

El Futuro Energético de Chile está en la Eficiencia Energética y las Energías Renovables¹

Resumen

El debate sobre una política nacional energética en Chile está comenzando. Un conjunto de proyectos eléctricos han generado múltiples conflictos y un cuestionamiento público acerca de la necesidad de los mismos y también sobre los procedimientos de aprobación.

La ausencia de una política de estado que permita a la vez diversificar la matriz energética y mejorar la sustentabilidad del desarrollo del sector es claramente un déficit insoslayable y que no puede postergarse más.

Tal y como han recomendado la Agencia Internacional de Energía, es necesaria una revisión exhaustiva de las políticas energéticas con un compromiso real y efectivo de parte del Estado para transitar hacia una mayor sustentabilidad en el sector y tener una política energética de largo plazo adecuadamente consensuada con todos los grupos de interés. Con objetivos y metas claramente establecidas para facilitar su monitoreo y evaluación. La internalización de los costos sociales y ambientales de la generación de energía es impostergable, así como la necesaria diversificación de la matriz energética. Para que esto ocurra hay que superar las actuales barreras de entrada de nuevos actores, revirtiendo el control monopólico que ejercen un pequeño grupo de empresas. Los cambios que se deben implementar son una demanda creciente de la sociedad chilena. Hoy más que nunca se necesita una estrategia nacional con una mirada de largo plazo, que potencie efectivamente el desarrollo de las energías renovables y priorice la eficiencia energética como su pilar principal en el desarrollo de una matriz energética sustentable.

El reciente terremoto en Japón y el terremoto en Chile demostraron que la seguridad energética es esencial para el desarrollo de un país y que más allá de las ofertas de las empresas generadoras y su potencial de inversión es necesario definir políticas de estado que diversifiquen la matriz energética sin sacrificar la seguridad ecológica y las economías locales. También, es claro que a través de todo el mundo se están revisando los paradigmas que definieron los sistemas de suministro eléctrico en el Siglo XX. La transición que se está comenzando a desarrollar implica matrices mucho más diversificadas, con componentes cada vez mayores de energías renovables y un aumento de la cantidad de actores en el sistema de generación.

En este trabajo hemos revisado y actualizado los datos y el análisis presentado en el libro “¿Se Necesitan Represas en la Patagonia?” publicado por Ocho Libros a mediados del 2009. Los datos actualizados nos demuestran que las hipótesis allí planteadas siguen siendo válidas, pero se hace cada vez más urgente el establecimiento de una clara política de Estado en el tema de matriz energética para el Sistema Eléctrico Chileno.

El estudio demuestra que Chile ya está transitando hacia un importante desacoplamiento de su crecimiento económico y la demanda de energía producto de innovaciones tecnológicas y el uso eficiente de la energía impulsada por los altos costos de la misma. La menor tasa de crecimiento de

¹ Elaborado por Roberto Román, Ing. Civil Mecánico Universidad de Chile y Stephen Hall, Energía Sustentable Internacional Ltda.. Santiago, 27 de Abril, 2011.

la demanda de electricidad por unidad de producto demuestra que desde el año 2000 en adelante ha habido una tendencia decreciente en la demanda de energía y que esta ha estado relativamente estable en los últimos años. No se duplicará la demanda energética al 2020 como se ha planteado repetidamente en los medios y tampoco hay riesgos de una crisis energética, dado que el país tiene aprobado proyectos que largamente superan la demanda. Incluso con las proyecciones oficiales de una demanda que crecería al 5,8% anual, con el ingreso de las ERNC y la EE serían innecesarias la mitad de las plantas térmicas a carbón ya aprobadas y el controversial proyecto Hidroaysén. El estudio cautela que el exceso de capacidad implicará mayores costos de electricidad y menor competitividad.

El escenario “verde” desarrollado por el equipo señala que la demanda crecerá realista y conservadoramente en torno al 4,5% anual. Con la remoción de los obstáculos al ingreso de nuevos actores al sistema y la expansión de las ERNC que presentan costos decrecientes. Así como el incentivo a la eficiencia energética, el país mejoraría sustantivamente su seguridad energética y ahorraría una cantidad considerable de divisas, ganando en competitividad. También se podrían evitar la construcción de grandes centrales a carbón y evitar la “carbonización” de la economía chilena, evitando posibles sanciones a sus productos en los mercados internacionales.

Chile alcanzaría el 20% de la matriz energética con ERNC para el 2020, conforme a lo declarado por el Gobierno del Presidente Sebastián Piñera, quién también propuso alcanzar un 20% de eficiencia energética en el mismo periodo..

En el 2025 las ERNC+EE serían capaces de suministrar hasta el 35% de la demanda. Naturalmente el sistema SIC debe tener una capacidad de reserva térmica, en especial con plantas a gas de ciclo combinado (CC) para balancear fluctuaciones temporales o efectos de variabilidad hidrológica.

1. Introducción

El 23 de marzo de 2011, el Bi-Ministro de Energía y Minería, Laurence Golborne, presentó un documento titulado “Matriz Eléctrica de Largo Plazo: Antecedentes para un Debate” [1] en que, por primera vez, se realiza un análisis sistemático y con visión estratégica sobre las opciones de desarrollo energético para Chile.

La presentación del Ministro Golborne tiene el mérito de explicitar temas y posiciones que hasta ahora se habían difundido a manera de trascendidos o bien cosas que “se dicen”, sin aclarar demasiado el raciocinio que existe detrás. Uno en particular es el cliché ampliamente difundido en los medios acerca de que “necesitamos duplicar nuestra generación eléctrica para el 2020”. Naturalmente, de ser cierta la afirmación anterior, la misma tiene gran importancia con respecto a las decisiones que se deben tomar desde ya.

En este trabajo actualizamos y profundizamos el análisis presentado en el libro “*¿Se Necesitan Represas en la Patagonia?: Un análisis del futuro energético chileno*”, que fue publicado en Julio de 2009 [5]. En el libro demostramos que no existía necesidad de HidroAysén y que los proyectos de carbón se podían reducir en alrededor de un 40%. La actualización que ahora hacemos, incluye una revisión de la demanda energética y las tendencias que ya se comienzan a observar en el desarrollo de

fuentes de energía no convencionales. Para efectos de este análisis seguiremos enfocados en el desarrollo del Sistema Interconectado Central (SIC) pues este es el sistema al cual HidroAysén y gran parte de la generación a carbón sería conectada. Más adelante analizaremos de manera somera las diferencias entre el SING (Sistema Interconectado Norte Grande) y el SIC. Es probable que a futuro se deban interconectar, aunque dicha interconexión no ocurrirá en un plazo inferior a ocho a diez años. Realizar dicha interconexión posibilita un fuerte desarrollo en la capacidad de transporte de energía eléctrica en la dirección Norte-Sur, pero esto a la vez requiere de grandes inversiones y tiempos de desarrollo no inferiores a ocho a diez años.

Revisamos la actual proyección de demanda del Gobierno, conforme a lo planteado por el Ministro Golborne en el Senado en Abril último, como las implicancias en cuanto a energía y potencia para el 2025. Presentamos un escenario alternativo que consideramos está mucho más acorde con la realidad futura, con datos actualizados y verificables. Ambas proyecciones constituyen los escenarios alternativos de demanda a futuro.

Un pilar importante que aparece en nuestro análisis, y que está ausente en la propuesta del Ministro Golborne, es la Eficiencia Energética (EE). Todos los países que tienen propuestas modernas en el ámbito energético consideran a la EE como su base fundamental.

Para atender la demanda futura, proponemos dos escenarios de abastecimiento: el de “business as usual” (BAU) y el escenario “Verde”. En ambos se consideran estimaciones de eficiencia energética y energías renovables no convencionales, además de la expansión de energías “convencionales”. Estas estimaciones están fundadas en las bases de datos oficiales del Gobierno así como de otros estudios ya publicados.

La diferencia entre ambos escenarios es que el de “business as usual” es una extrapolación de tendencias que se observan en el SIC y el “verde” supone que el Gobierno adoptará políticas más proactivas para acelerar y expandir tanto la eficiencia energética (EE) y las energías renovables no convencionales (ERNC).

Al final de este artículo, profundizamos acerca de las políticas que Chile puede desarrollar para lograr un sistema eléctrico seguro, que además tenga una huella de carbono marcadamente inferior que el escenario BAU.

Nuestro horizonte de análisis solo llega hasta el 2025. No hemos querido ir más allá, pues sin duda los escenarios deben revisarse de manera periódica. Esto porque el contexto mundial y la tecnología evoluciona con mucha rapidez. Un plazo prudente de revisión parece ser cada cinco años.

En particular consideramos esencial contribuir a la discusión en función de los siguientes ejes fundamentales:

- ¿Efectivamente necesitamos duplicar nuestra demanda eléctrica cada 10 años?
- ¿Las Energías Renovables no Convencionales tienen un papel importante en el futuro energético de Chile? Si es así, ¿en qué plazos y en qué proporción?
- ¿Cuál es el papel que debiera desempeñar el ahorro y la eficiencia energética en nuestra matriz?
- ¿Qué ocurre y debiera ocurrir con el carbón, gas natural y grandes proyectos hidroeléctricos en

nuestro país?

- ¿La energía nuclear es una opción viable para Chile?

Con este análisis, serio y riguroso, esperamos aportar con una visión alternativa al documento que presentó el Ministro Golborne, para promover un debate abierto y bien fundamentado en la importante tarea de avanzar en la construcción de una matriz energética más sustentable, que potencie el desarrollo de nuestro país.

2. Los Escenarios de Aumento de Demanda Eléctrica: Mito y realidad

Los grandes intereses energéticos y económicos están realizando una fuerte campaña a través de los medios de comunicación planteando la idea de que la demanda energética de Chile se debe duplicar de aquí al 2020 y que de otro modo el país arriesga una “crisis energética” que nos dejaría a oscuras. En ese contexto la “solución” estaría en la implementación de grandes proyectos como Hidroaysén y centrales a carbón similares a la Central Castilla sobredimensionando la capacidad del sistema. Han creado un mito basado en tendencias de la demanda eléctrica que ya no corresponden a la realidad, sino a décadas pasadas.

Para que la demanda eléctrica efectivamente se duplique entre el 2011 y 2020, ésta debiera aumentar a un 7,1% al año en promedio. Esto claramente excede la tasa media de aumento de 1990 al 2007, en que el SIC creció a una tasa de 5,4% [2] y los valores entre 2007 a 2010 en que el consumo eléctrico se ha mantenido esencialmente estable pasando de 41.975 a 43.157 GWh. Esto implica un aumento de solo 2,65% en cuatro años.

En el 2010 el crecimiento del PIB fue del 5,2%, mientras que la tasa de aumento de la demanda eléctrica en ambos sistemas (SIC y SING) fue de solo 2,8% [2], lo que demuestra el creciente desacoplamiento entre aumento del PIB y aumento de la demanda eléctrica. Esta es una tendencia saludable que debe ser reforzada por las políticas públicas por cuanto fortalece la competitividad del país y apuntaría en la dirección correcta de una transición hacia una mayor eficiencia energética del sector productivo nacional.

Todo lo anterior puede parecer complejo, pero para comprender mejor lo que ocurre es *indispensable* analizar en forma separada lo que ocurre en el Sistema Interconectado Norte Grande (SING) y Sistema Interconectado Central (SIC). Esto se debe a que en el SING el motor esencial que impulsa su crecimiento es la minería. Más del 85% de la demanda eléctrica del SING es minería. En cambio en el SIC, si bien la minería es un factor muy importante (más del 25% de la demanda), también hay industria, un importante sector comercial y, por supuesto el sector residencial. No olvidemos que en el área de influencia del SIC habita más del 80% de la población del país.

Al hablar de energía es importante separar la *energía generada* de la *potencia instalada*. El primer término está relacionado con lo que efectivamente se consume y el segundo con el parque (o cantidad de equipos) que están disponibles para cubrir esta demanda. Naturalmente la potencia instalada debe tener un cierto grado de exceso de capacidad de generación para cubrir, sin fallas en el sistema, hechos tales como la paralización por mantención de unidades de generación eléctrica, caídas inesperadas de unidades específicas o variabilidad debido a una disminución en las precipitaciones. La CNE nos indica

que en el SIC el exceso de capacidad de generación es de un 50% y en el SING un poco menos del 40%. En la siguiente gráfica vemos la tasa de crecimiento de la demanda de energía eléctrica total de Chile entre 1970 y el 2010. Esta figura ha sido extraída del trabajo presentado por el Ministro Golborne al Senado a inicios de Abril de este año:

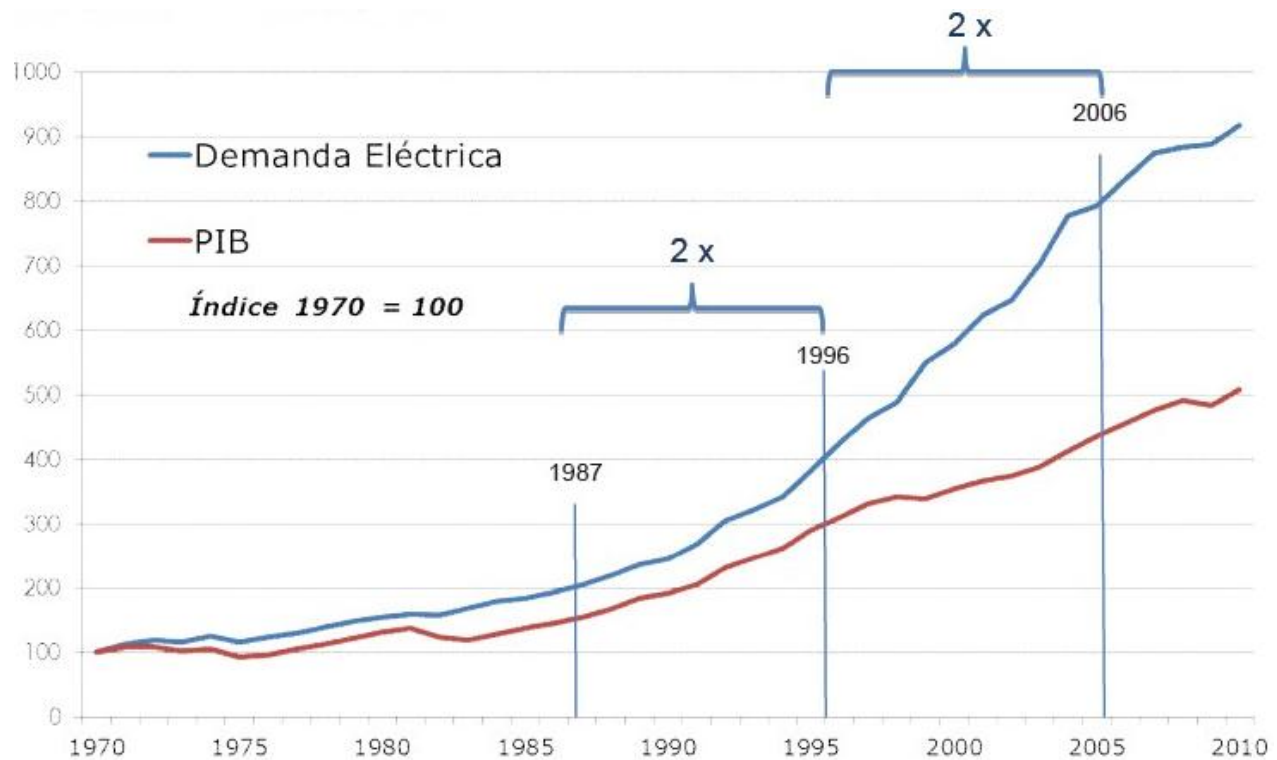


Figura 1: Crecimiento Relativo de Demanda Eléctrica y PIB en Chile 1970-2010 [1]

No tuvimos acceso a la serie completa de datos. Pero sí encontramos en forma separada los datos de generación eléctrica para el SIC y SING en el período de tiempo 1993-2010. En la **Figura 2** se presenta la curva de generación eléctrica SIC+SING (se excluye Aysén y Magallanes por ser aislados y de poca magnitud) para el período 1993 al 2010. En la misma figura se representan además (en forma separada) las curvas de aumento de la generación eléctrica para el SIC y el SING.

Efectivamente la tasa de crecimiento de la demanda total, promediando ambos sistemas en ese período es casi un 6,8% (si sólo se considera el SIC la tasa para ese periodo fue 5,4%), lo cual aparentemente avalaría la conclusión presentada por el Ministro Golborne. Sin embargo, en un párrafo previo hemos indicado que el motor del aumento de la demanda eléctrica en el SING es la minería y en el SIC responde a una multiplicidad de factores.

En el período 1993-2010 la demanda eléctrica en el SING creció a una tasa media de 22% al año (lo que es un buen reflejo de la tremenda expansión del sector minero en ese período). En el SING la generación eléctrica pasó de 1.447 a 15.193 GWh entre 1993 y el 2010, lo que significa un aumento de más de 10 veces en 18 años. Este enorme aumento de la demanda eléctrica en el SING en el período corresponde a la creciente expansión de los yacimiento mineros y a la utilización de procesos productivos eléctricos (el más típico es la electro-obtención) en la minería, en especial la del cobre.

En cambio en el SIC, entre 1993 y 2010 la demanda solo creció a un 5,4% al año en promedio.

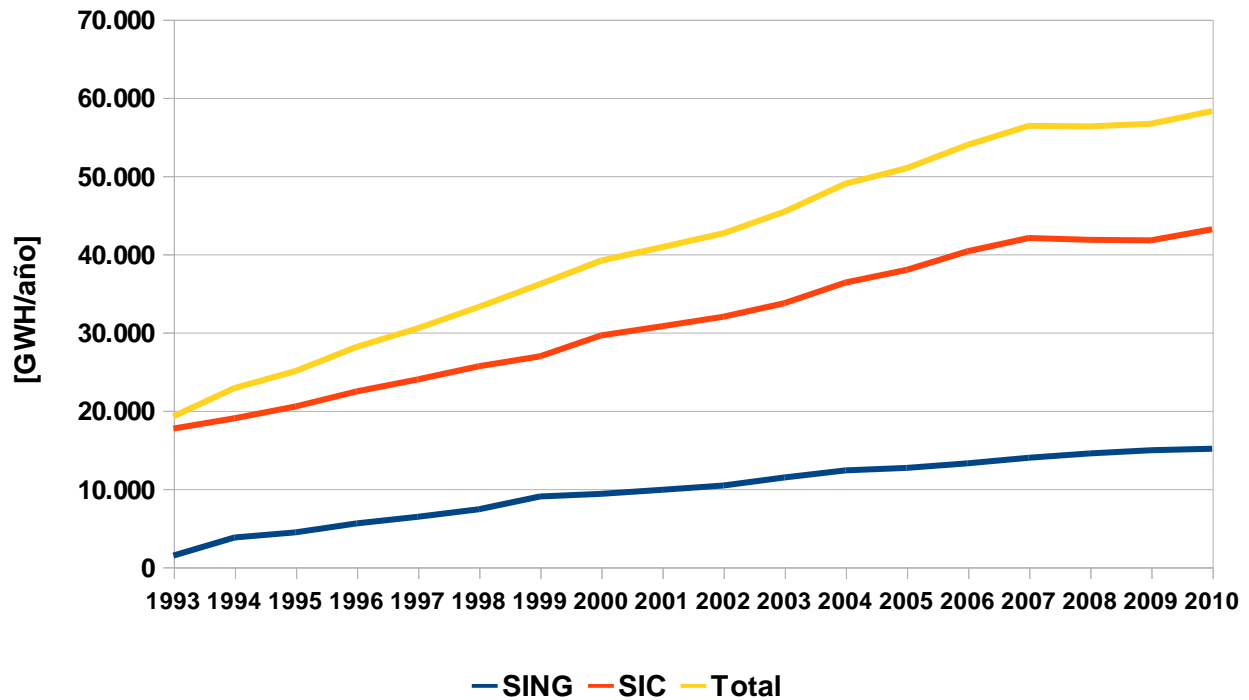


Figura 2: Evolución Demanda Eléctrica SIC/SING 1993-2010²

Por lo tanto la realidad muestra que nuestro sistema eléctrico tiene dos motores: en el Norte, claramente predomina la minería, mientras en la zona central la situación se debe a factores variados, pero ambos muestran una saludable tendencia de disminución de las tasas de crecimiento anual.

La transición hacia el desacoplamiento de energía y crecimiento a fines del 2000

Si miramos lo que ocurre en un período de tiempo más corto, donde se reflejan algunos de los cambios tecnológicos que están implementando en todos los ámbitos, entonces el análisis se hace aún más interesante y más completo. Las tendencias se presentan en la **Figura 3**. En ella se representa el aumento de demanda eléctrica en el período 2000-2010. En ese período el aumento promedio anual de la demanda eléctrica total para el SIC/SING fue de un 4%. Para el SING este aumento fue de un 5% en la década y para el SIC de solo un 3,9%, muy por debajo de las proyecciones de la presentación del ministro Golborne.

El crecimiento económico para el año 2010 fue de un 5,2% sin embargo la demanda eléctrica 2009-2010 aumentó solo un 2,8%. Para el SING el aumento de demanda fue de un 1,3% y para el SIC de un 3,4%.

² Elaboración propia a partir de datos de www.cne.cl

Los datos anteriores demuestran, más allá de toda duda, que las tasas reales de aumento de demanda eléctrica esperable a futuro en el SIC se situarán claramente a tasas entorno al 4% al año o menores.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) en su Informe de Precio de Nudo de Octubre de 2010 prevé un aumento promedio de la demanda eléctrica de 5,8% entre el 2010 y el 2025. Así la demanda eléctrica en el SIC pasaría de 40.587 GWh a 96.893 GWh el 2025 [3]. Esto es un factor de 2,5 veces en 15 años.

Por lo tanto, cualquier escenario base para el SIC en el período 2010-2025 se situará en tasas anuales inferiores al 5,8% previsto por el Informe de Precio de Nudo recién citado dado que los informes que se elaboran, regularmente sobreestiman la demanda eléctrica. Como ejemplo, ver el informe “Diseño de un Modelo de Demanda Energética Global Nacional de Largo Plazo” (PROGEA, Universidad de Chile, 2009).

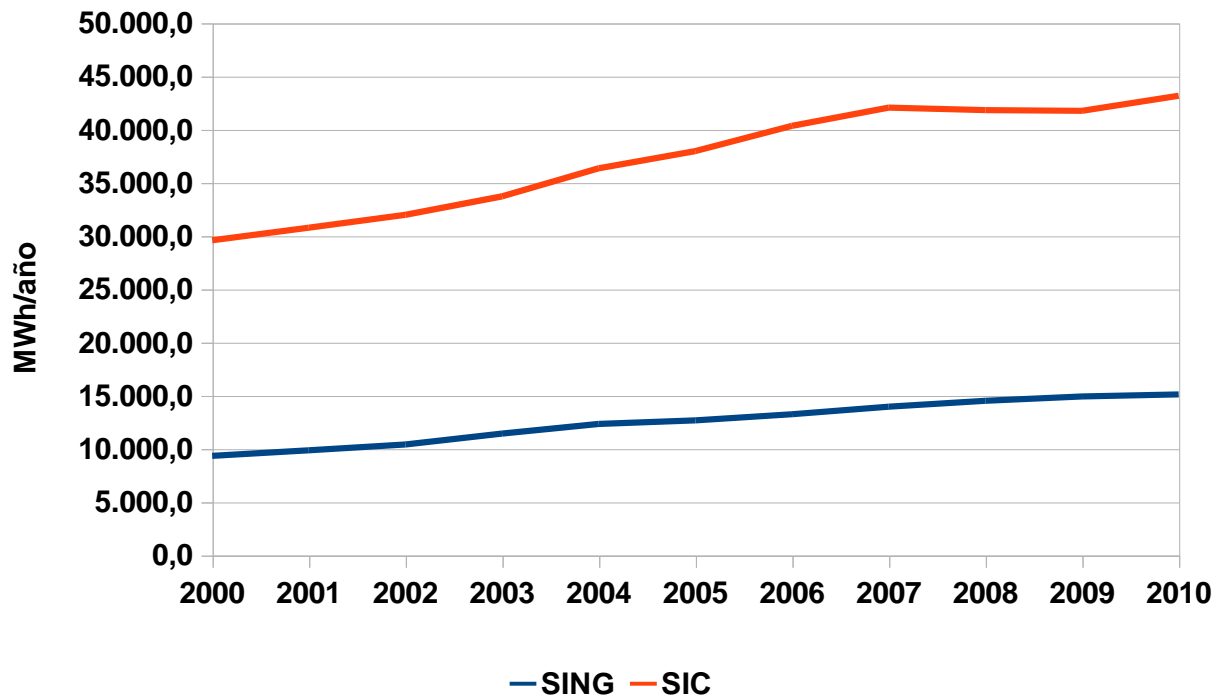


Figura 3: Aumento Demanda Eléctrica SIC/SING 2000-2010

Con respecto a la correlación entre crecimiento económico y aumento de la demanda energética la experiencia en los países de la OCDE es muy instructiva para Chile (figura 4). En los países de la OCDE se ha visto desde los años 70 una tendencia a desacoplar el crecimiento económico con respecto al crecimiento de la demanda energética (ver figura 4). Esto se debe en parte al cambio de economías industriales a economías de servicio, pero también se debe a la constante mejora de la eficiencia energética en todos los procesos productivos y del sector servicios.

Una buena noticia es que desde el año 2000 se ha comenzado a observar el mismo fenómeno en la

economía Chilena (figura 5). La bifurcación entre ambas tendencias está ahora apareciendo de manera clara, especialmente en los últimos cinco años, tanto en el SIC como en el SING. Por lo tanto las proyecciones oficiales de que la demanda eléctrica crecerá a una tasa igual o superior al crecimiento económico no están de acuerdo ni con los datos empíricos de los países de la OCDE ni con los datos de Chile de la última década. A nuestro juicio, es imprescindible hacer proyecciones de crecimiento de la demanda eléctrica en función de la realidad que *hoy* existe en el mundo y las tendencias recientes.

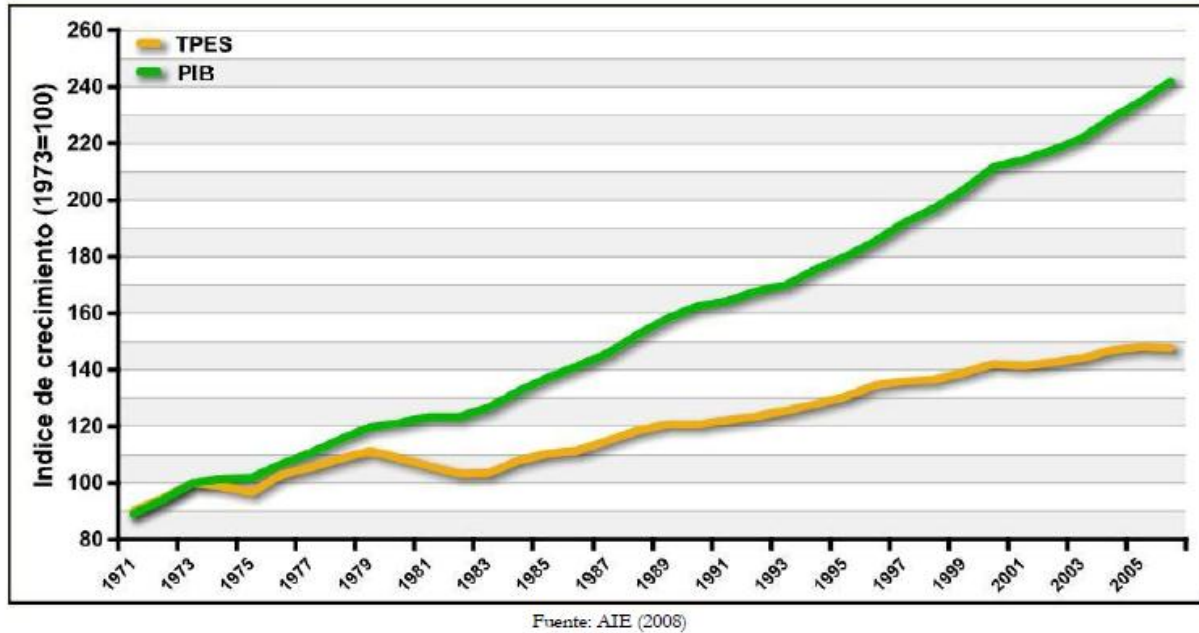
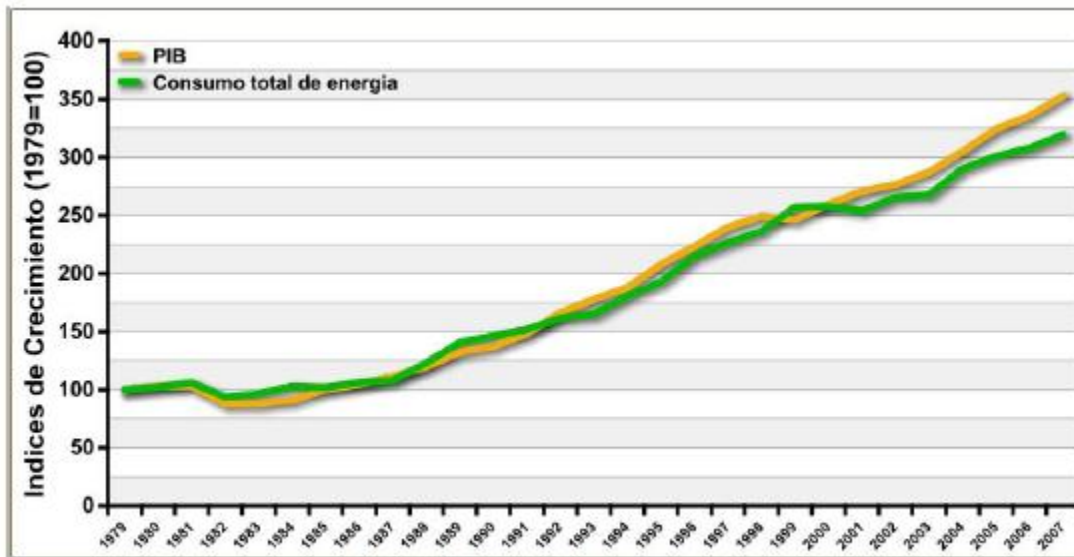


Figura 4. Proyección de Consumo Final de Energía y PIB de Países de la OCDE³

El intento de convencer al país y sus autoridades que es un “hecho” que necesitamos duplicar la demanda eléctrica de aquí al 2020, lo único que hace es justificar *ex ante* los proyectos y abonar el camino a “megaproyectos energéticos”, como grandes centrales a carbón, mega-centrales de alto impacto como HidroAysén e incluso la energía nuclear pues según argumentan los proponentes de est engaño, “necesitaremos esta energía para sustentar nuestro desarrollo en los próximos 15 años”.

³ Fuente : CNE 2008. Política Energética.: Nuevo Lineamientos. Transformando la crisis en una oportunidad



Fuente: CNE (2007) y Banco Central.

Figura 5. Evolución del Consumo Primario de Energía en relación al PIB de Chile⁴

Esta enorme simplificación de un tema complejo es una tergiversación de la realidad que solo llevaría a la destrucción innecesaria de recursos naturales estratégicos para del futuro de Chile (la Patagonia y el borde costero del Norte) y tendría la consecuencia *disminuir* nuestra competitividad. Al mismo tiempo decisiones simplistas basadas en tendencias pasadas y superadas encarecerían el costo de la energía, retrasarían la eficiencia energética y erosionarían el potencial de desarrollo a futuro.

3. PROYECCIÓN DE DEMANDA AL 2025

3.1 El Escenario Oficial de Demanda Eléctrica

Para mayor claridad, las proyecciones de demanda las presentaremos como demanda de *energía*, es decir MWh/año, pues esto es lo que efectivamente se necesitará generar. La oferta de *potencia* (megawatts de capacidad de generación) se mostrarán como una representación entre la capacidad de generación y la capacidad media necesaria.

Actualmente el Ministerio de Energía proyecta un aumento de la demanda eléctrica del 5,8% al año hasta el 2025 [3]. Esto significa que para el 2025 la demanda eléctrica sería de 96.893 GWh de energía y 22.299 MW de potencia para el Sistema Interconectado Central (SIC) para el 2025. En este escenario base u oficial sorprendentemente no se considera en absoluto la EE.

Vale la pena recalcar que la EE está en la base de la estrategia energética de la OCDE.

⁴ Fuente : CNE 2008. Política Energética.: Nuevo Lineamientos. Transformando la crisis en una oportunidad

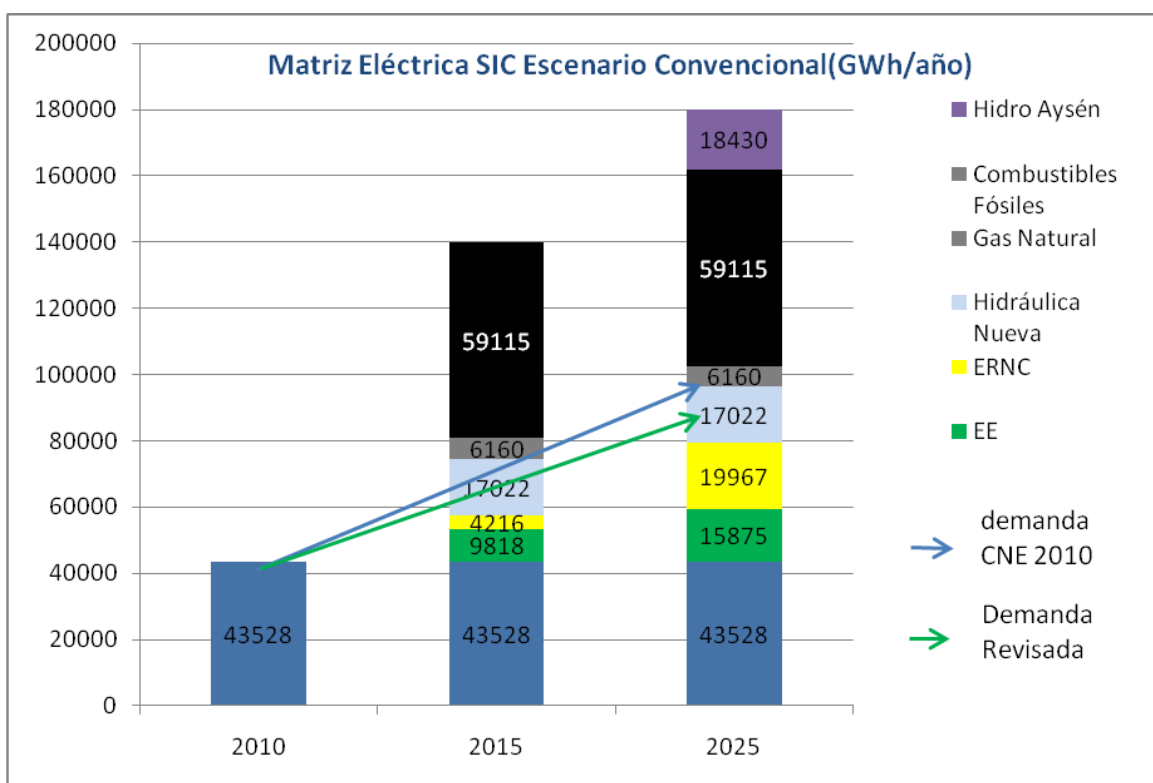


Figura 6. Matriz de la demanda eléctrica (GWh(año) según la CNE en un escenario convencional e integrando y corrigiendo con ERNC y eficiencia energética

3.2 El Escenario “Verde”

Revisando la tasa de crecimiento del SIC entre el año 2000 a 2010, el aumento promedio de demanda ha sido un 3,9% [4]. Considerando medidas de eficiencia energética que son inevitables por cambios tecnológicos y por el mayor costo de los energéticos, estimamos que en la próxima década la demanda aumentaría como máximo un 4,5% al año hasta el 2020 y al 5,0% entre el 2020 al 2025 (ver figura 7). La mayor tasa en la próxima década se deberá a una mayor electrificación de la matriz energética en el país. En particular se espera que a contar del 2020 el transporte eléctrico sea suficientemente masivo como para tener un impacto real en la demanda. Esto significa pasar de 43.157 GWh el 2010 a 83.920 GWh el 2025.

El mayor costo de los combustibles fósiles para la próxima década y los costos de amortización de las centrales ya en construcción tenderán a aumentar los costos de la energía eléctrica, lo cual tiende a frenar el consumo y a incentivar la inversión en EE y el ahorro. La Agencia Internacional de Energía (www.iea.org) en su “World Energy Outlook 2010” previó un aumento de precio del petróleo de US\$60/barril el 2009 a US\$113 para el 2035. Sin embargo, el precio del barril ya está sobre los US\$100 y otros combustibles como el GNL también tienden a seguir esta tendencia. Los combustibles fósiles tienden a encarecerse mientras que las ERNC tienden a bajar sus precios.

Chile en las próximas décadas aumentará su vulnerabilidad al cambio climático. El principal efecto que se prevé, es la disminución de precipitaciones en gran parte del valle central [14]. Esto tenderá a

aumentar la dependencia en combustibles fósiles, lo cual implicará alzas en las tarifas a menos que se privilegien y potencien la eficiencia energética y las ERNC.

Nuestro escenario señala que para el año 2025 se requerirá generar unos 83.920 GWh en el SIC, lo que implica una capacidad adicional de generación de 18.796 MW. Esto es 12.973 GWh menos que el BAU, o sea un 13,4 % menor demanda en el período 2011-2025.

Además de los mayores costos de los energéticos, los cambios tecnológicos inevitables harán crecer la demanda a tasas menores a la proyectada por el BAU. A esto debe sumarse el efecto de implementar una *política* de Eficiencia Energética. Esto implica que habrá una tendencia a disminuir consumos por reemplazo de tecnologías y procesos por otros más eficientes. Por ejemplo, la integración de sistemas de cogeneración o bien incorporación de tecnologías eficientes en los procesos industriales. Para estimar estos números hemos utilizado el estudio del PRIEN [6].

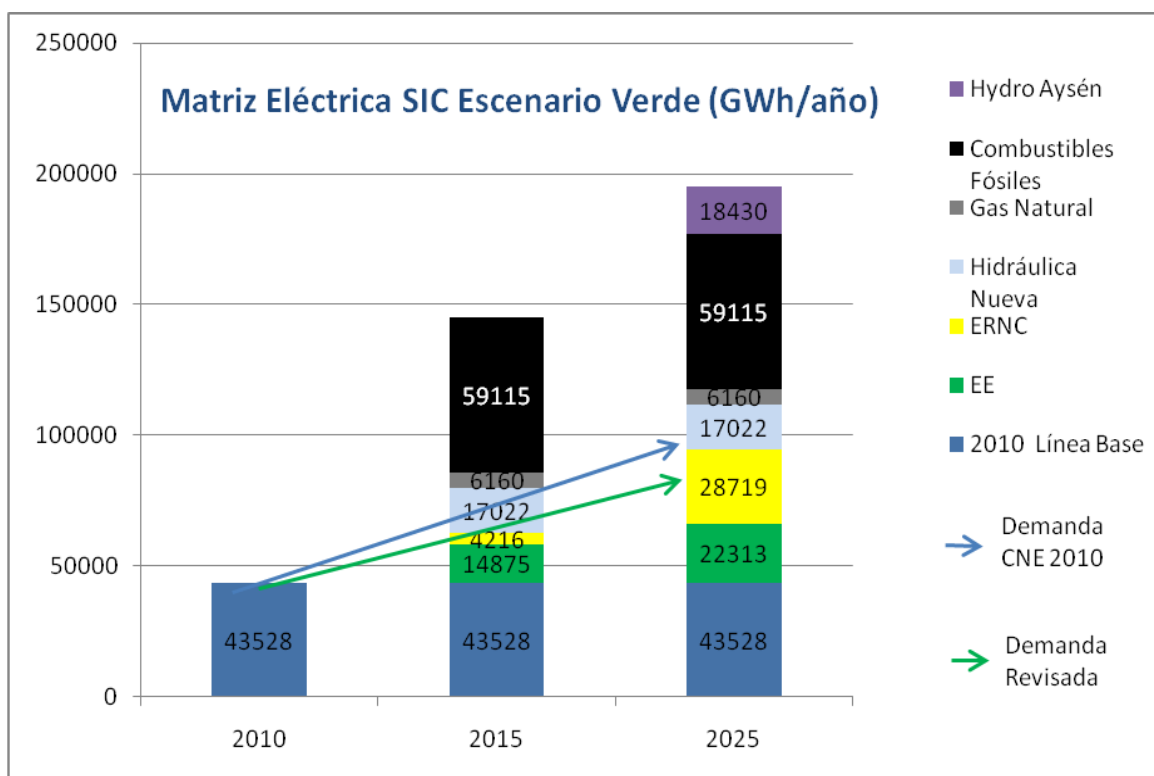


Figura 7. Matriz energética del SIC (GWh/año) en un escenario “verde”.

Los datos proporcionados claramente señalan la necesidad de desarrollar un amplio debate público acerca de los factores que afectan la tasa de aumento de la demanda porque es indispensable consensuar valores que definan una banda realista para los próximos quince años. También consideramos bastante arriesgado aventurar cifras pasado ese horizonte de quince años. Parece mucho más lógico revisar los escenarios cada cinco años aproximadamente, adaptándolos a una realidad tecnológica que cambia de manera radical cada década. Mantener mitos basados en tendencias de décadas pasadas no serán los mejores orientadores de políticas públicas que mejoren la seguridad y la sustentabilidad energética del país.

Dado que la reciente presentación del Ministro Golborne al Senado abre el debate en torno a una política pública de energía, este es el momento de usar ese espacio y hacer visibles todas las opciones y los factores que afectan la tasa de aumento de demanda. Así se podrán consensuar valores que definan una banda realista para los próximos quince años.

4. ESCENARIOS ALTERNATIVOS DE GENERACIÓN

4.1 Escenario BAU (Business as Usual)

Todos los escenarios al 2015 y 2025 parten con la situación actual. Es decir, 11.147 MW de capacidad de generación y 40.587 GWh en el SIC en el 2010 [5].

En la siguiente Tabla vemos tanto la demanda, como la capacidad de generación en el SIC según el escenario BAU:

Año	Demanda [GWh/año]	Capacidad ⁵ [GWh/año]	Exceso Capacidad [%]
2010	40.587	71.730	76
2015	55.085	86.613	57
2020	27.678	108.119	49
2025	96.893	132.266	40

Para el 2015 se supone que el SIC agregará 1.507 MW (Mega Watts) ó 9.818 GWh/año de eficiencia energética que sean “cost effective” [6]. Esto representa solo un 33% de lo que el estudio del PRIEN del 2008 consideró “cost effective” con un horizonte al año 2025. Esta eficiencia es lograble con prácticas de estándares de etiquetados y programas para promover la cogeneración industrial, por ejemplo. Como en la práctica incorporar EE significa que en los puntos de consumo final no se necesita la capacidad de generación, esto implica ahorro neto o bien un margen de seguridad en capacidad de generación.

Luego, se incluyen aportes de ERNC que hasta el 2015 agregarían aproximadamente 1.375 MW (lo que equivale a 4.216 GWh/año). Esto corresponde a proyectos que están bajo construcción (principalmente mini hidro y eólica, más algunos de biomasa, geotérmica y solar) ó que están en proceso de aprobación por el Ministerio de Medio Ambiente a través de su sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). Este número muestra que en el corto plazo es posible que las ERNC puedan tener un fuerte impacto en la matriz energética.

⁵ La capacidad se calculó con un factor de planta de 70% para las centrales térmicas, 60% para las hidráulicas y 25% para eólica y solar.

También se consideran nuevos proyectos hidráulicos convencionales, los que sumarían 1.685 MW (con una generación de 8.725 GWh/año) al 2015 [8]. Estos son proyectos que están en marcha y no incluyen a HidroAysén.

Luego se considera que se agregaran 879 MW ó 6.160 GWh/año de plantas de gas de ciclo combinado en el sistema SEIA . También se considera que ingresarán 5.000 MW de centrales de carbón[9].

Todo lo anterior hace que en el escenario BAU al 2015 existiría un exceso de capacidad de generación de un 57%. Esto tiende a elevar los costos de la energía eléctrica, pues el tener unidades disponibles implica aportes de dinero, aunque no sean utilizadas.

Una debilidad del escenario BAU es que la generación depende o de la energía hidráulica o la térmica. Por lo tanto cualquier déficit hidrológico debe ser suplido por energía térmica, lo cual implica altos costos marginales. Vemos que, incluso con Hidroaysén, el margen de reserva sería de solo 40% hacia el 2025. Por lo tanto una capacidad significativamente menor en generación hidráulica pone en riesgo el sistema.

4.2 El Escenario “Verde”

El supuesto principal de este escenario es que el Gobierno adopte una política proactiva para la EE y las ERNC como primera y segunda prioridad de un plan estratégico nacional energético. Esto implica realizar políticas y programas que aceleren el ingreso tanto de la EE y las ERNC. Si de verdad se fija como meta nacional un 20% de renovables hacia el 2020, es indispensable esta acción. En este caso la EE implica que se cumple un 75% de lo económicamente efectivo en el 2025. El hacerlo significa lograr 3.424 MW de potencia y un ahorro de 22.313 GWh al 2025. Para efectos del análisis de la energía que sigue, la eficiencia energética la consideramos como margen utilizable, lo cual aumenta nuestra seguridad.

La siguiente tabla muestra la demanda, la capacidad de generación y el exceso de capacidad al 2025 para el escenario verde

Año	Demanda [GWh/año]	Capacidad ⁶ [GWh/año]	Exceso Capacidad [%]
2010	40.587	71.730	76
2015	50.579	87.437	73
2020	63.030	111.290	77
2025	80.444	144.447	80

⁶ La capacidad se calculó con un factor de planta de 70% para las centrales térmicas, 60% para las hidráulicas y 25% para eólica y solar.

Las ERNC subirían a 4.400 MW con una generación de 20.147 GWh al 2025. Esto implica que a los proyectos ya identificados a través del sistema SEIA y CORFO se sumarán nuevos proyectos de sistemas solares fotovoltaicos, plantas solares con concentración y un muy activo desarrollo de la geotermia. Aún así, los supuestos que hemos realizado son conservadores. Tenemos confianza en que estas fuentes contribuirán de manera significativa al desarrollo del SIC debido a una combinación de reducción de costos en no más de 5 años y el hecho de que ya están desarrollándose proyectos en Chile [12].

Un efecto muy importante de la incorporación masiva de las ERNC es que mejoran la estabilidad del sistema. En efecto, las ERNC son prácticamente inmunes a escasez de precipitaciones. Incluso al contrario, como es el caso de la FV. En efecto, al haber menos lluvias hay más sol y las plantas solares producirían más energía. Este margen “seguro” reduce la dependencia en combustibles fósiles y por ello tiende a mantener más bajo el costo de generación eléctrica.

En la siguiente Tabla resumimos las energías “verdes” que hemos calculado para el período 2010-2025. Son números absolutamente realistas y que pueden fácilmente ser excedidos por un programa más activo. Si a lo anterior sumamos el margen de 22.313 GWh/año logable por EE, está claro que el margen real es muy superior y que Hidroaysén no es en absoluto necesario.

Año	Eólica	Biomasa	Mini Hidro	Geotermia	FV	CSP	Total
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
2010	160,5	217					377,5
2015	400	300	250	80	10	5	1045
2020	1000	400	450	400	100	100	2450
2025	1500	600	700	1000	300	300	4400

5. Energía Nuclear

En los últimos años el planteamiento de que la energía nuclear puede ser una “solución” para la generación eléctrica en Chile, en especial en el SING tiende a reaparecer en forma periódica. El reciente terremoto en Japón de Marzo de 2011 ha demostrado en forma singular que esta solución sería una pésima opción para Chile. De los 54 reactores de Japón, 14 están inutilizados y al menos 6 ó 7 deben ser controlados y desmantelados a costos enormes. La emergencia nuclear aún no se controla y, en el mejor de los casos, la situación comenzará a mejorar recién hacia fines del 2011. Las pérdidas económicas, sociales y ambientales para el país son astronómicas. Todo esto en un país líder mundial en el desarrollo de tecnologías, no precisamente el caso de Chile.

En el caso de la energía nuclear, por la enorme demanda de agua de refrigeración, tanto para la operación de la central como mantención de piscinas de enfriamiento de combustible gastado implican

que las centrales deben ubicarse sobre la costa. Esto hace que allí estén muy expuestas a los efectos de los sismos y maremotos. Si se toman medidas especiales de precaución, esto implica costos aún mayores a los ya muy elevados costos de la opción nuclear.

El año 2009 el Instituto Tecnológico de Massachusett-MIT realizó una actualización sobre el futuro de energía nuclear [15]. El mismo muestra costos de generación superiores a las plantas a carbón y costos de inversión de no menos de US\$4.000/kW. La práctica en los European Power Reactor (EPR) de Finlandia y Francia muestran costos de inversión superiores a US\$7.000/kW. En el caso de Chile, por las especiales medidas de seguridad que la tecnología requiere por su alta sismicidad, los costos claramente serán superiores a lo previsto el 2009 por el MIT y probablemente mayores a lo que se observa en las plantas EPR. A esto se suma tiempos de construcción superiores a 7 a 10 años.

Esto se compara con costos de inversión inferiores a US\$4.000/kW y en torno a US\$5.000/kW para tecnología geotérmica y plantas solares CSP con acumulación térmica. En el primer caso los tiempos de proyecto están en torno a los 3 a 4 años con factores de planta sobre 90% y en el segundo, tiempos de construcción de 2 a 3 años y factores de planta sobre 70%.

Por lo tanto, cualquier análisis serio debería descartar el uso en Chile de reactores nucleares. Las principales razones son:

- Los muy altos costos de las centrales, aumentados en nuestro caso por las especiales medidas de seguridad que nuestra situación sísmica y afecta a maremotos demanda.
- Los tiempos de construcción muy largos. En el caso de primeros proyectos típicamente exceden los 10 años.
- Los costos “ocultos” de la opción nuclear en cuanto a seguridad, manejo de desechos y precauciones durante la operación.
- La existencia de opciones mucho más económicas e implementables a menor plazo con ERNC, en particular geotermia, eólica y solar.
- El hecho de que, considerando el ciclo de vida, las emisiones de CO₂ de la energía nuclear son *mayores* a cualquier opción de ERNC.

Un análisis más extenso de este tema excede los alcances de este trabajo. Pero los argumentos ya enunciados muestran lo poco atractivo de la opción nuclear para Chile.

6. Conclusiones y Recomendaciones

6.1 Conclusiones

El Escenario BAU

Si la proyección oficial de aumento de la demanda de un 5,8% fuese correcta, es evidente que con la EE y las ERNC que ya están bajo estudio o en fase de implementación, no se hace necesario ni el 50% de las plantas térmicas proyectadas ni Hidroaysén.

Con un aumento de la demanda menor al 5,8% al año el exceso de capacidad de generación tendería a elevar los costos de la energía eléctrica y mantener altos los ya elevados costos de la electricidad en el país, con la consiguiente pérdida de competitividad.

El Escenario “Verde”

Por otra parte, bajo el escenario más realista de una tasa de crecimiento del 4,5% de la demanda eléctrica y si se removiesen los obstáculos para la expansión de la EE y las ERNC, no se necesitaría una gran parte de la expansión en plantas térmicas con combustible fósil y varios otros proyectos hidráulicos en gran escala.

Este escenario considera lograr el 20% de la matriz eléctrica con ERNC para el 2020, conforme a lo declarado por el Gobierno del Presidente Sebastián Piñera, quién también propuso alcanzar un 20% de eficiencia energética en el mismo periodo.

El escenario verde elimina la necesidad de todas las plantas térmicas grandes y los grandes proyectos hidroeléctricos, incluyendo Hidroaysén. En el 2025 las ERNC+EE serían capaces de suministrar hasta el 35% de la demanda. Naturalmente el sistema SIC debe tener una capacidad de reserva térmica, en especial con plantas a gas de ciclo combinado (CC) para balancear fluctuaciones temporales o efectos de variabilidad hidrológica.

Es importante recalcar que se debe monitorear estrechamente el desarrollo real de la demanda eléctrica. En la medida que se desarrollen las ERNC y la EE se puede reducir o casi eliminar la generación eléctrica en base a diesel. Esta forma de generar es muy cara y contaminante

6.2 Supuestos Conservadores

Debemos enfatizar que las proyecciones hechas en este trabajo sobre EE y ERNC son conservadoras. Por ejemplo, el supuesto de que solo el 50% de la EE que es efectiva desde el punto de vista costos se efectivizaría, es conservadora en el escenario BAU. Esto solo considera el potencial de ahorro de tecnologías que hoy son comunes (p.ej. motores eléctricos de alta eficiencia) y no toman en cuenta el impacto de cambios tecnológicos que ya se están desarrollando como los sistemas combinados de potencia/calor de pequeña y mediana escala; iluminación LED y fenestraciones de alta eficiencia energética.

En cuanto a las ERNC, los supuestos que hemos hecho no consideran innovaciones tales como la implementación en gran escala de sistemas FV incorporados a viviendas o edificios, pequeños sistemas eólicos, redes inteligentes y muchas otras que están en pleno desarrollo. Tampoco se han considerado avances tecnológicos más allá de lo que se sabe que existe. ¿Quién consideraba hace 10 años que la iluminación LED iba a ser posible?

6.3 Recomendaciones

A lo largo de este trabajo se ha demostrado, más allá de toda duda, el enorme potencial que la eficiencia

energética y las ERNC tienen para establecer un sistema eléctrico nacional ambientalmente más sustentable. Dada la evolución tecnológica, parte significativa de los cambios ocurrirá de todas maneras, pero políticas proactivas permitirán un avance mucho más rápido hacia una matriz energética sustentable. Esta opción y una mayor proactividad del estado para generar las condiciones de ingreso y ampliación de las ERNC y la EE, impactarán positivamente en los costos de la electricidad, en el empleo, en la competitividad del país y su seguridad energética, además de avanzar hacia una mayor sustentabilidad social y ambiental del desarrollo energético del país.

6.3.1 Política Energética

El análisis efectuado demuestra que tener una correcta estimación de la demanda futura es esencial para determinar los tipos, cantidad y momentos en que se deben desplegar nuevas fuentes de generación eléctrica. Una proyección correcta evita decisiones de inversiones incorrectas y costos elevados de electricidad, que finalmente pagan los consumidores. Por ello es que todas las proyecciones deben presentarse y debatirse en forma transparente frente a todos los interesados, incluyendo la ciudadanía en general. La metodología actual permite que la proyección esté completamente bajo el control del Ministerio de Energía, lo que puede llevar a decisiones incorrectas. Más aún, actualmente tampoco se prioriza una alternativa frente a otra, considerando aspectos ambientales y sociales, especialmente de cara los impactos sobre las comunidades y proyecciones de largo plazo del desarrollo económico local, regional y sus implicancias para el país.

El no asumir esta responsabilidad de manera integral puede llevar a la destrucción de los recursos naturales, el medio ambiente, el empeoramiento de la calidad de aire, o mayores costos de la energía y vulnerabilidad de las redes eléctricas.

Por lo tanto:

- ⤴ Todo desarrollo y permisos para plantas termoeléctricas a carbón deben suspenderse hasta que el Gobierno lleve a cabo una extensa revisión pública del sistema eléctrico del SIC.
- ⤴ Se deben publicar los escenarios de demanda futura y abrir un espacio de debate público sobre ellos con representantes de todos los grupos interesados e involucrados.

6.3.2 Eficiencia Energética

Numerosos estudios y la experiencia empírica reciente demuestran que Chile tiene un enorme potencial de EE en el SIC. Dado que la EE es casi siempre la forma más barata, inmediata y ambientalmente benigna de “generar” energía, la misma debe ser el fundamento de la política energética nacional.

Por lo tanto el Gobierno debe:

- ⤴ Hacer que toda medida efectiva de eficiencia energética tenga primera prioridad en la política energética de Chile.
- ⤴ Adoptar metas ambiciosas a través de la Estrategia Ministerial de Eficiencia Energética

(E3) y proveer los recursos para que las Agencia Chilena de Eficiencia Energética alcance estas metas E3 al 2020. Una reducción del aumento de la demanda de 1/5 sobre el escenario BAU es perfectamente realizable y tendría un gran beneficio económico para el país.

- ⤴ Implementar estándares mínimos de desempeño energético (MEPS) para iluminación, motores industriales y refrigeradores de aquí a dos años. En un plazo de no más de cinco años alcanzar MEPS en equipos de climatización y refrigeración industrial.
- ⤴ Fijar estándares y metas altas para toda nueva construcción y empresas del sector público y reportar su cumplimiento anualmente. El Gobierno debe exigir y ayudar a que corporaciones estatales como CODELCO y ENAP reduzcan su intensidad energética en al menos 20% con respecto al escenario BAU. Asimismo se deben fijar metas y objetivos en la readecuación de edificios públicos tales como hospitales, escuelas, y otros.

6.3.3 Energía Renovable no Convencional (ERNC)

Nuestro análisis muestra que Chile tiene ya una cartera de proyectos para desarrollar su gran potencial en energía eólica, geotérmica y solar. Pero el verdadero desarrollo de estos recursos será muy limitado salvo que el Gobierno ayude a remover las barreras de mercado para la entrada de estas nuevas tecnologías. Esto se debe hacer reformulando la Ley N°20.257 sobre Energías Renovables aumentando la meta del 10% al 2024 a un 20% al 2020.

La meta debe ser el 20% de todas las ventas de electricidad al 2020. Esto allanaría el camino para lograr al menos el 25% del total de la energía eléctrica al 2025.

Esta meta es bastante menor a la que tiene el Estado de California o Colorado en Estados Unidos (33% y 30% respectivamente al 2020).

7. Comentarios Finales

En este trabajo se ha demostrado que:

- ⤴ No es efectivo de que la demanda eléctrica se duplique de aquí al 2020.
- ⤴ Incluso con las hipótesis más conservadoras, el aumento real de la demanda será inferior a la proyección “oficial” de un 5,8% al año al 2025.
- ⤴ Combinando eficiencia energética y energías renovables no convencionales, es totalmente loggable cubrir un 35% de la demanda prevista por estas fuentes al 2025.
- ⤴ Las fuentes de ERNC tienen la ventaja de producir menores impactos ambientales que los megaproyectos tanto térmicos como hidráulicos.
- ⤴ Una política proactiva en este sentido significa reducir en más de un 50% la necesidad de nuevos proyectos térmicos y grandes proyectos hidroeléctricos.

- ✦ Bajo ningún escenario realista se hace necesario realizar Hidroaysén de aquí al 2025.

Esta actualización del trabajo realizado el 2009 demuestra que las hipótesis allí planteadas siguen vigentes y además las novedades en desarrollo tecnológicas de los últimos dos años han aumentado aún más las opciones de desarrollo energético para Chile.

Una tarea y desafío político mayor es avanzar hacia políticas más sustentable que abran nuevas opciones de generación, aumentando los actores involucrados en la generación eléctrica y tomando en cuenta las opiniones de la Sociedad Civil.

Referencias

- [1] Laurence Golborne: “Matriz Eléctrica de Largo Plazo: Antecedentes para un Debate”. Presentación en Comisión de Minería y Energía del Parlamento. Marzo 2011. Descargable en: <http://www.ojoconelparlamento.cl/2011/03/24/definiran-una-politica-de-estado-y-de-largo-plazo-para-desarrollar-una-matriz-energetica-equilibrada/>
- [2] Román, Profesor Roberto, “Carbón: Negro Futuro para Chile?” Universidad de Chile; Octubre 2010.
- [3] Calculado a partir de los datos de generación de la CNE
- [4] www.cne.cl “ Precio del Nudo” Octubre 2010
- [5] CDEC-SIC; www.cdec.sic.cl; see the chart Net Annual Demand Growth 1985 2010.
- [6] S. Hall, R. Román, F. Cuevas, P. Sánchez: ¿Se Necesitan Represas en la Patagonia? Ocho Libro Editores. 2009.
- [7] “Preliminary Estimation of the Potential of Energy Efficiency to Supply the SIC,” PRIEN; Julio 2008; ver Tabla 40 y, Tabla 43, páginas 114 y 115; www.prien.cl
- [8] www.seia.cl – Sistema Nacional de Evaluación Ambiental
- [9] ¿Se Necesitan Represas en La Patagonia?; página 21
- [10] Precios de Alternativas Energéticas 7 de abril 2011, www.acera.cl
- [11] PRIEN Julio 2008. www.prien.cl pages 114 and 115
- [12] See the website Solar Buzz, www.solarbuzz.com for the latest information of solar technologies and their costs.
- [13] *Chile Energy Policy Review 2009*, OECD/IEA, October 2009. http://www.iea.org/publications/free_new_Desc.asp?PUBS_ID=2159; recommends:
- [14]. “Estudio de la Variabilidad climática para Chile en el Siglo XXI”. Departamento de Geofísica, Universidad de Chile. 2009.
- [15] J. M. Deutch et al: “Update of the 2003 study on the Future of Nuclear Power”. Massachusetts Institute of Technology. 2009.

ANEXO 1

Energía y Potencia

En el cuerpo principal del trabajo hemos presentado solo los cuadros de energía anual para no confundir al lector (es decir los GWh/año de generación y/o consumo). En este anexo se entregan los gráficos correspondientes de potencia.

Para la información histórica se conoce tanto la potencia total instalada como la energía generada (la que se usa en destino final es del orden de 10 a 15% inferior por pérdidas en la transmisión a lo largo de las redes).

Para las proyecciones de energía a futuro hemos utilizado los siguientes factores de planta (FP):

- Centrales térmicas (incluyendo biomasa), 70%
- Centrales hidráulicas (incluyendo de pasada), 70%
- Centrales eólicas, 30%
- Geotermia, 80%
- Solar FV, 30%
- Solar CSP, 45%

Estos son valores conservadores y corresponden a la tecnología actual.

A continuación se entregan las figuras correspondientes a *potencia* para los diversos escenarios que se han analizado en este trabajo:

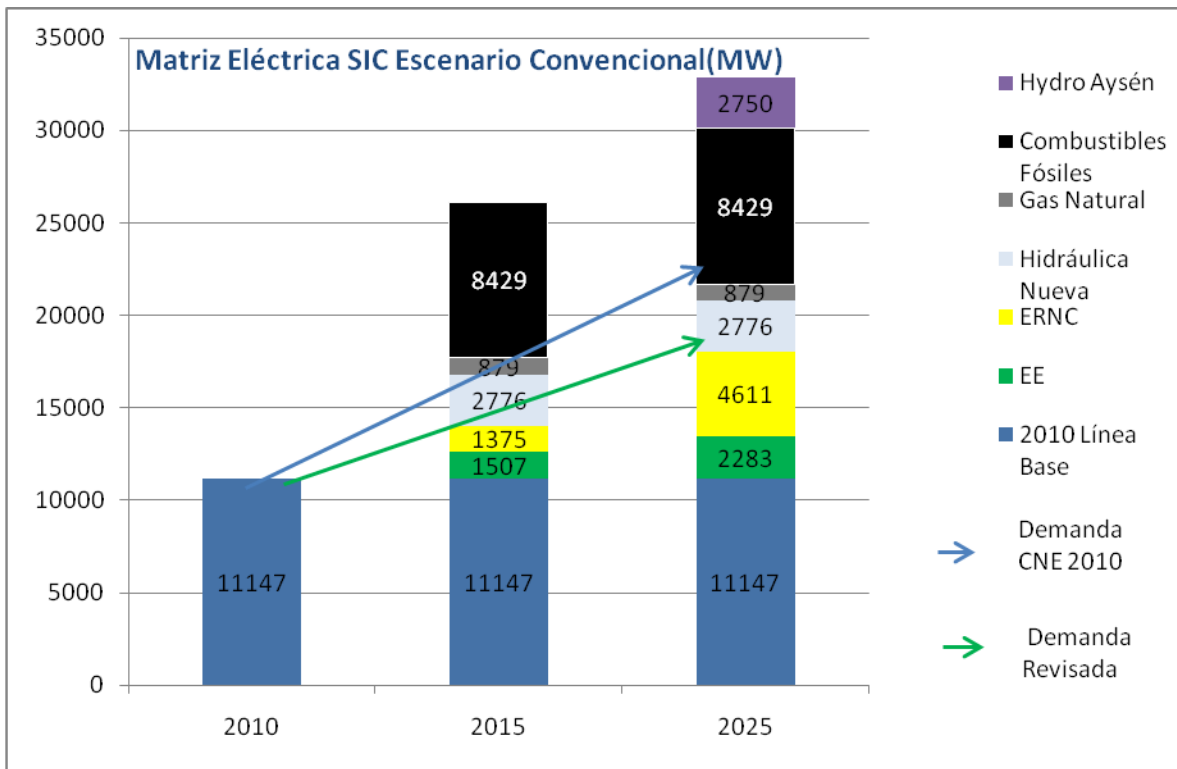


Figura 7. Proyección de la matriz eléctrica (potencia instalada) del SIC al 2025 en el escenario Convencional (BAU)

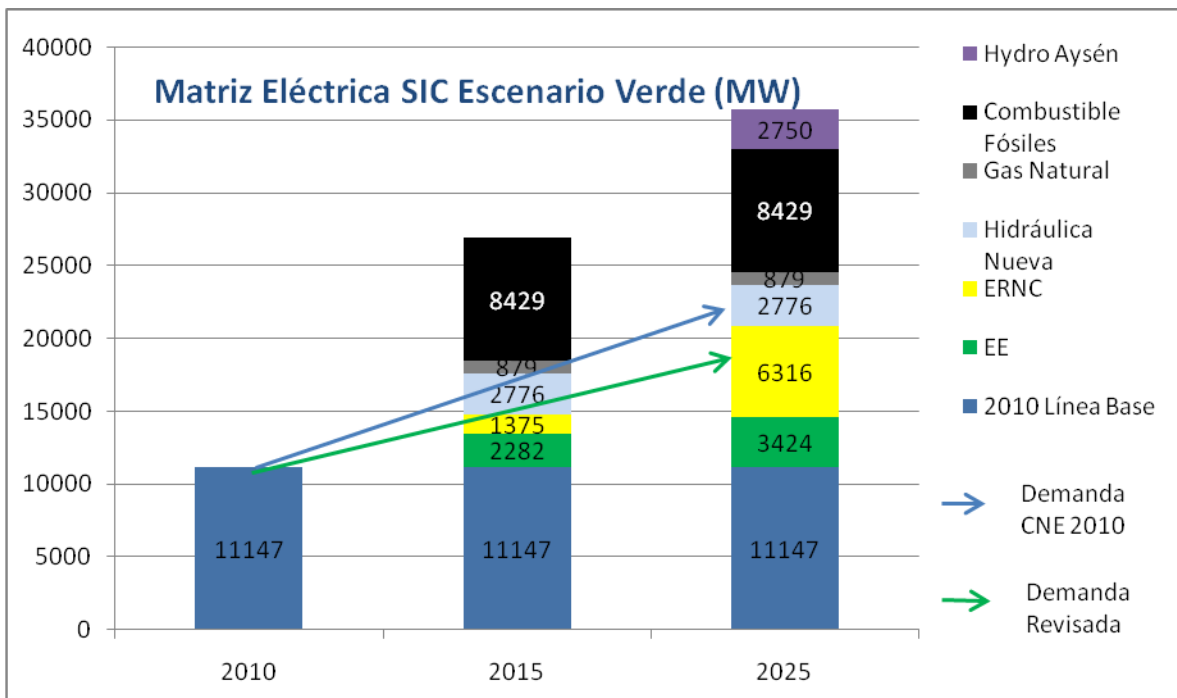


Figura 8. Proyección de la matriz eléctrica (potencia instalada) del SIC al 2025 en el escenario Verde.

Anexo 2

Recomendaciones de la IEA

La Agencia Internacional de Energía (International Energy Agency, IEA) realizó un estudio sobre la situación energética de Chile. Dada la importancia de las recomendaciones allí expresadas, entregamos la traducción de algunos párrafos destacados.

Página 16:

La reformulación de política energética de largo plazo debe ser completada

“La publicación de la Comisión Nacional de Energía, *Política Energética, Nuevos Lineamientos* (2008) es un importante primer paso en la reformulación de una política energética. La IEA recomienda que el Gobierno finalice esta política energética tan pronto como sea posible. En años recientes, la Comisión Nacional de Energía (CNE) ha contribuido de manera importante en la definición de una política energética más comprehensiva, incluyendo el uso sustentable de la biomasa, priorización en investigación y desarrollo, mayores capacidades de modelación y la creación de un programa multidimensional de energización rural, entre otras acciones...”

“...El documento que defina la política energética de largo plazo de Chile debe fijar objetivos y metas claras para facilitar el monitoreo de las políticas que se ejecuten y su evaluación *ex-post*. Esto ayudará en el diseño, formulación e implementación de política a futuro y reforzará la evaluación pública de las políticas. Finalmente, dada la importancia estratégica de algunos de los proyectos energéticos bajo consideración en el país, incluyendo grandes centrales termoeléctricas, hidroeléctricas y la opción nuclear, el Gobierno de Chile debe analizar todos los aspectos en juego bajo la óptica de un debate público con el objetivo de lograr el apoyo adecuado para tales decisiones a través de todo el espectro político...”

Debe existir regulación e incentivos más claros de manera que la inversión considere los costos sociales y ambientales (página 18)

“...Un sexto tema final que aparece en esta Revisión es la necesidad de que exista un fuerte marco de regulaciones e incentivos de manera que el mercado competitivo internalice los costos ambientales y sociales. Igual que muchos países, Chile enfrenta el complejo desafío de equilibrar el crecimiento económico, seguridad energética y objetivos ambientales. Una creciente preocupación por el cambio climático y la posibilidad de acuerdos Internacionales post Kioto en torno al clima obligan a que la coordinación entre la política energética y ambiental en Chile sea esencial. La inversión en plantas de generación a carbón aumenta de manera mucho más rápida que fuentes de energía renovables. Las externalidades ambientales en Chile solo se internalizan de manera parcial en el marco regulatorio ambiental que hoy existe. Aún no existen estándares de emisión absolutos para plantas termoeléctricas...”

Recomendación Clave

El Gobierno de Chile debe:

- Continuar la diversificación de la matriz energética en términos de fuentes y proveedores de manera de reforzar la seguridad energética, en particular con el desarrollo activo de fuentes de energía local tales como energías renovables y eficiencia energética.
- Terminar el documento Chileno sobre política energética de largo plazo adoptando un enfoque integral, fijando objetivos y metas claras y construyendo consenso acerca de estos objetivos a través de mecanismos amplios de consulta pública.
- Completar la reorganización del sector energético, especialmente a través de la creación del Ministerio de Energía, con claras líneas de autoridad y coordinación de política energética.
- Crear un sistema de operadores independientes en el SIC y el SING de manera de asegurar que las decisiones de operación de los sistemas sean imparciales y tomen en cuenta los intereses de todos los usuarios y consumidores.
- Mandar señales claras de inversión al sector privado y crear un marco que asegure que las decisiones de inversión de largo plazo se basen en un análisis costo/beneficio de largo plazo, incluyendo externalidades ambientales y la curva decreciente de costos de algunas tecnologías.

Anexo 3
Pronósticos de la Demanda Eléctrica SIC 2010 2025

PRONÓSTICO DE DEMANDA ELÉCTRICA 2010 2025 CNE 2010 ENERGÍA GWh/año

AÑO	GWh	PORCENTAJE
2010	40587	4,2%
2011	43509	7.2%
2012	46294	6.4%
2013	49118	6.1%
2014	52065	6%
2015	55085	5.80%
2016	58280	5.80%
2017	61601	5.70%
2018	65113	5.70%
2019	68824	5.70%
2020	72678	5.60%
2021	77039	5.60%
2022	81661	5.60%
2023	86561	5.60%
2024	91755	5.60%
2025	96893	5.60%

PRONÓSTICO DE DEMANDA ELÉCTRICA 2010 2025 CNE 2010(MW)

AÑO	MW	PORCENTAJE
2010	9483	4,2%
2011	10166	7.2%
2012	10816	6.4%
2013	11476	6.1%
2014	12165	6%
2015	12870	5.80%
2016	13617	5.80%
2017	14393	5.70%
2018	15213	5.70%
2019	16081	5.70%
2020	16981	5.60%
2021	17932	5.60%
2022	18936	5.60%
2023	19997	5.60%
2024	21116	5.60%
2025	22299	5.60%

PRONÓSTICO DE LE DEMANDA ELÉCTRICA REVISADA SIC 2010-2025 (GWh/año)

AÑO	GWh	PORCENTAJE
2010	40587	4.50%
2011	42413	4.50%
2012	44322	4.50%
2013	46317	4.50%
2014	48401	4.50%
2015	50579	4.50%
2016	52855	4.50%
2017	55233	4.50%
2018	57719	4.50%
2019	60316	4.50%
2020	63030	4.50%
2021	66182	5.00%
2022	69491	5.00%
2023	72966	5.00%
2024	76614	5.00%
2025	80444	5.00%

PRONÓSTICO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA REVISADA SIC 2010 2025 (MW)

AÑO	MW	PORCENTAJE
2010	9483	4.50%
2011	9910	4.50%
2012	10356	4.50%
2013	10822	4.50%
2014	11309	4.50%
2015	11818	4.50%
2016	12349	4.50%
2017	12905	4.50%
2018	13486	4.50%
2019	14093	4.50%
2020	14727	4.50%
2021	15463	5.00%
2022	16236	5.00%
2023	17048	5.00%
2024	17901	5.00%
2025	18796	5.00%