

AGENDA DE ENERGÍA

UN DESAFÍO PAÍS, PROGRESO PARA TODOS

MAYO 2014



Indice

Contenido

AGENDA DE ENERGÍA	3
INTRODUCCIÓN: LOS DESAFÍOS DE CHILE EN MATERIA ENERGÉTICA	3
EJE 1: UN NUEVO ROL DEL ESTADO PARA EL SECTOR	7
Líneas de Acción y Metas	7
EJE 2: REDUCCIÓN DE LOS PRECIOS DE LA ENERGÍA, CON MAYOR COMPETENCIA, EFICIENCIA Y DIVERSIFICACIÓN EN EL MERCADO ENERGÉTICO.	11
Líneas de Acción y Metas:	14
EJE 3: DESARROLLO DE RECURSOS ENERGÉTICOS PROPIOS	16
Líneas de Acción y Metas	17
EJE 4: CONECTIVIDAD PARA EL AVANCE ENERGÉTICO	21
Líneas de Acción y Metas	22
EJE 5: UN SECTOR ENERGÉTICO EFICIENTE Y QUE GESTIONA EL CONSUMO	23
Líneas de Acción y Metas	23
EJE 6: IMPULSO A LA INVERSIÓN ENERGÉTICA PARA EL PROGRESO DE CHILE	26
Líneas de Acción y Metas	26
EJE 7: PARTICIPACIÓN CIUDADANA Y ORDENAMIENTO TERRITORIAL	28
Líneas de Acción y Metas	29

AGENDA DE ENERGÍA

INTRODUCCIÓN: LOS DESAFÍOS DE CHILE EN MATERIA ENERGÉTICA

Disponer de energía es una condición necesaria para el crecimiento, desarrollo económico y también para avanzar hacia una mayor inclusión social. Sin embargo, no queremos cualquier energía. Queremos energía que sea confiable, sustentable, inclusiva y de precios razonables, con una matriz eléctrica diversificada, equilibrada y que garantice al país mayores niveles de soberanía en sus requerimientos de energía.

Alcanzar una matriz energética que cumpla adecuadamente con estas características es un desafío que tenemos como país y requiere de una amplia legitimidad social y sentido de urgencia. Chile no puede eludir este reto. Las decisiones que hoy tomemos, o que dejemos de tomar, se reflejarán en nuestra capacidad de crecimiento futuro, en la competitividad del país, y en los precios que las familias y empresas paguen en la próxima década.

El diagnóstico, los ejes que estructuran esta Agenda de Energía y las medidas concretas que se proponen concilian los objetivos de largo plazo con aquellas determinaciones imprescindibles para enfrentar las urgencias del corto plazo.

Un diagnóstico compartido sobre la Energía

El sector de energía es estratégico y fundamental para el funcionamiento de nuestra sociedad y la vida de las personas. La energía es una fuente necesaria para el uso de artefactos eléctricos, de calefacción y cocina, así como también para el transporte y el funcionamiento del sector productivo.

El contexto mundial y nacional de las tres últimas décadas es radicalmente distinto del escenario que se proyecta para los próximos treinta años. Los hidrocarburos (carbón, petróleo y gas) se presentaban hasta hace unos años como una fuente de energía abundante, barata y respuesta preferente a los desafíos que el desarrollo económico mundial requería. Sin embargo, la creciente urbanización mundial y la irrupción de nuevos países como grandes consumidores de energía, probablemente implicará un panorama más complejo **de escasez y alta competencia por el uso de algunos combustibles, mayor volatilidad y altos precios de la energía.** Las emisiones de contaminantes locales y globales de los hidrocarburos son una razón adicional para disminuir la dependencia de los combustibles fósiles y buscar nuevas fuentes energéticas propias, más limpias y a precios accesibles.

Chile importa el 60% de su energía primaria (Balance Nacional de Energía BNE 2012), por lo que somos un país subordinado a la inestabilidad y volatilidad de los precios en los mercados internacionales y las restricciones de abastecimiento que se produzcan por fenómenos políticos, climáticos o de mercado.

Los últimos diez años en Chile han estado marcados por el corte de gas natural desde Argentina, severos y largos períodos de sequía, dificultades en el otorgamiento de permisos ambientales, insuficiente entrada de proyectos y de nuevas empresas en el área de generación y escasa inversión en infraestructura en ese mismo segmento y también en transmisión eléctrica. Todo ello ha contribuido a sostener a lo largo de la última década condiciones de estrechez de oferta de suministro eléctrico, con altos costos marginales y precios a cliente final que reflejan un desarrollo ineficiente del sistema, lo que se ha agravado en los últimos años.

En efecto, los precios de la energía eléctrica han aumentado considerablemente en la última década. En 2006, el suministro eléctrico para nuestras familias, comercios y pequeñas empresas (clientes regulados) fue adjudicado a valores promedio de US\$ 65 MWh; en cambio, la última licitación, realizada en diciembre de 2013 para estos mismos clientes, fue adjudicada al doble del 2006 (valor promedio de US\$ 128 MWh). **Esto ha significado que la cuenta eléctrica que pagan hoy las familias chilenas es un 20% superior respecto al año 2010. De mantenerse el escenario de precios adjudicados en 2013, el costo de la electricidad podría subir otro 34% durante la próxima década.**

Asimismo, en los últimos diez años, **las industrias (clientes libres) han visto duplicados los precios por sus consumos eléctricos**, lo que resta competitividad a nuestra economía e impacta directamente en el crecimiento del PIB. En el año 2013, los precios medios de mercado rondaron en el Sistema Interconectado Central (SIC) los US\$ 112 MWh y en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) los US\$ 108 MWh. La industria chilena está enfrentando uno de los precios más altos de la energía eléctrica en América Latina. En el caso de la minería, el sector enfrenta el segundo precio más alto con respecto a los países mineros a nivel mundial, y el doble con respecto a competidores directos, como Perú.

Entendemos que el problema reseñado tiene múltiples causas y lleva años de gestación. Por una parte, la “judicialización” de proyectos energéticos tiene como discusión de fondo la compatibilidad en el uso del territorio entre las distintas actividades humanas, las prioridades locales y el desarrollo eléctrico; un creciente cuestionamiento ciudadano frente a determinadas fuentes de generación debido a sus impactos socio-ambientales y la falta de participación de las comunidades receptoras de los proyectos en los beneficios ligados a las iniciativas. Por otra parte, el Estado no ha sido activo en la planificación de largo plazo del sector ni en el establecimiento de las condiciones conducentes a un desarrollo energético seguro, sustentable, equitativo y a costos razonables. Adicionalmente, contamos con un mercado eléctrico con problemas de competencia a nivel de generación, que ha mostrado un dinamismo en el desarrollo de inversiones inferior al que Chile necesita.

Asimismo, el sistema de transmisión troncal del Sistema Interconectado Central (SIC) ha mostrado fallas y restricciones que ponen en riesgo el abastecimiento de algunas zonas del país, como también encarece los precios finales de la electricidad. La experiencia ha mostrado que la expansión acotada de la **transmisión** con criterios económicos de corto plazo redundará en sistemas eléctricos poco eficientes, que no permiten el aprovechamiento del potencial energético del país ni el traspaso de menores costos entre diversas zonas.

Este problema debe ser abordado tanto desde la perspectiva de la oferta como de la demanda de energía, mediante un Estado que desarrolle las orientaciones, políticas, regulaciones y acciones necesarias para **reducir los precios de la electricidad que se proyectan para nuestras familias y empresas**, promoviendo una matriz que privilegie los recursos energéticos propios y limpios, que use de manera eficiente la energía que produce y que respete a sus comunidades y entorno.

En cuanto a la leña, es una fuente de primera necesidad y de amplio uso tanto para calefacción y cocina en el sector residencial de diversas zonas del país, siendo el segundo componente de mayor relevancia en la matriz energética primaria, después del petróleo. No obstante, el alto grado de informalidad con que se comercializa y el amplio uso de leña húmeda en calefactores ineficientes, provocan importantes problemas de contaminación y de salud de las personas, llevando a que numerosas ciudades de la zona centro-sur del país hayan sido decretadas como zonas saturadas. Su bajo valor comercial y la tradición ancestral de su uso son factores que explican que la leña sea de las pocas fuentes de energía relevantes de producción nacional que hoy no posee un sustituto accesible y competitivo para la población, siendo, por tanto, un problema urgente y que también debe ser enfrentado en forma intersectorial y con una mirada sistémica.

En materia de combustibles, la volatilidad internacional de los precios impacta semanalmente a nuestras familias, exponiéndolas a cambios bruscos en los precios de las bencinas, algo que afecta de manera importante su poder de compra.

En tanto, si bien el mercado de distribución de gas domiciliario por redes ha tenido un desarrollo importante en los últimos 20 años, alcanzando actualmente cerca de un millón de clientes y cubriendo casi el 25% de la población nacional, hoy se constata que no opera con una regulación que proteja suficientemente a los consumidores, observándose además bajos niveles de competencia. Asimismo, nos preocupa el alto nivel de precios que tiene el gas en Chile en comparación con el resto del mundo.

En definitiva, **Chile necesita que la energía sea un pilar del desarrollo económico del país y que impulse los esfuerzos de inclusión social que tenemos.** No es sólo un desafío sectorial, ni tampoco de Gobierno, es una gran

tarea nacional que debemos enfrentar buscando acuerdos y fomentando nuevos espacios de diálogo entre los distintos actores del país, para construir una política energética que alcance la legitimidad social necesaria para su plena validación con la sociedad.

Hacia un cambio de paradigma en Energía

La “Política de Desarrollo Eléctrico” definida por nuestra legislación fue diseñada a principios de la década de los ochenta e implicó la entrega total al sector privado de la conducción del desarrollo eléctrico. A partir de este hito, las empresas han tomado las decisiones de inversión en generación de acuerdo a las señales que el mercado entrega, definiendo también de este modo la estructura de nuestra matriz de generación eléctrica. Ha primado la idea de que el crecimiento requiere energía. Queremos ser categóricos: sin energía no habrá crecimiento.

Si bien el modelo tuvo resultados en el pasado calzando oferta y demanda, es evidente que hoy resulta **insuficiente para enfrentar los nuevos desafíos: disminuir sus riesgos en relación a los combustibles fósiles (acceso y volatilidad de precios); desarrollar sus fuentes energéticas a precios accesibles; minimizar y gestionar los impactos ambientales del sector incrementando el involucramiento de las comunidades locales en los beneficios de los desarrollos energéticos; usar de manera eficiente la energía, tanto por hogares como industrias; dinamizar las inversiones del sector y promover la competencia.**

Abordar esta problemática requiere de un rol más activo del Estado en la planificación estratégica de largo plazo del sector, conciliando objetivos económicos, ambientales y sociales, en pro del bien común de todos los chilenos y chilenas.

Al mismo tiempo, se debe reconocer que esta transición no sólo involucra cambios inmediatos, sino que es un proceso de transformaciones políticas, tecnológicas y socio-culturales enmarcadas en el logro de una visión de largo plazo. Dada la temporalidad del sector energía, las decisiones que tomamos hoy son las que definen el sector energía con el que viviremos durante las próximas décadas.

Por tanto, **nuestra visión apunta a un desarrollo energético confiable, sustentable, inclusivo y de precios razonables.** El Ministerio de Energía impulsará políticas y acciones para lograr avances sustanciales en los próximos diez años en los diversos ámbitos de esta transición energética. Ello se reflejará en un sector energía que asume las siguientes metas y objetivos:

METAS Y OBJETIVOS DE LA AGENDA DE ENERGÍA:

- > **Reducir los costos marginales de electricidad durante este período de gobierno en un 30% en el Sistema Interconectado Central (SIC), de manera que el costo marginal promedio del año 2013 de US\$151,36 MWh sea inferior a US\$105,96 MWh en el año 2017.**
- > **Reducir en un 25% los precios de las licitaciones de suministro eléctrico de la próxima década para hogares, comercios y pequeñas empresas respecto a los precios ofertados en la última licitación del año 2013 (que fueron de US\$128,2 MWh). Para ello, debemos desarrollar los proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos consignados en el Plan de Obras de la Comisión Nacional de Energía (CNE).**
- > **Levantar las barreras existentes para las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) del país, comprometiendo que un 45% de la capacidad de generación eléctrica que se instalará en el país entre los años 2014 a 2025 provenga de este tipo de fuentes,**

cumpliendo de esta manera la meta de un 20% de inyección de ERNC en nuestro sistema eléctrico para el año 2025, conforme a la ley vigente.

- > **Fomentar el uso eficiente de la energía como un recurso energético, estableciendo una meta de ahorro de 20% al año 2025**, considerando el crecimiento esperado en el consumo de energía del país para esa fecha. La implementación de la Agenda de Eficiencia Energética (EE) nos permitiría ahorrar al 2025 un total de 20.000 GWh/año, lo que equivale a una capacidad instalada a carbón de 2.000 MW.
- > **Diseñar un sistema de estabilización de precios a los combustibles** que reduzca de manera efectiva la volatilidad de los precios combustibles a la que están expuestos los hogares.
- > **Transformar a ENAP en una empresa robusta de forma tal que sea un actor sólido y con protagonismo en los desafíos energéticos del país.** Con ese fin, se le proveerá de un régimen de gobierno corporativo que le permita mejorar su gestión empresarial — comenzando con el mejoramiento de sus índices de seguridad en el trabajo como también de su eficiencia, productividad, nuevos emprendimientos y modelo de negocios— y se fortalecerá su balance financiero con un aporte de capital.
- > Desarrollar al año 2015 una **Política Energética**, de largo plazo, validada por la sociedad chilena, mediante un proceso participativo y regional.

EJE 1: UN NUEVO ROL DEL ESTADO.

Los desafíos de las próximas décadas requieren un Estado que, con el objeto de garantizar el bien común de los chilenos y chilenas, articule a los diversos actores en torno a una visión compartida y oriente el desarrollo energético. Deberemos ser capaces de generar las políticas y regulaciones que cumplan los objetivos planteados, monitorear el correcto funcionamiento de los mercados y contribuir a bajar las barreras para que nuevos emprendimientos e inversionistas -nacionales o extranjeros- puedan comprometerse con el desarrollo energético del país.

Una de las prioridades de esta agenda es **construir una visión común, de largo plazo, que fundamente una Política Energética para las próximas décadas, sobre la base de un diálogo social, político y técnico** que incorpore las realidades y visiones regionales y de los diversos actores de la sociedad.

La sociedad chilena tiene el derecho y el deber de analizar, debatir y establecer los pesos relativos de los objetivos de seguridad, costos y sustentabilidad que exigirá a su matriz energética, de acuerdo a las distintas visiones e intereses que conviven en nuestra Nación. La misión del Gobierno será canalizar este debate y tomar las definiciones regulatorias y de política que correspondan, lo que orientará las decisiones privadas en función de los objetivos trazados.

Asimismo, **el Estado debe velar por la protección de los usuarios, una efectiva competencia en el mercado, y asegurar un desarrollo dinámico de las inversiones que el país requiere** para contar con energía suficiente y a precios razonables, en base a los objetivos sociales, ambientales y económicos que se hayan definido. Se corregirán las distorsiones que se produzcan mediante políticas públicas, regulaciones e incluyendo además la acción directa del Estado a través de ENAP, en caso que el país lo requiera.

Por otra parte, la innovación aplicada y el desarrollo tecnológico deben ser motores de un desarrollo energético más eficiente y sustentable. Es primordial vincular al sector energético con el sistema de innovación nacional con un Estado que **focalice y coordine los esfuerzos entre Centros de Investigación, Universidades e Industria mediante la creación de “Clusters de la Energía”**, enfocados en resolver los desafíos del sector.

También necesitamos mejorar la **confiabilidad, cobertura, desagregación y análisis de los datos estadísticos del sector energético** para así reducir asimetrías de información, otorgar transparencia a los mercados y diseñar políticas públicas.

Finalmente, **necesitamos mejorar permanentemente el manejo de emergencias y contingencias energéticas**. Nuestro enfoque será proactivo, estableciendo una estructura organizacional y operativa de preparación ex ante para enfrentar situaciones de emergencias de energía, tanto a nivel regional como nacional.

Líneas de Acción y Metas

1. Fortaleceremos la institucionalidad del Ministerio de Energía

1.1. Fortaleceremos el despliegue territorial del Ministerio. Se enviará un proyecto de ley durante el año 2014 para que cada región tenga un **Secretario Regional Ministerial de Energía**. Hoy sólo existen seis SEREMIS para todo el territorio nacional.

1.2. Modernizaremos la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), de modo de contar con una organización que responda de mejor manera a los objetivos del país y permita acompañar el desarrollo de los nuevos energéticos y la Eficiencia Energética en materia de regulaciones de seguridad, calidad y fiscalización.

1.3. Seguiremos desarrollando el capital humano de la Comisión Nacional de Energía con el propósito de que pueda ejercer su rol de monitoreo y regulación de los mercados de hidrocarburos y eléctrico, conforme al mandato que la ley le asigna.

1.4. Conformaremos un Comité Consultivo como instancia formal y permanente para el diseño de las políticas del Ministerio de Energía. Será convocado por el Ministro de Energía y estará conformado por actores claves del sector público, privado, academia y sociedad civil. En el Comité habrá un número relevante de integrantes provenientes de las distintas regiones del país.

1.5. Hemos creado la nueva Unidad de Participación y Diálogo al interior del Ministerio de Energía. Tiene como objetivo fomentar y fortalecer el diálogo ciudadano en materias energéticas, atendiendo la inexistencia de un espacio para recoger las inquietudes y demandas ciudadanas.

1.6. Hemos creado la Unidad de Coordinación Regulatoria en la División Jurídica del Ministerio. Tiene como misión evacuar en el plazo máximo de 18 meses la totalidad de reglamentos que exige la ley eléctrica para su total implementación.

1.7. Fortaleceremos las distintas divisiones del Ministerio.

- > Se reforzará la **División de Prospectiva y Política Energética** con el fin de que implemente una Unidad de Estadísticas Energéticas y Seguimiento de Mercados.
- > Se profundizará el trabajo de la **División de Acceso y Equidad**, de manera que pueda llevar adelante las tareas que plantea esta agenda en conjunto con la SUBDERE y CONADI.
- > Se creará una **Unidad de Agregación de Demanda** en la División de Seguridad y Mercado Eléctrico, con el fin de desarrollar una capacidad negociadora para apoyar a Municipios y otros actores que requieren mejorar sus precios de energía.

2. Transformaremos a ENAP en un actor de la estrategia energética de Chile

2.1. Fortaleceremos a ENAP mejorando la seguridad operacional de la empresa.

- > Se fortalecerá el rol de ENAP como empresa de hidrocarburos en el país, profundizando su participación en la exploración y explotación de petróleo y gas natural, con un esfuerzo especial en la cuenca de Magallanes, en petróleo y gas no convencional. Asimismo, deberá impulsar la promoción de las otras cuencas del país para atraer la inversión de empresas internacionales.
- > Disminuiremos el índice de accidentabilidad. En 2018 se deberá alcanzar el nivel de empresas petroleras seguras a nivel mundial, estableciendo además una política de responsabilidad social corporativa que valore la acción de la empresa en las zonas donde opera.
- > Haremos que ENAP tenga un rol activo para la seguridad de suministro de combustibles líquidos y gas natural para el país. Se fortalecerá su logística relacionada al abastecimiento de combustibles del país e impulsaremos el desarrollo del gas natural en la matriz energética nacional (ver eje 2, medidas asociadas a GNL) y potenciaremos su capacidad de análisis y estudio para desarrollar y ejecutar proyectos estratégicos para atender las necesidades energéticas del país.
- > Desarrollaremos una discusión en el marco de la política energética de largo plazo, junto a los trabajadores de la empresa y demás actores clave, en relación a la institucionalidad de la empresa de

cara a los desafíos del futuro. Fruto de este trabajo, enviaremos a más tardar durante el primer trimestre del año 2016 un proyecto de ley para establecer el gobierno corporativo que le permita cumplir con el nuevo mandato, misión y ordenamiento establecido.

- > En el mismo proyecto de ley de gobierno corporativo de ENAP se estipulará la capitalización de la compañía, acción que mejorará su balance financiero y le permitirá emprender las inversiones que mejoren su eficiencia y resultados económicos. ENAP contará con el capital, financiamiento, recursos humanos y tecnología para cumplir su misión como la empresa energética pública del país.
- > Los nuevos proyectos que inicie ENAP deberán tener rentabilidad privada positiva, de modo de que éstos no destruyan valor a la compañía. En caso contrario, estos proyectos debieran contar con subsidio fiscal explícito y previamente definido (de acuerdo a criterios OCDE).
- > En la Región de Magallanes, si bien es un área de exploración estratégica, los nuevos proyectos se enfrentarán compartiendo el riesgo con privados y considerando la necesidad de revisar la política de precios existente en la región, con el objeto de evitar que la capitalización no se transforme en un subsidio encubierto y adicional al ya existente.

3. Elaboraremos una Política Energética de Estado con validación social, política y técnica:

3.1. Realizaremos un proceso de diálogo amplio sobre los temas clave que se desprenden de esta Agenda de Energía y que definen la planificación del sector:

- > **Horizonte de corto plazo (2025):** Se someterá a discusión las líneas de acción, en términos de los estándares, políticas y regulaciones que garanticen la factibilidad técnica y sustentabilidad de la matriz energética con un horizonte al año 2025.
- > **Horizonte de mediano y largo plazo:** se someterá a discusión aquellos aspectos estratégicos y tecnológicos que definen la matriz energética que como país impulsaremos hacia el año 2050, identificando horizontes de mediano plazo para las décadas anteriores.

El proceso de discusión convocará a los actores relevantes del sector público, la industria, academia, sociedad civil, a las regiones y a la ciudadanía en general, y tendrá como resultado final la “Política Energética” de largo plazo del país. Esta política identificará la matriz, los estándares, lineamientos y regulaciones necesarias para garantizar su sustentabilidad y factibilidad en los diferentes plazos señalados, así como los énfasis y planes de acción para aquellos aspectos estratégicos que la definen al año 2050.

El proceso de diálogo dará legitimidad a las definiciones que se adopten, lo que facilitará avanzar en las políticas concretas que el país requiere.

4. Potenciaremos el capital humano, la ciencia e innovación energética:

4.1 Plan de innovación en energía

- > Se incluirán nuevas funciones al actual Centro de Energías Renovables, transformándolo en el Centro Nacional de Fomento e Innovación en Energía Sustentable y fijando como objetivo el impulso de Programas de Innovación Estratégicos en Energía y promover las Energías Renovables, en conjunto con CORFO. Se implementarán, entre otros, programas de cooperación público-privada para desarrollar aplicaciones de generación distribuida y redes inteligentes integrando distintas tecnologías, así como un programa estratégico de innovación y desarrollo industrial en energía solar.

- > Convocaremos e involucraremos activamente a la Universidades para que aporten con una mirada holística e interdisciplinaria desde la ciencia a la discusión y solución al desafío energético. Ya estamos avanzando en acuerdos de trabajo con la Universidad de Chile, Pontificia Universidad Católica de Chile, Universidad de Concepción y la Universidad de Magallanes.
- > Impulsaremos el desarrollo de un “Cluster en Eficiencia Energética”, con empresas en que desarrollen soluciones focalizadas en aquellos segmentos de la cadena de valor donde exista el mayor impacto. Uno de los focos de atención será convertir a las ESCOs en proveedores de clase mundial.

4.2. Plan de fortalecimiento del capital humano en energía

- > Reactivaremos el programa de energía entre Conicyt y el Ministerio de Energía para la formación de capital humano avanzado, orientado a dar respuesta a las prioridades definidas por la política y necesidades del mercado.
- > Ampliaremos el Plan de Becas a Universidades extranjeras para estudios de post grado en áreas de energía de futuros profesionales del Ministerio de Energía.

4.3 Programa de I+D en energía solar

Estimularemos la innovación y el progreso industrial en energía solar, mediante la consolidación de los centros de investigación en energía solar ya en etapa de implementación en el país; la promoción de asociaciones entre la industria y centros de investigación, y; un cluster enfocado al desarrollo de proveedores de bienes y servicios.

5. Fortaleceremos el sistema para abordar situaciones de seguridad y emergencia energética con planificación a nivel regional y nacional

5.1 Se fortalecerá el trabajo preventivo y operativo en emergencias

- > En materia de ordenamiento sectorial, se configurará formalmente el Comité Operativo Sectorial de Emergencia (COSE), órgano informante y coordinador de las acciones sectoriales tempranas ante situaciones de emergencia, incorporando al sector privado.
- > A nivel regional, metropolitano y comunal, desarrollaremos programas de preparación y recuperación post-emergencia y manejo de crisis, basados en el análisis de escenarios de riesgo estructural ante distintos tipos de amenaza.
- > Estableceremos la obligación de incorporar tecnología e inversiones de respaldo de generación eléctrica a otros servicios básicos: Agua Potable, Estaciones de Servicio, Hospitales e Iluminación de Emergencia.
- > Incorporaremos tecnologías a los sistemas de transmisión y operación del sistema, que permita mejorar la capacidad de respuesta a contingencias severas.

6. Impulsaremos una mayor transparencia de la información energética para la ciudadanía y los actores del sector

6.1 Cuentas simples y claras de la electricidad y gas

Se desarrollará un plan de transparencia en la información de la boletas de cuentas eléctricas y gas. Será aplicable a partir del segundo semestre del año 2014.

6.2 Mejoraremos la transparencia, confiabilidad, recopilación y análisis estadístico de los datos relevantes del sector energético.

Aumentaremos los recursos humanos e informáticos en el Ministerio de Energía, la Comisión Nacional de Energía y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, fortaleciendo sus atribuciones para que la entrega de información por parte de las empresas y usuarios se realice de manera eficiente y oportuna.

6.3 El Ministerio de Energía recopilará y hará accesible la información relevante del sector energía.

- > Se mantendrá y actualizará un banco de datos de acceso público, con estadísticas e indicadores comunes a países de la OCDE.
- > Creación de un Portal de la Energía durante el año 2015, dirigido a la comunidad educativa, actores interesados y público general, que será la fuente oficial de información sobre el sector energético nacional.
- > Desarrollo de información en línea, con acceso vía web y teléfonos inteligentes, para información de precios para bencina y gas (año 2014) y electricidad (año 2015).

7. Generaremos un mayor compromiso del sector energía por el resguardo ambiental y social en las zonas de construcción y operación de los proyectos energéticos, así como en lo que respecta su implicancia a nivel global

7.1 Haremos uso del instrumento de Evaluación Ambiental Estratégica (EAE) para etapas previas al desarrollo de proyectos energéticos.

- > Usaremos la EAE en los procesos de gestión territorial que aplicaremos en el sector energético.
- > Aplicaremos la EAE a otros planes y políticas de carácter estratégico en el Ministerio. Durante los primeros dos años del Gobierno implementaremos al menos una experiencia piloto.

7.2 Apoyaremos al Ministerio de Medio Ambiente en el mejoramiento de la regulación ambiental que se aplica a los proyectos energéticos

- > Apoyaremos el desarrollo de normativas e instrumentos específicos para el sector, con el objeto de mejorar el comportamiento ambiental de los proyectos energéticos.
Una de las iniciativas en esta línea será la generación de antecedentes para normar la toma y descarga de las aguas de enfriamiento de termoeléctricas. En el caso de la hidroelectricidad uno de los temas a revisar es la oscilación intradiaria de caudales producto de la generación de punta.

7.3 Apoyaremos al Ministerio de Medio Ambiente en el mejoramiento de las condiciones mínimas para la evaluación y desempeño ambiental a través de:

- > El desarrollo de guías específicas o normativas atinentes a mejorar la calidad de la información de los proyectos energéticos que ingresan al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental

- > El desarrollo de guías de buenas prácticas para la identificación y gestión de riesgos e incertidumbres, así como la mitigación y compensación de impactos ambientales de proyectos energéticos en aquellos aspectos no normados.
- > Información sobre el desempeño ambiental, para lo cual desarrollaremos indicadores ambientales específicos y benchmarks internacionales y nacionales para la industria energética con el fin de medir su desempeño ambiental.

EJE 2: REDUCCIÓN DE LOS PRECIOS DE LA ENERGÍA, CON MAYOR COMPETENCIA, EFICIENCIA Y DIVERSIFICACIÓN EN EL MERCADO ENERGÉTICO

A lo largo de la última década hemos contado con altos costos marginales y precios de electricidad para clientes finales que no reflejan un desarrollo eficiente del sistema.

Diversos estudios apuntan que uno de los problemas del mercado eléctrico estaría asociado a la falta de competencia en el mercado de generación. En un reciente estudio encargado por la Fiscalía Nacional Económica, se indica que la competencia en el mercado de clientes libres es incluso más débil que la competencia en las licitaciones de suministro de clientes regulados. Dicho informe advierte que el alza de los precios ya está restando competitividad a la industria chilena y comienza a transmitirse paulatinamente a las familias. **En el SIC, las tres empresas más grandes de generación eléctrica y sus relacionadas, poseen más de un 76% de la capacidad instalada, mientras que en el SING alcanza el 98%.**

Chile se enfrenta al riesgo de adjudicar contratos para los hogares, pequeñas empresas y comercios (clientes regulados) que tendrán efectos por toda la próxima década, a precios muy por encima de los costos competitivos de largo plazo. De mantenerse la tendencia de los últimos procesos de licitación del año 2013, **el costo de la electricidad podría subir un 34% durante la próxima década respecto al año 2014. Por ello, uno de los objetivos planteados por este Gobierno es generar las condiciones para permitir y promover mayor competencia en el mercado eléctrico y así lograr precios razonables para los clientes libres y regulados.** Esto se hará a través de los procesos de licitación 2014-2015 de suministro para clientes regulados que representan cerca del 50% de la demanda de consumo eléctrico del SIC y SING. Estas licitaciones sentarán las bases de los precios de la próxima década. En ellas será fundamental la contribución de las energías hidroeléctricas y termoeléctricas para cumplir nuestros objetivos de reducción de precios, ya que estas fuentes de energía eléctrica constituirán un 80% de la matriz al año 2025.

Asegurar una mayor participación del GNL en la matriz energética nacional es otro elemento central para bajar los precios actuales de la electricidad. La infraestructura del país asociada a la recepción y regasificación de GNL (terminales), transporte de gas (gasoductos) y uso de gas en generación eléctrica (centrales) debe ser utilizada al máximo. En la práctica, hoy se tiene centrales a gas usando combustibles más caros (diésel) o funcionando parcialmente, con el consecuente aumento de precios en el mercado spot de generación eléctrica. Las empresas generadoras se han inhibido de celebrar contratos de suministro de GNL tipo “take or pay”, entre otras razones por el riesgo inherente de la hidrología sobre el precio marginal de la energía. Otro motivo serían los modelos de negocios de los dos terminales GNL, en relación a sus condiciones de acceso junto a la estructura de propiedad, donde participan empresas generadoras. Ello podría estar dificultando el acceso a los demás competidores al uso de los terminales en modalidad spot y sobre todo a disponer de capacidad reservada para uso permanente y nuevos proyectos de inversión, especialmente en generación.

Finalmente, debemos perfeccionar la regulación del mercado de distribución de gas por redes, que ha tenido un desarrollo importante en los últimos 20 años, alcanzando actualmente cerca de un millón de clientes y cubriendo casi el 25% de la población nacional. En este mercado, coexisten empresas concesionarias de servicio público de distribución de gas (dos tercios del mercado), sujetas a normas de calidad y continuidad de servicio, con empresas sin concesión que distribuyen gas licuado gasificado en condominios y edificios en condiciones regulatorias asimétricas respecto de las concesionarias. La regulación del mercado es mínima: las empresas pueden decidir libremente sus tarifas, con excepción de la concesionaria de la Región de Magallanes, y pese a que las concesiones de distribución no reconocen un derecho exclusivo de explotación, existirían barreras de salida una vez que el cliente residencial ha optado por un distribuidor, dificultándose de esta manera la competencia.

En el caso de las empresas concesionarias, el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (TDLC) puede ordenar la fijación tarifaria si se comprueba en un año calendario una rentabilidad excesiva según los parámetros

definidos en la ley. Sin embargo, el marco regulatorio posee un vacío legal desde hace 25 años en este sentido, al no existir norma legal que defina el procedimiento y metodología para efectuar esa eventual fijación tarifaria. Para las empresas distribuidoras no concesionarias se requiere algunas modificaciones legales puntuales que hagan extensible las normas de calidad y continuidad de servicio similares a las de las empresas concesionarias, mecanismo que faciliten el cambio de proveedor y otras disposiciones que transparenten el mercado. En todos estos casos, el cliente residencial/comercial depende casi exclusivamente de la regulación para resguardar sus derechos.

Líneas de Acción y Metas:

1. En materia de Licitaciones de Suministro para clientes regulados:

- 1.1. Rediseño de las Bases de Licitación de largo plazo:** Con el fin de mejorar la competencia de los procesos y disminuir un 25% los precios actuales de adjudicación, extenderemos los plazos de las licitaciones (ofertas e inicio de suministro) con el fin de permitir la participación de nuevos actores. Asimismo, incorporaremos la participación de las ERNC, rediseñando la estructura de los bloques de suministro.
- 1.2. Rediseño de las Bases de Licitación de corto plazo:** Con el propósito de asegurar el suministro contratado de clientes regulados, diseñaremos uno o más “productos de corto plazo”, que puedan ser atractivos para generadores que se encuentren en el mercado, en especial las ERNC. Este mecanismo debería minimizar el riesgo que existan suministros sin contrato y evitar que se proyecten al largo plazo los precios altos actuales.
- 1.3. Regulación de Suministro sin Contrato:** Esta situación de carácter excepcional no cuenta con un tratamiento explícito en la Ley. Por tal motivo, resulta de suma importancia definir quién asume los suministros y el precio de transacción en estos casos. Una correcta solución a este tema baja los riesgos para nuevos entrantes en el mercado de la generación.
- 1.4. Mejoramiento del poder de negociación de los “pequeños clientes libres”,** definidos como aquellos que tienen una capacidad instalada de hasta 10 MW. Se analizará una modificación legal que permita a estos clientes optar a la tarifa regulada o libre y se establecerá la figura de “comercialización de demanda”, que permita agregar demanda de los “pequeños clientes libres” para mejorar el poder de negociación.
- 1.5. Licitación de terrenos para proyectos de generación de interés público.** Conforme la política energética vaya definiendo una estructura de matriz de generación y se cuente con un ordenamiento territorial, se podría implementar nuevas licitaciones de terrenos fiscales para proyectos de generación que postulen a licitación de suministro para clientes regulados, en lugares donde previamente se haya desarrollado un proceso de participación comunitaria.
- 1.6. Cambios normativos al Reglamento de Licitaciones.** Se analizarán diversos cambios normativos, entre los que se podrían contemplar aumentos en el plazo de antelación de los procesos de licitación; flexibilidad en puntos de compra y referenciación de precios entre puntos de compra; Precio de Reserva, entre otros aspectos.

2. Promoveremos el uso de GNL en la generación eléctrica en reemplazo del diésel, junto con uso industrial y residencial.

2.1. Medidas con efecto en Corto Plazo (2015-2019) tendientes a maximizar el uso de la infraestructura de generación eléctrica actual y los terminales GNL:

- > **ENAP ofrecerá contrato gas natural y capacidad regasificación por 1,1 MM3 año a generadores eléctricos por 10 años.** El volumen ENAP alcanzaría para 66% de los requerimientos en base de central de 350 MW, esto es para 240 MW promedio anual o bien para la potencia máxima por 8 meses. El impacto en Costo Marginal, para un escenario de hidrología media, es una baja del 10% el 2015, y un promedio de 5% entre 2016 y 2019.
- > **Desarrollo de una Agenda de Autorregulación y dictación de Normas legales y reglamentarias para terminales existentes, tendientes a liberar capacidad (transitoria y/o permanentemente) que no está siendo utilizada y normas de transparencia informativa.** En Quintero, la capacidad de 15 MMm3/día está contratada 100% por los incumbentes, sin embargo se estima que quedarán disponibles 7,0 MMm3/día el año 2015. En Mejillones queda disponible en el terminal 2,0 MMm3/día al 2015 y cero al 2018.
- > Se analizará la conveniencia de desarrollar normas técnicas para adecuar los procedimientos de los CDEC para el despacho de centrales GNL y determinación de costo efectivo de contratos GNL “take or pay”.

2.2. Medidas con efecto en Mediano-Largo Plazo (2020 en adelante) que permitan aumentar la capacidad en GNL e instalar nuevas centrales de ciclo combinado a gas natural en la matriz energética, en lo posible mediante nuevos actores:

- > Se promoverá la **ampliación del terminal de Quintero a 20 MMm3/día**, junto con el ofrecimiento de nuevos contratos de GNL por 3 MMm3/día, lo que permitiría el funcionamiento de **2 ciclos combinados adicionales**.
- > Se impulsará la construcción **de un tercer terminal de GNL en el país, en la zona centro- sur**, para lo cual ENAP se involucrará en el desarrollo de un proyecto económicamente factible que lo materialice.

3. Medidas pro Eficiencia en Mercado de Distribución de Gas de Red

3.1. Se enviará en el primer trimestre del 2015 una propuesta legal para regular la fijación tarifaria del mercado de distribución de Gas de Red. Se resolverá el vacío legal para determinar las tarifas de gas de empresas concesionarias que superen el límite de rentabilidad máxima permitida mediante una metodología de tarificación a costo medio, en base a una empresa eficiente similar a otros servicios públicos, basado en estudios externos, con instancias de participación ciudadana y mecanismo arbitral de solución controversias.

3.2. Se enviará en el primer trimestre del 2015 una propuesta legal para realizar la fijación tarifaria del mercado de distribución de Gas de Red no concesionado. Desarrollará la figura de “permisos” que es ampliamente empleada en condominios y edificios privados; obligaciones de registro, calidad de servicio similares a las exigidas a las empresas concesionarias, transparencia informativa a regulador y usuarios, mecanismo de traspaso de propiedad de estanques que promueva competencia mediante posibilidad de cambio de proveedor resguardando las materias de seguridad, entre otras materias.

EJE 3: DESARROLLO DE RECURSOS ENERGÉTICOS PROPIOS

Chile es un país pobre en recursos fósiles en relación al resto de América Latina, a excepción de las reservas existentes en la zona de Magallanes que ENAP está explorando y explotando. No obstante, nuestro país posee recursos renovables en abundancia considerando el gran potencial hidroeléctrico que aún no ha sido plenamente aprovechado, las excepcionales condiciones de radiación solar especialmente en la zona norte del país, la disponibilidad de vientos en diversas locaciones geográficas, el enorme potencial geotérmico que existe a lo largo de la cordillera de los Andes y la oportunidad dada por la energía de las mareas, las corrientes y las olas a lo largo de sus costas. Un desafío para nuestro país consiste en un **uso adecuado, inteligente e innovador de su rica base de recursos renovables**.

De acuerdo a estudios encargados por el Ministerio de Energía, se estima que, en un escenario conservador, el potencial hidroeléctrico entre las cuencas del Aconcagua y Puelo superaría los 10.000 MW de capacidad. De acuerdo al informe de la Comisión Asesora del Desarrollo Eléctrico, existirían otros 6.000 MW adicionales en la Región de Aysén. Reconociendo este gran potencial hidroeléctrico del país, pero también la existencia de usos alternativos y la necesidad de protección del patrimonio natural y cultural, **se hace necesario llevar a cabo un proceso de planificación territorial energética para el desarrollo hidroeléctrico futuro**, en estrecha coordinación con el Ministerio de Obras Públicas y otros Ministerios de relevancia en el tema. Este proceso partirá desde un mapeo y análisis de cuencas, basado en criterios técnicos hidrológicos y geológicos, ambientales, económicos y socioculturales.

En materia de ERNC, Chile ha tomado definiciones claras en la materia. A partir del año 2010, el sistema eléctrico debe cumplir con una cuota de inyección de ERNC en sus sistemas eléctricos. Esta participación fue incrementada en el año 2013 por la Ley 20.698, que exige que, en el año 2025, un 20% de inyecciones provengan de medios ERNC para los contratos afectos a la ley. Hoy las ERNC son una realidad en Chile. Este año al menos 1.000 MW se incorporarán a nuestra matriz eléctrica, con una cartera diversificada de proyectos eólicos, fotovoltaicos, de biomasa y de pequeñas centrales hidroeléctricas, alcanzando hacia finales del año un 10% de la capacidad instalada. Además, han sido una fuente de diversificación de los actores que participan en el mercado eléctrico: cerca del 90% de los proyectos ERNC materializados desde 2007 corresponden a empresas no tradicionales en el sector.

Confiamos que la madurez que está alcanzando el sector en el país permitirá dar cumplimiento a lo establecido en la Ley 20/25. No obstante, las barreras que afectan la materialización de nuevos proyectos de generación también afectan a la expansión de las ERNC. Las acciones contempladas en esta Agenda relacionadas con la expansión de los sistemas de transmisión, mejorar la competencia, dar flexibilidad a la operación de los sistemas eléctricos y con la tramitación de permisos, entre otras, serán claves para aprovechar de manera social y económicamente eficiente el gran potencial ERNC con que el país cuenta.

Por su parte, la generación de energía orientada al autoconsumo es cada vez más viable en Chile. Considerando además que un eje transversal del programa de gobierno es enfrentar la inequidad, los instrumentos orientados al desarrollo de las ERNC para autoconsumo serán un foco de atención preferente de esta Agenda.

Al mismo tiempo, las ERNC representan una oportunidad para promover el acceso a una energía limpia y eficiente en las zonas extremas y aisladas. Hasta hoy persisten numerosas localidades en zonas extremas y aisladas, sin conexión a una red eléctrica, y cuyo suministro eléctrico depende críticamente de generadores a diésel, debiendo asumir un alto costo de la energía. Es necesario **fomentar el desarrollo de los recursos energéticos propios en estas zonas extremas y aisladas, mediante el uso de fuentes de energías renovables e introducción de mejores tecnologías reduciendo su dependencia al combustible diésel**.

Por otra parte, el masivo uso de la leña en nuestro país, que representa un 18% de nuestro consumo de energía secundaria, produce impactos sobre la contaminación y la salud de las personas, contribuyendo a que varias

ciudades de nuestro país hayan sido decretadas como zonas saturadas. Es un problema urgente y debe ser enfrentado con una mirada sistémica. Se requiere **mejorar la base de conocimientos respecto a la leña de modo de contar con información suficiente para avanzar y desarrollar una política dendroenergética.**

Líneas de Acción y Metas

1. Apoyaremos el desarrollo hidroeléctrico con criterios de sustentabilidad

- Se trabajará conjuntamente con el Ministerio de Obras Públicas (MOP) en el **fortalecimiento de la Dirección General de Aguas (DGA) en materias relacionadas con energía**, tales como información pública, permisos sectoriales, fiscalización y regulación, de modo de dar una respuesta adecuada al aumento de la demanda que tiene ese organismo, causada por el creciente desarrollo de proyectos hidroeléctricos, en especial de pequeñas centrales. Se mejorarán las capacidades institucionales de la DGA en materias de gestión y otorgamiento de nuevos derechos de aguas y traslados de los mismos, cuyo fin sea la producción hidroeléctrica, junto con agilizar la gestión administrativa del permiso sectorial establecido en el Artículo 294 del Código de Aguas; así como a la orientación y apoyo a las organizaciones de usuarios de agua con potencial de incluir centrales hidroeléctricas en sus obras de riego, para que cumplan los requisitos que les permitan optar a los beneficios para el desarrollo de "proyectos integrales de uso múltiple" establecidos en la última modificación de la Ley de Fomento al Riego.
- El Ministerio de Energía, junto a los ministerios de Obras Públicas y Medio Ambiente, identificarán en el segundo semestre de 2014 las principales barreras que impiden el aprovechamiento del potencial hidroeléctrico del país y, en particular, el desarrollo de los proyectos en el Plan de Obras de la Comisión Nacional de Energía de Abril 2014. Asimismo, propondrán los ajustes legales y reglamentarios para facilitar su aprovechamiento en coherencia con las propuestas, iniciativas y acciones de Ordenamiento Territorial formuladas más adelante.
- El Ministerio de Energía y DGA desarrollarán acciones conjuntas para mantener una plataforma de información actualizada y georeferenciada sobre los **derechos de aprovechamiento de aguas no consuntivos otorgados y en trámite para uso en hidroelectricidad en las cuencas prioritarias del SIC.**
- El Ministerio de Energía participará de la Mesa intersectorial sobre Recursos Hídricos, liderada por el MOP y el Delegado Presidencial para los Recursos Hídricos. Dicha mesa elaborará una **propuesta legislativa para el marco normativo que afecta a los derechos de uso de agua no consuntivos**, los cuales sustentan la generación hidroeléctrica.
- Avanzaremos en compatibilizar el almacenamiento, administración de agua de riego y la generación de hidroelectricidad en embalses de riego, promoviendo un mejor uso de los recursos hídricos de la zona centro sur. Analizaremos la viabilidad jurídica, administrativa y económica de implementar el esquema que actualmente desarrolla el MOP -a través de la DOH- para la **construcción de embalses de riego multipropósito**. Dicho esquema involucra ingresos adicionales al concesionario por la venta de energía mediante la construcción de centrales a pie de presa y menores subsidios para la construcción y operación del embalse, ajustándose su operación a los requerimientos de los regantes, dueños de los derechos consuntivos de agua.

2. Estimularemos la integración de las ERNC en cumplimiento a la Ley de Fomento de las ERNC (20/25).

2.1. Enfrentaremos las barreras que limitan una mayor participación de las ERNC en el mercado eléctrico

- En el desarrollo de las acciones contempladas en esta Agenda relacionadas con la expansión de los sistemas de transmisión, mejorar la competencia en el segmento de generación, dar flexibilidad a la operación de los sistemas eléctricos y en la tramitación de permisos, se tendrán siempre en consideración las particularidades de las ERNC.
- Reimpulsaremos los **instrumentos de apoyo a la pre inversión y de acceso a financiamiento** para proyectos ERNC orientados a generación integrada al mercado eléctrico, focalizándolos en proyectos que en esas etapas suelen tener más dificultades.

3. Promoveremos el desarrollo de un mercado ERNC de autoconsumo socialmente eficiente y transversal a todos los actores económicos

3.1. Promoción de los colectores solares térmicos:

- Durante el segundo semestre de este año, enviaremos al Congreso un proyecto de Ley para **renovar y perfeccionar la vigencia de la franquicia tributaria** para la instalación de sistemas solares térmicos para agua caliente sanitaria en viviendas nuevas, así como para asegurar su eficacia en el financiamiento en viviendas sociales. Esta medida complementa los subsidios para instalar esta tecnología en viviendas sociales ya existentes a través del Programa de Protección al Patrimonio Familiar del MINVU.
- Implementaremos un **subsidio para la instalación de sistemas solares térmicos en la reconstrucción** de las viviendas afectadas en las catástrofes recientes de Arica, Iquique y Valparaíso.

3.2. Promoción de energía fotovoltaica:

- Durante este año, daremos inicio al **Programa de Techos Solares Públicos**, que contribuirá a la maduración del mercado fotovoltaico orientado a autoconsumo. El programa se traducirá en una demanda por cuatro años de soluciones fotovoltaicas para edificios públicos, priorizados de manera de asegurar eficiencia en el uso de los recursos que el Estado invertirá, lo que será complementario a otras iniciativas con fines sociales o demostrativos.
- Durante 2015, implementaremos **mecanismos de apoyo al financiamiento de las empresas** que faciliten su acceso a las oportunidades que la **autogeneración de energía** les ofrece para reducir sus costos de suministro. Se diseñarán mecanismos especialmente orientados para la implementación de sistemas fotovoltaicos en micro y pequeñas empresas.
- Implementaremos sistemas de información y orientación que apoyen a las micro y pequeñas empresas y a la comunidad en general, en la evaluación de la viabilidad técnica y económica de aplicaciones fotovoltaicas.
- **Calama** será una ciudad prioritaria en la ejecución de las medidas anteriores, dado que sus excepcionales niveles de radiación solar aseguran un retorno adecuado de las inversiones que allí se realicen. Queremos estimular su transformación hacia una **“ciudad solar”**. Realizaremos las articulaciones necesarias para potenciar estas medidas con aquellas iniciativas públicas y privadas que estén propendiendo al desarrollo de la ciudad.
- Durante el presente año, crearemos en la Superintendencia de Electricidad y Combustibles una unidad especializada en la fiscalización y seguimiento de las alternativas de autogeneración térmica y eléctrica que estamos impulsando, de modo de asegurar la calidad de las soluciones que el mercado ofrezca. Esta medida se considera imprescindible para el éxito del desarrollo de un mercado aplicaciones de autoconsumo en consideración de las asimetrías existentes entre los actores que en él participan.

4. Promoveremos el desarrollo de la energía geotérmica para el desarrollo local

4.1. Durante el año 2015, enviaremos un Proyecto de Ley al Congreso para perfeccionar el sistema de **concesiones geotérmicas** con el fin de asegurar el cumplimiento de los programas de exploración comprometidos por los concesionarios en conformidad con la realidad de la industria geotérmica nacional, evitar la especulación con el desarrollo geotérmico en Chile, simplificar los procedimientos para la obtención de las concesiones para aplicaciones de energía geotérmica de baja entalpía orientadas al autoconsumo y para posibilitar la integración de las realidades y condicionantes territoriales vinculadas a comunidades locales y áreas protegidas con los derechos otorgados en las concesiones.

4.2. Implementaremos esquemas para reducir el riesgo en la perforación de pozos profundos en la etapa de **exploración geotérmica**. Además, estimularemos las articulaciones necesarias para el desarrollo de una oferta local especializada en perforación geotérmica, cuya ausencia se está traduciendo en elevados costos iniciales para esta industria en Chile.

4.3. Iniciaremos un **programa para el uso térmico directo de la energía geotérmica en aplicaciones de baja y mediana entalpía**. Como parte de este programa, se analizarán alternativas de costos y tecnologías eficientes, se estudiará su aplicabilidad a las actividades económicas y sociales locales, y su acercamiento a las comunidades mediante un programa de educación y difusión.

5. Desarrollaremos, en conjunto con las regiones y comunas, planes especiales para zonas extremas o aisladas

5.1. Reduciremos en un **50% las familias que en Chile que no tienen suministro eléctrico**. En conjunto con la Subsecretaría de Desarrollo Regional y el Ministerio de Desarrollo Social, desarrollaremos durante el período de Gobierno los proyectos de energía que se requieran para que al año 2018 hayamos cubierto a diez mil de los veinte mil hogares que aún no tienen suministro eléctrico, con un trabajo participativo en las soluciones que se implementen.

5.2. Aseguraremos que el **100% de las escuelas y postas públicas aisladas y rurales del país cuenten con suministro eléctrico permanente al año 2017**.

5.3. Desarrollaremos un programa de energías renovables para resolver los problemas de suministro eléctrico de comunidades indígenas a lo largo del país. Dicho proyecto contará con un proceso participativo especial de identificación de la solución más adecuada, tomando en consideración sus prioridades y cosmovisión.

5.4. Impulsaremos el desarrollo de un programa de sustitución de diésel.

Para mejorar el suministro energético de las familias que viven en el territorio insular que hoy se abastecen de energía a partir de diésel, se introducirán tecnologías de energías renovables para reducir el uso de este combustible para la generación eléctrica y de esa manera mejorar sus condiciones de vida.

5.5. Apoyaremos el desarrollo de una Política Energética para Aysén y una Política Energética para Magallanes.

Existen aspectos claves que deben ser abordados en este ámbito: mejorar normativas existentes que regulen los sistemas eléctricos de cada una de estas zonas, regular las tarifas del gas natural y plantear soluciones para la energía que se utiliza en transporte e industria.

Por ello, acompañaremos un proceso de discusión técnica y participativa en cada una de estas regiones, para la definición de una Política Energética de corto y largo plazo, que asegure un abastecimiento de

energía seguro, a precios razonables y con el máximo aprovechamiento de los recursos propios (energía eólica y mini hidráulica) y la Eficiencia Energética. Este proceso deberá articularse con el Gobierno Regional correspondiente, la Universidad de Magallanes, ENAP y todas las organizaciones que correspondan al lugar respectivo. De este proceso emanará una propuesta legislativa para el cambio del marco regulatorio que existe para los Sistemas Medianos en la Ley Eléctrica.

5.6. Subsidio al Gas en Magallanes

Se continuará con el mecanismo de aporte compensatorio fiscal al gas manteniendo la transferencia en los niveles actuales a la Empresa Nacional del Petróleo, ENAP, que corresponda por el menor valor que se obtiene por las ventas realizadas a la empresa distribuidora de gas de la Región de Magallanes y Antártica Chilena.

5.7. Proyecto de Gasificación de Carbón en Magallanes

Continuaremos con el trabajo ya iniciado por este Ministerio con la Universidad de Magallanes para que la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena puedan contar entre sus opciones energéticas, con un proyecto de gasificación de carbón para el suministro de gas de la población y para la generación eléctrica.

6. *Mejoraremos el uso de la Leña*

6.1. Crearemos la “Mesa de Calefacción y Leña”, a nivel nacional y regional, desde el Libertador Bernardo O’Higgins hasta Aysén.

El foco de estas mesas será desarrollar una Política Nacional y Regional sobre Calefacción y Uso de la Leña, en conjunto con el Ministerio del Medio Ambiente y los Gobiernos Regionales respectivos. Estas mesas deberán abordar aspectos de seguridad y el acceso equitativo a la calefacción, internalizando los impactos sociales, económicos y ambientales de la leña. Asimismo, se analizará la factibilidad social, técnica, económica y ambiental de promover otras tecnologías de calefacción, con énfasis en ciudades con problemas de contaminación.

6.2. Estudio sobre uso de Leña para mejorar la base de conocimientos respecto a la leña y otros dendroenergéticos, de modo de contar con información suficiente para la definición de políticas públicas.

En este sentido, mediremos el consumo nacional de leña y sus derivados; levantaremos información sobre la oferta de leña; revisaremos la experiencia internacional relevante en el manejo de la leña y; analizaremos la factibilidad social, técnica, económica y ambiental de promover otras tecnologías de calefacción.

EJE 4: CONECTIVIDAD PARA EL DESARROLLO ENERGÉTICO

La transmisión eléctrica de nuestro país representa la columna vertebral del desarrollo eléctrico. Una matriz de generación segura, diversificada, que asegure precios razonables y con sostenibilidad ambiental y social requiere de un sistema de transmisión funcional a estos objetivos.

Con anterioridad al año 2004, el sistema de transmisión de electricidad se desarrollaba por libre acuerdo entre un generador y la empresa transmisora, no existiendo una planificación del Estado en esta materia. En dicho año, la ley 19.940 (Ley Corta 1) reguló el mercado de la transmisión, incorporando el desarrollo de una “Planificación Sistémica” a través de un mecanismo donde el regulador, el propietario y los usuarios de la red, estudian «de manera conjunta» las futuras expansiones que se deben realizar. Desarrollado ese proceso, la Comisión Nacional de Energía y el Ministerio de Energía fijan las expansiones, pudiendo los actores del sistema controvertir dicha definición ante el Panel de Expertos.

A pesar de estas reformas, el sistema de transmisión troncal del Sistema Interconectado Central (SIC) ha mostrado fallas y restricciones que ponen en riesgo el abastecimiento de algunas zonas del país, como también encarece los precios finales de la electricidad. La expansión acotada de la transmisión, con criterios económicos de corto plazo, ha redundado en sistemas eléctricos que no permiten el aprovechamiento del potencial energético del país ni el traspaso de menores costos entre diversas zonas, constituyendo a la vez una barrera de entrada para nuevas empresas.

Por ello, en materia de transmisión se debe garantizar la optimización global y futura del sistema, lo que no siempre coincide con el interés particular de cada actor participante. La planificación desarrollada por la autoridad de manera vinculante debe permitir el desarrollo de proyectos de transmisión que generen un beneficio nacional que vaya más allá de la simple reducción de los costos operacionales de corto plazo del sistema, permitiendo la reducción de barreras de entrada, eliminando desacoples económicos entre distintas zonas del país y facilitando una mayor incorporación de las energías renovables que el país posee.

En este escenario, se deben impulsar nuevos criterios para la expansión del sistema, de forma de asegurar una transmisión robusta en el largo plazo, con revisiones periódicas de los planes de expansión y la promoción de proyectos de transmisión estratégicos con carácter vinculante para el país, que permita el aprovechamiento de polos de generación de acuerdo a la Política Energética y Ordenamiento Territorial del país. Asimismo, la actual metodología de remuneración y pago de las instalaciones de transmisión también requiere ser perfeccionada, de manera que asegure la eficiencia y seguridad del sistema, entregue señales adecuadas a la operación de corto y largo plazo; así como claridad de costos que faciliten la entrada al mercado eléctrico de nuevos actores.

De la misma manera, estimamos esencial la unión de nuestros mercados eléctricos del Norte Grande y la zona Central. La interconexión troncal entre los sistemas generará enormes ventajas, entre las que se encuentran un uso eficiente de infraestructura de generación y transmisión; la distribución de uso de reservas de operación entre los sistemas; la optimización del desarrollo conjunto de las obras de generación y transmisión; una mayor seguridad de abastecimiento de la demanda global, ante contingencias como atrasos o fallas de centrales, indisponibilidad de GNL o shock de precios; el fomento de la penetración de las tecnologías ERNC por el alto grado de complementariedad con las tecnologías convencionales entre los sistemas y; un mercado eléctrico unificado de mayor tamaño e intensificación de la competencia en los contratos de suministro, que se traduce en precios más competitivos tanto regulados como libres.

En el ámbito de la **conectividad internacional**, estamos insertos en una región rica en recursos energéticos fósiles, no obstante importamos gran parte de éstos desde países lejanos, con precios superiores a lo de la región, por lo que debemos explorar nuevas posibilidades de acuerdos de importación de energía con nuestros vecinos. Asimismo, dado nuestro enorme potencial de generación limpia a través de fuentes renovables no convencionales, no debemos descartar que en el mediano plazo estemos en condiciones de exportar energía,

por lo que se vislumbran importantes beneficios en avanzar hacia un mercado energético regional más integrado.

Líneas de Acción y Metas

1. Nuevo marco regulatorio para el transporte de energía (Transmisión troncal, Subtransmisión y Adicional):

1.1 Durante el año 2014 diseñaremos un proyecto de ley de transmisión para ser presentado en el primer semestre de 2015.

Para abordar dicha tarea, el Ministerio de Energía, en el marco del proceso de planificación de la Política Energética mencionado en el eje 1 de esta Agenda, ha convenido con la Pontificia Universidad Católica de Chile un acuerdo para que esta casa de estudios y la Comisión Nacional de Energía desarrollen en conjunto un proceso participativo, de carácter técnico, que arroje los cambios regulatorios que requiere el sistema de transmisión del país.

La agenda de trabajo incluye una profunda discusión sobre “El futuro de la Red de Transmisión”, donde se discutirán los nuevos paradigmas de la transmisión y subtransmisión; las Redes Inteligentes; la Reutilización de la red; y los criterios de planificación de largo plazo y Tarifación, tanto en lo referido al mecanismo de remuneración como de asignación de costos. Junto con ello, se definirán las principales dificultades y cambios que requiera el marco regulatorio del sistema de transmisión chileno, en materias tales como Planificación; Tarifación en un sistema interconectado; Seguridad y operación en un sistema interconectado; Acceso abierto y utilización de líneas adicionales; Desarrollo de Redes Transversales; Polos de generación y ERNC; Subtransmisión; e Interconexión regional.

2. Interconexión SIC-SING:

2.1 Contemplaremos en el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión troncal del período 2014-2015 la interconexión de los Sistemas SIC-SING. Sin perjuicio de lo señalado, de concretarse el desarrollo privado de una línea que interconecta los sistemas, se impulsará por el Gobierno la más pronta materialización de dicha línea.

3. Adecuación normativa de la operación de los Sistemas Interconectados para la incorporación eficiente y segura de las ERNC:

3.1 Emisión de norma técnica de la Comisión Nacional de Energía que dispondrá la adecuación de los esquemas operacionales del SING y SIC. El objetivo es dotarlos de mayor flexibilidad para la incorporación eficiente y segura de ERNC a los sistemas eléctricos. Entre las materias que se revisarán se encuentran los parámetros definidos para el despacho de centrales térmicas, el control automático de generación y el pronóstico de generación ERNC.

4. Reforma a los Centros de Despacho Económico y Carga (CDEC):

Se revisará la naturaleza jurídica y gobernanza de los CDECs, acorde con la nueva realidad de un sistema interconectado nacional que proyectamos y las mejores prácticas de países de la OCDE.

5. Fortalecimiento de la interconexión regional:

5.1 Elaboración de Plan Estratégico en materia de interconexión e integración regional

Durante este año diseñaremos un Plan Estratégico junto a Cancillería para delinear claramente la posición de Chile, de manera que las conversaciones en materia energética estén insertas dentro del diálogo y negociaciones globales entre las partes. Entre las principales líneas de trabajo en este ámbito están la interconexión eléctrica con Perú; mecanismos de intercambio eléctrico y gasífero con Argentina; la compraventa de energía con Ecuador; y la complementariedad regulatoria con los miembros del Sistema Interconectado Andino (SINEA).

EJE 5: UN SECTOR ENERGÉTICO EFICIENTE Y QUE GESTIONA EL CONSUMO

Los países industrializados hace más de 30 años pusieron su foco en promover la Eficiencia Energética (EE), como la fuente energética más limpia, económica y accesible. De acuerdo a datos de la Agencia Internacional de Energía (AIE), entre 1974 y 2010, la Eficiencia Energética fue la mayor fuente de energía en un subconjunto de 11 países de la AIE, habiéndose evitado el consumo de 32 millones de toneladas equivalentes de petróleo (Tep).

Dado el contexto reseñado de nuestro país en materia energética, constituye una prioridad asegurar que Chile no desperdicie la energía. Es el momento de dar un salto cuantitativo en el desarrollo de la EE, moviéndonos desde el actual modelo de generación de proyectos demostrativos hacia la **creación de un marco legal que convierta a la EE en una política de Estado de largo plazo.**

Considerando la madurez que ha adquirido este mercado, resulta fundamental que el país avance en los próximos cuatro años a una **fase de masificación de los proyectos de Eficiencia Energética**, con objetivos ambiciosos y cumplibles que promuevan un desarrollo sustentable de largo plazo. Estimamos que el conjunto de medidas contempladas en la Agenda nos permitirán, al año 2025, reducir el consumo energético del país en un 20% respecto al consumo esperado sin contemplar las medidas señaladas.

Líneas de Acción y Metas

1. Eficiencia Energética como política de Estado: Ley de Eficiencia Energética

Durante los años 2014 y 2015 diseñaremos un proyecto de ley para ser presentado al Parlamento. Para abordar dicha tarea, en el marco de la discusión participativa de la Política Energética de largo plazo señalado en el Eje 1, se ha diseñado un acuerdo con la Universidad de Chile para que de manera conjunta con el Ministerio de Energía, se efectúe un proceso participativo, de carácter técnico, que arroje los cambios regulatorios que requiere el consumo energético para aprovechar todo el potencial de EE que tiene el país.

El proyecto de Ley contemplará a lo menos tres componentes: (a) Eficiencia Energética en la Industria y Minería; (b) Eficiencia Energética para hogares, pequeñas industrias y comercios; (c) Eficiencia Energética en el sector público.

- a. **Eficiencia Energética en la Industria y Minería, privada y estatal:** las empresas con las mejores prácticas internacionales en gestión de la energía realizan anualmente auditorías energéticas y elaboran planes y metas de Eficiencia Energética. Para potenciar la competitividad de nuestras industrias y acercarlas a las mejores prácticas internacionales, se ha establecido que el primer componente de esta ley contemplará que los grandes consumidores de energía del país tengan un encargado de energía; desarrollen un sistema de gestión de la energía con auditorías energéticas, independientes, realizadas por consultoras especializadas y planes de mediano y largo plazo para la conservación de la energía; y el reporte y verificación de éstos por parte de la autoridad.
- b. **Eficiencia Energética para hogares, pequeñas industrias y comercios:** consiste en desacoplar los ingresos de las empresas de distribución de sus ventas de electricidad, y que éstas implementen programas de Eficiencia Energética en sus clientes.
- c. **Eficiencia Energética en el sector público y fuerzas armadas:** el sector público y las Fuerzas Armadas también deben realizar esfuerzos para consumir eficientemente la energía, por lo que deberán contar con un encargado de energía y dependiendo del tipo de instalaciones, también desarrollar sistemas y planes de gestión de energía y/o auditorías energéticas y su posterior implementación.

2. Introduciremos medidas para masificar el desarrollo de proyectos de Eficiencia Energética

2.1 Continuaremos con la ejecución del Plan de Acción de Eficiencia Energética al año 2020

Correspondiente a la actualización del Plan Nacional de Eficiencia Energética desarrollado durante el gobierno anterior de la Presidenta Bachelet.

2.2 Incorporaremos, en los próximos 12 meses, la definición de “cogeneración eficiente” a los reglamentos correspondientes

Respecto de la cogeneración eficiente, que corresponde a la generación de energía eléctrica y calor en un solo proceso de elevado rendimiento energético, incorporaremos en los próximos 12 meses la definición de “cogeneración eficiente” a los reglamentos correspondientes.

Además, durante el 2015 co-financiamos algunos proyectos piloto demostrativos de pequeña escala.

2.3 Nuevos etiquetados de Eficiencia Energética durante 2014 y 2015

- a. Durante este año generaremos etiquetas de Eficiencia Energética para cocinas, calefones, lavavajillas, lavadoras y calefactores a leña, que serán de uso obligatorio a contar del primer semestre del 2015.
- b. El próximo año incorporaremos los televisores “encendidos” y secadoras, además de realizar estudios para evaluar nuevos etiquetados a desarrollar en los próximos años. Respecto a los Estándares Mínimos de Eficiencia Energética, la resolución que fija el estándar para refrigeradores será publicada este año, para empezar a regir el 2015; y la de motores eléctricos saldrá a continuación, para hacerse efectiva antes del término de este Gobierno.

3. Vivienda y construcción

3.1 Subsidio para acondicionamiento térmico a viviendas existentes

Respecto a los programas de subsidio, el Ministerio de la Vivienda y Urbanismo (MINVU) entregará anualmente al menos el equivalente a UF 1.000.000, en subsidio de acondicionamiento térmico a vivienda existente.

3.2 Edificios públicos y viviendas eficientes

En el ámbito de la infraestructura pública fortaleceremos y profundizaremos el programa de ahorro en edificios públicos y en edificios de las fuerzas armadas, y aceleraremos la intervención de **establecimientos de salud** para cubrir, en los próximos cuatro años, el 100% de las instalaciones de alta complejidad identificadas, lo que implica multiplicar diez veces los esfuerzos actuales.

Avanzaremos, junto al MINVU, en la modificación de la Ordenanza General de Urbanismo y Construcciones (OGUC), en el área de habitabilidad, en especial a través de la incorporación de la nueva norma técnica, en consulta pública, que incrementa las exigencias térmicas actuales de las viviendas y agregando otros requisitos, haciendo extensibles estos requerimientos a edificaciones educacionales y asistenciales. Se estima que esta propuesta mejorará la eficiencia en las construcciones en un 30% respecto de la normativa actual.

4. Apoyaremos la gestión energética de las municipalidades, con énfasis en el alumbrado público

4.1 Durante este gobierno recambiaremos 200.000 luminarias de alumbrado público, con énfasis en aquellas que utilicen tecnologías más ineficientes

En conjunto con SUBDERE y los Gobiernos Regionales, desarrollaremos un gran esfuerzo a lo largo del país para modernizar el alumbrado público de las comunas que aún no han invertido en Eficiencia Energética y ahorro en sus cuentas de la luz.

4.2 Nuevos reglamentos de alumbrado público

- a. Publicaremos durante este año el reglamento de alumbrado público para vías de tránsito vehicular, y lanzaremos un programa que incluya la elaboración de guías, manuales, especificaciones técnicas, aspectos de evaluación técnica de las ofertas, etc.
- b. Además, estamos levantando un catastro de alumbrado público a nivel nacional para contar con la información necesaria para que las municipalidades, con apoyo de fondos públicos, puedan modernizar sus sistemas de alumbrado.
- c. Adicionalmente, se está preparando un reglamento para vías de tránsito y espacios peatonales, tales como paseos, plazas, parques, etc. Lo anterior se hace necesario ya que hoy no existe una normativa específica, aplicándose normas de la década del '70. Se espera enviar el reglamento a la Contraloría durante los próximos 12 meses.

4.3 Apoyo a municipios en planes de gestión de la energía y asesoría en la determinación de las opciones tarifarias más convenientes.

5. Campañas masivas y programas educacionales en Eficiencia Energética (EE)

5.1. Realizaremos desde junio de este año una campaña de EE que dará énfasis a los beneficios concretos que la EE genera tanto para las familias como a la sociedad en su conjunto.

5.2. En los siguientes años continuaremos con campañas masivas para educar a la ciudadanía sobre cómo hacer un buen uso de la energía.

5.3. Aumentaremos la cobertura de la implementación de un programa educativo de Eficiencia Energética.

Estará adecuado a cada nivel de enseñanza formal, que va desde párvulos hasta IV medio, incluyendo la formación técnico-profesional, asesorías para el desarrollo de las actividades en aula, capacitación, la creación y entrega de recursos educativos alineados curricularmente, e incentivos y monitoreo en la implementación de medidas de gestión de la EE en cada establecimiento educacional.

EJE 6: IMPULSO A LA INVERSIÓN EN INFRAESTRUCTURA ENERGÉTICA

El cumplimiento de los objetivos que propone esta Agenda requiere la dinamización de las inversiones del sector energético, en especial en materia de generación y transmisión eléctrica. Como Gobierno, tenemos la firme voluntad de promover las inversiones proyectadas en el sector, como así también la incorporación de nuevos actores. Necesitamos avanzar hacia un suministro con menores precios para nuestros hogares e industrias, más confiable y sostenible. Sin desarrollo energético no lograremos avanzar en equidad social ni desarrollo productivo.

No da lo mismo el ritmo con que se avanza en materia de inversiones en el sector eléctrico. Menos inversión genera más concentración, precios más altos y grandes rentabilidades para los actores del mercado, las que son pagadas por todos los chilenos y chilenas. Es un imperativo social y económico desarrollar una agenda que nos ponga al día en el desarrollo de la infraestructura eléctrica que el país requiere, y que avance hacia los objetivos que nos hemos planteado en esta agenda en materia de precios e introducción de energías limpias y propias.

Esta agenda propone entregar una señal nítida a todos los actores del compromiso del Gobierno para impulsar las inversiones en materia energética. Esto implica un monitoreo permanente sobre las estrategias de crecimiento y desarrollo de las principales empresas del sector; el estado de avance de los proyectos de Generación y Transmisión declarados “*en construcción*” de acuerdo al Plan de Obras que prepara semestralmente la Comisión Nacional de Energía, y el desarrollo de iniciativas que aseguren la máxima eficiencia y eficacia en el proceso de materialización de las inversiones.

Asimismo, creemos necesario asegurar el desarrollo de estrategias de asociatividad entre el desarrollo local y el desarrollo energético nacional, conforme a criterios de participación, inclusión social y trabajo de largo plazo.

Líneas de Acción y Metas

1. Desarrollo de capacidades para el seguimiento y gestión de proyectos energéticos

1.1 Crearemos la Unidad de Gestión de Proyectos en el Ministerio de Energía con las siguientes funciones:

- Monitoreo de la estrategia de crecimiento y los planes de inversión de las principales empresas del sector.
- Monitoreo de los proyectos de inversión energéticos declarados “*en construcción*” (ver Anexo 6 Plan de Obras a Abril 2014).
- Monitoreo de los procesos de tramitación de los permisos sectoriales de proyectos de inversión; identificación de cuellos de botella administrativos y desarrollo de acciones de coordinación intersectorial para el avance de la agenda de inversiones.
- Identificación temprana de posibles problemas en la implementación de regulación aplicable al sector.

El desarrollo de capacidades en el Ministerio de Energía para el seguimiento de proyectos energéticos no modificará ni sustituirá la obligación de los titulares de los proyectos respecto del proceso de ingreso y tramitación en el marco del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), ni tampoco las obligaciones relativas al cumplimiento de las Resoluciones de Calificación Ambiental (RCA) correspondientes.

2. Licitación de Terrenos Fiscales

2.1 Procesos de licitación de terrenos fiscales 2013

En los días pasados se finalizó el proceso de firma de los decretos de concesión que fueron licitados por el Ministerio de Bienes Nacionales durante el 2013 para emplazamiento de centrales de generación eléctrica.

Adicionalmente, proponemos complementar dicho proceso con la incorporación voluntaria de una instancia de Participación Ciudadana Temprana, que considera el acompañamiento del Ministerio de Medio Ambiente, Ministerio de Bienes Nacionales y Ministerio de Energía como coordinadores y colaboradores del proceso.

Dicho proceso participativo se realizaría de acuerdo al marco establecido en la “Guía para la Participación Anticipada de la Comunidad en proyectos que se presentan al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental”.

2.2 Realizaremos nuevos procesos de licitación/concesión de terrenos fiscales durante 2015

Avanzaremos conjuntamente con el Ministerio de Bienes Nacionales, a través del Convenio Interministerial, para definir lugares en que se podrán realizar nuevas licitaciones para proyectos de generación eléctrica, teniendo especial consideración los proyectos de Energías Renovables, acordes con la planificación de la matriz que hemos proyectado al año 2025.

En dichas licitaciones impulsaremos un desarrollo condicionado de las concesiones de terrenos fiscales, integrando procesos de Evaluación Ambiental Estratégica y Participación Temprana que permitan abordar orientaciones sobre temas tales como: selección de sitios a licitar, escala, dinámicas locales, mano de obra, tecnologías, entre otros.

3. Apoyaremos el desarrollo sustentable de proyectos de generación de base termoeléctricos que den energía segura y económica al país.

El Ministerio de Energía apoyará, mediante la Unidad de Gestión de Proyectos y la Unidad de Diálogo y Participación, la materialización de todos los proyectos que se encuentren en el Plan de Obras de la CNE, siempre que cumplan con todas las normativas y estándares ambientales, en especial las normas relativas a emisiones máximas que dispone el D.S. 13/2011, del Ministerio de Medio Ambiente. De esta manera, las nuevas plantas de generación, cumpliendo estas obligaciones ambientales, serán un aporte al desarrollo energético del país.

4. Incorporación de la Asociatividad Local en el desarrollo de proyectos energéticos:

El desarrollo energético es útil para todo el país y queremos asegurar que los municipios y comunidades se sientan partícipes del progreso social y de los beneficios asociados a estos proyectos, que deben materializarse en estrategias de desarrollo local de largo plazo.

4.1 Se estudiarán y definirán mecanismos para que la comunidad reciba parte de los beneficios de los proyectos energéticos que se instalen en su territorio. Dichos mecanismos serán analizados en el marco de la Comisión Asesora Presidencial para la Descentralización y el Desarrollo Regional.

EJE 7: PARTICIPACIÓN CIUDADANA Y ORDENAMIENTO TERRITORIAL

Los conflictos territoriales, ambientales y sociales que enfrentan los proyectos energéticos son un hecho tangible. El nuevo contexto de nuestro país, marcado por un creciente y positivo empoderamiento de los ciudadanos, nos llama a desarrollar un diálogo más profundo con la sociedad en relación a los usos del territorio y a la planificación energética.

Los actuales instrumentos de ordenamiento territorial se encuentran fragmentados en múltiples documentos - desde leyes hasta planos, pasando por estrategias, zonas protegidas, entre otros-, operando a diversas escalas territoriales y administrativas. Esta multiplicidad de instrumentos lleva en algunos casos a contradicciones y conflictos de competencia por el territorio, que dificultan su aplicación, generan incertidumbre en los distintos actores y complejizan las decisiones e inversiones que se quieran llevar adelante.

Chile necesita una normativa de Ordenamiento Territorial consistente, clara y legitimada por la ciudadanía. Sólo así haremos un uso del territorio que permita el desarrollo de Chile, donde las actividades productivas puedan dinamizar las regiones y las personas puedan vivir y surgir.

El tema del Ordenamiento Territorial va más allá de esta Agenda de Energía. Como gobierno, avanzaremos en un gran diálogo intersectorial encabezado por el Ministerio del Interior y con una activa participación de los ministerios de Economía, Medio Ambiente, Bienes Nacionales, Agricultura, Vivienda, Obras Públicas, Minería, Hacienda y Energía. Dicho diálogo tendrá por objetivo establecer reglas unívocas para un aprovechamiento eficiente, sustentable y socialmente responsable de los distintos territorios que componen nuestro país. La convergencia de las distintas normativas de Ordenamiento Territorial permitirá proteger de mejor forma el medio ambiente, al tiempo que fomentar la participación de los distintos grupos ciudadanos en el desarrollo local, regional y nacional. Es una oportunidad para una apropiación realmente democrática del territorio y para resolver conflictos de interés respecto a usos potenciales de éste.

Estamos convencidos que un desarrollo energético inclusivo debe realizarse en forma alineada con las comunidades receptoras. Para ello es fundamental conocer las potencialidades, visiones y orientaciones actuales del territorio. Asimismo se deben generar espacios de participación que involucren a la comunidad en el ordenamiento, planificación y desarrollo de las estrategias de desarrollo energético, de forma que aseguren la validación social. Un sustento para la certeza social y de las inversiones privadas es lograr **un Ordenamiento Territorial Energético Regional**, que identifique de manera indicativa la aptitud de zonas para la instalación de proyectos para cada tipo de tecnología, bajo estrictas normas y estándares ambientales y que se valide con Evaluación Ambiental Estratégica.

Junto con lo anterior, es necesario el impulso de las mejores prácticas de trabajo asociativo y participativo entre las empresas y la comunidad, con el objeto que las comunidades valoren y validen los proyectos.

Desde una mirada de **educación y cambio cultural**, buscaremos aportar a la construcción de un saber público sobre los temas energéticos, que permita a las personas participar de un debate abierto e informado en el marco de la política energética de largo plazo, que nos lleve a mirar más allá de la contingencia actual de los proyectos.

Líneas de Acción y Metas

1. Agenda de Ordenamiento Territorial para la hidroelectricidad

En conjunto con el Ministerio de Obras Públicas, Ministerio de Economía, Ministerio de Medio Ambiente y el Delegado Presidencial de Recursos Hídricos, elaboraremos una agenda de hidroelectricidad con las siguientes orientaciones:

- Efectuaremos durante el período de Gobierno un proceso de mapeo y análisis global de las cuencas del país, basado en criterios técnicos hidrológicos, geológicos, ambientales, económicos y socioculturales.
- Al año 2015, habremos definido una zonificación detallada de seis cuencas priorizadas. Para esto se llevará a cabo un proceso participativo y se encargarán los estudios necesarios.
- Dado que este es un proceso que puede tomar un tiempo extendido, los proyectos hidroeléctricos en distintas fases de tramitación que se estén efectuando, no serán afectados de manera vinculante por este proceso. Es decir, las eventuales modificaciones regulatorias que emanen de este proceso no serán en ningún caso retroactivas.

2. Avanzaremos en un Ordenamiento Territorial integral con foco en eficiencia y sustentabilidad

2.1. Fomentaremos la coordinación interministerial para el Ordenamiento Territorial

- Participaremos de la Mesa Interministerial de Ordenamiento Territorial, integrando la mirada particular del desarrollo energético.
- Levantaremos y trabajaremos la componente energética en Instrumentos de Planificación Territorial en el país.

2.2. Desplegaremos esfuerzos regionales para el Ordenamiento Territorial Energético

- Estableceremos un instrumento específico para el Ordenamiento Territorial Energético a nivel regional. Este instrumento se elaborará en 2014, de manera conjunta con el Ministerio del Interior y Medio Ambiente con el propósito de contribuir rápidamente a las certezas que requiere el avance de proyectos que forman parte del desarrollo de mediano plazo en el sistema. Este instrumento deberá equilibrar la visión regional con los lineamientos de política energética nacional.
- Comenzaremos con la implementación de tres experiencias piloto durante el 2014 para el diseño y ajuste del instrumento, para luego avanzar en cada una de las regiones del país. El instrumento y su contenido en cada una de las regiones retroalimentan los Planes Regionales de Ordenamiento Territorial, así como los instrumentos normativos de ordenamiento territorial.
- Crearemos Comisiones Regionales de Desarrollo Energético para acompañar el desarrollo de la política energética nacional y los procesos de gestión y ordenamiento regional.

3. Diseño de estándares e institucionalidad para el desarrollo participativo de proyectos.

3.1. Diseño de estándares participativos de desarrollo energético. Crearemos una mesa de trabajo multisectorial para diseñar, en el plazo de un año, estándares participativos de desarrollo de proyectos, donde se considerará la incorporación de conceptos de participación previa, solución de conflictos, grado de vinculación de la participación, promoción de las mejores prácticas y prevención de aquellas que sean malas.

3.2. Implementaremos un programa piloto de articulación social de proyectos.

- Lanzaremos un programa piloto de articulación social en proyectos que estén sujetos a situaciones de conflicto, con el objeto de generar espacios propicios de conversación en los que las partes puedan encontrarse en ambientes caracterizados por el equilibrio de la información y el respeto mutuo, toda vez

que las iniciativas respondan a los objetivos planteados por la Política Energética. Lo anterior se realizará en la medida que las partes estén de acuerdo con que el Ministerio tome un rol mediador y/o articulador del diálogo.

- La experiencia que resulte de las prácticas anteriormente señaladas servirá como insumo para el potencial desarrollo de una política pública para promover el diálogo y la mediación de conflictos en el sector energético.

3.3. Educación y sensibilización hacia un cambio cultural sobre la energía

- Implementaremos un portal educativo de energía al que tengan acceso los docentes de nuestro país y desarrollaremos, en alianza con el Ministerio de Educación, una estrategia de incorporación de la energía en el currículo educativo.
- Desarrollaremos actividades de posicionamiento de la energía en el corto plazo a través de campañas, acciones en recintos educacionales, entre otros.
- Promoveremos la incorporación de criterios de Eficiencia Energética y el uso de Energías Renovables No Convencionales en establecimientos de educación pública a nivel nacional, de manera que se transformen en elementos experienciales de educación.

Agenda de Energía

ANEXOS

Ministerio de Energía

ÍNDICE

ANEXO 1: Agenda Legislativa del Ministerio de Energía.....	33
ANEXO 2: Agenda de Reglamentos Pendientes	34
ANEXO 3: Diagnóstico Matriz Eléctrica SIC-SING. Situación Actual y Futura	35
ANEXO 4: Costos y Precios del Sistema Eléctrico	45
ANEXO 5: Proyección Futura del Sistema Eléctrico	49
ANEXO 6: Plan de Obras a Abril 2014	57
ANEXO 7: Proyección de Demanda de Energía período 2014-2025.....	59

ANEXO 1: AGENDA LEGISLATIVA DEL MINISTERIO DE ENERGÍA

Esta Agenda de Energía contempla una serie de iniciativas legislativas para materializar los objetivos propuestos, presentándose a continuación el tema y la fecha inicial de presentación:

1. Materia: **Modificaciones al Marco Legal para las Licitaciones de Suministro de Electricidad para clientes regulados.**
 - > Fecha de Presentación: Tercer Trimestre 2014.
2. Materia: **Creación de nueve SEREMIS de Energía en las regiones del país donde hoy no existen.**
 - > Fecha de Presentación: Tercer Trimestre 2014.
3. Materia: **Renovación Franquicia Tributaria Colectores Solares (Ley Nº 20.365)**
 - > Fecha de Presentación: Tercer Trimestre 2014
4. Materia: ***“Incentivos de promoción del desarrollo local asociado a proyectos energéticos”***
 - > Fecha de Presentación: A definir fecha del 2014 con Ministerio del Interior y Seguridad Pública y la Comisión Asesora Presidencial para la Descentralización y el Desarrollo Regional.
5. Materia: **Aumento de Eficiencia en Mercado de Distribución de Gas de Red**
 - > Fecha de Presentación: Primer Trimestre 2015.
6. Materia: **Modificaciones al marco legal de los sistemas de transmisión eléctrica**
 - > Fecha de Presentación: Segundo Trimestre de 2015.
7. Materia: **Ley de Eficiencia Energética**
 - > Fecha de Presentación: Cuarto Trimestre de 2015.
8. Materia: **Ley de Impulso a la Geotermia**
 - > Fecha de Presentación: Cuarto Trimestre de 2015.
9. Materia: **Modificación Ley Orgánica ENAP (Gobierno Corporativo y Capitalización)**
 - > Fecha de Presentación: A más tardar, durante el primer Trimestre 2016.
10. Materia: **Modernización y Fortalecimiento de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)**
 - > Fecha de Presentación: Primer Trimestre 2016.
11. Materia: **Cambio al marco regulatorio de los Sistemas Medianos de Magallanes y Aysén.**
 - > Fecha de Presentación: Primer Trimestre de 2016.

ANEXO 2: AGENDA DE REGLAMENTOS PENDIENTES

1. **Modificación Reglamento Ley Eléctrica en materia de Concesiones**
 - > Reingreso a Contraloría Segundo Trimestre 2014
2. **Reglamento Comisiones Tasadoras**
 - > Ingreso a Contraloría Segundo Trimestre 2014
3. **Modificación Reglamento Licitaciones**
 - > Reingreso a Contraloría Segundo Trimestre 2014.
4. **Reglamento Seguridad GLP**
 - > Reingreso a Contraloría Segundo Trimestre 2014.
5. **Reglamento Alumbrado Público Vehicular**
 - > Reingreso a Contraloría Segundo Trimestre 2014.
6. **Reglamento Ley N° 20.571 (NetMetering)**
 - > Reingreso a Contraloría Segundo Trimestre 2014.
7. **Reglamento Ley N° 20.698 (20/25)**
 - > Reingreso a Contraloría Segundo Trimestre 2014.
8. **Modificación Reglamento Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD)**
 - > Reingreso a Contraloría Tercer Trimestre 2014.
9. **Reglamento Subtransmisión**
 - > Reingreso a Contraloría Tercer Trimestre 2014.
10. **Reglamento Transmisión Adicional**
 - > Reingreso a Contraloría Cuarto Trimestre 2014.
11. **Reglamento otros medios ERNC (art 225 aa) 7)**
 - > Ingreso a Contraloría Primer Trimestre 2015.
12. **Modificación Reglamento Sistemas Medianos**
 - > Ingreso a Contraloría Primer Trimestre 2015.
13. **Reglamento Alumbrado Público Peatonal**
 - > Ingreso a Contraloría Segundo Trimestre 2015.
14. **Reglamento Transmisión Troncal**
 - > Ingreso a Contraloría Tercer Trimestre 2015.

ANEXO 3: Diagnóstico Matriz Eléctrica SIC-SING. Situación Actual y Futura

El presente documento entrega un panorama de la situación actual y futura de los sistemas interconectados de Chile (sistemas eléctricos de capacidad instalada superior a 200 MW), específicamente el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC). La información utilizada para elaborar este documento proviene básicamente de dos fuentes. La primera de ellas es la Comisión Nacional de Energía (CNE), con los datos emanados de los propios Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC) de cada sistema.

La segunda es la información contenida en los procesos de fijación de precios de nudo de corto plazo que elaboró la CNE en abril de 2014, donde se encuentra la visión de largo plazo en cuanto al equilibrio oferta y demanda, junto a una posibilidad de desarrollo de la matriz de generación eléctrica hasta inicios del 2025.

Situación Actual:

El desarrollo de la matriz de generación eléctrica de los sistemas interconectados chilenos SING y SIC es el resultado de las decisiones de inversión privadas, como respuesta tanto a las señales regulatorias como a las situaciones de mercados que se han suscitado en los últimos años. También no se debe olvidar la decidida participación que ha tenido el Estado de Chile a través de ENAP y Codelco en el desarrollo de los terminales de regasificación de Quintero y Mejillones.

a. Potencia instalada por Tecnología a diciembre de 2013:

SIC:

La capacidad instalada del Sistema Interconectado Central radica el 90% de la población nacional. De acuerdo a lo informado por los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC) a la Comisión Nacional de Energía, la capacidad instalada a diciembre de 2013 es la que se muestra a continuación:

Capacidad Instalada SIC, Diciembre 2013		
TIPO DE TECNOLOGÍA	POTENCIA NETA TOTAL	
	MW	%
Hidráulica Embalse	3.393,4	24,5%
Gas Natural	2.560,7	18,5%
Petróleo Diesel	2.335,1	16,9%
Hidráulica Pasada	2.299,6	16,6%
Carbón	1.608,6	11,6%
Carbón - Petcoke	561,9	4,1%
Biomasa	306,8	2,2%
Eólica	292,7	2,1%
Mini Hidráulica Pasada	280,7	2,0%
Biomasa-Petróleo N°6	88,0	0,6%
Petcoke	63,0	0,5%
BioGas	27,3	0,2%
Solar	8,4	0,1%
Fuel Oil Nro. 6	0,0	0,0%
Geotermia	0,0	0,0%
Otros	0,0	0,0%
Potencia Total Instalada	13.826,4	100,0%

Fuente: CNE.

Este sistema eléctrico es fundamentalmente hidro-térmico, con una componente hidroeléctrica que supera el 40% y una de termoeléctrica eficiente (carbón-gas natural) que se empina por sobre el 33%. Asimismo, la capacidad instalada refleja un importante componente de termoeléctricas destinadas a aportar en la hora punta del sistema o en situaciones de escasez hídrica. Específicamente las unidades que funcionan con petróleo diésel hoy son el 17% de la capacidad instalada. El 10 % restante incluye una creciente componente de Energía Renovable no Convencional.

SING:

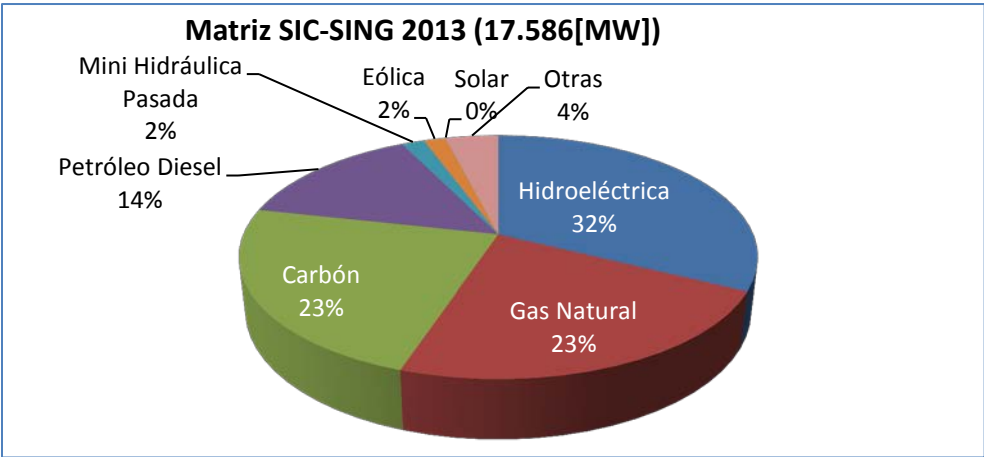
En el Sistema Interconectado del Norte Grande radica el 8% de la población nacional. De acuerdo a lo informado por los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC) a la Comisión Nacional de Energía, la capacidad instalada a diciembre de 2013 es la que se muestra a continuación:

Capacidad Instalada SING, Diciembre 2013		
TIPO DE TECNOLOGÍA	POTENCIA NETA TOTAL	
	MW	%
Hidráulica Embalse	-	-
Gas Natural	1.441,2	38,3%
Petróleo Diesel	174,2	4,6%
Hidráulica Pasada	-	-
Carbón	1.932,6	51,4%
Carbón – Petcoke	-	-
Biomasa	-	-
Eólica	-	-
Mini Hidráulica Pasada	14,9	0,4%
Biomasa-Petróleo N°6	-	-
Petcoke	-	-
BioGas	-	-
Solar	1,4	0,0%
Fuel Oil Nro. 6	177,6	4,7%
Geotermia	-	-
Otros	17,5	0,5%
Potencia Total Instalada	3.759,4	100,0%

Fuente: CNE.

Este sistema eléctrico es esencialmente térmico, con una componente hidroeléctrica mínima, que no supera el 1%, y una termoeléctrica eficiente (carbón-gas natural) que se acerca al 90%. No obstante, este sistema se ve afectado por eventuales alzas en los costos marginales por la falta de GNL y quema de diesel o GNL “caro” en los centrales duales existentes. La penetración de ERNC se está recién iniciando a pesar del alto potencial existente en las zonas geográficas que ocupa el SING.

En términos gráficos la composición conjunta de la matriz de capacidad instalada SIC-SING a diciembre de 2013 es la siguiente:



Fuente: CNE.

b. Potencia instalada por tecnología enero-marzo 2014

Este sistema eléctrico es esencialmente térmico, con una componente hidroeléctrica mínima, que no supera el 1%, y una termoeléctrica eficiente (carbón-gas natural) que se acerca al 90%. No obstante, este sistema se ve afectado por eventuales alzas en los costos marginales por la falta de GNL y quema de diesel o GNL “caro” en los centrales duales existentes. La penetración de ERNC se está recién iniciando a pesar del alto potencial existente en las zonas geográficas que ocupa el SING.

SIC:

La capacidad instalada del Sistema Interconectado Central se incrementó durante Enero-Marzo 2014 por el ingreso de la central hidroeléctrica Angostura y centrales de biomasa y eólicas.

Capacidad Instalada Adicional al SIC, periodo Enero-Marzo 2014		
TIPO DE TECNOLOGÍA	POTENCIA NETA TOTAL	
	MW	%
Hidráulica Embalse	315,9	78,94%
Gas Natural	-	-
Petróleo Diesel	-	-
Hidráulica Pasada	-	-
Carbón	-	-
Carbón – Petcoke	-	-
Biomasa	35,6	8,90%
Eólica	33	8,25%
Mini Hidráulica Pasada	-	-

Biomasa-Petróleo N°6	-	-
Petcoke	-	-
BioGas	15,7	3,92%
Solar	-	-
Fuel Oil Nro. 6	-	-
Geotermia	-	-
Otros	-	-
Potencia Total Instalada	400,2	100%

Fuente: CNE.

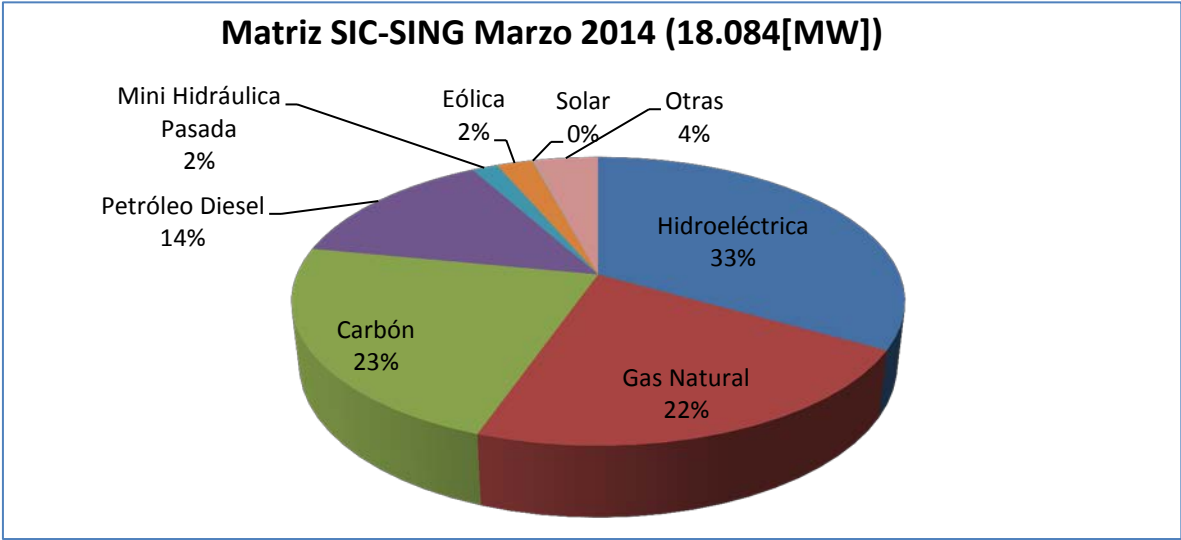
SING:

La capacidad instalada del Sistema Interconectado del Norte Grande se incrementó en Enero-Marzo 2014 por la incorporación de la eólica “Valle de los Vientos” y la solar “Pozo Almonte Solar 2”.

Capacidad Instalada Adicional al SING, periodo Enero-Marzo 2014		
TIPO DE TECNOLOGÍA	POTENCIA NETA TOTAL [MW]	POTENCIA NETA TOTAL [%]
Hidráulica Embalse	-	-
Gas Natural	-	-
Petróleo Diesel	-	-
Hidráulica Pasada	-	-
Carbón	-	-
Carbón – Petcoke	-	-
Biomasa	-	-
Eólica	90	92,31%
Mini Hidráulica Pasada	-	-
Biomasa-Petróleo N°6	-	-
Petcoke	-	-
BioGas	-	-
Solar	7,5	7,69%
Fuel Oil Nro. 6	-	-
Geotermia	-	-
Otros	-	-
Potencia Total Instalada	97,5	100%

Fuente: CNE.

En términos gráficos la composición conjunta de la matriz de capacidad instalada SIC-SING a marzo de 2014 es la siguiente:



Fuente: CNE.

c. Energía Generada por Tecnología año 2013:

SIC:

La producción de energía está completamente relacionada tanto a la matriz o capacidad existente, como a la disponibilidad de los recursos primarios para la producción de energía eléctrica. Particularmente en el SIC (sistema hidro-térmico), la disponibilidad del recurso hídrico dependiente de la hidrología es fundamental para la determinación de los niveles de despacho del resto de las tecnologías, del mismo modo los precios de los combustibles determinan la relación de colocación de las centrales térmicas. En al año 2013, en el Sistema Interconectado Central se observó una generación hidroeléctrica que alcanzó el 38%. Esta baja colocación se debe a la situación de sequía que se ha venido arrastrando por los últimos siete años y que se ha transformado en la sequía más larga en la historia de Chile. En cuanto a la generación térmica de base (carbón y gas natural), superó el 53% completando un 91% de la generación; el 9% restante se completó con casi un 3% de generación en base a diésel y un 6% de generación en base a ERNC.

De acuerdo a lo informado por los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC) a la Comisión Nacional de Energía, el detalle de la generación del año 2013 es el que se muestra a continuación:

Generación Anual año 2013 SIC		
TIPO DE TECNOLOGÍA	Generación Anual	
	GWh	%
Hidráulica Embalse	9.545	18,78%
GNL-Gas Natural	9.649	18,99%

Petróleo Diesel	1.445	2,84%
Hidráulica Pasada	9.898	19,48%
Carbón	11.837	23,29%
Carbón + Petcoke	5.61	11,04%
Biomasa	2.257	4,44%
Eólica	539	1,06%
Fuel Oil	38	0,07%
Petcoke	-	0,00%
Cogeneración	-	0,00%
Solar	3	0,01%
Petróleo Diesel + Fuel Oil	-	0,00%
TOTAL	50.820	100,0%

Fuente: CNE.

SING:

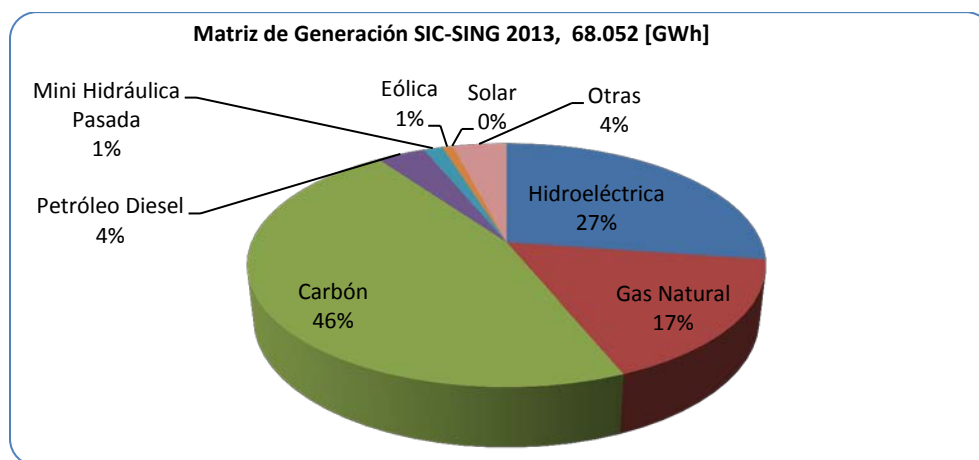
La producción de energía eléctrica en el Sistema Interconectado del Norte Grande se basa en casi un 82% en centrales carboneras; un 9% en centrales que utilizan Gas Natural; un 7,5% en generación en base a diésel y se completa con 1,5 % de ERNC. De acuerdo a lo informado por los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC) a la Comisión Nacional de Energía el detalle de la producción de energía eléctrica para el año 2013 es el que se muestra a continuación:

Generación Anual año 2013 SING		
TIPO DE TECNOLOGÍA	Generación Anual [GWh]	Generación Anual [%]
Hidráulica Embalse	-	0,00%
GNL-Gas Natural	1.609	9,34%
Petróleo Diesel	992	5,76%
Hidráulica Pasada	71	0,41%
Carbón	14.101	81,84%
Carbón + Petcoke	-	0,00%
Biomasa	-	0,00%
Eólica	-	0,00%
Fuel Oil	312	1,81%

Petcoke	-	0,00%
Cogeneración	121	0,70%
Solar	4	0,02%
Petróleo Diesel + Fuel Oil	21	0,12%
TOTAL	17.230	100,0%

Fuente: CNE.

La composición conjunta de la generación SIC-SING para el año 2013 fue:



Fuente: CNE.

d. Demanda efectiva 2013

Las proporciones de demanda en los sistemas interconectados entre clientes regulados y clientes libres son completamente distintas. El Sistema Interconectado del Norte Grande entrega electricidad a clientes libres en una proporción que alcanza el 90%. El 10% restante son ventas de energía a clientes regulados.

Por su parte, en el Sistema Interconectado Central, donde radica el 90% de la población nacional, la proporción de ventas de energía destinada a clientes libres respecto del SING es significativamente menor, alcanzando en el 2013 sólo el 38%, lo que representa una disminución de lo observado en años anteriores. Este cambio de proporción en el SIC puede ser atribuible tanto a la baja de consumo de los clientes libres, relacionado con un menor crecimiento de la economía durante al año 2013, la penetración de medidas de eficiencia energética o por una traspaso de pequeños clientes libres a la opción de ser clientes regulados.

Las ventas físicas de energía de manera agregadas para ambos sistemas para el año 2013 son las siguientes:

Ventas de Energía informadas por CDEC-SIC y CDEC-SING en 2013

Año 2013	SIC [GWh]	SING [GWh]
Enero	4.109	1.319
Febrero	3.768	1.173
Marzo	4.078	1.311
Abril	3.862	1.203
Mayo	3.986	1.291
Junio	3.974	1.269
Julio	4.162	1.272
Agosto	4.094	1.309
Septiembre	3.733	1.278
Octubre	4.014	1.329
Noviembre	3.889	1.340
Diciembre	4.108	1.319
	47.778	15.414

Fuente: CNE.

Las cifras de ventas de energía pueden ser comparadas con la producción bruta de energía anual de cada sistema. Para el caso del SIC los 47.778[GWh] de ventas de energía comparados con los 50.820[GWh] de producción, nos arroja una diferencia de 3.000[GWh] (6%), diferencia que puede ser atribuible a pérdidas de transmisión. Para el caso del SING, la diferencia es mayor aún al comparar las ventas de energía de 15.414[GWh] con los 17.230[GWh] anual de producción, siendo la diferencia de 1.800[GWh] (11%) muy grande para ser atribuible exclusivamente a pérdidas de transmisión eficientes.

Otra cifra a tener en cuenta es la demanda máxima que enfrenta cada sistema eléctrico. La mejor aproximación que se puede tener respecto de esta cifra es la generación máxima horaria observada en cada sistema, esto es, la hora del año en que las unidades de cada sistema en conjunto tuvieron su máxima exigencia de generación.

La generación horaria máxima por cada sistema para el año 2013 fue:

Generación máxima horaria	
SIC [MW]	SING [MW]
7.283	2.243

Fuente: CNE.

Para ver el grado de industrialización del país se puede observar la relación entre la demanda máxima de potencia y la producción anual de energía, lo que se conoce como “factor de carga”. Mientras más cercano a 1, estamos en presencia de una curva de demanda más plana asociada a procesos productivos continuos y masivos. Para el SIC en el año 2013 se observa un factor de carga equivalente de **FC SIC¹=0,797[-]**, y de **FC SING=0,877[-]**. El factor de carga más bajo del SIC evidencia la fuerte componente regulada de la demanda.

¹ FC=(Generación Anual)/(Generación Horaria Máxima*8760 horas)

ANEXO 4: Costos y Precios del Sistema Eléctrico

Los costos marginales no corresponden a los costos de producción de un sistema, sino que son la valorización de la producción de la última unidad de energía entregada al sistema o el ahorro que se produce en dejar de entregar la última unidad de energía al sistema. A su vez, es el precio al cual se paga la energía eléctrica entre las generadoras que tienen déficit a las que tienen superávit.

El modelo de desarrollo de los sistemas interconectados en Chile reconoce el derecho a las empresas generadoras de vender su producción al costo marginal instantáneo del sistema. Como contrapartida, se establece la obligación de comprar la energía con el mismo supuesto, generando de esta forma el “Mercado Spot Mayorista”. Este mercado es el correlato del mercado de contratos, que es la base de las licitaciones de largo plazo que se establecen tantopara los clientes libres como para los suministros para clientes regulados.

Los riesgos en los descalces entre contratos suscritos por los generadores y la capacidad propia de producción se reflejan en una mayor o menor exposición al mercado spot. Si los costos del mercado spot están muy por encima de los costos de los contratos y a esto se suma una baja producción propia, las empresas se exponen a una difícil situación de riesgo financiero.

El evitar que los costos marginales estén altos es equivalente a decir “el sistema debe estar adaptado en un punto eficiente de producción”, lo que se logra con mayor oferta o con disponibilidad de insumos de producción a precios relativamente bajos.

La situación del mercado spot en ambos sistemas interconectados durante el último año en dos barras de referencia es la que se muestra a continuación:

Costos Marginales de Electricidad 2013

Año 2013	SIC Quillota 220	SING- Crucero 220
Mes	[US\$/MWh]	[US\$/MWh]
Enero	119,1	99,2
Febrero	124,0	68,8
Marzo	172,8	65,8
Abril	166,1	82,1
Mayo	242,4	73,6
Junio	242,7	74,5
Julio	233,0	81,9
Agosto	202,6	80,0
Septiembre	93,3	64,4

Octubre	69,6	90,1
Noviembre	69,3	88,3
Diciembre	81,5	95,0

Fuente: CNE.

Los datos contenidos en la tabla anterior corresponden a los promedios mensuales considerando la operación real del sistema. No obstante, existe una variabilidad horaria relevante en cada sistema, dada por el comportamiento de la demanda así como por la disponibilidad de los recursos de generación.

a. Costos marginales esperados 2014

Los costos marginales esperados para 2014 son calculados por la Comisión Nacional de Energía a partir de las simulaciones realizadas con objeto de la fijación de precios de nudo de corto plazo de abril de 2014, donde se incorporan la proyección de demanda; el parque generador existente; el sistema de transmisión en su estado actual; y el plan de obras de generación y transporte, donde se contemplan tanto las obras en construcción como las recomendadas. También en esta simulación se consideran los valores de combustibles declarados al CDEC durante el primer año de simulación, los niveles de los embalses que tienen asociada generación hidroeléctrica y los mantenimientos y trabajos programados tanto de centrales como líneas de transmisión.

A continuación se muestran los costos marginales esperados para el año 2014 en dos condiciones hidrológicas para el Sistema Interconectado Central en cuatro barras del sistema Cardones 220kV en el norte del SIC, Quillota 220 kV y Alto Jahuel 220 kV en el Centro y Charrúa 220 kV en el sur.

Costos Marginales Esperados [US\$/MWh], Hidrología Seca, SIC				
2014	Alto Jahuel 220	Cardones 220	Charrúa 220	Quillota 220
Mayo	229,3	201,4	217,0	217,5
Junio	238,3	205,6	224,2	227,8
Julio	209,6	195,0	199,0	200,3
Agosto	194,6	190,7	184,6	187,9
Septiembre	195,6	193,5	188,2	187,3
Octubre	216,2	193,7	204,4	208,5
Noviembre	215,2	200,7	204,2	207,9

Diciembre	185,1	178,5	178,8	178,1
-----------	-------	-------	-------	-------

Fuente: CNE.

Costos Marginales Esperados [US\$/MWh], Hidrología Normal, SIC				
2014	Alto Jahuel 220	Cardones 220	Charrúa 220	Quillota 220
Mayo	172,4	179,9	163,0	168,2
Junio	65,0	67,7	45,9	63,6
Julio	104,8	104,8	90,9	100,6
Agosto	131,3	130,4	46,2	124,7
Septiembre	87,7	93,9	60,7	86,1
Octubre	57,8	55,9	47,9	56,9
Noviembre	38,9	42,9	35,2	38,7
Diciembre	42,8	42,5	38,6	42,0

Fuente: CNE.

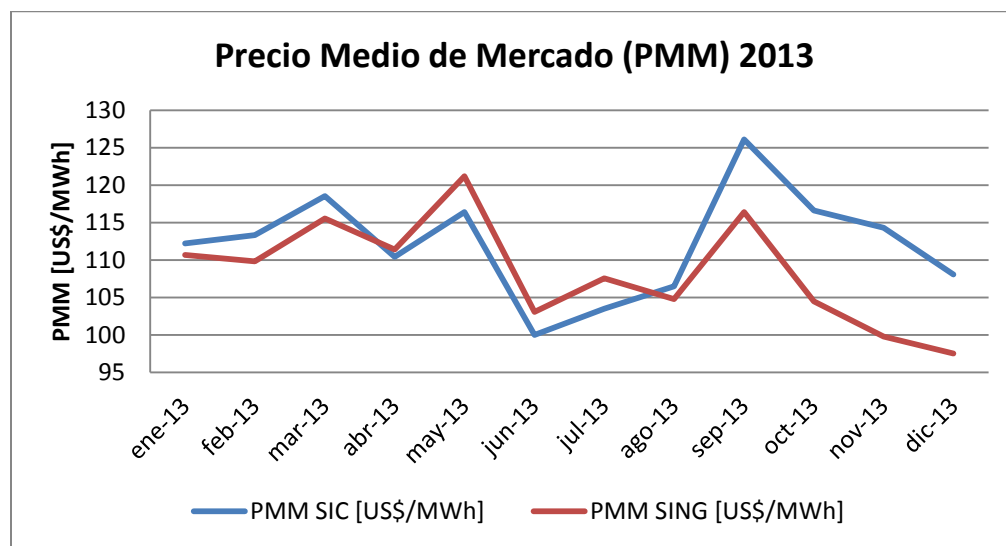
b. Precio Medio de Mercado 2013

El precio medio de mercado (PMM) es el cociente entre lo pagado por los clientes libres a generadores por suministro y la energía demandada en el mismo período. Se le considera un “precio equivalente de suministro” al que se ven enfrentados los clientes libres. Desde al año 2010 para la determinación de los precios medio de mercado se consideran además las licitaciones de suministro de las distribuidoras. El PMM es un precio monómico que incluye tanto energía como potencia y otros conceptos asociados al suministro como transmisión entre otros, los conceptos no incluidos en su cálculo son multas, impuestos e intereses entre otros.

Precios de Mercado 2013

Año 2013 Mes	PMM SIC [\$/kWh]	PMM SIC [US\$/MWh]	PMM SING [\$/kWh]	PMM SING [US\$/MWh]
Enero	53,04	112,21	52,32	110,69
Febrero	53,54	113,35	51,87	109,81
Marzo	53,35	118,56	51,99	115,54
Abril	52,13	110,41	52,59	111,39
Mayo	50,97	116,40	53,07	121,20
Junio	50,28	99,98	51,83	103,07
Julio	49,98	103,48	51,96	107,58
Agosto	52,11	106,50	51,27	104,78
Septiembre	54,54	126,11	50,35	116,42
Octubre	55,87	116,63	50,05	104,48
Noviembre	56,54	114,33	49,35	99,79
Diciembre	54,49	108,06	49,18	97,53

*Factura total suministro eléctrico/energía facturada.



Fuente: CNE.

ANEXO 5: Proyección Futura del Sistema Eléctrico

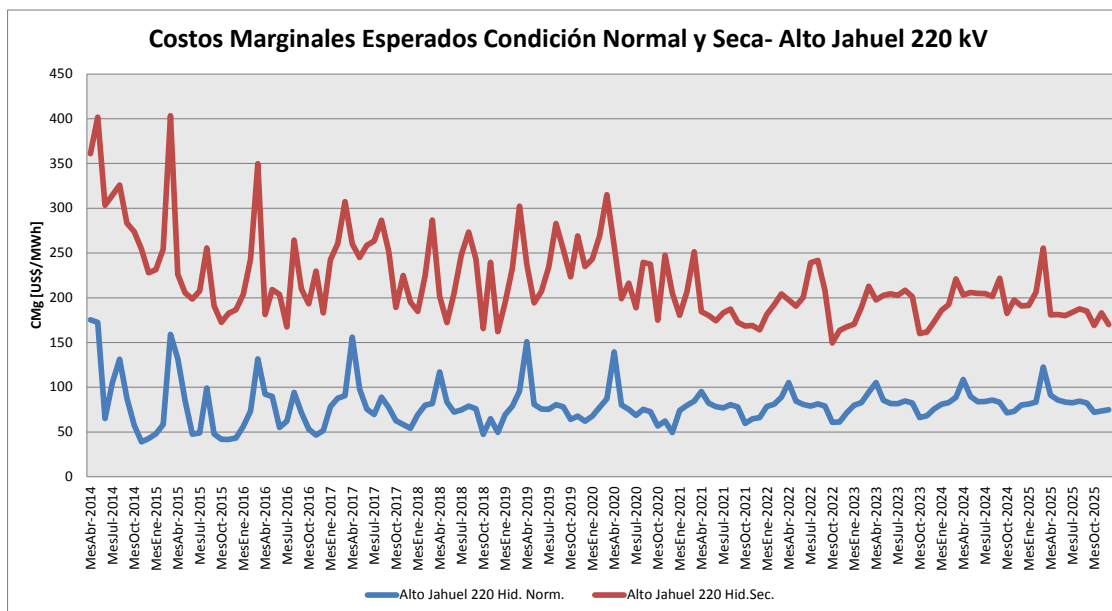
El desarrollo de la matriz de generación eléctrica de los sistemas interconectados chilenos SIC y SING es el resultado de las decisiones de inversión privadas, como respuestas tanto a las señales regulatorias como a las situaciones de mercado observadas.

a. Perfil Costos Marginales

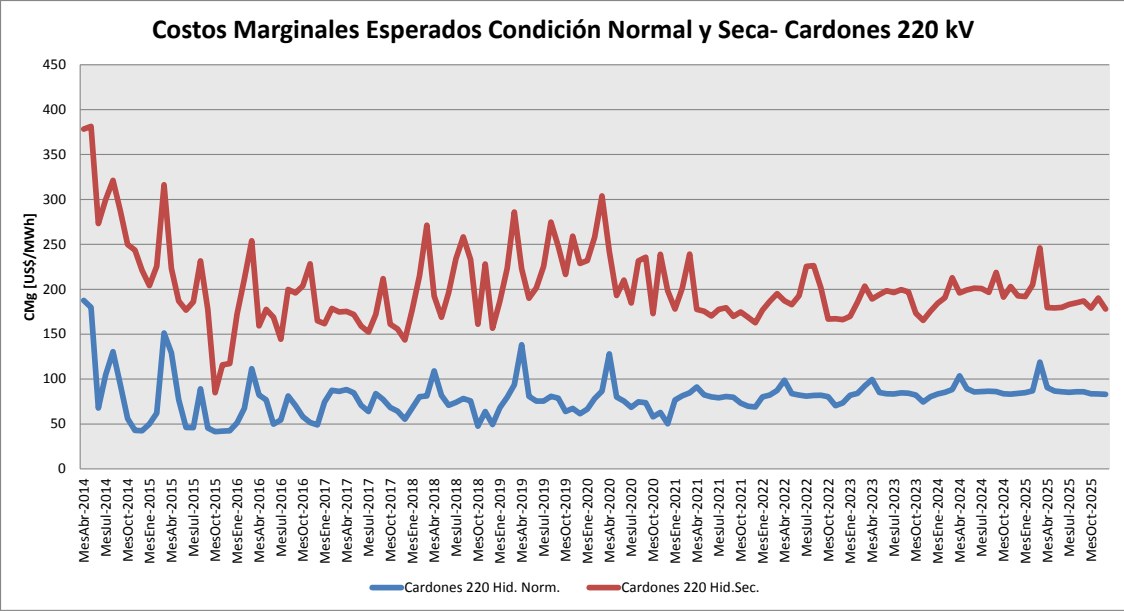
Los costos marginales esperados en el período 2014-2025 por mes para año seco y año normal (Alto Jahuel, Cardones, Charrúa y Quillota 220 kV), se muestra en los gráficos siguientes. En ellos se aprecia que la variabilidad y diferencias entre condiciones hidrológicas secas y normal van disminuyendo en la medida que va ingresando el nuevo parque generador disponible para el despacho económico. Más aún se aprecia el efecto de la interconexión SIC-SING a partir de 2020 disminuyendo notoriamente los efectos de la estacionalidad causada por la oferta hidroeléctrica.

Las diferencias de 200 [US\$/MWh] entre condición seca y normal que se observa al inicio del período disminuye a la mitad al final del período.

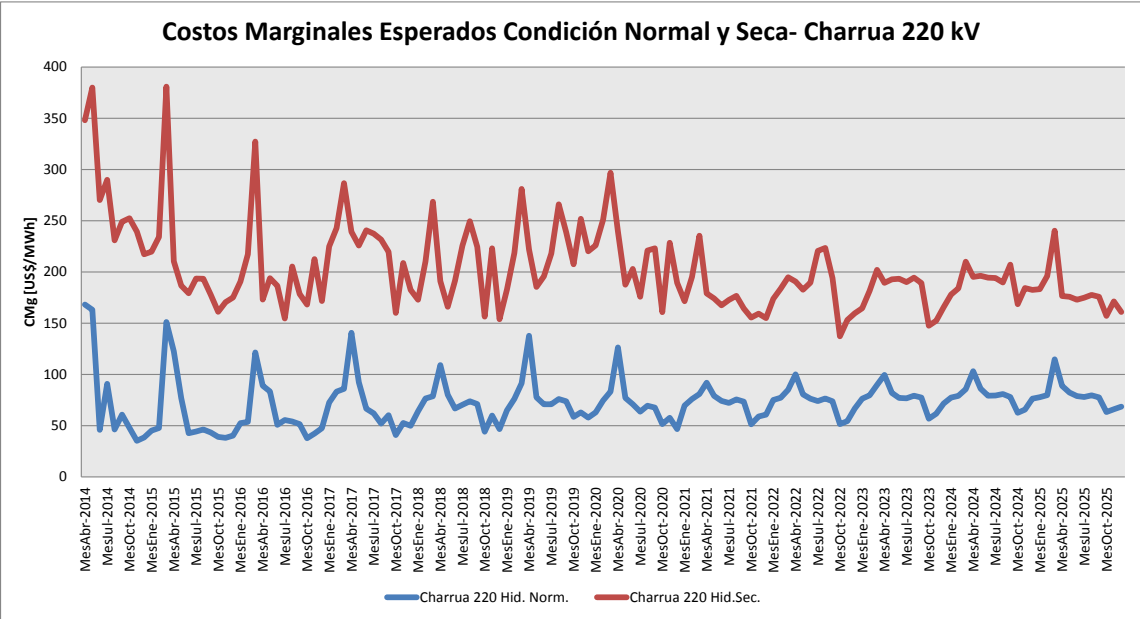
También se puede apreciar en la serie de costos marginales de condición hídrica normal, el nivel del costo marginal en un sistema adaptado está bajo los 100[US\$/MWh] y en torno a los 82[US\$/MWh].



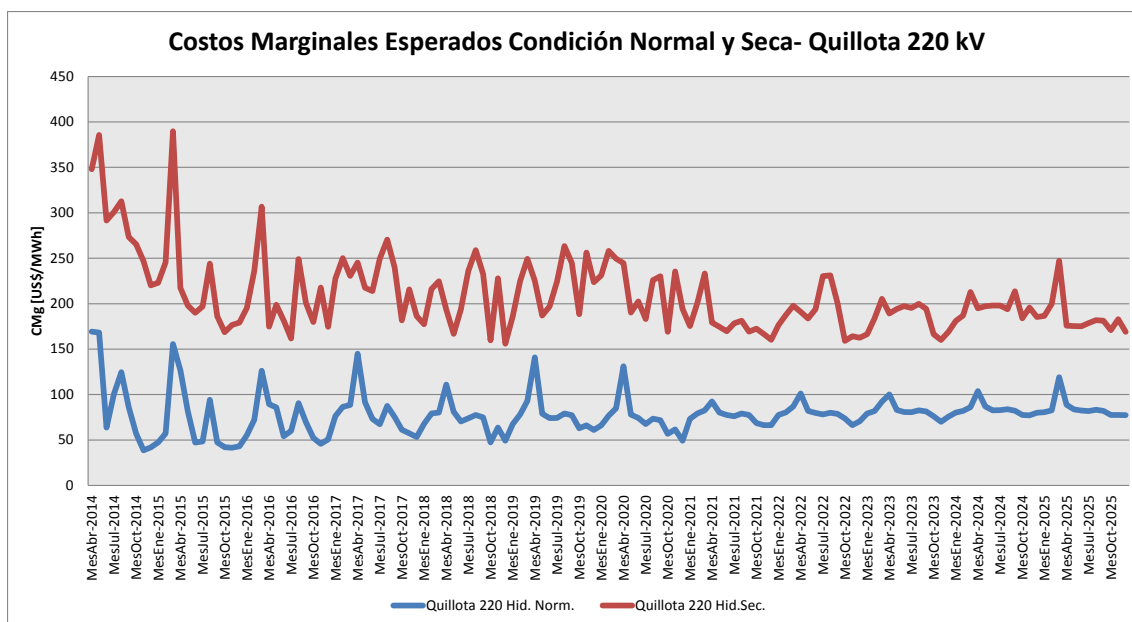
Fuente: CNE.



Fuente: CNE.



Fuente: CNE.



Fuente: CNE.

b. Incorporación de Nueva Capacidad Instalada al Parque Generador por Tecnología período 2014-2025

La CNE elabora un Programa de Obras de Generación y Transmisión Anual, considerando las instalaciones existentes, las obras en construcción (generación y transmisión), y proyectos "futuros" de carácter genéricos (en base a la información de proyectos que entregan los agentes del sistema), el que busca determinar el tren de obras de generación eficiente que adapte el sistema, cumpliendo con los distintos requerimientos, tanto de obligaciones legales, como la Ley 20/25 de ERNC, como los equilibrios de oferta y demanda tanto temporal como geográfico. Este Programa, de carácter indicativo y dinámico, se utiliza para determinar los Precios de Nudo de Corto Plazo de las fijaciones de octubre del año correspondiente y abril del año siguiente. Sin perjuicio de lo anterior, y con ocasión de dichos procesos tarifarios, la CNE puede actualizar el Programa, si las hipótesis y/o las variables que lo sustentan sufren modificaciones relevantes que así lo ameriten.

En las simulaciones realizadas con objeto de la fijación de precios de nudo de corto plazo de abril de 2014, el plan de obra al inicio del año 2025 que contiene dicha fijación, arroja como resultado la siguiente incorporación de nueva oferta a los parques generadores del SIC y SING, la cual se puede separar entre las centrales en declaradas "en construcción" y las centrales "recomendadas"(proyectos futuros sin certeza de su materialización).

Tecnología	Incorporación de Nueva Capacidad de Generación en Construcción					
	Nueva Generación [MW]			Nueva Generación [%]		
	SIC	SING	Total	SIC	SING	Total
Hidro - Pasada	1014,4	0	1014,4	49,62%	0,00%	29,61%
Carbón	152	472	624	7,43%	34,15%	18,21%
GNL (GN)	50	517	567	2,45%	37,41%	16,55%
Eólica	363	0	363	17,76%	0,00%	10,59%
Solar	443	390	833	21,67%	28,22%	24,31%
Geotermia	0	0	0	0,00%	0,00%	0,00%
Biomasa	22	0	22	1,08%	0,00%	0,64%
Diésel	0	3	3	0,00%	0,22%	0,09%
Total	2044,4	1382	3426,4	100%	100%	100%
% ERNC	43,9%	28,2%	37,6%			

Fuente: CNE.

Nueva Capacidad Incremental de Generación Recomendada						
Tecnología	MW			%		
	SIC	SING	Total	SIC	SING	Total
Hidro - Pasada	460	0	460	20,68%	0,00%	16,06%
Carbón	685	0	685	30,80%	0,00%	23,92%
GNL (GN)	275	0	275	12,37%	0,00%	9,60%
Eólica	600	250	850	26,98%	39,06%	29,68%
Solar	0	300	300	0,00%	46,88%	10,47%
Geotermia	160	90	250	7,19%	14,06%	8,73%
Biomasa	44	0	44	1,98%	0,00%	1,54%
Diésel	0	0	0	0,00%	0,00%	0,00%
Total	2224	640	2864	100%	100%	100%
% ERNC	40,6%	100,0%	53,9%			

Fuente: CNE.

Nueva Capacidad Incremental de Generación Total						
Tecnología	MW			%		
	SIC	SING	Total	SIC	SING	Total
Hidro - Pasada	1474,4	0	1474,4	34,54%	0,00%	23,44%
Carbón	837	472	1309	19,61%	23,34%	20,81%
GNL (GN)	325	517	842	7,61%	25,57%	13,39%
Eólica	963	250	1213	22,56%	12,36%	19,28%
Solar	443	690	1133	10,38%	34,12%	18,01%
Geotermia	160	90	250	3,75%	4,45%	3,97%
Biomasa	66	0	66	1,55%	0,00%	1,05%
Diésel	0	3	3	0,00%	0,15%	0,05%
Total	4268,4	2022	6290,4	100%	100%	100%
% ERNC	42,2%	50,9%	45,0%			

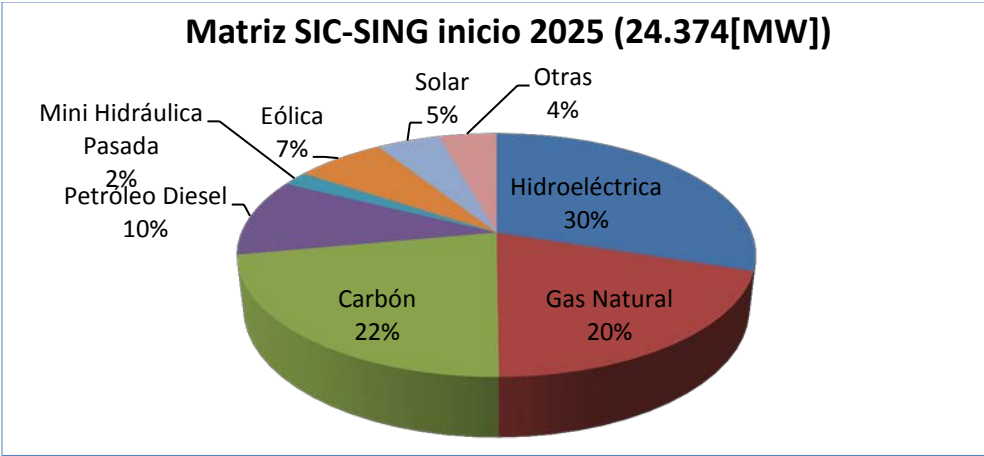
Fuente: CNE.

Parque de Generación Esperada a Enero de 2025						
Tecnología	Potencia instalada [MW]			Potencia instalada [%]		
	SIC	SING	Total	SIC	SING	Total
Hidráulica Embalse	3.709	0	3.709	20,1%	0,0%	15,2%
Gas Natural	2.886	1.958	4.844	15,6%	33,3%	19,9%
Petróleo Diesel	2.335	177	2.512	12,6%	3,0%	10,3%
Hidráulica Pasada	3.605	0	3.605	19,5%	0,0%	14,8%
Carbón	2.446	2.405	4.850	13,2%	40,9%	19,9%
Carbón – Petcoke	562	0	562	3,0%	0,0%	2,3%
Biomasa	408	0	408	2,2%	0,0%	1,7%
Eólica	1.289	340	1.629	7,0%	5,8%	6,7%
Mini Hidráulica Pasada	450	15	465	2,4%	0,3%	1,9%
Biomasa-Petróleo N°6	88	0	88	0,5%	0,0%	0,4%
Petcoke	63	0	63	0,3%	0,0%	0,3%
BioGas	43	0	43	0,2%	0,0%	0,2%
Solar	451	699	1.150	2,4%	11,9%	4,7%
Fuel Oil Nro. 6	0	178	178	0,0%	3,0%	0,7%
Geotermia	160	90	250	0,9%	1,5%	1,0%
Otros	0	18	18	0,0%	0,3%	0,1%
Total	18.495	5.879	24.374	100,0%	100,0%	100,0%
% ERNC	18,7%	19,8%	18,9%			

Fuente: CNE.

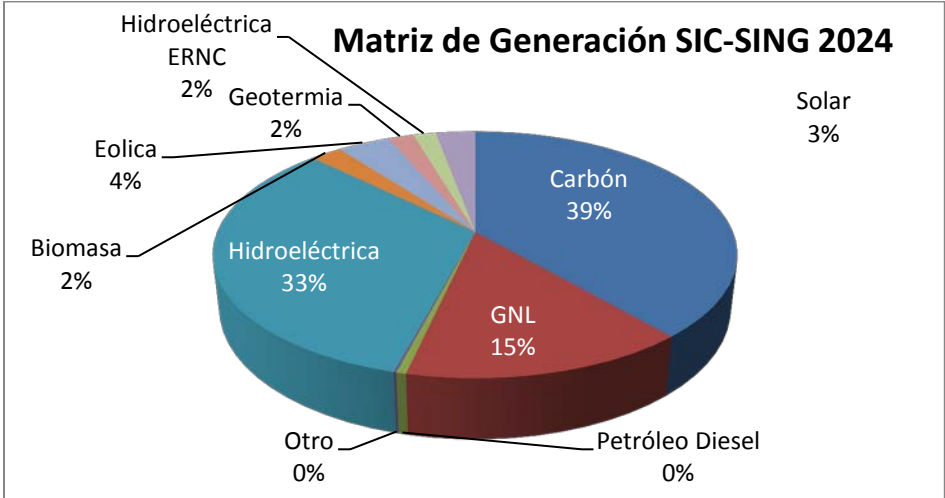
Nota: Este parque de Generación incluye las centrales de generación existentes a Marzo 2014, las obras en construcción y las obras recomendadas en los cuadros anteriores.

La incorporación de nueva oferta considera tanto las obras declaradas en construcción como las “recomendadas” por la CNE, y que la componente ERNC respecto del total de la nueva oferta sobrepasa el 40%.



Fuente: CNE.

Desde el punto de vista de la generación esperada, el cambio de la composición de la producción del sistema es más significativa que en la capacidad instalada. El año 2025 se iniciará con una referencia de una producción esperada del año anterior que reduce casi en un 10% la proyección de generación con carbón respecto del año 2013, del mismo modo en términos esperados el diésel prácticamente desaparecerá. Por contrapartida las ERNC pasaran de una colocación en la producción en el año 2013 de 6% a casi 13% para el año 2024.



Fuente: CNE.

c. Precios de contrato que pueden sustentar el sistema y las diversas licitaciones de suministros.

Con el plan de obras determinado en cada año del horizonte y los costos de desarrollo asociado a cada tecnología es factible establecer los costos de un contrato equivalente del sistema. Esto significa determinar con cuál precio de contrato es factible rentar un mix de generación, que estaría dado por la composición del parque existente en cada año.

La gran simplificación de este ejercicio es considerar un efecto nulo del mercado spot o costo marginal del sistema, lo que podría ser razonable si se considera que el oferente del contrato ofrece un monto de energía que nunca estará descalzado con su producción, por tanto nunca estaría afecto al riesgo spot. Otra hipótesis menos verosímil de este ejercicio es considerar que ofertarán a su costo de desarrollo, con la excepción de las tecnologías de base a las que se les agrega un margen de 25 y 10 [US\$/MWh] para las hidro-pasada y carbón respectivamente.

Con los ejercicios así realizados el **precio resultante sería de 98 [US\$/MWh] para la energía.**

ANEXO 6: Plan de Obras a Abril 2014

a. Obras en Construcción:

El detalle se muestra en la tabla siguiente y corresponde a todos aquellos proyectos declarados en construcción por sus propietarios de acuerdo al marco normativo actual.

Fecha de entrada		Obras de Generación en Construcción	Potencia MW	Tecnología	Sistema
Mes	Año				
Abril	2014	San Andrés	40	Hidro -Pasada	SIC
Abril	2014	Proyecto fotovoltaico San Andrés	50	Solar Fotovoltáica	SIC
Abril	2014	Proyecto fotovoltaico Llano de Llampos	93	Solar Fotovoltáica	SIC
Mayo	2014	Pulelfu	9	Hidro -Pasada	SIC
Mayo	2014	Ucuquer II Eólico	9	Eólica	SIC
Mayo	2014	Proyecto Lautaro II	22	Biomasa	SIC
Mayo	2014	Central Hidroeléctrica Laja I	34.4	Hidro - Pasada	SIC
Mayo	2014	Parque Eólico El Arrayán	100	Eólica	SIC
Mayo	2014	Parque Eólico Los Cururos	110	Eólica	SIC
Agosto	2014	Diego de Almagro FV	36	Solar Fotovoltáica	SIC
Octubre	2014	Salvador FV	68	Solar Fotovoltáica	SIC
Octubre	2014	Picoiquén	19	Hidro -Pasada	SIC
Octubre	2014	Punta Palmeras	45	Eólica	SIC
Octubre	2014	Tal Tal Eólico	99	Eólica	SIC
Noviembre	2014	El Paso	60	Hidro -Pasada	SIC
Diciembre	2014	Los Hierros 02	6	Hidro -Pasada	SIC
Diciembre	2014	Lalackama	55	Solar Fotovoltáica	SIC
Abril	2015	Rio Colorado	15	Hidro -Pasada	SIC
Mayo	2015	Luz del Norte FV	141	Solar Fotovoltáica	SIC
Julio	2015	Itata	20	Hidro -Pasada	SIC
Julio	2015	Cordillera	50	GNL	SIC
Octubre	2015	Guacolda 05	152	Carbón	SIC
Julio	2017	Ñuble	136	Hidro -Pasada	SIC
Diciembre	2017	Las Lajas	267	Hidro -Pasada	SIC
Junio	2018	Alfalfal 02	264	Hidro -Pasada	SIC
Enero	2019	San Pedro	144	Hidro -Pasada	SIC
Abril	2014	El Águila I (*)	2	Solar Fotovoltáica	SING

Abril	2014	Pozo Almonte 3 (*)	16	Solar Fotovoltaica	SING
Mayo	2014	Portada	3	Diesel	SING
Mayo	2014	Arica Solar 1	18	Solar Fotovoltaica	SING
Mayo	2014	La Huayca	9	Solar Fotovoltaica	SING
Mayo	2014	Arica Solar 2	22	Solar Fotovoltaica	SING
Mayo	2014	La Huayca 2	21	Solar Fotovoltaica	SING
Septiembre	2014	María Elena	71	Solar Fotovoltaica	SING
Septiembre	2014	San Pedro 1	17	Solar Fotovoltaica	SING
Septiembre	2014	San Pedro 3	30	Solar Fotovoltaica	SING
Septiembre	2014	San Pedro 4	30	Solar Fotovoltaica	SING
Noviembre	2014	San Pedro 2	24	Solar Fotovoltaica	SING
Noviembre	2014	Calama Sur	30	Solar Fotovoltaica	SING
Diciembre	2014	Quillagua I	23	Solar Fotovoltaica	SING
Diciembre	2015	Quillagua II	27	Solar Fotovoltaica	SING
Mayo	2016	Cochrane 1	236	Carbón	SING
Octubre	2016	Cochrane 2	236	Carbón	SING
Octubre	2016	Kelar	517	Gas Natural	SING
Diciembre	2016	Quillagua III	50	Solar Fotovoltaica	SING

Fuente: CNE.

ANEXO 7: Proyección de Demanda de Energía período 2014-2025

Las proyecciones de demanda realizada por la CNE desde el año 2008 ya incorporan tendencias a la baja en su crecimiento por la expectativas de un uso eficiente creciente de la energía. Es así como las tasas de crecimiento utilizadas con anterioridad, que llegaban a superar el 7%, hoy son menores para ambos sistemas interconectados inclusive bajando del 4% para el final del horizonte del estudio para el SIC.

Para evitar sobre-expectativas, se debe establecer como línea base de comparación para el posible establecimiento de nuevas metas de uso eficiente de energía, la proyección de demanda de la fijación de precios de nudo de octubre de 2007. Dado el desarrollo de la economía del país, se ha modificado y hoy las proyecciones del 2014 respecto del 2007 se diferencian más allá de las metas de eficiencias planteadas a inicio del año 2008. Por ejemplo, al año 2020 la proyección de ventas SIC-SING es un 25% menor y al 2025 un 31% más baja.

La siguiente proyección no contiene los posibles efectos de ahorro de energía que significaría el proyecto de ley de eficiencia energética que contempla esta Agenda.

Proyección de ventas de energía				
Año	SING [GWh]	SIC [GWh]	SING Tasa [%]	SIC Tasa [%]
2014	16.591	50.973	5,9%	5,6%
2015	17.695	53.543	6,7%	5,0%
2016	18.832	56.074	6,4%	4,7%
2017	20.009	58.553	6,3%	4,4%
2018	21.248	61.062	6,2%	4,3%
2019	22.509	63.638	5,9%	4,2%
2020	23.831	66.241	5,9%	4,1%
2021	25.211	68.896	5,8%	4,0%
2022	26.640	71.579	5,7%	3,9%
2023	28.130	74.289	5,6%	3,8%
2024	29.626	77.079	5,3%	3,8%
2025	31.127	79.867	5,1%	3,6%

Fuente: CNE