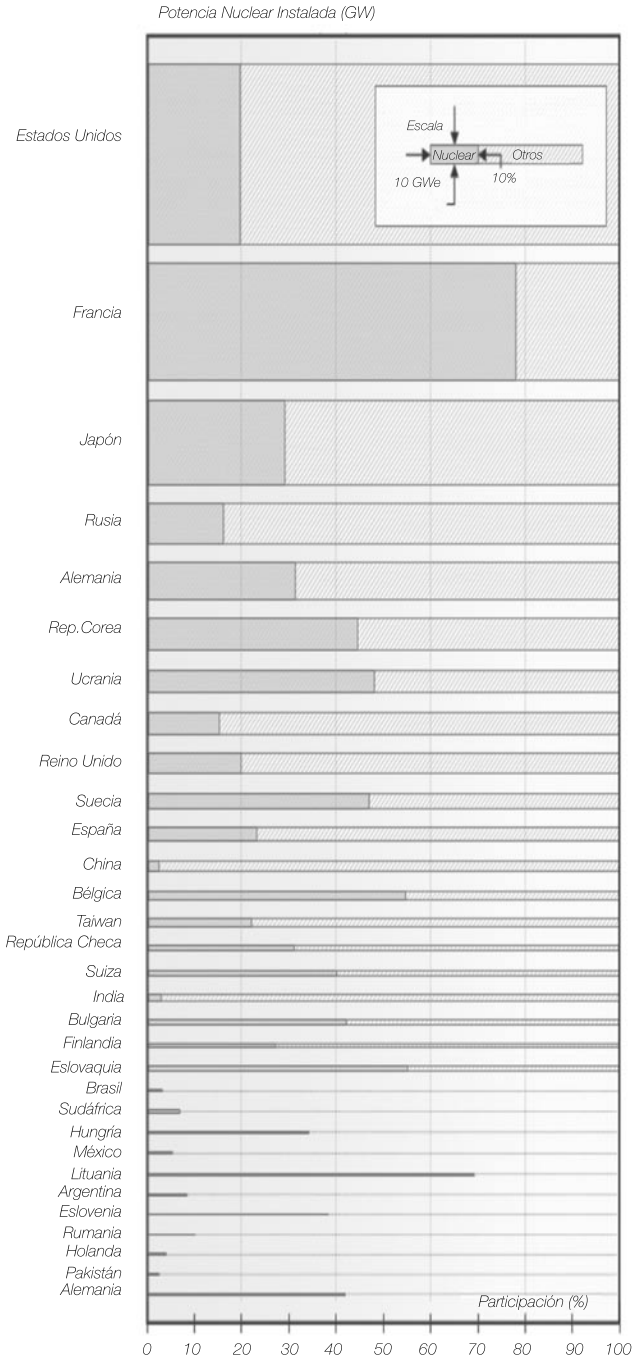
La idea es replicar esos procesos naturales con tecnología. Esa energía nuclear “tecnológica” solo aporta el 6% de la energía primaria que utiliza la sociedad, a partir de los minerales de uranio. Hoy día, hay 443 reactores nucleares generando el 16% de la electricidad mundial (ver Cuadro 2), con una potencia de solo 370 GW (10%) y casi una treintena más en construcción, además de unos 300 reactores experimentales -en Chile hay dos- y otros cientos en rompehielos, portaviones y submarinos.

Por otro lado, hay una treintena de reactores experimentales de fusión nuclear, reacción que es difícil reproducir en la Tierra, porque se requiere sustituir la gravedad del Sol por alguna fuerza muy intensa, magnética o inercial. En Francia, se construye el proyecto ITER que funcionará a dos millones de grados Kelvin, 300 veces la temperatura de la superficie del Sol. Lo interesante es que un reactor de fusión de unos 1000 Megawatts (MW) consumiría solo 100 kilogramos de deuterio y tritio, que se obtienen del agua y del litio, respectivamente. Este será uno de los últimos reactores experimentales de fusión, pero un proyecto comercial está a unos 50-60 años plazo.

Mientras tanto, existen tecnologías reales a corto y mediano plazo, aprovechando la energía de fisión nuclear, ampliando el aporte actual a la producción de energía sin emisión de gases de efecto invernadero. Mientras Asia proseguía el desarrollo de la energía nuclear, la industria europea y norteamericana se estancó en los años 70 y 80, principalmente por no ser competitiva frente a fuentes fósiles baratas que no pagan sus emisiones ambientales, así como por no estandarizar los sistemas y por un exceso de regulaciones absurdas. Si Chernobyl se hubiese dado en un entorno robusto, estandarizado y competitivo, podría haberse evitado el accidente o, en su defecto, el sector habría reaccionado de otro modo.

cuadro 2

Potencia nuclear instalada versus participación nucleoelectrica



Hoy la energía nuclear está recobrando el momentum perdido con sistemas mejorados. Finlandia construye una planta de 1.600 MW, la tercera unidad de Olkiluoto y está considerando una tercera planta en Loviisa, mientras Francia sumará la unidad número 60 con un reactor similar, y hay más países de Europa y América preparándose. Las declaraciones del G8 advierten nuevas inversiones en Estados Unidos, Inglaterra, Rusia y Japón, entre otros. Once firmas de EUA anunciaron 24 nuevas unidades.

Los problemas crecientes de suministro, de precios, de medio ambiente, sumados al buen desempeño de las centrales nucleares, parecen confirmar lo que se ha llamado el renacimiento nuclear. Esta ocurre simultáneamente con la estandarización de productos, simplificación de sistemas y mejoras regulatorias. En el mundo hay más de 130 proyectos, entre construcciones, planes y anuncios, mientras otros países planean ingresar al sector y algunos regresar.

La energía nuclear se usa casi exclusivamente en generación de electricidad, contribuyendo a la sustentabilidad de los países. Un ejemplo es Francia, donde el 90% de su electricidad proviene de fuentes que no emiten CO₂. Corea espera seguir esos pasos y lograr el 50% nuclear, además de un 20% de su transporte con hidrógeno nuclear al año 2020. Alemania, donde se hizo un pacto con grupos verdes para eliminar las centrales nucleares, tendrá más de un problema para hacerlo si deja de importar electricidad (nuclear) a Francia o gas natural a Rusia, puesto que casi el 50% de su electricidad sale de la quema del carbón, cuyas emisiones al parecer no preocupan.

Con pocas unidades nuevas cada año, la tecnología nuclear ha tenido un crecimiento sostenido, con una participación que se ha estabilizado (ver Cuadro 3). ¿Cómo se puede explicar eso? En

primer lugar, por el progresivo aumento de la potencia nominal de la planta y del factor de carga, desde un 60% en los años 70, al 80% actual. Estados Unidos está hoy en un promedio del 90% después de haber tenido un factor muy bajo. En segundo lugar, se explica por la masiva entrada de fuentes fósiles sin control de sus emisiones.

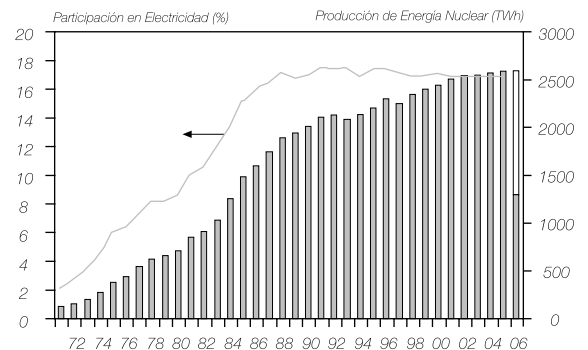
La energía nuclear, además de ser una fuente de tecnología y conocimientos, ofrece energías intermedias como electricidad, calor, hidrógeno, agua y otros servicios energéticos competitivos para que la sociedad pueda contar con luz, movimiento y calor, sin dañar el medio ambiente, en especial, nuestra atmósfera.

A continuación se puede apreciar qué tecnologías se encuentran disponibles ahora y en el corto plazo. El diseño dominante de la industria nuclear, con más de 260 unidades en operación, es del PWR, reactor refrigerado por agua a presión.

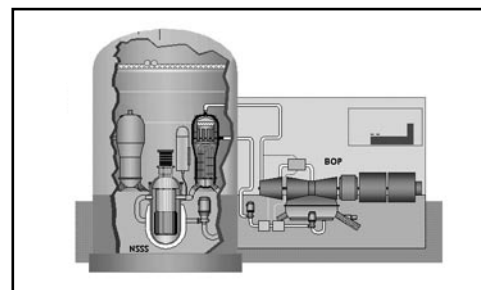
El Cuadro 4 corresponde al esquema del reactor que se construye en Finlandia, que pertenece a una tercera generación optimizada a nivel de componentes de la que operó a fines de los años 50. La industria estima que mientras más grande la escala, mayor es la eficiencia y menor es el costo. La potencia de una unidad supera los 1000 MW mientras Japón planea certificar reactores de 1700 MW, los más eficientes de la industria. Por ello es fácil imaginar toda la potencia instalada en Chile en un sitio con seis de estas unidades, ocupando unas 20 hectáreas con todos los servicios incluidos. El siguiente reactor preferido en la industria, con 90 unidades, es el BWR, reactor refrigerado por agua en ebullición.

¿Es este arreglo el óptimo para un reactor nuclear? La isla nuclear (NSSS) del PWR funciona como un calentador de agua que está a alta presión para lograr alta eficiencia. Se pueden ver sus componentes principales conectados por circuitos a presión, la vasija del reactor con el corazón donde se insertan los elementos combustibles, las bombas de refrigeración, y generadores de vapor, que se integran en un sistema. Esta isla va dentro de un contenedor a prueba del impacto de un avión y de misiles. Hacia el costado se observa un esquema básico de la zona de turbinas, la sala de control, de manejo de combustible, y otros sistemas.

cuadro 3
Producción y participación mundial de la nucleoelectricidad



cuadro 4
Esquema simple de una central nuclear genérica



El desarrollo nuclear está lejos de haberse estancado. La industria está preparando la cuarta generación hacia el año 2030 concebida para los países socios del proyecto GIF (Generation IV International Forum), que son Estados Unidos, Inglaterra, Japón, Francia y otra decena de países, entre los cuales se incluye Argentina y Brasil. El cuadro 5 muestra el estado actual de la industria. La mayoría de los reactores se refrigeran con agua, pero hay otros diseños con sus ventajas y desventajas.

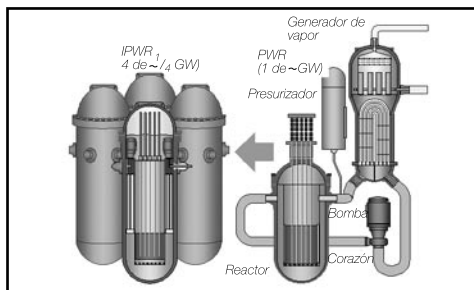
cuadro 5

Tipos de Reactores Nucleares en Operación (2005)						
Tipo de Reactor	Países	#	GWe	Combustible	Refrigerante	Moderador
Agua a presión (PWR-VVER)	EUA, Francia, Japón, Rusia	267	242	UO ₂ (LEU)	Agua	Agua
Agua en ebullición (BWR)	EUA, Japón, Suecia	94	84	UO ₂ (LEU)	Agua	Agua
Agua pesada a presión (PHWR-CANDU)	Canadá, Corea, India, China, Arg.	41	21	UO ₂ (natural), UO ₂ (SEU)	Agua pesada	Agua pesada
Gas y grafito (GCR, AGR & Magnox)	Reino Unido	22	11	U (natural), UO ₂ (LEU)	CO ₂	Grafito
Agua a presión y grafito (LWGR)	Rusia	16	11	UO ₂ (LEU)	Agua	Grafito
De espectro rápido (FBR)	Japón, Rusia, Francia	3	1	PuO ₂ y UO ₂	Sodio líquido	No
TOTAL		443	370			

¿Qué es más atractivo? ¿Un gran auto de lujo o cuatro vehículos híbridos? Es probable que esta última combinación sea más flexible si, además, fracciona la potencia instalada permitiendo un ajuste óptimo y secuencial a la red eléctrica.

cuadro 6

Reactores PWR Integrados



Veamos algunos ejemplos de tecnologías nucleares avanzadas dentro de la actual 3ª generación. El sistema PWR integrado o IPWR del Cuadro 6 ofrece ventajas para redes pequeñas. En cada vasija de IPWR se integran todos los componentes principales de un PWR clásico, a la derecha del cuadro.

Las bondades se pueden notar mejor al comparar el tamaño relativo del reactor IRIS de 335 MW, dentro de un contenedor metálico, junto a una turbina eólica de 5

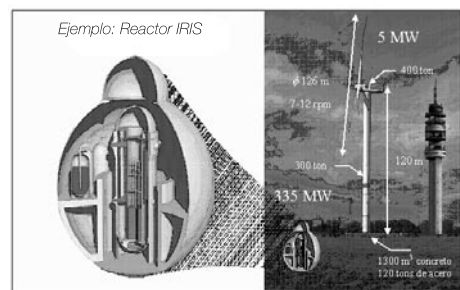
MW (ver Cuadro 7). La torre Entel puede dar una mejor impresión del tamaño de cada uno de estos sistemas. Uno es apto para potencia base y el otro es esencialmente intermitente. Otro ejemplo de la familia de reactores integrales es el SMART coreano, ya sea su versión de 200 MW eléctricos o de 180 MW más 80.000 toneladas al día de agua desalinizada. La operación de un modelo prototipo de 100 MW está prevista para el año 2010. No son los únicos en desarrollo si sumamos a este el SCOR francés y el IMR japonés, entre otros.

Existe otro tipo de reactor interesante y apto para redes pequeñas y medianas de países de Asia, Sudamérica y África, disponible a mediano plazo. Se trata del reactor de alta temperatura (HTR), refrigerado por helio (ver Cuadro 8). Su principal atributo es el combustible, que parte de micropartículas de uranio multirecubiertas y compactadas dentro de una matriz de grafito esférica, del tamaño de una pelota de tenis, o hexagonal, un bloque de 60 cm de altura. Si este perdiera todo el refrigerante, no se recalentaría ni se fundiría su corazón, quedando inmune a un accidente nuclear. Esto no significa que los demás reactores sean proclives a accidentes: la probabilidad de fundirse el corazón de un reactor clásico de occidente es de 10^{-5} por año-reactor y la de un reactor avanzado puede llegar a ser de 10^{-8} por año-reactor.

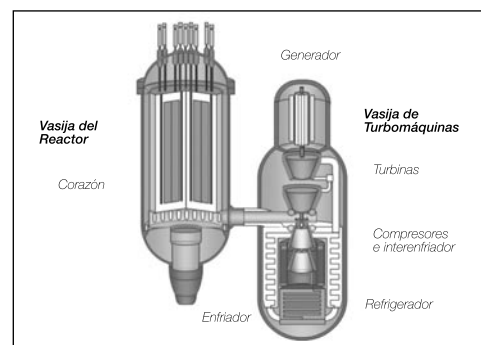
El resto del sistema es una turbomáquina parecida a una turbina a gas de ciclo regenerativo, que logra 50% más de eficiencia que un reactor PWR o BWR clásico y, por ende, consume mejor el combustible, con lo cual se genera menos desechos, además que puede seguir la carga. Varios países trabajan en este diseño porque, además, es el que permite las temperaturas para lograr y producir el hidrógeno con procesos termoquímicos. La potencia prevista para estos reactores va desde los 150 MW hasta los 300 MW y lideran su desarrollo comercial Sudáfrica con el PBMR, China con el HTR-PM (ya tiene operando una planta piloto de 10 MW) y Estados Unidos con el GT-MHR. Pero no son los únicos. Francia, Japón, Rusia y otros tienen sus respectivas versiones.

Hay varios diseños más en distintas etapas de desarrollo, en dos grandes familias. Por un lado, están los reactores evolutivos, que son mejoras de los actuales, con una

cuadro 7
Tamaño relativo de un IPWR y una turbina eólica de 5 MW



cuadro 8
Reactor Nuclear tipo HTR

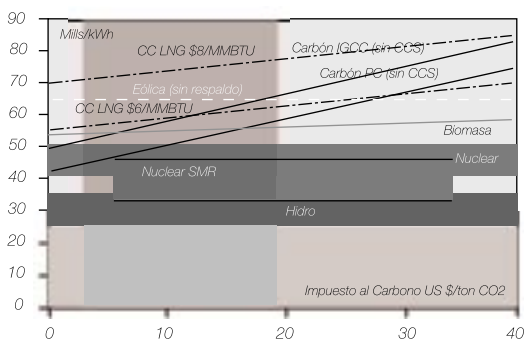


potencia superior a 1 GigaWatt (GW) y, por otro lado, los reactores innovativos, con atributos más radicales para una industria conservadora y regulada, y típicamente de menos de 350 MW. A más largo plazo los miembros de GIF seleccionarán los mejores reactores de la cuarta generación entre los seis tipos de reactores identificados y podrán distribuirlo entre sus miembros.

¿Cómo se compara esta tecnología con otras opciones de generación eléctrica o térmica? La energía nuclear es una opción más, que tiene ventajas o fortalezas y también debilidades, pero es apropiada y coherente con el desarrollo sustentable, principalmente por una prolongada disponibilidad de recursos, competitividad económica y emisión casi nulas de GEI, comparables a las de las opciones renovables.

De la capacidad instalada en el mundo es la alternativa que mejor utiliza, en general, las instalaciones. Su alta disponibilidad explica el bajo costo relativo. En cambio, la intermitencia y la baja disponibilidad de las fuentes renovables explican por qué aún no alcanzan valores competitivos sin subsidios ni incentivos de gobierno. El Cuadro 9 permite comparar los costos de generación respecto al costo de emisión de CO₂. En él se muestra el costo de centrales a carbón sin captura de gases y centrales a gas natural a 6 y 8 \$/MM BTU. Después de la hidroelectricidad viene la energía nuclear y los nuevos desarrollos podrían estar entre estos últimos si se producen con una escala suficiente.

cuadro 9
Estimación de Costos de
Generación Eléctrica



La energía nuclear tiende a asociarse a países de alto nivel de desarrollo e industrialización. Un caso destacable es Corea, que reconoce en su decisión de adoptar la energía nuclear en los años 70 el germen de su desempeño tecnológico actual. Su capacidad tecnológica se extiende hoy a industrias de equipos pesados, automotriz, potencia, electrónica y naves, entre otros. Sin embargo, cabe notar que antes de los años 70, el PIB/cápita de Corea era de unos 2.000 dólares, cuando Chile tenía un poco más que eso. Hoy, es de unos 14.000 dólares sin corrección por poder de compra.

Pero ciertamente esta tecnología tiene inconvenientes, que se pueden llevar a cero a costa de algunas de sus ventajas. Hay un riesgo potencial de accidente, pero como se indicó es bajo y en ciertos diseños puede ser nulo. Algunas personas advierten que no servirían para países sísmicos, mientras en Japón hay más de 50 unidades instaladas, sin considerar que los reactores integrados tienen mejor respuesta a sismos.

Por otro lado, se le asocia a armas nucleares, pero si se eliminara toda la nucleoelectricidad no nos liberaríamos de las armas, como se demostró en Corea del Norte, que no la tiene, así como tampoco se acabarían los atentados terroristas si eliminamos los autos, los trenes, los aviones y recientemente las colonias y los dentríficos.

Los desechos nucleares son el blanco preferido de algunos grupos de presión sin saber qué tan controlados son, por lo demás, una planta a carbón, aparte de CO₂, emite más material radiactivo por su chimenea que un reactor. Los desechos nucleares no son inservibles, considerando que normalmente se extrae solo el 5% de la energía disponible de un elemento combustible. Se podría recuperar o vender parte del 95% de energía potencial de tales “desechos”. Así como hoy se recuperan materias primas y biogás de la basura corriente, podremos encontrar en un depósito de material nuclear gastado más energía que la que alguna vez se utilizó en un reactor.

Si comparamos la actividad de la minería asociada, la cosa es peor. En Chernobyl murieron 30 bomberos tratando de apagar un incendio ocasionado por una dotación temeraria sin cultura de la seguridad, sobre una tecnología destinada a producir energía como subproducto. Otros 19 más han muerto hasta la fecha de acuerdo a organismos internacionales. Cuatro veces esas 50 personas mueren en las minas de carbón cada año, lo que rara vez aparece en la prensa. Lo que sí se vio en medios de prensa, con razón, es la decena de niños que lamentablemente fallecieron por cáncer de tiroides, situación que las autoridades locales pudieron haber evitado mediante un oportuno tratamiento con yodo, relativamente simple, al declararse la emergencia.

Es interesante comparar la voracidad de una central fósil de 600 MW, sin contar lo que sale de la chimenea. Para abastecerla se necesitan unos cuatro viajes al año del petrolero Knock Davis (el ULCC más grande del mundo, de 564.000 DWT), alrededor de seis viajes al año del carbonero Berge Stahl (el OBC más grande del mundo, de 365.000 DWT), ocho viajes al año de un gasero LNGC o 200 viajes al año de un tren carbonero de 90 carros.

Tales buques pasan a diario sin la notoriedad que tienen los buques que llevan un par de decenas de toneladas de combustible nuclear gastado desde un reactor japonés hacia una planta francesa, para reducir la carga ambiental. La consecuencia ambiental del eventual hundimiento de uno de estos buques con su contenedor de combustible nuclear gastado no es comparable a un potencial derrame por accidente del petrolero. Cuando ese contenedor haya perdido sus condiciones de estanqueidad, siglos después, y si la carga no recuperada pudiese diluirse en el fondo del mar (cosa improbable en una matriz de vidrio borosilicato sólido), difícilmente se podría diferenciar de la radiación natural que tiene el mar.

Por otro lado, con tan pocos buques de transporte de gas natural licuado, que son caros -cada uno cuesta unos 130 millones de dólares- y con muchos países lejanos invirtiendo en centrales a gas natural -por ejemplo, 200 GW en Estados Unidos en esta década- se pueden apreciar posibles brechas de transporte de gas natural licuado y de suministro para Chile, aunque existan sendas plantas de gasificación.

En cambio un reactor nuclear de 600 MW usa un poco más de 16 toneladas de uranio al año, equivalente a 30 elementos combustibles. Después de la conversión de la materia en energía, lo que sale de la central es un poco menos de 16 toneladas de uranio al año, pero desfasado en una o dos décadas. El combustible gastado, después de permanecer en una piscina de decaimiento, puede: a) devolverse al país proveedor, con lo cual se elimina -a su costo- el problema de desechos en el país usuario, b) puede depositar casi inmediatamente el combustible gastado, c) puede reprocesarlo y separar los materiales útiles, así como los elementos químicos que se han producido durante la operación del reactor (de hecho, los desechos críticos para un reactor de 600 MW son de unos 500 kilogramos al año), d) esperar que madure la tecnología de transmutación de desechos in situ para consumir el máximo con una sola carga de combustible, o e) esperar el mayor tiempo posible para abaratar las acciones, porque estos productos están en permanente decaimiento radiactivo.

A futuro, será posible asociarse a la iniciativa GNEP, que implica acceder a tecnologías de reactores llave en mano, aptos para combustibles de larga vida. Un reactor de este tipo podría operar ocho años ininterrumpidamente, con arriendo de combustible que se devuelve a su término (junto con recursos energéticos reutilizables) al proveedor. Eso parece poco atractivo y dependiente, pero es una alternativa si los desechos se convierten en la piedra de tope ambientalista.

Reconociendo que Chile tiene pocos recursos energéticos, que los fósiles estarán restringidos y que copará sus recursos hídricos, podremos revisar si esta opción tiene cabida en nuestro país. Este es un país relativamente competitivo hasta la fecha y con buenos estándares generales y se espera que lo siga siendo. Las debilidades más recurrentes se refieren a educación y capacidad de Investigación y Desarrollo. Pero, conviene poner una alerta especial a nuestra competitividad. Si se graficara el resultado de cada año del modelo BCI (Michael Porter de HBS) que integra el informe del WEF, podría verse como Chile presenta una tendencia muy suave a la baja, lo que implica que aún creciendo, otros países lo están haciendo mejor minando las ventajas competitivas, o más bien comparativas, de Chile. Lo interesante es que este

período de caída progresiva convive con el período de menor precio de recursos energéticos para la industria y la residencia. Hoy estamos en una situación inversa, con precios altos, volátiles e intermitentes en los combustibles fósiles, moderado por el régimen hidrológico.

Es posible que la competitividad sea compensada a nivel macro por el alto precio del cobre. Para seguir siendo competitivos, y esperando que no haya una sustitución temprana por su alto precio (recordemos que esto es el mejor incentivo para acelerar el desarrollo de la transmisión con metales más baratos o con superconductores de alta temperatura, lo que cada día se observa más cercano), Chile deberá diversificar las fuentes de energía sustentable de base y punta, limpia y barata. Chile duplica su demanda cada 12 años al ritmo actual, lo cual se traduce en requerimientos de inversión de 500 MW al año. En una década más, cada año deberá agregar alrededor de 1 GW, a pesar de las medidas de ahorro y de eficiencia energética que se adopten.

El creciente consumo de energía, con pocos recursos convencionales disponibles, hace que nuestra dependencia energética (geopolítica) venga creciendo y se acerque al 75%. Aparte de unos 20 GW de hidroelectricidad potencial, parte de los cuales se estima improbable de aprovechar y de algunos GW de recursos renovables intermitentes, no se aprecia mucho más.

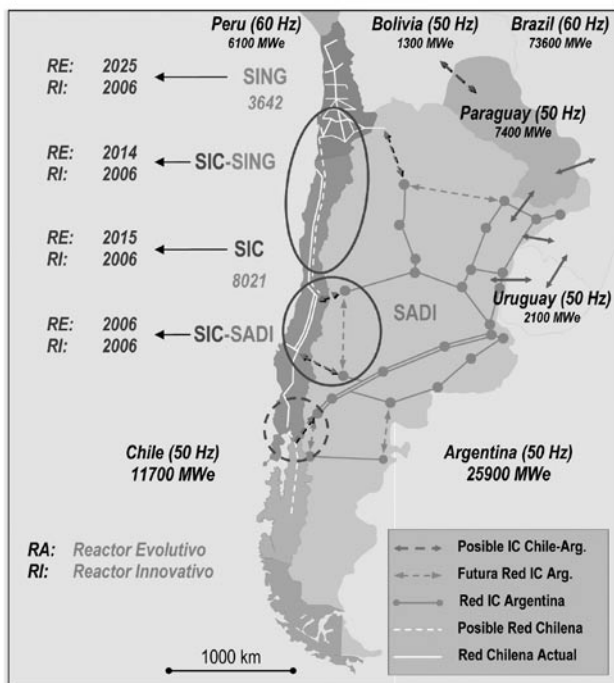
La autonomía del uranio supera a los demás recursos fósiles en el mundo y, con sistemas de reciclaje de combustible así como el uso de torio, puede durar milenios. Por esta razón, el recurso energético no es un factor crítico. Además, el valor del recurso es alrededor de un tercio del costo del combustible y este, a su vez, corresponde a un tercio del costo de generación, lo que lo hace muy estable a cambios en los precios de mercado. Por otro lado, la distribución del uranio es ubicua. En Chile, se ha prospectado el 7% del territorio y se ha identificado un cierto potencial de uranio, cuyo alto valor hace necesario reiniciar actividades de exploración y eventualmente de extracción y acopio. Sí debe considerarse la posibilidad de un oligopolio de beneficio y procesamiento del combustible, radicado en las potencias nucleares y otros países desarrollados. Cuando los reactores de fusión nuclear sean competitivos, tendrán un combustible prácticamente inagotable, porque este será producido del deuterio, una forma de hidrógeno que se obtiene al enriquecer agua y eventualmente de tritio, que se obtiene irradiando litio en reactores de fisión.

La nucleoelectricidad tiene cabida en los dos sistemas interconectados principales de Chile. La demanda de potencia base es la que define la cantidad de unidades generadoras idealmente libres de emisiones de GEI como la componente nuclear. Los reactores en operación están maduros pero también hay sistemas avanzados en desarrollo, ya sea con diseños finales o por

terminarse, en diferentes rangos de potencia y atributo.

La mayoría de los reactores evolutivos ya están disponibles en el mercado, los que deben ajustarse al tamaño de la red. Uno de estos reactores podría ingresar al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) recién hacia el año 2025 y podría operar hacia el año 2015 en el Sistema Interconectado Central (SIC). Si se interconectara el SIC con el SING, que no es lo mismo que conectar Antofagasta con Taltal, podría ingresar antes del año 2015, desde el punto de vista de tamaño. También se podría pensar en la opción de interconectar el SIC con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) y tener así una mayor escala para admitir grandes unidades, pero esto exige homologar las reglas del juego y eso puede tomar mucho tiempo. El Cuadro 10 refleja las fechas de entrada óptima de acuerdo al ajuste de tamaño con reactores evolutivos e innovativos.

cuadro 10
Alternativas de la tecnología
en el SING y SIC



Por otro lado, si se utilizaran reactores innovativos, normalmente más pequeños, el ingreso puede ser algo más temprano, y solamente restringido por la madurez comercial de estos. El ingreso no lo restringe el tamaño de la red interconectada y requiere una construcción más breve, del orden de 36 meses.

Lo anterior no es posible sin un plan riguroso de desarrollo de políticas y de infraestructura regulatoria, legal, física, tecnológica, humana y financiera, en un contexto que, además, sea muy predecible para los inversionistas. En efecto, se necesita una política de estado, de largo plazo, para evitar que actores diversos traben las decisiones relacionadas con energía y, con ello, afecten el medio ambiente, porque cuando se dan estas presiones y no se responde con eficacia siempre se termina en más consumo fósil y con más emisiones de invernadero. Se requiere alrededor de una década para el desarrollo de políticas e

infraestructura, incluyendo la construcción y puesta en marcha del reactor, que son más breves para el caso de los reactores innovativos.

Si se comenzaran a adoptar políticas en el año 2010, el reactor evolutivo estaría en condiciones de cargar su combustible nuclear hacia el año 2020, en

el caso del SIC, y en el 2025, en el SING. El reactor innovativo podría cargar su primera carga de combustible nuclear hacia el año 2018 tanto en el SING como en el SIC. El camino crítico es político, y se relaciona con infraestructura general que debe liderar el Estado. De asumirse, Chile podría alcanzar una participación del 10% de la potencia hacia el año 2030, elevando la cuota de energías sustentables y seguras del actual 50% al 60% en generación eléctrica. Aún podrá reducir otras emisiones de GEI, provenientes de fuentes fósiles y móviles, aplicando otras alternativas sustentables cuyo detalle escapa a esta exposición.

Finalmente, se plantea la siguiente pregunta para Chile: ¿Hidroelectricidad o nucleoelectricidad? La respuesta debe ser sumar y no restar, y debería incluir otras opciones tales como energías renovables y, mientras se pueda, energías no renovables con captura de GEI, más ahorro y eficiencia. Por cierto, el alcance de las medidas no debe estar limitado a la producción de electricidad, sino que debiera alcanzar toda la matriz de energía primaria, en la cual puede tener un rol el hidrógeno producido en centrales nucleares y otras tecnologías sustentables.

Muchas gracias.

SEGUNDO PANEL

Nuevas Fuentes Energéticas para Chile

¹La maraña regulatoria y el sector eléctrico

Alexander Galetovic¹

NO HAY ESPACIO PARA COMETER ERRORES

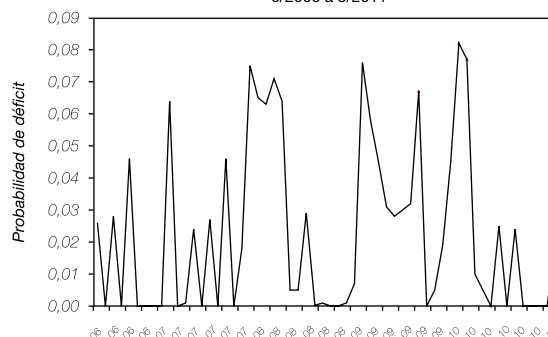
Muy buenos días, muchas gracias por haberme invitado a este seminario. Hoy día hablaré de la maraña regulatoria. ¿A qué me refiero con esto? Para hacer cosas en Chile se requiere un montón de trámites, permisos de todo tipo, evaluaciones, timbres, firmas, huellas digitales y mucho más. Y hay un “guirigay” de instituciones públicas que pueden demorar, encarecer o vetar los proyectos. Hoy día y durante un par de años no hay espacio para cometer errores en el sector eléctrico y si se deja que esta maraña retrase los proyectos, es posible que hacia 2009 o 2010 enfrentemos una situación de abastecimiento muy difícil.

¿Qué tan apretado es el abastecimiento eléctrico? El Gráfico 1 muestra la probabilidad de déficit mensual entre junio de este año y abril de 2011. Este gráfico proviene de un estudio que hice en conjunto con Juan Ricardo Inostroza y Cristián Muñoz de AES Gener y que está un poquito atrasado, porque se hizo hace un par de meses (de ahí que aparezca la probabilidad de déficit en junio de este año)². Por lo tanto, no incluye las lluvias abundantes que, afortunadamente, tuvimos este invierno. Sin embargo, sabemos que el efecto de unas lluvias abundantes este año desaparece en a lo más dos años, por lo que el gráfico da una idea razonablemente precisa del abastecimiento y la probabilidad de déficit durante los próximos años.

El gráfico muestra que durante casi todos los meses la probabilidad de déficit es mayor que cero; y que la probabilidad mensual más alta es 0,08 (o 8%) en febrero de 2010. Estas probabilidades son mucho más altas de lo que era habitual hasta antes de los

gráfico 1

Probabilidad de déficit
6/2006 a 3/2011



¹ Durante varios años he recibido financiamiento de AES Gener S.A. para investigar el sector eléctrico. Sin embargo, las opiniones que expreso a continuación son de mi exclusiva responsabilidad y no comprometen de manera alguna a AES Gener S.A.

² “Abastecimiento eléctrico en el SIC: ¿qué tan probable es un déficit?”, *Puntos de Referencia* N° 279. Santiago: Centro de Estudios Públicos, 2006.

cortes de gas argentino. En realidad, cuando se hacía este tipo de ejercicios antes de los cortes, la gran mayoría de los meses aparecía con una probabilidad de 0% y, ocasionalmente, había uno o dos en que la probabilidad se empinaba un pelito por sobre 5%³. Así que la situación es claramente más apretada de lo que era habitual hasta antes de la crisis del gas argentino.

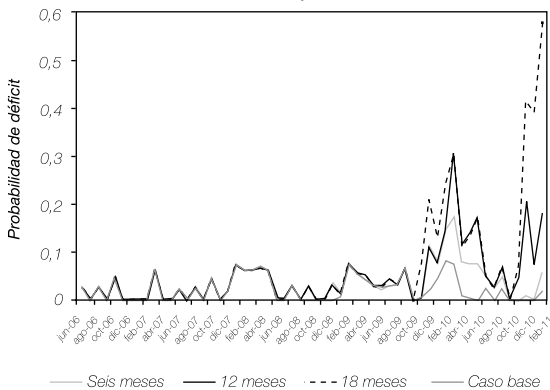
Sin embargo, el plan de obras que hay detrás de este ejercicio, que es el que supuso la CNE para fijar el precio de nudo en abril de 2006 (Gráfico 1) es un tanto optimista, sobre todo porque supone que entre octubre de 2009 y octubre de 2010 van a entrar 1375MW de nueva capacidad. Esa es, más o menos, la proyección que sigue manejando la Comisión (al menos es lo que escuché en una charla de su Secretario Ejecutivo en septiembre). Esto es optimista por varias razones, una de ellas, es que jamás hemos visto tal entrada en un año, ni siquiera cuando se instalaron los ciclos combinados de gas a fines de los noventa. Por eso, vale la pena averiguar qué pasaría si estas inversiones se retrasaran un poco.

El resultado es el Gráfico 2. La línea gris oscura es exactamente igual a la que mostré en el Gráfico 1, pero aparece bastante más chata, porque la escala es distinta. Las restantes líneas muestran las probabilidades de déficit si se retrasan seis, 12 ó 18 meses las centrales que, la CNE supone, entrarán entre octubre de 2009 y octubre de 2010. Si se observa la línea gris clara, se concluye que la probabilidad de déficit entre diciembre de 2009 y febrero de 2010 se empina durante algunos meses incluso por encima del 20% si las inversiones se retrasan apenas seis meses. Nuevamente, se trata de probabilidades sumamente altas que además implican costos marginales esperados muy altos. El retraso de 12 meses se indica con la línea negra y el retraso de 18 meses se indica con la línea negra punteada. En ambos casos las probabilidades de déficit llegan a niveles altísimos.

Mi intención no es alarmarlos, sino advertir que no hay espacio para cometer errores. La última crisis que tuvimos ocurrió por una sucesión de errores que causaron un déficit perfectamente evitable⁴. No fue un

gráfico 2

Probabilidad de déficit con retrasos crecientes del plan de obras



³ Véase, por ejemplo, a Alexander Galetovic, Juan Carlos Olmedo y Humberto Soto, “¿Qué tan probable es una crisis eléctrica?”, *Estudios Públicos* 87, pp. 175-212, 2002. También Alexander Galetovic y Juan Carlos Olmedo, “Abastecimiento eléctrico en el SIC: ¿qué tan probable es un déficit?”, *Puntos de Referencia* N° 270. Santiago: Centro de Estudios Públicos, 2003.

⁴ Véase a Sebastián Bernstein, “Racionamiento eléctrico: causas y posibles soluciones”. *Puntos de Referencia* N° 209. Santiago: Centro de Estudios Públicos, 1999. También a Carlos Díaz, Alexander Galetovic y Raimundo Soto, “La crisis eléctrica de 1998-1999: causas, consecuencias y lecciones”, *Estudios Públicos* 80, pp. 149-192, 2000.

desastre, porque la sequía coincidió con una oferta abundante de capacidad por la entrada reciente de los ciclos combinados, pero esta vez no creo que tendríamos mucha suerte. Por cierto, hay cosas que se han mejorado desde 1999 -entre otras se ha creado un panel de expertos para zanjar los conflictos que explican el racionamiento de 1998-1999-. Pero los humanos tenemos capacidad casi ilimitada para cometer errores y más vale tener mucho cuidado. Hoy no solo es necesario que se materialicen las inversiones, sino que sean oportunas. Tenemos, más o menos, tres años y medio para construir centrales a carbón y por lo que entiendo construir una toma a lo menos tres; por eso, retrasos de seis meses caen dentro de lo posible.

LA MARAÑA REGULATORIA

¿Y qué impide materializar inversiones oportunamente? Uno de los obstáculos más importantes es la maraña regulatoria. Para hacer una central es necesario conseguir una serie de permisos y estos trámites se demoran. El Cuadro 1, presentado por Javier Hurtado en un seminario que se hizo hace un tiempo en la Sofofa, muestra cuánto se demoran las evaluaciones de impacto ambiental de proyectos eléctricos. Los proyectos que han entrado al sistema desde 1990 y ya salieron se demoraron, en promedio, 194 días, o sea, más de seis meses. El máximo de tramitación fueron 767 días, o sea, dos años. Recuerden, ahora, que seis meses más o seis meses menos pueden hacer una gran diferencia en 2009 o 2010.

Es interesante notar que la gran mayoría de los proyectos se aprueban. Excluyendo a los 14 todavía en trámite, ocurre que 99 fueron aprobados, es decir, alrededor del 85%. Esto no es muy sorprendente porque, después de todo, quienes presentan un proyecto no tienen intención de perder el tiempo y los preparan para que cumplan con las normas. Y ya que los proyectos se aprueban, ¿no será posible acelerar el proceso?

En cualquier caso, la evaluación ambiental es uno de los pasos necesarios para conseguir que se apruebe un proyecto; hay muchos trámites más. Por estos días hemos escuchado el anuncio de que se

cuadro 1

Proyectos de generación sometidos al SEIA (1990 a junio de 2006)		
Proyectos sometidos a SEIA	131	
Aprobados	99	84,6 %
Rechazados	5	4,3 %
Desistidos	8	6,8 %
No admitidos a trámite	5	4,3 %
En trámite	14	
Plazo de tramitación (días)		
Promedio	194,4	
Máximo	767	
Mínimo	30	
Fuente: presentación de Javier Hurtado en seminario El Mercurio/Sofofa		

asignará un ejecutivo de cuentas a cada proyecto o a grupo de proyectos, quien estará encargado de asegurar que la maraña no los retrase. Sin embargo, creo que el gobierno debiera precisar esto. La razón es que, como les sugeriré a continuación, no da lo mismo qué tipo de ejecutivo de cuenta sea y, sobre todo, a quién le responda y por cuenta de quién esté actuando. Porque se necesita un ejecutivo capaz de desenredar la maraña regulatoria apurando a distintos ministerios y entidades públicas zanjando, seguramente, muchos conflictos de competencia.

Advierto desde ya que la maraña regulatoria eléctrica, por lo menos hasta donde yo sé, no ha sido documentada aún. De hecho, entiendo que la CNE encargará un estudio al respecto. Pero el problema es demasiado importante para decir nada y esperar un estudio. Por eso, conviene examinar cómo es la maraña regulatoria en un sector donde sí ha sido documentada, el inmobiliario, y en particular en el caso de los así llamados Proyectos de Desarrollo Urbano Condicionado o PDUC⁵. Ustedes se preguntarán, con razón, qué tienen que ver los proyectos inmobiliarios con el sector eléctrico. Mi respuesta es que el mismo Estado que aprueba los proyectos inmobiliarios también aprueba los proyectos de electricidad. Los procedimientos, problemas y defectos, de acuerdo a lo que sugiere la investigación del investigador del CEP Lucas Sierra, son los mismos. Y, además, Sierra no solo ha documentado la maraña generada por la regulación urbana, también lo hizo con las telecomunicaciones. En sus detalles son distintas, pero su forma y materialización son muy parecidas. Así que podemos tener razonable confianza que en el sector eléctrico ocurre cosa parecida.

¿Qué es un PDUC? Un PDUC es un gran proyecto inmobiliario que urbaniza suelo más allá de los límites urbanos. Para hacerlo se le exige, sin embargo, compensar los impactos viales y ambientales y pagar por la infraestructura adicional que el proyecto requerirá. Esta idea es muy buena, porque estos proyectos crean costos que no asumen los inmobiliarios (las así llamadas externalidades). Pero la maraña implica que el fin se logra a un costo mucho mayor que lo necesario.

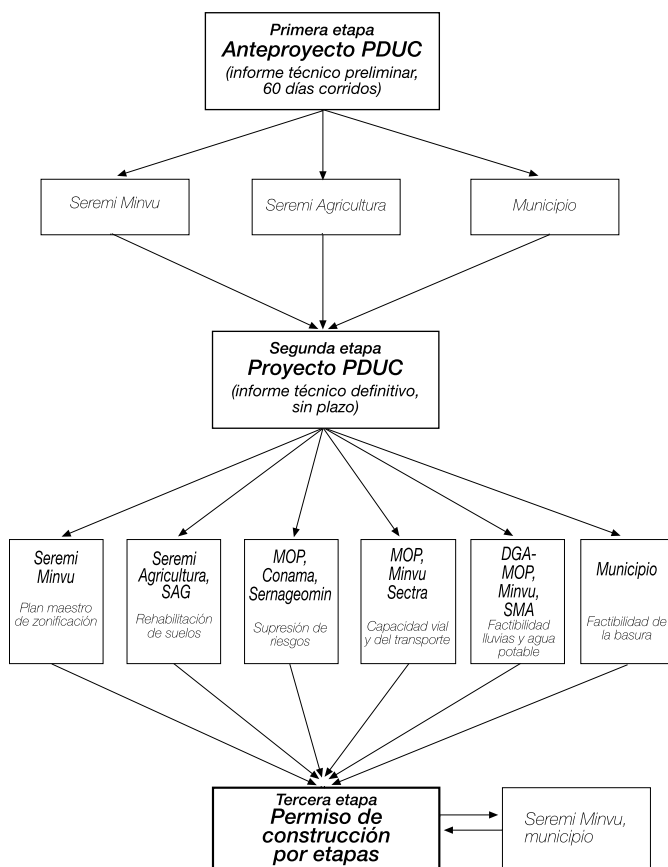
De un lado, hay numerosos requisitos injustificados. Por ejemplo, hay que urbanizar a lo menos 300 ha y rodearlas con una faja libre de 250 metros de ancho (unas 190 ha). Es decir, si se quiere un PDUC de 300 debe aumentarse la superficie en 190 ha más, que son un peso muerto para el proyecto. Además, el proyecto se debe ejecutar en etapas de más de 3.000 habitantes. ¿Por qué? Nadie lo sabe, no existe ningún estudio que establezca que 3.000 habitantes es

⁵ Lo que sigue está basado en Iván Poduje, "El globo y el acordeón: planificación urbana en Santiago, 1960-2004", y Lucas Sierra, "Urbanismo por decreto: centralismo y confusión institucional en la ciudad chilena", ambos publicados en *Santiago: dónde estamos y hacia dónde vamos*. Santiago: Centro de Estudios Públicos, 2006.

un número razonable, que 2.000 ó 4.000 es malo por tal o cual razón. También se le imponen densidades mínimas y una serie de restricciones adicionales. Por ejemplo, el Servicio Agrícola y Ganadero (SAG) debe informar que no se afectarán canales de riego y tiene que aprobar un proyecto de mitigación si, en su opinión, el PDUC “afecta a la agroindustria”, sin que se diga qué puede significar esto. Y así sigue la lista: el Seremi de Agricultura debe certificar que no se ocuparán suelos de “alta prioridad agrícola”, la municipalidad debe concluir que el proyecto es “compatible con la estrategia de desarrollo comunal” y tanto el Ministerio de Obras Públicas (MOP) como la Secretaría de Transporte (Sectra) exigen, cada uno por separado, un estudio de impacto vial con un fin muy similar, pero metodologías muy distintas. Además, se debe hacer un plan de restauración si por algún motivo el proyecto afecta a la flora y fauna.

Del otro lado, hay que seguir el procedimiento que resume el Gráfico 3 y que implica pasar por 14 instituciones públicas distintas. En la primera etapa se

gráfico 3
Etapas para aprobar un proyecto PDUC



elabora un anteproyecto, el cual se debe presentar al Seremi del Ministerio de la Vivienda y Urbanismo (Minvu), al Seremi de Agricultura y al municipio. Si se pasa esa primera etapa, se continúa con la segunda, donde se elabora un informe técnico definitivo (que no tiene plazo de aprobación). Vale la pena describir qué exige ese informe.

El Seremi del Minvu revisa un plan maestro de zonificación y el Seremi de Agricultura y el SAG revisan los estudios de rehabilitación del suelo. El MOP, la Comisión Nacional del Medio Ambiente (Conama) y el Servicio Nacional de Geología y Minería (Sernageomin) revisan los estudios de supresión de riesgos de todo tipo. El MOP, el Minvu y la Sectra revisan estudios de la capacidad vial y transporte (nótese que el MOP y la Sectra piden estudios separados con metodologías distintas para el mismo fin). La Dirección General de Aguas del MOP exige un estudio que muestre cómo afectará el proyecto la red primaria de evacuación de aguas lluvias; si se afecta la red secundaria, hay que dirigirse al Minvu. El Servicio Metropolitano del Ambiente también tiene algo que decir. Por último, el municipio debe dar su venia al estudio de factibilidad del manejo de la basura.

En resumen, la maraña regulatoria se compone de 14 instituciones públicas. Aun las instituciones adscritas a un mismo ministerio actúan por separado, sin que nadie las coordine, y cada una puede rechazar el proyecto. Además, el informe técnico definitivo no tiene plazo de aprobación y la ordenanza no indica qué hacer si un organismo rechaza su parte del estudio. Y si una vez aprobado el estudio, al cabo de un año no se ha pedido permiso para lotear, o transcurridos dos años no se ha solicitado permiso de construcción, el estudio caduca. Así, por ejemplo, si este proyecto tiene la mala suerte de ser aprobado justo antes de una recesión que lo retrasa, para reactivarlo hay que empezar desde cero.

Todo esto podría parecer una locura, pero Lucas Sierra ha demostrado que, a pesar de todo, tiene lógica. Esta lógica se la imprime la potestad administrativa con que manda el Gobierno Central. La potestad administrativa implica que toda la regulación es vertical en el sentido que la cadena del mando termina siempre en la Presidenta de la República. En realidad, es como si la regulación fuera una pirámide cuyo vértice es la Presidencia de la República. Así, cada una de esas 14 instituciones que se indicaban en el gráfico finalmente está actuando por cuenta y voluntad de la Presidenta. Pero como la Presidenta no es omnisciente, delega, pero sin coordinar. No tiene para qué, pues tiene autoridad para zanjar cualquier conflicto de competencia. En eso se parece al dueño de una empresa. Este reparte las pegas y una vez que eso pasa dice: "Si ustedes tienen conflictos de competencia, por ejemplo, entre el gerente de finanzas y el gerente de marketing, al final vienen a mi y yo zanjo". Exactamente así es como funciona el Estado chileno y ese es el problema. La única que tiene

autoridad para coordinar es la Presidenta, pero obviamente no tiene tiempo para hacerlo en la mayoría de los casos. El resultado es la maraña regulatoria y desarmarla tomará un trabajo muy grande.

Volvamos al ejecutivo de cuentas eléctrico. ¿Qué debe ocurrir para que sea eficaz? No basta con que se anuncie un *fast track*. No basta, incluso, con que exista el susodicho ejecutivo. A modo de ejemplo, en el caso de los PDUC existe una ventanilla única en el Minvu, pero es ineficaz, porque este ministerio no tiene potestad para mandar, por ejemplo, a la Sectra o al MOP. El único que tiene facultad para mandar a todos los organismos públicos es la Presidenta de la República. Por lo tanto, necesitamos un ejecutivo VIP, no porque atienda a personas muy importantes o millonarios, sino porque tiene que actuar por cuenta de la Presidenta de la República -cuando actúe debe ser como si la misma Presidenta estuviera actuando en persona-. El ejecutivo que no sirve es uno que actúa desde un ministerio. A, porque no puede mandar al ministro y B cuando se entrase algo.

Pero incluso nombrar a un ejecutivo VIP es insuficiente, tiene que ser una persona muy especial. Porque si bien el ejecutivo VIP tendría autoridad formal (actúa en nombre de la Presidenta), además necesita autoridad real: no basta con que tenga el derecho a mandar, sino que debe tener la información suficiente para poder mandar y destrabar las cosas⁶. Así que debe entender muy bien el problema que está resolviendo y conocer por experiencia directa la maraña que entraba a los proyectos eléctricos.

En conclusión

El abastecimiento eléctrico en el SIC (Sistema Interconectado Central) no es holgado, pero tampoco desesperado. Sin embargo, no hay espacio para cometer errores. Los retrasos de las inversiones importan, porque la probabilidad de déficit aumenta rápidamente si ocurren. Estos no son imposibles ni tampoco impensables. Para acelerar los trámites necesarios para hacer las inversiones se necesita un ejecutivo que actúe directamente por cuenta de la Presidenta de la República y tenga autoridad para mandar a funcionarios e instituciones. Y que, además, entienda muy bien la maraña regulatoria con la que tiene que lidiar. Vale decir, tiene que saber qué hacer y tener autoridad para hacerlo. De lo contrario, será ineficaz.