



INFORME FINAL

Estudio de Caso - Chile

Proyecto: Planificación Energética

Fecha: Septiembre 2009



Canadian International
Development Agency

olade
Organización Latinoamericana de Energía



El autor del presente documento es el consultor: Claudio Espinoza M.

Los criterios expresados en el documento son de responsabilidad de los autores y no comprometen a las organizaciones auspiciantes Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), Agencia Canadiense para el Desarrollo Internacional (ACDI) y Universidad de Calgary.

Se autoriza la utilización de la información contenida en este documento con la condición de que se cite la fuente.

ÍNDICE

1	
RESUMEN EJECUTIVO.....	6
8	
1.INTRODUCCIÓN	9
2.DIAGNOSTICO	10
<u>2.1. ASPECTOS GENERALES.....</u>	<u>10</u>
<u>2.2. DESCRIPCIÓN DEL MARCO LEGAL Y LAS INSTITUCIONES.....</u>	<u>13</u>
2.2.1.Marco Normativo del Sector Energético Actual.....	13
2.2.2.Institucionalidad del Modelo Regulador Energético.....	15
2.2.3.Instituciones y organismos involucrados en la Planificación Energética.....	16
2.2.3.1.Descripción de la CNE.....	16
2.2.3.2.Descripción Ministerio de Economía.....	19
2.2.3.3.Descripción Ministerio de Minería.....	19
2.2.3.4.Descripción de la SEC.....	19
2.2.3.5.Descripción de la CONAMA y Ministerio Medio Ambiente.....	19
2.2.3.6.Descripción de la Comisión Chilena de Energía Nuclear.....	20
2.2.3.7.Descripción del Tribunal de la Competencia.....	21
2.2.3.8.Descripción del HONORABLE PANEL DE EXPERTOS.....	23
2.2.3.9.Descripción de ENAP.....	24
2.2.3.10.Diagnóstico del modelo vigente.....	24
2.2.4.Descripción general del mercado energético.....	25
2.2.4.1.Mercado Eléctrico en Chile.....	25
2.2.4.1.1.Organización de los Sistemas Eléctricos en Chile.....	26
2.2.4.2.Mercado del Gas Natural.....	31
2.2.4.2.1.Sistema Norte Grande SING.....	32
2.2.4.2.2.Sistema Centro Sur SIC.....	34
2.2.4.2.3.Mecanismos de comercialización del GN.....	35
2.2.4.2.4.Impacto del GN de Argentina en Chile.....	35
2.2.4.3.Mercado Combustibles Líquidos.....	41
2.2.4.4.Matriz Energética Nacional.....	44
2.2.4.5.Principales actores sector eléctrico.....	46
2.2.4.5.1.SING.....	46
2.2.4.5.2.SIC.....	50
2.3. ROL DE LAS DIFERENTES INSTITUCIONES EN LA PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA.....	52
2.3.1.Rol de la CNE.....	52
2.3.2.Rol del Ministerio de Economía.....	53
2.3.3.Rol del Ministerio de Minería.....	53
2.3.4.Rol de ENAP.....	53
2.3.5.Rol de la CONAMA.....	55
2.4. POLÍTICA ENERGÉTICA DE CHILE.....	56
2.5. DESCRIPCIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LA PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA.....	57
2.5.1.Planificación en el Sub-Sector Electricidad.....	57
2.5.2.Planificación en el Sub-Sector Hidrocarburos.....	57
2.5.3.La incorporación de la Eficiencia Energética y las ERNC.....	58

2.5.4.Nivel de incorporación de restricciones ambientales y sus efectos.....	59
<u>2.6. MECANISMOS DE INFORMACIÓN UTILIZADOS EN EL PROCESO DE PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA.....</u>	<u>60</u>
2.6.1.Mecanismos formales de captura de información.....	60
2.6.2.Elaboración de información energética.....	60
<u>2.6.2.1.Estadísticas.....</u>	<u>60</u>
<u>2.6.2.2.Proyecciones.....</u>	<u>61</u>
<u>2.6.2.3.Balances energéticos.....</u>	<u>61</u>
<u>2.7. HERRAMIENTAS UTILIZADAS EN LA PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA.....</u>	<u>61</u>
2.7.1.Corto y Mediano Plazo.....	62
2.7.2.Largo Plazo.....	63
<u>2.8. MECANISMOS DE FINANCIAMIENTO</u>	<u>64</u>
2.8.1.Sector Privado.....	64
2.8.2.Sector Público.....	65
3.ANEXOS	69
<u>3.1. ANEXO 1: MERCADO DE GN EN CHILE.....</u>	<u>70</u>
<u>3.2. ANEXO 2: ORGANIZACIÓN Y REGULACIÓN EN CHILE.....</u>	<u>74</u>
<u>3.3. MERCADO GENERACIÓN ELÉCTRICA.....</u>	<u>74</u>
<u>3.4. TRANSMISIÓN ELÉCTRICA</u>	<u>79</u>
<u>3.5. DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA</u>	<u>84</u>
<u>3.6. ANEXO 3: DESCRIPCIÓN MODELO OSE2000.....</u>	<u>90</u>
<u>3.7. ANEXO 4: DIAGNÓSTICO DEL MODELO VIGENTE CONTENIDO EN EL PROYECTO DE LEY PARA LA CREACIÓN DEL MINISTERIO DE ENERGÍA.....</u>	<u>96</u>

PROYECTO

PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA

ESTUDIO DE CASO: CHILE

Resumen Ejecutivo

Para el sector energético en Chile, a partir de la década de los '40, se puede distinguir claramente dos períodos diferenciados el uno del otro en cuanto al rol desempeñado por el Estado en las decisiones de desarrollo e inversiones del sector. En la primera etapa, desde los años cuarenta hasta los setenta, el Estado ejerció un papel fundamental como responsable casi único de las inversiones y políticas de expansión, a través de la Empresa Nacional de Electricidad, ENDESA, creada en el año 1947, en el sector eléctrico, y de la Empresa Nacional de Petróleo, ENAP, creada en el año 1950, en el sector de hidrocarburos.

En la década de los setenta, en cambio, y como parte de las reformas estructurales al modelo económico impulsado por el régimen militar, el modelo de desarrollo del sector se reformuló como uno basado en un mercado desregulado, con una disminución radical del rol empresarial del Estado en materia de planificación y desarrollo del sector energía, pasando esta responsabilidad al sector privado o a empresas del estado que actúan como *empresas públicas* que deben ser eficientes en mercados competitivos, y donde el Estado tiene un control o participación acotada. En efecto, en el modelo actual existe una restricción legal para que las empresas públicas ingresen al sector energía como productores, excepto si se aprueba una ley de quórum calificado que las autorice. La participación del Estado se entiende, en este nuevo escenario, circunscrita a la regulación, fiscalización y perfeccionamiento de los distintos mercados.

El modelo institucional público que rige en la actualidad, coloca a la Comisión Nacional de Energía (CNE), como el órgano regulador del sector energía, y a una Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) como el órgano fiscalizador. Además, existen normas sectoriales que rigen el funcionamiento específico del sector eléctrico, de hidrocarburos, medio ambiente y energías renovables.

En cuanto a la matriz energética, como casi todas las naciones energético-dependientes, la matriz primaria del país está basada principalmente en el petróleo, seguido por el gas natural, la hidroelectricidad y la leña.

En el mercado eléctrico nacional, la hidrología determina fuertemente la composición de las fuentes de generación de cada año, pues en años húmedos, la oferta eléctrica se basa casi en un 70% en las fuentes hídricas; en años secos, se debe recurrir a la generación térmica. La presencia de otras fuentes de generación aun es muy limitada. Existen cuatro sistemas eléctricos independientes, con capacidades instaladas bastante disímiles. Los dos primeros, el Sistema Interconectado del Norte Grande, con 3.602 MW y casi 100% térmico, y el Sistema Interconectado Central con 9.118 MW, con un *mix* de hidroelectricidad y térmico más o menos equilibrado. Los dos pequeños, en el sur del país, son el Sistema de Aysén (34 MW) y el Sistema de Magallanes (65 MW). Coherente con los fundamentos del modelo económico imperante en el país, la generación, transmisión y distribución del mercado eléctrico se encuentra en un 100% en manos del sector privado, el cual toma las decisiones de inversión en base a las señales de precio de la Autoridad y las expectativas e intereses particulares de cada empresa.

Éstos pueden vender su producción en el mercado spot como en el mercado de contratos, este último compuesto por los clientes no sometidos a regulación de precios o clientes libres y las empresas de distribución. Respecto a estas últimas, se realizan licitaciones públicas internacionales con precios techos determinados por la CNE.

En el sector hidrocarburos, la industria del petróleo y sus respectivos segmentos de mercado está separada en las actividades que comprenden el upstream, de las de downstream. En el segmento de upstream, la Empresa Nacional del Petrolero, ENAP, tiene un rol preponderante ya que es la única empresa encargada de la producción del petróleo crudo en Chile. En el segmento de Downstream, ENAP también posee la producción de refinados en forma exclusiva, y se complementa con importaciones que realizan la empresa estatal y algunos distribuidores mayoristas.

En cuanto a la planificación energética, el modelo chileno no le otorga a las instituciones que la realizan un carácter de obligatoriedad en sus indicaciones, pues el modelo se basa en las decisiones privadas orientadas, como en cualquier actividad comercial privada, por las señales de precios y las utilidades esperadas. Sin embargo, y aunque la planificación en este sentido no es vinculante, en términos prácticos se ha convertido para la Autoridad en la herramienta para impulsar en mayor o menor medida el desarrollo de oferta pues constituye una herramienta de orientación y señal de inversiones a los privados. Para el sector eléctrico, el Estado a través de la CNE, realiza planificación de oferta eléctrica no obligatoria para privados, por la publicación de un plan de inversiones para el segmento de generación y transmisión.

Los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC), organismos privados constituidos por las empresas eléctricas de generación y transmisión, también realizan planificación de corto plazo, referida al despacho óptimo de las centrales. Para el sector hidrocarburos, el Estado a través de ENAP, por sus atribuciones legales, planifica la producción de petróleo, gas natural y combustibles derivados. Existen otras instituciones relacionadas con la planificación energética, pero con atribuciones e impactos menos importantes sobre ésta.

Aclarado este punto, se pueden mencionar los procedimientos de información con que cuentan los organismos en los procesos de planificación energética que realizan. En efecto, la normativa ha establecido condiciones específicas para que los agentes del mercado publiquen su información en un formato y oportunidad determinada, de tal forma de que ésta esté disponible para la Autoridad y otros actores relevantes. En consecuencia, también existe un acervo importante de información energética de elaboración propia, en donde el responsable principal es la CNE. El Balance Energético y algunas estadísticas de publicación periódica son ejemplos de este conjunto. También la SEC y los CDEC's generan estadísticas. En cuanto a proyecciones, la CNE las elabora, en el marco de la determinación de los precios de nudo o regulados cada seis meses. También realiza proyecciones de consumo de gas natural, a efectos de tener una visión de las exigencias sobre los sistemas de transporte y las necesidades futuras de la población ante cortes desde Argentina. Más en el corto plazo, los CDEC elaboran proyecciones de demanda para la operación y administración de los sistemas eléctricos y la determinación de los precios del mercado spot.

Al referirnos a las herramientas utilizadas en la planificación energética, el sector energético chileno se caracteriza por tener un alto desarrollo en los modelos computacionales utilizados. En el caso de los CDEC's utilizan modelos de programación que determinan el orden de mérito en que las centrales de sus sistemas deben ser despachadas. Estos son el modelo de Programación de Largo Plazo (PLP) y el modelo de Programación de Corto Plazo (PCP). Ambos se encargan de minimizar el costo total de operación y racionamiento del sistema. El primero utiliza variables estocásticas para determinar un costo total esperado de mediano y largo plazo, mientras que el segundo usa información determinística para resolver la planificación de corto plazo.

La CNE, en cambio, para la elaboración de la planificación indicativa de largo plazo, utiliza un modelo de características similares al PLP, esto es, multinodal-multiembalse, que le permite representar adecuadamente para los dos principales sistemas eléctricos, esto es el SING y el SIC. Este software se denomina Ose2000 y es utilizado por un amplio número de empresas eléctricas de Chile y empresas Consultoras del sector.

Los mecanismos de financiamiento para las inversiones en el sector energético en Chile se basan principalmente en los fundamentos económicos del modelo, que es de operación privada. Por ende, las empresas optan por el financiamiento de sus obras a través de fondos propios o a través de emisión de deuda accionaria, dependiendo de la posición financiera de sus Balances. En este sentido, las fusiones y sociedades de mercado con potenciales socios resultan claves en los planes de expansión y operación de las empresas en Chile. Las empresas presentes en el mercado buscan socios estratégicos que les permitan enfrentar sus necesidades de inversión, y mientras mayores éstas sean, mayor es la repercusión en el mercado nacional por la entrada de potenciales nuevos actores. En el sector público, en tanto, se han creado líneas de financiamiento de actividades relacionadas, aunque indirectamente, con la capacidad de generación energética nacional, tales como Corporación de Fomento a la Producción (CORFO).

1. Introducción

En el presente documento, y en el marco del Estudio “Planificación Energética”, convocado por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) en conjunto con la Universidad de Calgary y la Agencia Canadiense para el Desarrollo Internacional (ACDI), se aborda el caso del sector energético de Chile.

Como objetivo general el Estudio plantea describir y analizar la experiencia nacional, antes y después del conjunto de reformas y reestructuraciones ocurridas en el sector energético nacional, identificando los efectos, cambios e impactos de esas modificaciones, tanto generales como sectoriales.

En términos específicos, se plantea identificar los efectos en el sector energético respecto de metodologías de Planificación Energética, PE, empleadas en lo que a previsión de oferta y demandas se refiere, así como también analizar la incorporación de los subsectores energéticos y sus interrelaciones, la intervención de los actores de cada subsector, la manera de instrumentar la planificación en subsectores monopólicos como en los que funcionan en libre competencia, la incidencia en la política energética nacional y los resultados de la planificación en el ambiente de los mercados energéticos, entre otros factores.

2. Diagnostico

2.1. Aspectos Generales

La energía se ha constituido como eje central de desarrollo para las economías del planeta, tanto del punto de vista geopolítico, económico y social. La discusión sobre los temas de abastecimiento energético mundial ha estado presente en el contexto internacional desde hace muchas décadas. Desde el hito de la revolución industrial y la capacidad de transformación de ciertos insumos en energía a una escala masiva, es evidente la relación innegable entre disponibilidad energética y desarrollo de las economías. Primero fue el carbón, luego la electricidad, posteriormente el petróleo, y en las últimas décadas la fusión nuclear, lo que ha transformado el mundo, a los países en sus relaciones geopolíticas, las nuevas y mas eficientes tecnológicas, y en suma, el avance de la humanidad en todas los ámbitos de desarrollo.

En el concierto internacional, los países han debido buscar sus propias fuentes de energía y cuando éstas no están disponibles o son insuficientes, las naciones han optado por la dependencia en el abastecimiento energético. De esta forma, las variaciones en la oferta y demanda de energía ya no son cuestiones locales, que sólo afectan a una nación en particular, sino que se han transformado en *issues* de carácter mundial. Se suma a lo anterior el hecho concreto de la desigual distribución de la producción y el consumo en el mundo: las grandes zonas de producción de energía primaria son distintas a las grandes zonas de consumo.

Es de consenso también dentro de los especialistas que, hoy más que nunca, el escenario político y económico global es favorable para una mayor incorporación de las denominadas Energías Renovables No Convencionales. La persistencia de costos altos de las fuentes tradicionales está estimulando, en el mundo, la investigación y desarrollo en la búsqueda de nuevas fuentes y tecnologías para su uso; por otra parte, la mayor prioridad política que posiblemente se asigne a la reducción de las emisiones con efecto sobre el cambio climático, incide también en una tendencia a una mayor inversión en investigación para el uso de fuentes no convencionales. Ambos efectos sumados permiten prever que el proceso de disminución de costos de las nuevas tecnologías se acelerará en los próximos años. Del mismo modo se espera que la energía nuclear experimente un aumento aunque aun suave. Lo que está aún pendiente por materializarse es la reacción de las grandes economías al llamado a implementar políticas agresivas contra la producción de gases de combustión, a raíz de los últimos informes de ONU sobre cambio climático y calentamiento global.

Por otro lado, el abastecimiento de los países seguirá exhibiendo un alto nivel de importaciones de energéticos que provienen zonas con economías y sistemas políticos inestables, lo cual da cuenta de la sensible geopolítica de reservas y cuellos de botella rutas de comercio. Cabe notar que el 62,5% de las reservas de petróleo se ubican en zonas en conflicto en el medio oriente.

Antes este panorama global, los Estados y Gobiernos, independientemente de sus ideologías políticas y fundamentos del sistema económico imperante, han puesto cada vez mayor atención en la capacidad de planificar tanto la oferta como la demanda de energía, identificado dicha herramienta como un aspecto fundamental para la proyección de disponibilidad de recursos para la producción de energía.

La planificación, en cualquier sector de una economía, puede definirse como la intervención y dirección de ciertas variables mediante el establecimiento de objetivos determinados que deben conseguirse en plazos determinados. En sí, la planificación es un instrumento cuya utilización, según sea la eficacia con que se maneje, puede resultar negativa o positiva. El foco de este concepto es que la propiedad estatal no es lo mismo que la planificación, y que la propiedad privada no es lo mismo que el *laisser-faire*. Por consiguiente, es perfectamente posible, en teoría, que exista un sector en la que todos los bienes sean de propiedad privada con un alto grado de planificación centralizada, y alternativamente exista otro sector en la que todos los bienes sean propiedad del estado y carezca por completo de gestión de planificación.

En lo que al Sector Energético se refiere, el objetivo parece simple, esto es, planificar o determinar la oferta de energía que se dispondrá en el futuro a partir de un conjunto de variables técnico-económicas. Sin embargo, existen varias dimensiones de la planificación que dificulta el proceso. En principio, y más allá de ciertos consensos básicos a que los expertos han arribado, aun persiste la discusión de cuáles son aquellas variables que finalmente inciden en el comportamiento y expansión de la oferta energética. Luego, la dificultad se centra en el comportamiento de variables que no siempre resultan fáciles de predecir, lo que dificulta la tarea de “planificar” las necesidades energéticas futuras de un país o región.

La pregunta es cómo lograr una adecuada capacidad de planificación energética, considerando la institucionalidad del sector de energía –que no es estática- y la necesidad de satisfacción de las condiciones mínimas para un adecuado desarrollo energético. Es evidente que para ello se requiere una capacidad de evaluación de tendencias y oportunidades tecnológicas, así como una capacidad de planificación estratégica, ausente muchas veces en las organizaciones. En este sentido, se abre la problemática de la responsabilidad respecto de quién debe o tiene que materializar las inversiones que un país requiere en el mediano y largo plazo: el sector privado, el estado o una combinación de ambos, según los modelos de explotación de sectores concesionados.

Como es sabido, en mercados desregulados, las decisiones de inversión están supeditadas a los agentes privados, que no necesariamente convergen en sus intereses o expectativas racionales del comportamiento del mercado, y no actúan como conjunto. Por lo mismo, la capacidad prospectiva y de planificación del sector privado es insuficiente para conseguir el óptimo económico y social sectorial, y lo ha demostrado; lo anterior es natural, porque los objetivos corporativos agregados no necesariamente coinciden con los objetivos económicos y sociales globales. Por ende, las inversiones que se materializan son funcionales a la maximización de corto plazo de los beneficios privados y no necesariamente convergen al bien social de largo plazo.

En la experiencia chilena, la reestructuración o desregulación del mercado energético ha sido exitoso en términos generales, y se han anotado logros importantes, en particular en materia de inversiones y en alguna medida, de competencia. Sin embargo, no se ha logrado evitar situaciones de estrechez o falta de energía. El Estado, por su parte, no ha podido siempre actuar de manera concreta y eficiente ante estas situaciones, siendo que ante la población sigue siendo el responsable del suministro y seguridad energética de la nación.

En el sector energético nacional, y en particular en el sector eléctrico, según el marco legal vigente, el sector privado es el propietario de todos los medios de producción energéticos, situación que no es cabalmente entendida o conocida por el común de los ciudadanos. Aun así, al Estado se le confiere la función reguladora en términos de velar por el adecuado funcionamiento y desarrollo del sector, y por tanto ante la ciudadanía aparece como responsable de planificar y satisfacer las necesidades energéticas, de modo de otorgar las condiciones para un adecuado funcionamiento del país.

En este marco, cabe hacerse la pregunta de si es necesario que los órganos del Estado que exhiben esta responsabilidad deban necesariamente crecer y tomar funciones de prospección, y explotación de fuentes energéticas, o si, en subsidio, se requiere de un reforzamiento de la capacidad de planificación. En opinión de este Consultor, existen varios lineamientos y propuestas a considerar, que deben ser parte del desarrollo del Estudio en cuestión. Algunas de ellas se refieren a la institucionalidad sectorial, que como se mencionó no debe ser considerada una variable estática inamovible.

En este sentido, parece primordial la creación de un órgano ministerial o equivalente capaz de proponer las líneas gruesas de política a nivel de Gobierno; esto implica diferenciar el rol de aplicación de la regulación (detalle normativo, tarificación, y fiscalización) respecto del rol de planificación estratégica y proposición de normativa a nivel político. Asimismo, la definición de un órgano dedicado al fomento de la investigación e innovación en nuevas tecnologías; y al fomento del emprendimiento de proyectos que por sus características ambientales, innovadoras y limitaciones del mercado merezcan y requieran apoyo directo.

Interesa también analizar de qué manera es posible actualizar y potenciar la planificación energética que se realiza en Chile, a través de mecanismos que incorporen una Política Energética en convergencia con los intereses privados de corto y largo plazo, y que generen incentivos y regulaciones claras para sector, así como también una mayor presencia del Estado y su visión social en el desarrollo energético de la nación, en el marco de las modificaciones o reestructuraciones del mercado energético

A continuación se realiza una descripción y análisis del sector energía en Chile, de modo de establecer sus fortalezas y debilidades en el ámbito de la planificación energética, operando bajo un marco normativo desregulado y 100% propiedad del sector privado.

2.2. Descripción del Marco Legal y las Instituciones

2.2.1. Marco Normativo del Sector Energético Actual

El sector energético comprende todas las actividades de estudio, exploración, explotación, generación, transporte, almacenamiento, distribución, importación y exportación, y cualquiera otra actividad que concierna a la electricidad, carbón, gas, petróleo y derivados, energía nuclear, geotérmica y solar, y demás fuentes energéticas.

El modelo institucional público que rige en la actualidad, regula y fiscaliza el sector energético chileno fue generado en el año 1978, produciéndose algunas modificaciones en la década de los 80. El mismo coloca como órgano regulador a la Comisión Nacional de Energía (CNE), la cual depende directamente de la Presidencia de la República. La CNE fue creada bajo el amparo del Decreto Ley N° 2.224 el 25 de mayo de 1978, y su funcionamiento interno se rige de acuerdo al Estatuto Administrativo. Este marco regulatorio separa la función fiscalizadora la cual queda a cargo de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). La SEC, fue creada por Ley N° 18.410 de 1985.

A su vez, existen normas sectoriales que rigen el funcionamiento específico del sector eléctrico, de hidrocarburos, medio ambiente y energías renovables.

- **Sector Eléctrico**

El Decreto con Fuerza de Ley N° 1 de Septiembre de 1982 del Ministerio de Minería (D.F.L. N°1/82), creó las bases regulatorias vigentes para el sector eléctrico. La responsabilidad de estas definiciones fue conferida a la Comisión Nacional de Energía, quien procedió al diseño y formulación de los fundamentos de una política específica de organización y regulación del sector, atendiendo a las características distintivas de cada segmento que lo conforma. Vistas las características técnicas y logísticas de la actividad eléctrica, definida bajo una óptica de organización industrial, no da cuenta de la existencia de ventajas o de economías relevantes por efecto de la integración de los segmentos de generación, transmisión, y distribución, etapas que resulta natural distinguir. Por este motivo, se ha establecido la separación de las actividades de generación, transmisión y distribución, tanto en el plano de la regulación de estos segmentos como de su propiedad.

El marco regulatorio de la industria eléctrica vigente está compuesto por una serie de leyes, reglamentos y normas, que regulan la producción, transporte y comercialización de energía eléctrica, y la provisión de los servicios complementarios a estas actividades y los servicios asociados a la distribución.

La normativa vigente para el sector eléctrico corresponde al D.F.L. N° 1/82, con sus últimas modificaciones mediante la Ley No. 19.674 del 3 de mayo de 2.000, la Ley No. 19.940 del 13 de Marzo de 2.004 (Ley Corta I), la cual modificó el régimen regulatorio del segmento de transmisión,¹ la Ley No. 20.019 (Ley Corta II) de mayo de 2005 que introdujo una serie de cambios a la Ley, particularmente en el segmento de generación, y finalmente la Ley N° 20.220 de 14 de septiembre de 2007, que perfecciona el marco legal vigente con el objeto de resguardar la seguridad del suministro a los clientes regulados y la suficiencia de los sistemas eléctricos.

Dado el número de modificaciones realizadas al DFL N°1/82, con fecha 12 de mayo de 2006 se dictó el Decreto con Fuerza de Ley N° 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1 del Ministerio de Minería, de 1982, en adelante, “Ley General de Servicios Eléctricos” o LSGE. La LGSE es reglamentada principalmente por el Decreto Supremo N° 327 del Ministerio de Minería de Septiembre de 1998; no obstante, las reformas legales discutidas anteriormente han requerido elaborar y dictar nuevos reglamentos específicos.

- **Sector de Hidrocarburos**

La Constitución Política de la República cuenta con normas sobre exploración y explotación de hidrocarburos gaseosos. La Ley de Servicios de Gas, DFL No. 323 de 1931, del Ministerio del Interior, es la principal norma que rige las actividades asociadas al gas natural para los particulares, la cual regula especialmente el mercado de transporte y distribución de gas natural en Chile. En lo que se refiere a distribución de gas por redes, la mencionada Ley fue actualizada por la Ley No. 18.856 de 1989. En lo que se refiere a transporte por gasoductos internacionales la Ley fue actualizada por el Decreto No. 1187 de 1995 del Ministerio de Relaciones Exteriores, y el Protocolo sustitutivo del Protocolo No. 2 de 1991 del Acuerdo de Complementación Económica entre Chile y Argentina, con sus respectivos reglamentos.

Existen cuatro reglamentos relevantes que complementan la Ley de Servicios de Gas y la desarrollan: el Decreto No. 739 de 1994 del Ministerio de Economía, que regula la seguridad para la distribución y expendio de gas de ciudad; el Decreto No. 263 de 1995 del Ministerio de Economía, que regula las concesiones provisionales y definitivas para la distribución y transporte de gas; el Decreto No. 254 de 1995 del Ministerio de Economía, que regula la seguridad para el transporte y distribución de gas natural, y el Decreto No. 67 de 2004 del Ministerio de Economía, que regula la calidad del servicio de las empresas de servicios de distribución y suministro de gas de red a usuarios finales.

Asimismo, las actividades de la Empresa Nacional del Petróleo, ENAP, se encuentran reguladas mediante la Ley N° 9.618. Las normas sobre exploración, explotación o beneficio de yacimientos de hidrocarburos se rigen por el Decreto con Fuerza de Ley N° 2, de 1987, de Minería, que fija Normas sobre Contratos Especiales de Operación Petrolera (CEOP).

¹ Durante la década de los 90 hubo otras modificaciones menores al DFL N°. 1/82 como, por ejemplo, la realizada por la Ley No. 18.922 de 1990, la cual modificó los pagos de peaje y servidumbres de paso de energía eléctrica; la realizada por la Ley No. 18.959 de 1990 que introdujo la potestad del Ministerio de Economía, previo informe de la Comisión, para emitir decretos de racionamiento eléctrico, entre otras.

Por otra parte, existe una normativa especial, contemplada en la Ley N° 18.502, que establece impuestos específicos al Gas Natural Comprimido o de uso Vehicular, y otras disposiciones de seguridad y certificación. Asimismo, la Ley 20.063 dispone impuestos y créditos fiscales específicos de tasa variable para la gasolina automotriz, el petróleo diesel y el kerosén doméstico, para los efectos de aportar al Fondo de Estabilización de precio de los Combustibles derivados del Petróleo.

- **Sector de Medio Ambiente y Energías Renovables**

El sector energético se encuentra sometido a las normas medioambientales que rigen transversalmente para todo tipo de actividades en el país. La Ley de Bases del Medio Ambiente o Ley N° 19.300 de Marzo de 1994, la cual dio origen a la Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA) contiene el marco regulatorio respectivo.

Asimismo, el sector energético está sujeto al Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (Decreto Supremo N° 30 del Ministerio Secretaría General de la Presidencia de Abril de 1997) y a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (Decreto Supremo N° 123 del Ministerio de Relaciones Exteriores de Enero de 1995).

En lo que respecta a energías renovables, es posible enumerar, a modo de ejemplo, las siguientes normativas que se aplican: Reglamento para Medios de Generación no convencionales y pequeños medios de generación de enero de 2006, y Reglamento sobre Concesiones de Energía Geotérmica de octubre de 2004.

2.2.2.

Institucionalidad del Modelo Regulator Energético

La estructura completa de la institucionalidad detrás del modelo regulador chileno para el sector energético se presenta en el siguiente cuadro:

Figura 1: Esquema Institucional Público del sector energía en Chile.

2.2.3. Instituciones y organismos involucrados en la Planificación Energética

2.2.3.1. Descripción de la CNE

La CNE es un servicio público descentralizado que, dado su carácter de asesor directo de la Presidencia en materias energéticas, es un organismo autónomo y descentralizado, que se relaciona directamente con la Presidencia de la República.

La misión de la CNE comprende elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el desarrollo del sector energético del país, supervisar su cumplimiento, y asesorar al Gobierno en todas las materias relacionadas con dicho sector, de modo de potenciar su desarrollo para que funcione en forma eficiente, dinámica y ambientalmente sustentable, e incidir de manera positiva en la calidad de vida de los chilenos y en el crecimiento económico del país, asegurando que el suministro de energía llegue en forma equitativa, continua, limpia, y a precios razonables a todos sus habitantes.

Los objetivos estratégicos de la CNE son los siguientes:

1. Elaborar un marco regulatorio eficiente que permita lograr un abastecimiento energético continuo y estable para el país (electricidad, hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos, energías renovables).
2. Promover y facilitar la inversión nacional y extranjera, de modo de suplir las crecientes necesidades energéticas del país.
3. Favorecer la competencia en los mercados, tanto entre empresas como entre las diversas fuentes de energía.

4. Promover la equidad y el desarrollo social, apoyando los proyectos de suministro energético con alta rentabilidad social (electrificación rural).
5. Posicionar a Chile en los procesos de integración y globalización de políticas energéticas, a través de los diversos Foros y Organismos Internacionales del sector.
6. Proteger el medio ambiente, asegurando que los proyectos energéticos no contaminen ni degraden el entorno.

La Dirección Superior de la Comisión corresponde a un Consejo Directivo integrado por un representante del Presidente de la República (Presidente de la CNE); por el Ministro de Minería, por el Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción, por el Ministro de Hacienda, por el Ministro de Defensa Nacional, Ministro Secretario General de la Presidencia y Ministro de Planificación y Cooperación. El más alto funcionario de la institución recibe el nombre de “Presidente de la CNE”, tiene el rango de Ministro de Estado, siendo funcionario de la exclusiva confianza del Presidente de la República.

Las competencias del Consejo son cumplir o hacer cumplir los planes y políticas energéticas, objetivo central del quehacer de la Comisión Nacional de Energía; aprobar el programa anual de acción y la organización interna de la Comisión con sus modificaciones, de manera de adoptar todos los acuerdos que sean necesarios para el buen funcionamiento de la institución.

Para hacer operativos tales objetivos, el Consejo delega parte de sus funciones y atribuciones a la Secretaría Ejecutiva. La dirección técnica y administrativa de la CNE corresponde al Secretario Ejecutivo, quien es el Jefe Superior del Servicio y tiene su representación legal, judicial y extrajudicial. El cargo de Secretario Ejecutivo es de exclusiva confianza del Presidente de la República y forma parte de su Gabinete a nivel de Subsecretarios.

Finalmente, y tal como lo señala la ley, en todos los actos jurídicos y administrativos que se exija la intervención de un Ministerio, actualmente la CNE debe realizar sus acciones a través del Ministerio de Minería o de Economía.

La CNE posee un sistema remuneratorio único en la Administración Pública, el que es determinado por una resolución triministerial. El presupuesto de la CNE es fijado anualmente en la Ley de Presupuestos del Sector Público que sanciona el Congreso Nacional.

La institución se ha estructurado internamente mediante áreas técnicas propiamente tales y áreas de apoyo transversales. Dentro de las áreas técnicas es posible distinguir el Área Eléctrica, el Área de Hidrocarburos, el Área de Medio Ambiente y Recursos Naturales, y el Área de Electrificación Rural. Las Áreas de apoyo transversal, por su parte, están conformadas por las Áreas Jurídica, de Regulación Económica, de Estudios, de Asuntos Internacionales, de Planificación y Control de Gestión y de Comunicaciones.

- **Área Eléctrica**

El Área Eléctrica es la encargada de diseñar y proponer las normas legales y técnicas para un adecuado desarrollo del sector eléctrico, conforme a la política energética vigente, y a los objetivos de eficiencia y competitividad establecidos la normativa del sector.

Entre sus funciones se encuentran el cálculo de los precios, cargos y tarifas que estipula la Ley. Para el sector de generación eléctrica calcula y establece los denominados "precios de nudo" de la electricidad, que rigen para los contratos firmados entre las empresas de generación y sus clientes regulados hasta el año 2009.² Para el sector de transporte en alta tensión o Transmisión determina los peajes a nivel troncal y de subtransmisión, en base al denominado "valor agregado de transmisión". En el segmento de distribución al cliente final fija las tarifas en base al denominado "valor agregado de distribución", así como los cargos de los servicios asociados a la distribución.

A su vez, esta Área es la responsable de elaborar las previsiones de demanda y los Programas Indicativos de Obras para los diferentes sistemas eléctricos del país, información que es utilizada en la determinación de las tarifas reguladas que la ley estipula a nivel generación-transporte.

- **Área de Hidrocarburos**

En el Área de Hidrocarburos se encuentra radicada la responsabilidad de proponer marcos regulatorios, acordes con la política energética, para la industria de hidrocarburos en Chile. Para ello analiza continuamente los sectores del petróleo y sus derivados, carbón y gas, en sus actividades de exploración, producción, transporte, distribución y consumo, realizando los estudios técnicos y proyecciones de demanda que se requieran, con especial atención en los mercados externos relevantes.

Le corresponde a ésta Área el cálculo de precios de paridad de importación de los derivados del petróleo, de acuerdo a lo establecido en la ley que creó el Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo y de Combustibles, así como la revisión y recomendación de los proyectos de inversión de las empresas estatales del sector.

- **Área de Medio Ambiente y Recursos Naturales**

El Área de Medio Ambiente y Recursos Naturales es la responsable de llevar a cabo aquellas acciones que tienen como objeto promover, en el ámbito de las competencias de la CNE, un desarrollo energético consistente con los objetivos ambientales definidos por el gobierno.

Entre sus líneas de acción, destaca la realización de estudios de apoyo ambiental; análisis de los estudios de impacto ambiental de los grandes proyectos del sector energía, y la coordinación de procesos de intercambio tecnológico o conocimientos con otros países.

- **Área de Electrificación Rural**

El Área de Electrificación Rural es la responsable de coordinar el Programa Nacional de Electrificación Rural, proponer las metas de cobertura rural del gobierno, supervisar su cumplimiento, indagar sobre nuevas fuentes de asistencia técnica y financiera ante la cooperación internacional y distribuir anualmente los recursos de la provisión reservada a electrificación rural para las Regiones de Chile, en función de criterios preestablecidos. Al 2007, el Programa ha permitido alcanzar una cobertura del 93,5% de los hogares chilenos en el sector rural, teniendo como meta llegar a una cobertura para el año 2010 de 96%.

² Con la modificación legal establecida en el ley 20.018 de 2005, el régimen para contratos regulados cambia a partir del 2010 con la determinación de precios a partir de subastas competitivas; no obstante, la CNE deberá seguir calculando los precios de nudo como referencia para las licitaciones de la manera que estipula la Ley.

Asimismo, levanta una cartera de estudios técnicos para apoyar el uso de energías renovables en comunidades rurales aisladas, de modo de garantizar la sustentabilidad de los proyectos cuando estos son ejecutados.

2.2.3.2. Descripción Ministerio de Economía

Este Ministerio es responsable del diseño y monitoreo de políticas públicas que afecten la competitividad del país. Sus principales ejes de acción están relacionados con el diseño y promoción de las Políticas de Innovación y Emprendimiento, así como también la Estrategia Digital, Turismo, Regulación y Pesca.

2.2.3.3. Descripción Ministerio de Minería

Este Ministerio tiene la misión de generar, fomentar, difundir y evaluar las normas y políticas que optimicen el desarrollo minero sustentable del país, maximicen su aporte al desarrollo económico social y consoliden su liderazgo internacional. Entre las instituciones dependientes o relacionadas se encuentra Empresa Nacional del Petróleo, ENAP, y la Comisión Chilena de Energía Nuclear.

2.2.3.4. Descripción de la SEC

Es un servicio público descentralizado. Fue creada el año 1904 bajo el nombre de Inspección Técnica de Empresas y Servicios Eléctricos. Desde entonces ha evolucionado sus funciones, y en la actualidad, de acuerdo a la Ley N° 18.410 de 1985, tiene por misión legal vigilar la adecuada operación de los servicios de electricidad, gas y combustibles, en términos de su seguridad, calidad y precio.

Consecuentemente con su misión, el objetivo de la SEC es fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y normativas, sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad, buscando que las operaciones y el uso de estos recursos energéticos no constituyan peligro para las personas y sus cosas.

Está sometida a la supervigilancia del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción, cuyas políticas, planes y programas le corresponde aplicar.

2.2.3.5. Descripción de la CONAMA y Ministerio Medio Ambiente

La Comisión Nacional del Medio Ambiente, CONAMA, es la institución del Estado creada el año 1994 mediante la Ley N° 19.300 de Bases Generales del Medio Ambiente, que tiene como misión velar por un medio ambiente libre de contaminación, la protección del medio ambiente, la preservación de la naturaleza y la conservación del patrimonio ambiental. El 15 de marzo de 2007 se dictó la Ley N° 20.173, que crea el cargo de Presidente de la Comisión nacional de Medio Ambiente y le confiere el rango de Ministro a dicho cargo.

La Ley de Bases Generales del Medio Ambiente establece como responsabilidad de CONAMA, actuar como un servicio de consulta, análisis, comunicación y coordinación en materias relacionadas con el medio ambiente. Además debe proponer al Presidente de la República, políticas para la gestión ambiental, así como elaborar normas ambientales y planes de prevención y descontaminación, instrumentos de gestión orientados a la recuperación de la calidad ambiental en el país.

Adicionalmente, y entre otras importantes funciones relativas a la gestión medioambiental, es el órgano encargado de administrar el Sistema de [Evaluación de Impacto Ambiental](#), SEIA, para introducir la dimensión ambiental en el diseño, ejecución, seguimiento y fiscalización de proyectos o actividades que se realicen en el país.

La institución esta dirigida por un Consejo Directivo, presidido por el [Ministro presidente de la Comisión Nacional del Medio Ambiente](#) y está integrado por los ministros de Economía, Fomento y Reconstrucción, Obras Públicas, Transporte, Energía, Telecomunicaciones, Agricultura, Vivienda y Urbanismo, Bienes Nacionales, Salud, Minería, Planificación y Cooperación Educación, Defensa, Relaciones Exteriores y Secretaría General de la Presidencia.

A nivel regional, se disponen de Comisiones Regionales de Medio Ambiente, COREMAS, que están encargadas de la coordinación de la gestión ambiental de la región, como sucede con la calificación ambiental de los proyectos o actividades sometidas al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental u otra decisión regional importante.

Las COREMAS están integradas de la siguiente manera:

- El Intendente Regional, quien la preside.
- Los Gobernadores provinciales de la región.
- Los Secretarios Regionales de aquellos Ministerios que forman el Consejo Directivo de CONAMA.
- Cuatro consejeros regionales elegidos por el respectivo Consejo.
- El Director Regional de la CONAMA, que actúa como secretario.

La ley contempla, además, la existencia de un Comité Técnico de COREMA, el cual está integrado por el Director Regional de CONAMA, que lo preside, y por los directores regionales de los servicios públicos que tengan competencia en materias ambientales, incluido el Gobernador Marítimo correspondiente.

CONAMA cuenta además con un Consejo Consultivo, órgano de consulta y apoyo al Consejo Directivo y a la Dirección Ejecutiva. Está conformado por dos representantes de las organizaciones no gubernamentales, dos de los trabajadores, dos del sector empresarial, dos científicos de universidades, dos de centros académicos independientes y un representante del Presidente de la República.

2.2.3.6. Descripción de la Comisión Chilena de Energía Nuclear

Esta Comisión es un organismo descentralizado, pero sometido a la supervigilancia del Ministerio de Minería.

Su función es asesorar al Ejecutivo en todos los asuntos relacionados con la energía nuclear y, en especial, en el estudio de tratados, acuerdos, convenios con otros países o con organismos internacionales, en la contratación de créditos o ayudas para los fines mencionados; en el estudio de disposiciones legales o reglamentarias relacionadas con el régimen de propiedad de los yacimientos de minerales, materiales fértiles, fisionables y radiactivos, con los peligros de la energía nuclear y con las demás materias que están a su cargo.

Asimismo, debe elaborar y proponer los planes nacionales para la investigación, desarrollo, utilización y control de la energía nuclear en todos sus aspectos.

2.2.3.7. Descripción del Tribunal de la Competencia

El Tribunal de Defensa de la Libre Competencia es un órgano jurisdiccional especial e independiente, sujeto a la superintendencia directiva, correccional y económica de la Corte Suprema, cuya función será prevenir, corregir y sancionar los atentados a la libre competencia.

El Tribunal de Defensa de la Libre Competencia estará integrado por las personas que se indican a continuación:

a) Un abogado, que lo presidirá, designado por el Presidente de la República de una nómina de cinco postulantes confeccionada por la Corte Suprema mediante concurso público de antecedentes. Sólo podrán participar en el concurso quienes tengan una destacada actividad profesional o académica especializada en materias de libre competencia o en Derecho Comercial o Económico, y acrediten a lo menos 10 años de ejercicio profesional.

b) Cuatro profesionales universitarios expertos en materias de libre competencia, dos de los cuales deberán ser abogados y dos licenciados o con post grados en ciencias económicas. Dos integrantes, uno de cada área profesional, serán designados por el Consejo del Banco Central previo concurso público de antecedentes. Los otros dos integrantes, también uno de cada área profesional, serán designados por el Presidente de la República, a partir de dos nóminas de tres postulantes, una para cada designación, confeccionadas por el Consejo del Banco Central, también mediante concurso público de antecedentes.

c) Un profesional universitario designado por el Consejo Regional

El Tribunal de Defensa de la Libre Competencia tendrá las siguientes atribuciones y deberes:

1) Conocer, a solicitud de parte o del Fiscal Nacional Económico, las situaciones que pudieren constituir infracciones a la presente ley;

2) Conocer, a solicitud de quien tenga interés legítimo, o del Fiscal Nacional Económico, los asuntos de carácter no contencioso que puedan infringir las disposiciones de la presente ley, sobre hechos, actos o contratos existentes, así como aquellos que le presenten quienes se propongan ejecutarlos o celebrarlos, para lo cual, en ambos casos, podrá fijar las condiciones que deberán ser cumplidas en dichos hechos, actos o contratos;

3) Dictar instrucciones de carácter general de conformidad a la ley, las cuales deberán considerarse por los particulares en los actos o contratos que ejecuten o celebren y que tuvieren relación con la libre competencia o pudieren atentar contra ella;

4) Proponer al Presidente de la República, a través del Ministro de Estado que corresponda, la modificación o derogación de los preceptos legales y reglamentarios que estime contrarios a la libre competencia, como también la dictación de preceptos legales o reglamentarios cuando sean necesarios para fomentar la competencia o regular el ejercicio de determinadas actividades económicas que se presten en condiciones no competitivas; y

5) Las demás que le señalen las leyes.

2.2.3.8. Descripción del HONORABLE PANEL DE EXPERTOS

El Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos es un órgano colegiado autónomo creado en el año 2004 por la Ley N° 19.940, de competencia estricta y reglada. Su función es pronunciarse, mediante dictámenes de efecto vinculante, sobre aquellas discrepancias y conflictos que, conforme a la ley, se susciten con motivo de la aplicación de la legislación eléctrica y que las empresas eléctricas sometan a su conocimiento.

Está integrado por siete profesionales de amplia trayectoria profesional o académica y que han acreditado, en materias técnicas, económicas o jurídicas del sector eléctrico, dominio y experiencia laboral mínima de tres años. Cinco de ellos deben ser ingenieros o licenciados en ciencias económicas, nacionales o extranjeros, y dos deben ser abogados. Los integrantes son designados por el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, mediante un concurso público, por periodos de seis años. El Panel de Expertos se renueva en forma parcial cada tres años. Cuenta además con un Secretario Abogado, designado por el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, mediante concurso público de antecedentes, por un período de seis años.

Los integrantes del Panel de Expertos, el Secretario Abogado y el personal auxiliar no tienen la calidad de personal de la Administración del Estado ni son jerárquicamente dependientes de ésta. No obstante, les son aplicables las normas sobre responsabilidad administrativa y probidad contenidas en la Ley Orgánica Constitucional de Bases Generales de la Administración del Estado.

La competencia del Panel de Expertos está regulada básicamente en el artículo 208 del actual texto refundido de la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL 4 de 2006, Economía). Las materias en las cuales se presenten divergencias o conflictos y sometidas a dictamen del Panel de Expertos se refieren a las siguientes materias o segmentos:

- a) Sistemas de Transmisión Troncal: las discrepancias relacionadas con la determinación de las bases técnicas y administrativas definitivas del Estudio de Transmisión Troncal; con el informe técnico basado en los resultados del estudio de transmisión troncal que le corresponde a la Comisión Nacional de Energía; con el plan anual de expansión; y con la recaudación anual y pago de peajes correspondiente al valor anual por tramo.
- b) Sistemas de subtransmisión: las discrepancias relacionadas con las bases técnicas definitivas de los estudios para la determinación del valor anual de cada sistema y con la fijación de los peajes de subtransmisión.
- c) Sistemas adicionales de transporte: las discrepancias relacionadas con la aplicación del régimen de acceso abierto.
- d) Servicios de distribución: las discrepancias relacionadas con la fijación del peaje de distribución; con la fijación de los precios de los servicios no consistentes en suministros de energía; con la determinación de los costos de explotación y con la fijación del Valor Nuevo de Reemplazo.
- e) Sistemas eléctricos medianos: las discrepancias relacionadas con las bases de los estudios para la determinación del valor anual de dichos sistemas eléctricos; y el informe técnico de la Comisión con las fórmulas tarifarias para estos sistemas.

f) Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC): los conflictos que se susciten en el interior de un CDEC, respecto de aquellas materias que se determinen reglamentariamente.

g) Energía eléctrica generada con fuentes renovables no convencionales: las controversias que se susciten sobre el cumplimiento de la obligación de que un porcentaje de la energía retirada para ser comercializada corresponda a energía generada con fuentes renovables no convencionales (Ley 20.257).

h) Otras discrepancias: las que las empresas eléctricas tengan entre sí con motivo de la aplicación técnica o económica de la normativa del sector eléctrico y que, de común acuerdo, sometan a su dictamen.

2.2.3.9. Descripción de ENAP

La Empresa Nacional de Petróleo, ENAP, es una empresa del Estado creada el 19 de julio de 1950 mediante la Ley Orgánica de ENAP, y es la encargada de ejercer las actividades de exploración y producción de petróleo crudo y gas natural (upstream), y de refinación y logística de combustibles y otros productos derivados del petróleo (downstream).

Su Directorio está conformado por el Ministro de Minería, como Presidente del Directorio, el Vicepresidente Ejecutivo de la Corporación de Fomento de la Producción, CORFO, como Vicepresidente del mismo, y otros seis directores designados por diferentes instituciones.³

En este sentido, la empresa y su Gerente General depende administrativamente del Ministro de Minería, quien entre otras funciones, aprueba los programas de inversión de la empresa.

La empresa está constituida como una red de negocios en el campo del petróleo, el gas natural y otros productos energéticos como el Gas Natural Licuado y la geotermia. En Chile ENAP y sus filiales realizan sus actividades en un ambiente de economía abierta, donde cualquier inversionista puede explorar, explotar, refinar, importar y distribuir productos y subproductos de hidrocarburos.

Con una larga y rica experiencia en este negocio, también entrega servicios ligados con la industria petrolera, tales como construcción y mantenimiento de la infraestructura petrolera, tanto en tierra como en mar; y logística para transporte y almacenamiento de combustibles líquidos y gaseosos. Por lo tanto, constituye una red de negocios con presencia en los mercados nacional e internacional, con respaldo tecnológico, infraestructura moderna, productos competitivos y servicios al cliente, en todas las etapas del negocio.

2.2.3.10. Diagnóstico del modelo vigente.

³ Tres son designados por la CORFO, uno por el Instituto de Ingenieros de Minas, uno por la Sociedad Nacional de Minería y uno por la Sociedad de Fomento Fabril

Es interesante como la actual estructura de organización del sector energía en Chile, esta siendo reevaluada por sus propios responsables y actores. En efecto, en la actualidad, se discute en el Congreso un proyecto de Ley despachado desde el Poder Ejecutivo, que busca realizar una reforma a las instituciones que toman decisiones públicas en el ámbito energético, de manera de configurar correctamente las competencias y ámbitos de acción de cada una de ellas, que faciliten una mirada integral del tema para adoptar decisiones coherentes y de largo plazo⁴.

En el mensaje presidencial, se establece que “la forma en que se ha organizado el Estado en la materia, dificulta una mirada integral del sector, dada la multiplicidad de organismos, la dispersión de competencias y el menor peso institucional de la Comisión Nacional de Energía frente a los restantes actores”. Para mayor detalle del diagnóstico institucional realizado en este proyecto, ver Anexo 4: Diagnóstico del modelo vigente contenido en el Proyecto de Ley para la Creación del Ministerio de Energía.

2.2.4. Descripción general del mercado energético

1. Mercado Eléctrico en Chile

El mercado de la generación en Chile se encuentra en un 100% en manos del sector privado, el cual toma las decisiones de inversión en base a las señales de precio de la Autoridad y las expectativas e intereses particulares de cada empresa. En este sentido, el Estado no está habilitado para construir o desarrollar proyectos de generación, sin importar las condiciones de abastecimiento en las que se encuentre del país.

Las empresas existentes y los nuevos actores son los llamados a incorporar nueva oferta y pueden desarrollar sus proyectos de manera libre, tanto desde el punto de vista tecnológico, ubicación y tamaño de los mismos. A su vez, pueden vender su producción en el mercado spot como en el mercado de contratos, este último compuesto por los clientes no sometidos a regulación de precios o clientes libres y las empresas de distribución. Respecto a estas últimas, la actual legislación obliga a que éstas realicen licitaciones públicas internacionales para asegurar el abastecimiento a sus clientes para al menos los siguientes tres años, licitaciones que tienen precios techos determinados por la CNE.

Por otro parte, el segmento de la transmisión también es 100% de propiedad privada, pero con una mayor regulación por parte de autoridad, en materia de expansión y tarifas. Para el sistema troncal, la Autoridad, en conjunto con los diferentes actores del sistema, debe encargar cada 4 años un estudio de valorización y expansión de las instalaciones que componen los diferentes sistemas de transmisión troncal del país. El plan de expansión determinado por este estudio es de carácter obligatorio, y debe ser efectuado pro las empresas existentes en caso que se trate de ampliaciones de sus instalaciones, o mediante licitaciones internacionales cuando se trate de nuevas obras.

⁴ Mensaje de S.E. La Presidenta de la Republica con el que inicia un Proyecto de Ley que crea el Ministerio de Energía, estableciendo modificaciones al DL. N° 2.224 de 1978 y a otros cuerpos legales, de enero 16 de 2008.-

Las tarifas o peajes que deben pagar por estos sistemas se determinan en base a un procedimiento que considera el uso esperado de las mismas por parte de los usuarios, esto es, generadores y clientes. El segmento de la subtransmisión está sometido a una regulación similar a la troncal, pero en este caso los planes de expansión, esto es, la ampliación y/o construcción de nuevas instalaciones de transmisión determinados por los respectivos estudio tarifarios, son de carácter obligatorio para los propietarios de los sistemas de subtransmisión. Sin perjuicio de lo anterior, están obligados a desarrollar las obras necesarias para mantener la seguridad y calidad de servicio a sus clientes.

Organización de los Sistemas Eléctricos en Chile

En Chile existen cuatro sistemas eléctricos independientes: el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que abastece la Primera, Segunda y Décimo Quinta Regiones administrativas; el Sistema Interconectado Central (SIC), que abastece desde la Tercera a la Décima Región, incluyendo a la Región Metropolitana y Décimo Cuarta Región; el Sistema de Aysén en la Décimo Primera Región y el Sistema de Magallanes en la Décimo Segunda Región. Los dos primeros son sistemas interconectados, en el sentido que configuran cada uno una red que es operada en forma coordinada; los dos últimos son aislados, compuestos por sistemas de generación, transporte y distribución que no se encuentran conectados entre sí.

Tabla 1: Capacidad Instalada Chile, diciembre año 2007⁵

TIPO DE CENTRAL	SING	SIC	SISTEMA AYSEN	SISTEMA MAGALLAN ES	TOT AL
HIDRÁULICAS	13	4,8 74	18	0	4,83 2
EMBALSE	0	3,3 93	0	0	3,44 3
PASADA	13	1,4 81	18	0	1,38 9
TÉRMICAS	3,5 89	4,2 26	14	65	7,90 8
CARBÓN	1,2 06	838	0	0	2,04 3
GAS NATURAL	2,1 12	2,5 39	0	55	4,73 3
DERIVADOS DEL PETRÓLEO	272	658	14	10	941
BIOMASA	0	191	0	0	191
EÓLICAS	0	18	2	0	2
TOTAL	3,6 02	9,1 18	34	65	12,7 42

A continuación se incluye una breve presentación sobre la estructura de los dos principales sistemas eléctricos de Chile.

- **Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)**

El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) se extiende entre Arica, Antofagasta e Iquique, Primera, Segunda y Décimo Quinta regiones de Chile, respectivamente, y cubre una superficie de 185.142 km², equivalente a 24,5% del territorio continental de Chile.

En esta zona predomina un clima de extrema sequedad, donde gran parte del territorio está constituido por el Desierto de Atacama. Esto ha determinado que la mayor parte de la población se concentre en ciudades costeras, mientras la mayor parte de la actividad económica, esencialmente minera, se concentra en el interior y cercana a las zonas cordilleranas. Según cifras del censo de 2002, la población en estas Regiones alcanza al 6,1% del total nacional y está concentrada principalmente en algunas ciudades y poblados muy distanciados entre sí.

Por lo anterior, el desarrollo original del sistema eléctrico consistió en la construcción de centrales dedicadas a cada faena minera, ubicadas en la costa y unidas con el principal consumidor a través de líneas de transmisión geográficamente transversales. El SING es un mercado que se desarrolla como uno competitivo, que tiende a un equilibrio competitivo entre oferta y demanda, caracterizado por negociaciones directas y una cuota equilibrada de poder de mercado entre ambas partes. En efecto, la gran minería posee la suficiente capacidad para desarrollar sus propios proyectos de generación. Por las características de este mercado, se esperaría que tienda a un equilibrio de Cournot, es decir, de competencia de monopolios sin colusión.

⁵ Fuente: CNE, CDEC-SIC, CDEC-SING

A fines de 1987 se interconectaron algunos de estos sistemas, dando origen al Sistema Interconectado del Norte Grande. El 30 de Julio de 1993 comenzó la operación coordinada de las instalaciones del SING al constituirse el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) del SING (CDEC-SING). A julio de 2005, constituían el CDEC-SING las empresas: Edelnor, Electroandina, Norgener, Celta, Gasatacama Generación, Aes Gener y Transelec Norte.

La demanda se caracteriza por tener un alto factor de carga⁶ y, al igual que el parque generador, no depende en términos prácticos de las condiciones climáticas (o hidrología). Por lo anterior, los únicos factores de incertidumbre lo constituyen las fallas intempestivas de unidades generadoras y la variabilidad en la disponibilidad de Gas Natural Regional, GNR, asociada al mercado Argentino. La disponibilidad e incremento futuro de GNR para el sistema se ve además afectada por factores exógenos, que dicen relación con la capacidad de transporte de la red de gasoductos en Argentina, la prioridad de satisfacer los consumos internos de dicho país y el marco regulador que afecta las inversiones en la habilitación y operación de nuevos pozos de gas y en la red de gasoductos.

Con una capacidad instalada del orden de 3600 MW, la siguiente tabla muestra la capacidad instalada por tipo de tecnología, al año 2007:

Tabla 2: Capacidad Instalada y Demanda Máxima SING, 2007

Tipo de Central	MW	%
Hidroeléctrica de Pasada	13	0,4%
Hidroeléctrica de Embalse	-	-
Diesel	144	4,0%
Gas Natural	400	11,1%
Gas Natural y Diesel ⁷	1.712	47,5%
Otros Derivados de Petróleo	128	3,5%
Carbón	1.206	33,5%
Total	3.602	100%
Demanda Máxima	1.790	

El comportamiento de las ventas de energía ha tenido un aumento sostenido en los últimos años, el cual se explica por la alta demanda de electricidad asociada a la gran minería del cobre, dado el boom de producción motivada por los altos precios del metal rojo en los mercados internacionales. El siguiente gráfico muestra esta situación, asociada al crecimiento del producto interno bruto del país.

⁶ Factor de carga se define como la proporción entre la demanda promedio a la demanda máxima del sistema durante un período en particular.

⁷ Centrales de ciclo combinado con capacidad de utilizar gas natural o diesel (dual).

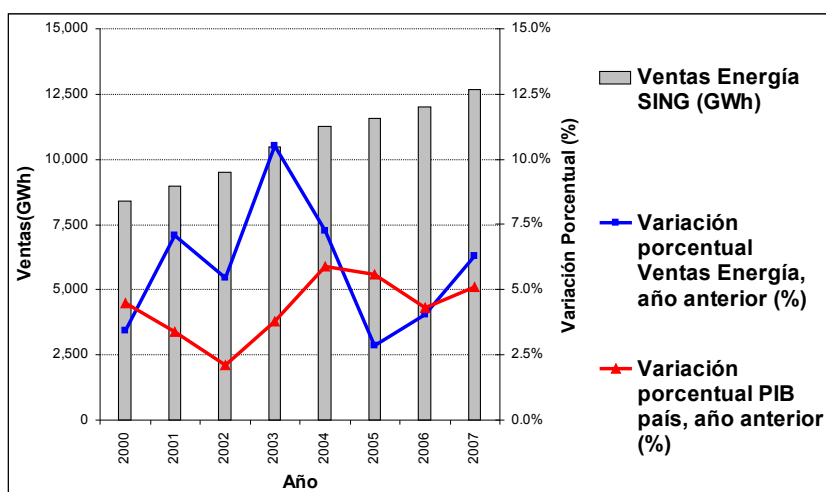


Gráfico 1: Ventas Energía SING y PIB país⁸

- **Sistema Interconectado Central (SIC)**

El Sistema Interconectado Central (SIC) es el principal sistema eléctrico del país, entregando suministro eléctrico a más del 90% de la población del país. Se extiende desde la ciudad de Taltal por el norte, hasta la Isla Grande de Chiloé por el sur. Su importancia radica en que abarca al mayor centro de consumo del país, ubicado en la Región Metropolitana. A diferencia del SING, el SIC abastece un consumo destinado mayoritariamente a clientes residenciales, comerciales e industriales.

Este sistema eléctrico está compuesto por centrales generadoras de energía, líneas de transmisión, subestaciones de enlace y transformadoras, líneas de subtransmisión, sistemas de distribución en alta y baja tensión, y puntos de conexión de consumidores finales. La mayor parte de la generación hidroeléctrica se localiza en el sur y las centrales térmicas se ubican principalmente en el centro y norte.

En este sentido, el SIC es un mercado que se desarrolla en torno a un equilibrio de mercado especulativo, en donde, para un adecuado funcionamiento y eficiencia del sistema, la regulación se hace un componente relevante. Por ende, son los aspectos regulatorios de la Autoridad y su relación con los agentes generadores, asociados a la oferta, los que definen el equilibrio de mercado.

Actualmente, en el SIC existe una capacidad instalada que altos costos abastece los requerimientos de energía del sistema, producto de la falta de GNR, situación que podría tener un alivio con la entrada en operación del Terminal de GNL Quintero.

⁸ Fuente: CDEC-SING, CNE, Banco Central de Chile

Por lo anterior, se espera que la expansión futura en generación se materialice sobre la base de centrales térmicas eficientes a carbón, centrales térmicas a GNL de ciclo abierto o combinado e hidroeléctricas de gran capacidad, asociada a los proyectos del sur del país, en la Provincia de Aisén y a pequeñas o medianas centrales entre la V y VIII región del país. En este escenario, el proyecto GNL para este sistema adquiere alta relevancia, ya que le permitiría enfrentar el abastecimiento de los próximos años con una mayor seguridad que la actual.

El SIC agrupa a un total de 20 empresas de generación que junto a algunas empresas de transmisión⁹, conforman el Centro de Despacho Económico de Carga del SIC (CDEC-SIC). El parque generador está constituido en un 53% por centrales hidráulicas de embalse y pasada, y en un 47% por centrales térmicas a carbón, fuel, diesel y de ciclo abierto y combinado a gas natural.

El SIC tiene una capacidad instalada del orden de 9.200 MW. En la siguiente tabla se muestra la capacidad instalada por tipo de tecnología:

Tabla 3: Capacidad Instalada y demanda máxima SIC, año 2007

Tipo de Central	MW	%
Hidroeléctrica de Pasada	1.481	16,2%
Hidroeléctrica de Embalse	3.393	37,2%
Diesel	519	5,7%
Gas Natural	120	1,3%
Gas Natural y Diesel	2.419	26,5%
Otros Derivados de Petróleo	139	1,5%
Desechos	191	2,1%
Carbón	838	9,2%
Eólica	18	0,2%
Total	9.118	100%
Demanda Máxima	6.313	

Dado el tamaño e importancia de este sistema en el país, la tasa de crecimiento de las ventas de energía tiene una importante correlación con el comportamiento económico del país, representado en la tasa de expansión del PIB. Coherente con la relación entre producto interno y demanda por energía, el crecimiento de las ventas de energía se ha ubicado un par de puntos porcentuales por arriba de la tasa de crecimiento del PIB. De la misma forma, cuando hay contracciones en la actividad económica, como resultado, por ejemplo, de una menor producción industrial ante la falta de gas¹⁰, las ventas de energía también decaen aunque con menor impacto.

⁹ De acuerdo a la Ley 20.018 o “Ley Corta II” de mayo del 2005, el CDEC está compuesto por las empresas generadoras, transmisoras troncales y de subtransmisión, y por un representante de los clientes libres.

¹⁰ No todo el parque industrial de clientes libres mantiene su nivel de producción ante los cortes de gas. Muchos clientes suspenden su producción, disminuyendo como consecuencia la demanda global del sistema.

En efecto, en los últimos meses del año 2007, el abastecimiento de electricidad se vio impactado debido a los cortes de gas y una condición hidrológica de características secas, provocando una situación de estrechez energética de similares características a la ocurrida el año 1998.

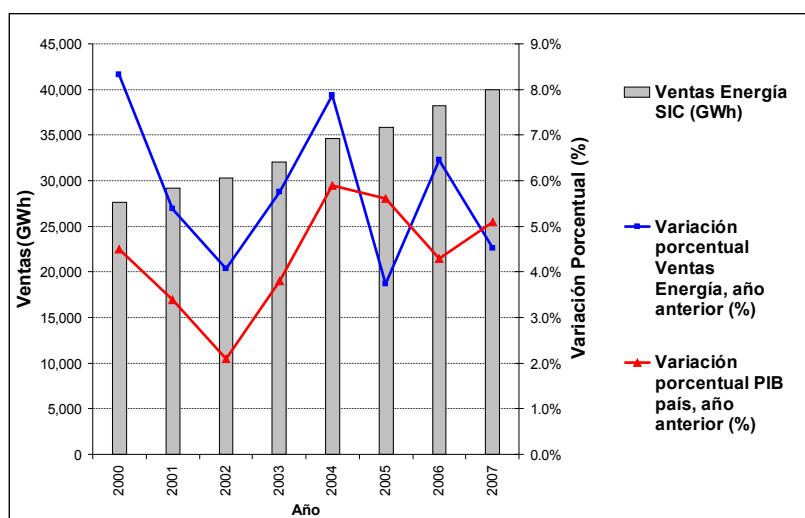


Gráfico 2: Ventas Energía SIC y PIB país¹¹

2.2.4.2. Mercado del Gas Natural

El desarrollo del mercado de Gas Natural en Chile está ligado íntimamente con la historia del desarrollo de este recurso en el país de origen, Argentina. Por esta razón, en forma a previa a describir aspectos de este energético en Chile, es relevante revisar brevemente la historia del desarrollo productivo del Gas Natural en Argentina.

En la última década, aproximadamente 6 millones de personas y más de 250 localidades de toda la República Argentina se han incorporado a las redes de distribución de gas natural. Esta incorporación se explica por la dotación de reservas naturales del recurso y el comportamiento de las inversiones realizadas por el sector privado, que permitieron que Argentina pasara de ser importador de gas, a ser un país exportador de este recurso. En el mercado eléctrico, esta situación se tradujo en un abastecimiento eléctrico a uno de los costos más competitivos del mundo.¹²

Argentina es uno de los países con mayor participación del gas natural en su matriz energética con las tarifas más bajas de la región y del mundo, no sólo para clientes residenciales sino también para pequeñas y medianas empresas así como para grandes compañías. Por lo anterior, el gas natural se convirtió en un insumo básico para la industria de este país, tanto para el consumo interno como para aquellos orientados a las exportaciones.

¹¹ Fuente: CDEC-SIC, CNE, Banco Central de Chile

¹² Además, debido a los procesos de licitaciones, las empresas del sector privado argentino aportaron, en su conjunto, 5.811 millones de dólares al Estado por concepto de impuestos y dividendos en el periodo 1993-2001

De esta forma, la decisión de exportación/importación de gas natural por parte de Argentina y Chile, impulsó la construcción y operación de gasoductos en la zona central y norte de Chile. La apertura de este mercado permitió un importante desarrollo de la generación eléctrica, como punto principal, y contribuyó positivamente al abastecimiento a bajo costo de la demanda de gas asociada a los sectores residencial e industrial.

En efecto, en agosto de 1997, se iniciaron las importaciones de gas natural argentino a la zona central de Chile a través del gasoducto internacional GASANDES, el cual transporta gas desde la localidad de La Mora donde se interconecta al Gasoducto Centro Oeste, perteneciente a la red de gasoductos argentinos, lográndose el suministro a compañías distribuidoras y generadoras.

Para el abastecimiento de la Región de Valparaíso, los privados determinaron la construcción del gasoducto ELECTROGAS, el que se inicia en el City Gate de GASANDES, llegando hasta la localidad de Lo Venecia. El gasoducto ELECTROGAS se puso en operación a comienzos de 1998 y posee varias líneas laterales a través de las cuales suministra gas a localidades intermedias.

En 1999, iniciaron sus operaciones los gasoductos GASATACAMA y NORANDINO, en la II Región de Antofagasta. Ambos transportaban gas natural desde los yacimientos de la provincia de Salta en Argentina hasta centrales de ciclo combinado ubicadas en el SING y hacia los centros mineros e industriales de la zona.

A continuación se presenta el resumen de los principales gasoductos por Sistemas Eléctricos existentes en Chile, incluyendo su ubicación geográfica y el detalle de los tramos, diámetros, capacidad y longitud de sus instalaciones.

Sistema Norte Grande SING¹³

El siguiente mapa exhibe el sistema de gaseoductos cuya infraestructura se ubica en el Norte Grande del país. La Tabla siguiente exhibe algunas características técnicas del mismo.

¹³ Fuente: CNE.

MAPA DE GASODUCTOS



Figura 2: Sistema de Gasoductos Norte Grande.

Tabla 4: Características Gasoductos Norte Grande

Gasoducto	Inicio actividad es	Tramos (Origen Destino)	Diámet ro	Capacida d	Longit ud
			(pulg)	(MMm3/dí a)	(km)
Gasatacama (internacion al)	Jul-99	Corneio (Salta, Argentina)/ Paso de Jarna (frontera)	20	8,5	530
		Paso de Jarna (frontera) / Meiillones	20	8,5	411
Norandino (internacion al)	Nov-99	Pichanal (Salta, Argentina) / Paso de Jama (frontera)	20	7,1	450
		Paso de Jarna (frontera) / Crucero	20	7,1	260
		Crucero / Tocopilla	12	1,6	79
		Crucero / Quebrada Ordóñez	16	5,5	252
		Quebrada Ordóñez / Meiillones	16	3,9	35
		Quebrada OrdMez / Coloso	16	1,6	104
Taltal	Diciembre de 1999	Meiillones / La Neora	16	2,4	89
		La Negra / Paposo (Taltal)	12.75	1,8	135

Sistema Centro Sur SIC¹⁴

El siguiente mapa presenta la infraestructura del sistema de gasoductos que se ubica en el Sistema Central del país. La Tabla adyacente exhibe algunas características técnicas del mismo.

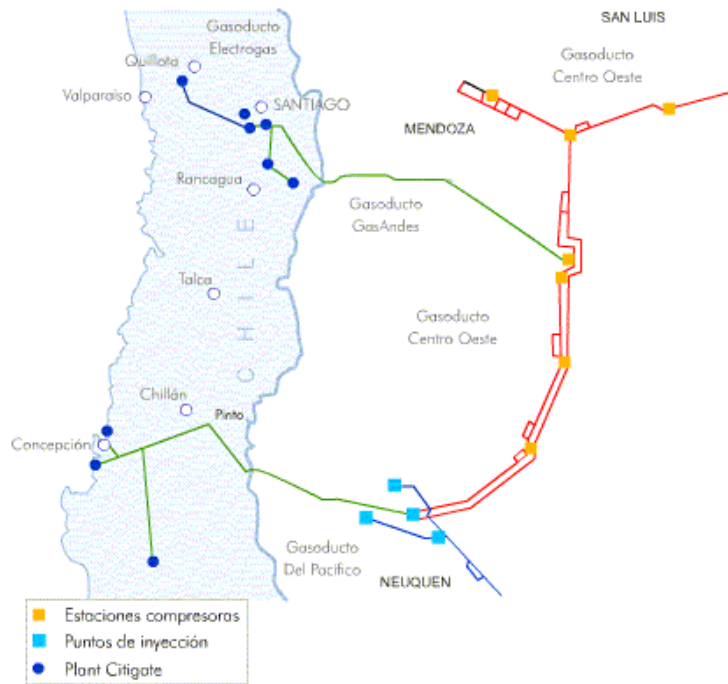


Figura 3: Sistema de Gasoductos Centro-Sur.

Tabla 5: Características gasoductos centro - sur

¹⁴ Fuente: CNE.

Gasoducto	Inicio actividades	Tramos (Origen/Destino)	Diámetro (pulg)	Capacidad (MMm3/día)	Longitud (km)
GasAndes (internacional)	Ago-97	La Mora (Mendoza Argentina) / Paso Maipo (frontera)	24	9	313
		Paso Maipo (frontera) / San Bernardo (Citv Gate II)	24	9	150
		Válvula 17/ Citv Gate I	12	9	4
Electrogas (nacional)	Feb-98	San Bernardo / Maipú	30	41	12
		Maipú / Quillota	24	4,1	111
		Km 121 línea principal/ Est. Colmo	16	1,2	15
Gas Pacífico (internacional)	Nov-99	Loma La Lata (Cullen, Argentina) / P.Butarnallín (frontera)	24	9,7	276
		Paso Butarnallín (frontera) / Recinto	24	9,7	76
		Recinto / Las Mercedes	20	9,7	168
		Las Mercedes / Gasco y Petrox	20	6,7	17
		La Leonera / Coronel	12	2,1	28
		Paso Hondo / Nacimiento	10	1	73
Innergy- Transportes (nacional)	Nov-99 (en construcción)	Penco / Lirquén	Abr-08	No aplicable	
		Las Mercedes / Concepción	6	a la red	38
		Lateral Talcahuano	Abr-08		
	Lateral Coronel	10			
	Mar-00 (proyectado)	Otros 6 laterales a localidades e instalaciones en la VIII región.	No definido	No definida	122

Mecanismos de comercialización del GN

En general, las empresas eléctricas e industriales mayores, así como las distribuidoras compran el gas natural y el transporte del mismo, contratando directamente con productores y transportistas, bajo la modalidad de "Take or Pay" con condiciones de "Interruptionabilidad" y de preferencias sobre los remanentes disponibles. En cambio, los consumos del sector residencial, comercial e industrial menor están sujetos a estructuras de precio pre-establecidas por las empresas distribuidoras, que tienen en general componentes de cargo fijo y uno variable. Respecto del residencial y comercial, muchas distribuidoras aplican sólo una tarifa variable a este segmento.

2.2.4.2.4. Impacto del GN de Argentina en Chile

La incorporación de centrales a gas natural a partir de 1997 incrementó la participación del parque térmico en la capacidad de generación del sistema. Los atributos del gas natural como insumo “de abastecimiento seguro”, en comparación con el insumo “de abastecimiento variable” agua, y sus costos de operación claramente favorables respecto del carbón y diesel – también insumos “de abastecimiento seguros”, pero con precios más inestables y menos competitivos- derivaron durante el período 1996-2003 en importantes inversiones en centrales generadoras a gas natural y en significativas bajas de los costos y precios en el sistema. De esta forma, en términos de eficiencia económica, Chile pudo aprovechar la disponibilidad de oferta de un recurso a un muy bajo precio, en comparación a los otros combustibles fósiles de generación, que –se pensaba– era abundante y seguro. Entre los períodos previo y posterior a la utilización de gas natural, el precio de nudo monómico en el SIC se redujo entre 30% a 35%.

En términos de la matriz energética del país, el gas disponible se tradujo en una profunda modificación de las participaciones de los combustibles fósiles, desplazando de forma considerable al carbón y al petróleo. Asimismo, permitió una mejor complementariedad con los recursos hidráulicos y, así, una disminución importante de los costos de la energía eléctrica en Chile.

A diciembre del año 2007, las centrales hidroeléctricas mantienen su prevalencia en el Sistema Interconectado Central. En efecto, un 53,4% de la potencia instalada en el SIC corresponde a centrales hidroeléctricas; un 27,85%, a centrales a gas natural; un 9,19%, a centrales a carbón; y el resto, a centrales diesel y otros tipos de centrales térmicas de menor importancia. Con esta capacidad instalada, en un año muy húmedo más de un 90% de la demanda de energía podría ser satisfecha con generación hidroeléctrica. En un año promedio, esta última podría abastecer del orden de 65% a 70% de lo requerido, mientras que en un año muy seco, cubriría sólo cerca de un 30% a 35% de las necesidades.

A partir de los problemas de abastecimiento de gas natural desde Argentina, en un escenario no previsto dada la existencia de protocolos entre gobiernos y contratos entre privados, el sistema ha estado expuesto a importantes incrementos de costos. Lo anterior, producto de la necesidad de sustituir operaciones de generación a gas natural por la de combustibles menos eficientes.

En la actualidad Chile demanda desde Argentina 26 millones de metros cúbicos diarios (Mm³/d) de gas que, además de los domicilios, abastecen gran parte de su industria y de la generación térmica de electricidad. En los meses de invierno, la demanda para cubrir los requerimientos de gas domiciliario y comercial bordea cerca de 1,5 y 2,1 Mm³/d. El año 2007, sin embargo, el promedio de importaciones ha sido un 40% inferior a lo demandado, ya que se realizaron inyecciones desde Argentina sólo ascendientes a 13,3Mm³/d. Los cortes más profundos fueron de 60% en 2006 y el año 2007 llegaron incluso entre un 80% y 100%, tanto en el SING como en el SIC. Con respecto al abastecimiento para domicilio y sector comercial, los envíos sólo alcanzaron a 500.000 m³ de gas, cifra que representa solo la mitad del flujo mínimo que necesita la zona central del país. Frente a los menores envíos de gas, se ha procedido a cubrir las diferencias con las reservas de gas acumuladas en los ductos y con la puesta en marcha en Santiago de dos plantas de propano aire. Las expectativas de demanda de gas de Chile para el año 2009 se ubican en torno a los 28 Mm³/d y hacia el 2015, sobre los 35Mm³/d.

En cifras más globales, según un estudio de Galetovic, Inostroza y Muñoz¹⁵, se estima que si se suspende definitivamente el abastecimiento del gas natural argentino, el costo para el país, sólo considerando el Sistema Interconectado Central (SIC), es de alrededor de US\$ 350 millones anuales (un 0,5% del PIB). Otros autores estiman que el beneficio social generado producto de la llegada del gas natural a Chile fue de alrededor de US\$ 150 millones anuales, por concepto de menor contaminación ambiental y menor costo del combustible.

Las restricciones desde Argentina alcanzaron en muchos períodos valores cercanos al 100% de restricción, excepto para el sector residencial/comercial. Por su parte, los costos marginales mensuales, alcanzaron niveles entre 4 a 7 veces los valores previos a las restricciones de gas. A continuación se muestra los valores porcentuales de restricción de GN desde Argentina y los CMg Sopt promedio mensual, para el período 2004-2007, en los sistemas SIC y SING del país.

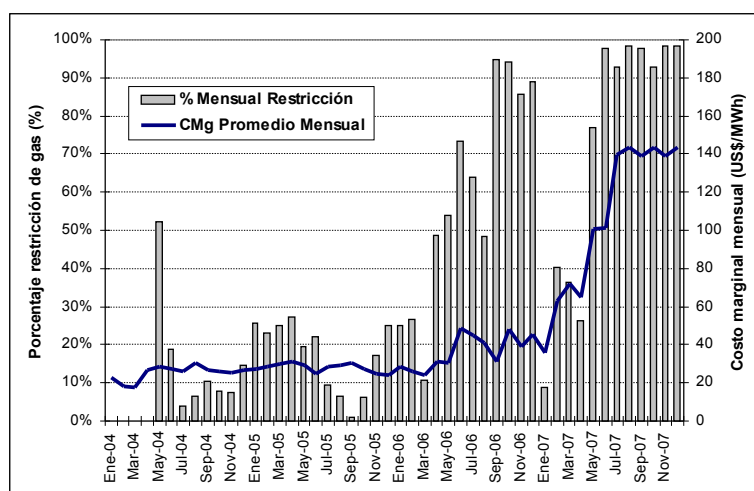


Gráfico 3: Porcentaje Mensual de restricción de GN v/s Costo Marginal Spot Promedio Mensual, Sistema Interconectado del Norte Grande¹⁶

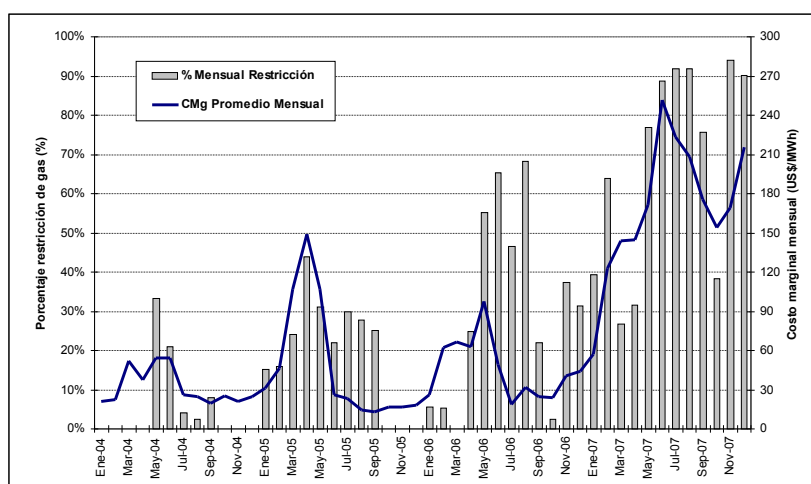


Gráfico 4: Porcentaje Mensual de restricción de GN v/s Costo Marginal Spot Promedio Mensual,

¹⁵ Galetovic, A.; Inostroza, J. R.; Muñoz, C.M. “Gas y Electricidad: ¿Qué Hacer Ahora?” Estudios Públicos 96, CEP, primavera 2004.

¹⁶ Fuente: CDEC-SIC, CNE, Banco Central de Chile

La falta de GNR en Chile ha provocado cambios relevantes en las estructuras del mercado del SIC y SING, así como también en sus matrices energéticas, introduciendo por tanto la necesidad de implementar y disponer de Terminales de Regasificación de gas natural, de manera de independizar el abastecimiento de este combustible proveniente desde Argentina. Lo anterior, resulta importante en el sentido de que exista un mayor grado de certidumbre en el mercado respecto de la disponibilidad de gas natural, y reducir de esta forma el riesgo de abastecimiento a niveles económicos aceptables para los consumidores. Dicho riesgo, en el caso del SIC, está asociado a la estacionalidad e incertidumbre propia de un régimen hidrológico imperante. Las restricciones de gas han ido en aumento a partir del año 2004 en ambos sistemas, lo que sumado al incremento del impuesto a la exportación de gas en Argentina, ha provocando una fuerte alza en los costos de operación en ambos sistemas. En efecto, el abastecimiento para empresas eléctricas se ha realizado en base derivados del petróleo, los cuales son utilizados también por centrales a gas natural de características duales, es decir con posibilidad de reemplazo de los combustibles fuentes.

En el SING, la matriz eléctrica ha sufrido una modificación importante si se compara el abastecimiento del año 2003, sin corte de gas, con el del año 2007, luego de las restricciones al suministro de este insumo. En la etapa previa a los cortes de gas, la matriz energética del SING ha estado basada en gas natural y carbón. Sin embargo, ésta se ha modificado de manera sustancial en el último tiempo, año 2007, en donde el carbón (que incluye carbón-petcoke) ha casi duplicado su participación. Los derivados del petróleo por otra parte (que incluyen el diesel y fuel), con una aporte casi marginal en la matriz del 2003, alcanzaron a representar en la matriz del año 2007 un valor cercano al 20% de la generación, porcentaje que incluye la operación de centrales de ciclo combinado duales.

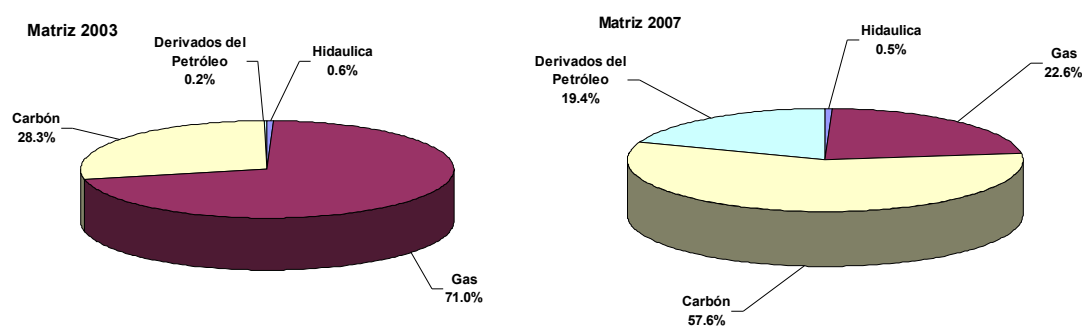


Gráfico 5: Matriz Energética SING 2003-2007¹⁸

Por otro lado, en el SIC, los efectos de las restricciones en la matriz se aprecian claramente al comparar los años 2003 y 2007, en donde se aprecia la disminución de la participación del gas natural desde un 25% a menos del 10%, en los referidos años. Consecuentemente, se puede observar el aumento significativo de la generación basada en centrales a carbón (que incluye carbón-petcoke) y los derivados del petróleo (que incluye diesel-fuel). En éstos últimos, se exhibe un aumento explosivo, pues de una participación marginal en la matriz en el año 2003 menor a un 1%, sube en el año 2007 a casi un 24%, producto de la prolongada operación de las centrales duales.

¹⁷ Fuente: CDEC-SIC, CNE, Banco Central de Chile

¹⁸ Fuente: CDEC-SING, CNE

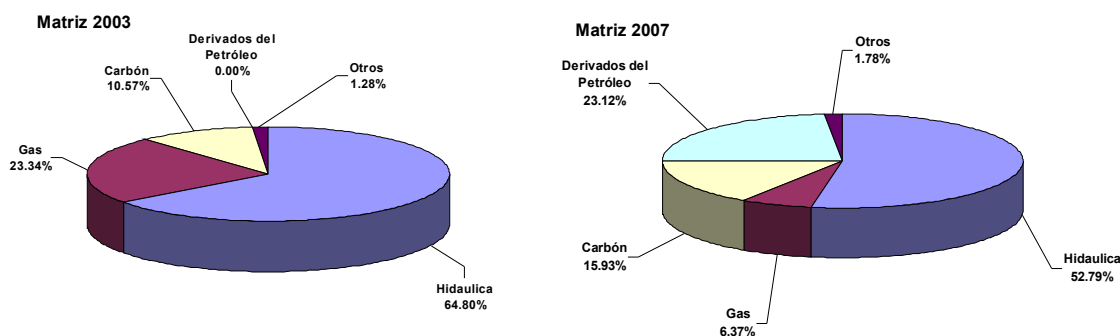


Gráfico 6: Matriz Energética SIC 2003-2007¹⁹

Por otra parte, los cortes de gas natural surgieron en un momento en que la brecha de seguridad del sistema se ha estrechado, debido a que la demanda ha crecido a tasas superiores a las que lo ha hecho la capacidad de generación máxima instalada. El factor de incertidumbre asociado al gas natural ha obligado a modificar los planes de desarrollo y los proyectos de inversión en el sector, que antes estaban fuertemente sustentados en dicho combustible como tecnología básica de expansión.

Para las generadoras eléctricas, la importancia del abastecimiento de gas natural como factor de riesgo depende principalmente de la composición de su capacidad instalada de generación y del nivel de contratación de sus ventas. Esto último, se refiere a cuánto de su capacidad de generación está comprometida para cubrir contratos de largo plazo a precios regulados y libres.

En un contexto de cortes de gas en el sistema eléctrico, las empresas generadoras están expuestas a potenciales mayores costos, que pueden afectar los márgenes de servir contratos de venta de largo plazo. El uso de generación térmica alternativa al gas natural (carbón y diesel) puede impactarlas, ya sea a través de mayores costos directos de generación propia o producto de compras a otros generadores en el mercado spot a precios equivalentes al costo marginal de producción. Suponiendo un mismo nivel de aporte de las centrales hidroeléctricas, al aumentar los déficit sobre los requerimientos normales de gas el precio spot tiende a incrementarse, debido a que el sistema eléctrico opera requiriendo la inyección de energía producida por centrales térmicas que usan combustibles con mayor costo de generación que el gas natural.

¹⁹ Fuente: CDEC-SIC, CNE

Esto impacta directamente a aquellas empresas denominadas “deficitarias”²⁰ las que deben comprar energía en el mercado spot para abastecer sus contratos, tanto con clientes regulados como libres, en un escenario donde los precios de los contratos fueron pactados a valores muy inferiores respecto de un mercado spot con costos marginales determinados por las centrales a diesel, tal como se puede observar en los gráficos anteriores.

Las diferencias de precios entre el mercado spot y el mercado de contratos no fue posible traspasarla en una primera etapa a los usuarios libres por la rigidez de sus contratos, los que mantuvieron valores relativamente estables. Los precios de nudo, por otra parte, tampoco internalizaron estas alzas en el mercado spot, debido a que su determinación final por parte de la autoridad impone una banda de comparación con los precios a clientes libres.

A partir de la Ley 20.018 se establece que los usuarios regulados deben pagar las diferencias de precios spot y precio de nudo respecto de las empresas distribuidoras que no tengan contratos con empresas generadoras²¹, aminorando de esta forma el impacto a los generadores respecto de dicho mercado. En cuanto a los clientes libres, se ha producido una renegociación paulatina de los contratos, lo que en muchos caso a derivado en arbitrajes entre importantes clientes y las empresas generadoras que proveen el suministro eléctrico. En la renegociación de contratos libres, los generadores han introducido cláusulas de riesgo que les permiten aumentar los precios de la energía entregada dependiendo de las variaciones que se produzcan en el mercado spot.

De esta forma, desde comienzos del 2004 y hasta la dictación de la ley 20.018 los mayores costos de producción y compras en el mercado spot fueron asumidos en su totalidad por las empresas generadoras. En el siguiente gráfico se compara para el SIC la evolución de los precios de nudo calculados por la Autoridad, el promedio de los precios libres y el costo spot (promedio mensual), desde el año 2003, en el cual no existieron restricciones de gas natural desde Argentina, hasta el año 2008.

²⁰ El despacho en el mercado spot se realiza por el CDEC conforme a un orden de merito de las centrales eléctricas dado por su costo marginal de producción, en forma independiente de los contratos o compromisos que tengan las diferentes empresas generadoras. De esta forma, y conforme a la disponibilidad de recursos para producir electricidad (agua, gas natural, etc), existirán empresa cuya producción agregada es inferior al total de su volumen contratado con sus respectivos clientes, denominándose empresas “deficitaria”. Éstas últimas deben comprar a costo marginal a otras empresas la diferencia entre su producción y volumen contratado

²¹ El cálculo de estas diferencias caduca en diciembre de 2009, en el entendido que a partir de enero de 2010 todas las empresas distribuidoras tendrán contratos producto de los procesos de licitación que instauro la ley 20.018.

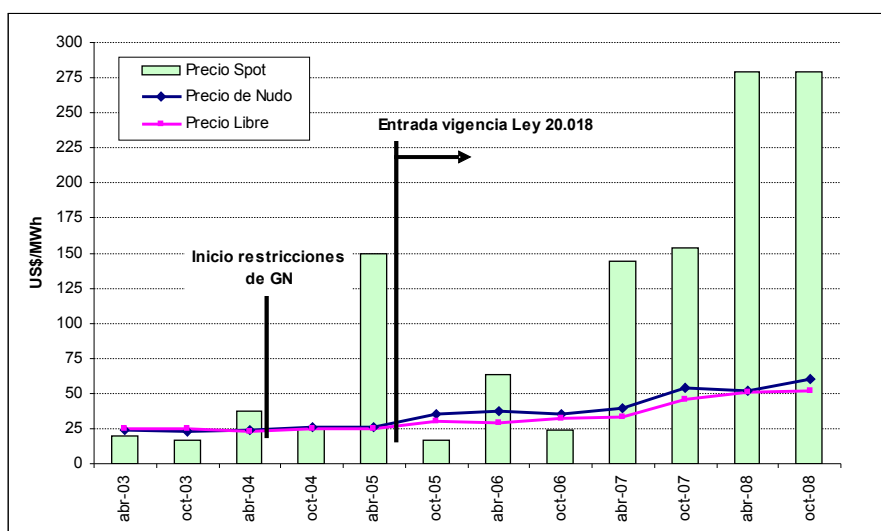


Gráfico 7: Porcentaje Mensual de restricción de GN v/s Costo Marginal Spot Promedio Mensual, Sistema Interconectado Central²²

2.2.4.3. Mercado Combustibles Líquidos

En Chile, la industria del petróleo y sus respectivos segmentos de mercado está separada en las actividades que comprenden el upstream, incluyendo la exploración, extracción, producción de petróleo crudo, de las de downstream, que comprende la refinación del petróleo crudo, almacenamiento y transporte de combustibles, distribución de combustibles a nivel mayorista y nivel minorista, culminando la cadena de la industria en los consumidores finales.

En el segmento de upstream, la Empresa Nacional del Petrolero, ENAP, tiene un rol preponderante ya que es la única empresa encargada de la producción y refinación del petróleo crudo en Chile. Fue Fundada el 19 de junio de 1950, para explotar los yacimientos de hidrocarburos de la Región de Magallanes y actualmente posee una participación de mercado cercana al 85% de los combustibles líquidos del país.

Sin embargo, aun cuando es la única empresa que produce petróleo crudo en Chile, la importancia del petróleo doméstico en el mercado es menor ya que la gran mayoría del consumo interno se satisface con importaciones. En efecto, el porcentaje de petróleo importado es casi de 98% versus el doméstico de 2%. Esto se debe a una constante caída en la producción nacional y a un notable aumento en el consumo del petróleo a partir de la segunda mitad de la década de los noventa.

Los yacimientos petrolíferos descubiertos en Chile están concentrados en la Cuenca de Magallanes, en tres zonas denominadas "Distritos": Continente, Isla Tierra del Fuego y Costa Afuera. Actualmente la mayor producción de petróleo crudo y gas natural, proviene de los yacimientos Costa Afuera, desarrollados a partir de la década de los ochenta. Es importante señalar en el análisis de este mercado, que la ley establece que todos los yacimientos petrolíferos que se encuentren en el territorio nacional son de propiedad del Estado.

²² Fuente: CDEC-SIC, CNE, Banco Central de Chile

Las reformas estructurales en este mercado comienzan en la década de los setenta, específicamente con la liberación de precios y la libertad de importación y exportaciones de crudo y derivados. Adicionalmente, se permite el libre acceso del sector privado a la explotación y exploración, a la refinación y la distribución primaria y secundaria. El impacto de lo anterior se traduce en el ingreso de empresas privadas a la exploración en asociación con ENAP; así como de nuevos actores a los segmentos de distribución de combustibles.

Específicamente en el año 1975 se introdujeron modificaciones en la ley que permiten que el Estado pueda ejercer la facultad de explotar los yacimientos petrolíferos no solo a través de la ENAP directamente, sino que también a través de concesiones administrativas a terceros o bien mediante Contratos Especiales de Operación Petrolera (CEOP).

Una característica importante entonces del sector petrolero es el potencial libre acceso del sector privado a la explotación y exploración, a la refinación y la distribución primaria y secundaria. Ello se traduce en el ingreso de empresas privadas a la exploración en asociación con ENAP, así como nuevos actores en los segmentos de distribución de combustibles. La legislación permite la fijación de contratos de participación en la producción en los que el contratista asume el riesgo exploratorio y recibe una retribución en petróleo por concepto de pago de las operaciones realizadas.

Los contratos especiales de operación se firman entre un inversionista (nacional o extranjero) y el Estado para la exploración, explotación o beneficio de yacimientos. Estos contratos no afectan el dominio del Estado sobre los yacimientos, no constituyen concesiones, no confieren derechos sobre los hidrocarburos y no conceden facultades de apropiación o aprovechamiento sobre los mismos. El contratista recibe una retribución en moneda y especies (hidrocarburos), sujeta a impuestos (tasa máxima 50%). Puede, con autorización expresa, exportar los hidrocarburos que recibe, sin sujeción a las normas que rijan las exportaciones y disponer libremente de las divisas generadas. Alternativamente, el Estado puede readquirir los hidrocarburos.

ENAP es la única empresa productora de petróleo en el mercado chileno. Está conformada por dos filiales más una unidad de negocios, que son:

- Línea de Negocios de Exploración y Producción (E&P), Sipetrol S.A.
- Línea de Negocios de Refinación, Logística y Comercialización (R,L&C), ENAP Refinerías S.A.
- ENAP Magallanes, que si bien no se trata de una filial en propiedad, en la práctica actúa como tal en la Región Austral de Chile.

Sipetrol S.A. es la filial internacional de Enap, fue creada en Mayo de 1990 y está orientada al estudio y análisis de nuevos proyectos petroleros en el mundo. Actualmente posee filiales y sucursales en Argentina, Colombia, Ecuador, Reino Unido y Egipto. Además, participa en actividades exploratorias en Yemen e Irán, a través de consorcios con otras empresas de la industria petrolera internacional.

En las actividades de downstream de la industria petrolera, ENAP posee la producción de refinados en forma exclusiva, y se complementa con importaciones que realizan la empresa estatal y algunos distribuidores mayoristas.

ENAP es la propietaria de las refinerías existentes en el país, y realiza dicha actividad a través de sus plantas de Refinerías ENAP S.A. (Refinerías Bío-Bío (ex - Petrox) y Refinería de Petróleo Concón (ex-R.P.C.)) y, en menor medida por su Planta Gregorio, en Magallanes XII Región. La más importante, la Refinería de Petróleo Concón (R.P.C.) en la V región, comenzó sus operaciones en 1954 junto con la Terminal Quintero, que recibe petróleo crudo del Estrecho de Magallanes y en 1959 la terminal Maipú es construida, creándose el primer oleoducto en la región Central de Chile, conectado con la refinería de Concón. Las dos principales refinerías son R.P.C. y Petrox, con una participación en el total de petróleo crudo refinado del 47% y 48% respectivamente, mientras que el 5% restante corresponde a ENAP Magallanes.

En el segmento de almacenamiento de productos derivados del petróleo, principalmente combustibles líquidos, existen empresas que cuentan con almacenamiento propio como es el caso de Copec, Shell y Esso. A su vez, se encuentra la Empresa Almacenadora de Combustibles Ltda. (EMALCO), filial de ENAP que almacena hidrocarburos, tanto a empresas filiales de ENAP como a terceros y que es la más importante en términos de volumen en el mercado (70% aproximadamente).

En cuanto a gas licuado, ENAP continúa siendo la empresa con mayor cantidad de m³ de capacidad útil a nivel nacional (65% aprox.). Le siguen en importancia las empresas Gasco S.A. (25%) con sus filiales Gasco Santiago, Gasco Sur y Gasmar. Le siguen las empresas Lipigas, que incluyen Enagas y Codigas, (5% aprox) y Abastible (3% aprox.) posee su mayor planta de almacenamiento en la Región Metropolitana y otras de menor capacidad en las regiones del sur del país.

En la actividad de transporte de combustibles derivados del petróleo, los productos refinados son transportados a los clientes mayoristas a través de oleoductos, barcos o camiones. Gran parte de los oleoductos son propiedad de la Sociedad Nacional de Oleoductos (SONACOL), cuyos ductos se concentran en la región centro del país. En el resto del país, es decir, aquellas zonas no cubiertas por la red de oleoductos, el abastecimiento es efectuado por vía marítima, salvo la zona de Magallanes en donde ENAP dispone de una red de oleoductos para transportar sus productos desde diversos yacimientos hacia las plantas de tratamiento y posteriormente hasta los terminales de embarque y de distribución final.

En el mercado de distribución mayorista de combustibles líquidos participan un reducido número de empresas privadas, las que comercializan tanto los derivados de petróleo refinados por ENAP como los derivados importados.

La liberalización de la distribución mayorista en 1978 junto con la libertad de precios de los derivados del petróleo en 1982, permitieron la entrada de nuevas empresas a la industria y una mayor competencia. Sin embargo, en la actualidad el mercado se encuentra concentrado en pocas empresas las cuales además están verticalmente integradas hacia los mercados de almacenaje y transporte.

A pesar de que la liberalización del mercado permitió la entrada de nuevas empresas distribuidoras, la estructura del mercado no ha cambiado significativamente ya que las empresas previamente establecidas -COPEC, ESSO y SHELL- siguen teniendo una participación de mercado, de manera directa, mayor al 90%.

En cuanto a la Distribución Minorista existen aproximadamente 1.500 Estaciones de Servicios de las distintas Compañías que ofrecen venta directa al Público, de las cuales un 45% aprox. es de propiedad de la empresa privada Copec y un 25% de Shell.

Debido a que Chile es un país importador de crudo y combustibles, el precio de los diferentes productos se rige por la paridad de importación, que se determina utilizando como referencia el valor de los diferentes combustibles en un mercado relevante.

Para el petróleo crudo producido en el país por ENAP- Magallanes el precio se determina teniendo en cuenta el precio de paridad de crudos importados equivalentes – en grados API (American Petroleum Institute) y contenido de azufre, que miden la densidad para petróleos crudos y otros hidrocarburos líquidos- al nacional y luego a este valor es vendido por ENAP a sus propias refinerías.

En cuanto a la determinación del precio de los productos derivados del petróleo, éste parte del Precio de Paridad de Importación (PPI) al que se le adicionan las tarifas correspondientes al transporte, almacenamiento, los costos y márgenes de los distribuidores, los impuestos correspondientes del Valor Agregado y los Impuestos Específicos (solo se aplica a las gasolinas automotrices y petróleo diesel para automóviles de transporte y carga).

Según lo establecido en el artículo 1º de la Ley N° 20.115²³, que modifica la Ley N° 20.063, para efectos de la operación del Fondo “se considerará un mercado relevante para cada combustible o el promedio de dos mercados relevantes para cada combustible”. Al respecto, esta Comisión considera como dichas alternativas a la Costa del Golfo de Estados Unidos y al promedio entre ésta y la Costa Atlántica de Estados Unidos. Esto con el objeto de reducir el efecto de la volatilidad de los mercados producto de la temporada de huracanes en esas zonas. Ambos mercados tiene gran profundidad y liquidez, y los precios observados de sus productos están disponibles en el servicio informativo Platts Global Alert, perteneciente a Platts, base confiable y accesible por la CNE. Estos mercados son referentes usados para las operaciones de importación y exportación que se realizan en América.

En el caso del GLP, que a partir de la Ley N° 20.278 se incorpora al Fondo, el mercado relevante utilizado es Mont Belvieu, en la Costa del Golfo de Estados Unidos, cuyos precios observados también se encuentran disponibles en el servicio informativo Platts Global Alert, perteneciente a Platts. En este caso, se utiliza solamente como mercado de referencia Mont Belvieu, ya que es el único mercado de alta relevancia y liquidez al que se indexa un número importante de transacciones.

2.2.4.4. Matriz Energética Nacional

El consumo de energía en Chile ha crecido manteniendo una composición relativamente estable en el tiempo. Existen características propias del consumo local que son distinguibles respecto a otros países de la región. En primer lugar, aunque los hidrocarburos constituyen el principal grupo de energéticos consumidos en el país, la biomasa (leña, principalmente) ha jugado un rol importante y estable en el consumo energético nacional, principalmente en las regiones del Sur de Chile. En segundo lugar, los principales consumidores de energía se encuentran en el sector minero, particularmente en la industria del cobre, y en el sector transporte. Finalmente, la dependencia energética externa del país es elevada.

²³

Fuente: CNE, http://www.cne.cl/hidrocarburos/destacados/f_fepc.html, INFORME DE PRECIOS DE PARIDAD FONDO DE ESTABILIZACION DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES DERIVADOS DEL PETRÓLEO

La producción local de hidrocarburos y carbón es mínima. El 70% de la energía secundaria que se consume en el país es importada. Las principales fuentes locales de energía actualmente utilizadas se encuentran en la hidroelectricidad, que puede llegar a abastecer entre el 60 y 70% de la demanda anual de energía eléctrica en un año normal, y la biomasa. El patrón de consumo energético seguido en Chile se refleja en los indicadores que entrega el Balance Nacional de Energía.

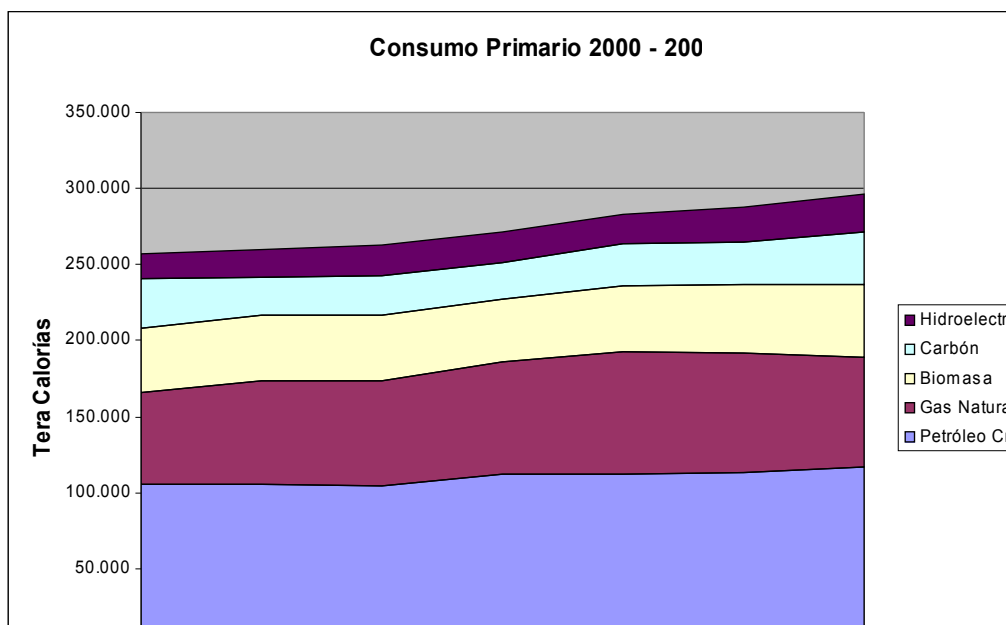


Gráfico 8: Evolución del Consumo de Energía Primaria 2000-2006. En teracalorías²⁴

Al año 2006, el consumo primario alcanzó 29.584 kToe, donde cerca del 65% de los consumos correspondieron a petróleo crudo y gas natural.²⁵ En cuanto al consumo final o secundario, este fue de 1,46 Toe per cápita. A su vez, la intensidad energética fue de 0,214 kToe/MMUS\$. Los principales consumos finales corresponden a derivados de petróleo, biomasa y electricidad, los cuales abarcan el 90% del consumo final.

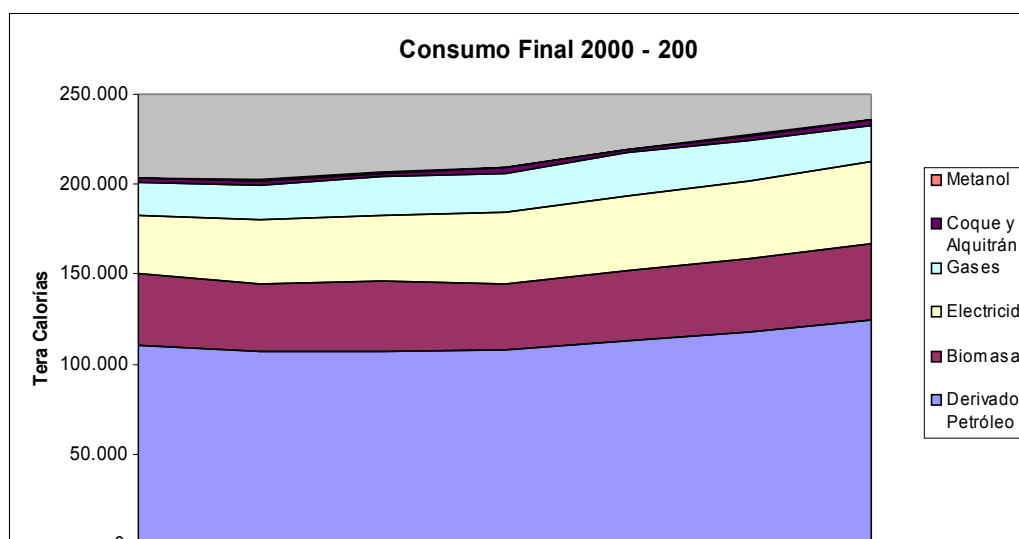


Gráfico 9: Consumo Final por Energético 2000-2006. En Teracalorías²⁶

²⁴ Fuente: Balance Nacional de Energía, CNE.

²⁵ Para dicho cálculo se utilizó como convención que el poder calorífico de la hidroelectricidad es 860 kcal/kwh.

²⁶ Fuente: Balance Nacional de Energía, CNE.

El consumo final por sector económico muestra que los principales consumidores corresponden al Sector Industrial y Minero, y el Sector de Transporte. El consumo del Sector Industrial y Minero durante el año 2006 llegó a 8.563 kToe, mientras que el consumo del Sector Transporte de 2006 alcanzó 8.153 kToe. Le sigue en importancia, el Sector Comercial, Público y Residencial con 6.003 kToe, donde sólo el sector Residencial consumió 5.062 kToe

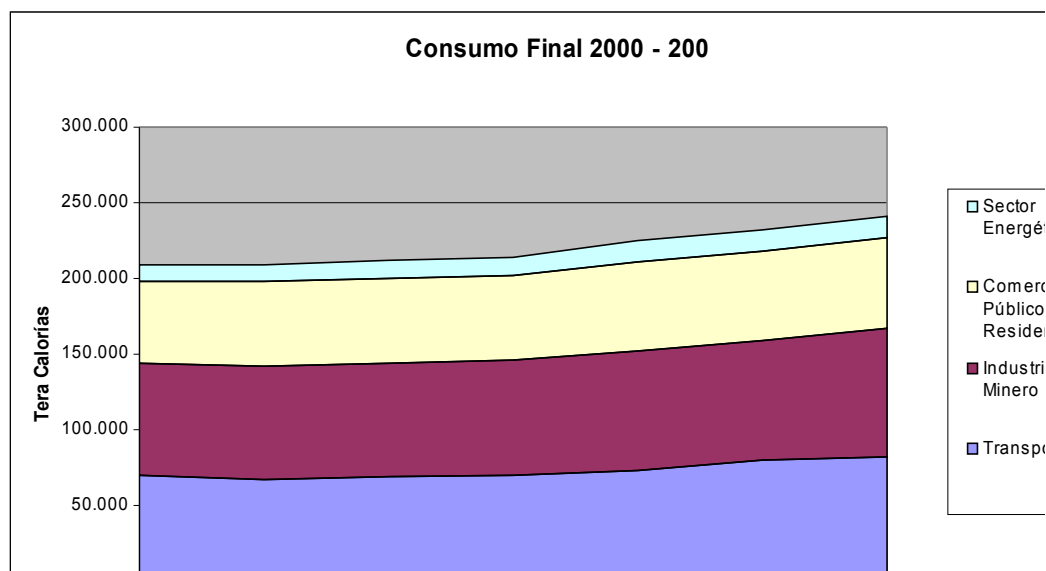


Gráfico 10 : Consumo Final por Sector Económico 2000-2006. En teracalorías²⁷

2.2.4.5. Principales actores sector eléctrico

SING

Como se mencionó anteriormente, en el segmento de la generación, operan un total de 6 empresas de generación de propiedad privada, que junto a la empresa de transmisión conforman el Centro de Despacho Económico de Carga del SING (CDEC-SING).

Las generadoras Electroandina y Edelnor son de propiedad compartida entre la empresa generadora Suez Energy Andino y Coldelco. Mientras, el grupo Gener es propietaria de las empresas Norgener S.A. y AES Gener S.A. La estructura de la propiedad de estas empresas se ha mantenido conservadoramente durante los últimos años. En cambio, en el año 2007 se produjo un cambio en la propiedad de GasAtacama, luego de la decisión de CMS Energy de vender su participación en los distintos activos que tenía en Latinoamérica. Es así que en Agosto de 2007 se produjo el ingreso del Fondo de Inversiones SOUTHERN CROSS a la propiedad de GasAtacama, tras la adquisición del 50% de la compañía, compartiendo desde esa fecha el directorio de GasAtacama junto con el otro accionista, ENDESA CHILE.

²⁷ Fuente: Balance Nacional de Energía, CNE.

Tabla 6: Capacidad Instalada por Empresa, SING 2007²⁸

²⁸ Fuente: CDEC-SIC, CNE

Empresa	Potencia Bruta Instalada [MW]	Potencia Bruta Instalada [%]
Generadora		
ELECTROANDINA S.A.	991,5	27,5%
GASATACAMA S.A.	783,3	21,7%
EDELNOR S.A.	719,1	20,0%
AES GENER S.A.	642,8	17,8%
NORGENER S.A.	283,4	7,9%
CELTA S.A.	181,8	5,0%

Total	3.601,9	100,0%
--------------	----------------	---------------

En el segmento de Transmisión, con un 24% de las líneas de 220 kV, la principal empresa transmisora es de propiedad de HQI Transelec NORTE, de propiedad de Transelec. En este segmento también opera la empresa Transemel, de la cual el Grupo de empresas de distribución Emel S.A. es propietaria con un 35% en forma directa y en un 25% indirectamente.

En tanto en el segmento de Distribución operan en este sistema tres empresas de distribución de energía: EMELARI S.A. que abastece a la ciudad de Arica, ELIQSA S.A. que abastece a la ciudad de Iquique, y ELECDA S.A., que suministra la energía en la ciudad de Antofagasta, y a una parte del SIC, correspondiente a la zona de Taltal. En conjunto, estas tres empresas atienden a un total cercano a los 230.000 clientes. Todas estas empresas son de propiedad del Grupo Emel. Este holding se constituye como un conjunto de empresas privadas de servicio público que opera con otras tres filiales de distribución eléctrica que operan en el SIC, además de otras empresas que proveen al grupo de servicios específicos. Está controlado por la Compañía General de Electricidad, CGE, quien adquirió el 97,94 % de las acciones en una operación que concluyó el 6 de noviembre de 2007, convirtiendo a este grupo empresarial en el primero de distribución eléctrica de Chile, con más de 2.100.000 clientes.

SIC

En este Sistema, operan 13 empresas de generación más un conjunto de otras empresas menores conectadas al Sistema. Al igual que en el caso del SING, existen relaciones de propiedad de las empresas que son interesantes de notar, puesto que demuestran una cierta concentración en este sector. En efecto, Endesa S.A. es la principal empresa de generación en Chile y dueña de otras empresas del Sistema, hidro y termoeléctricas, como Pehuenche S.A., Pangué S.A. y San Isidro S.A. De la misma forma, Colbún es propietaria de Aconcagua S.A. entre otras centrales hídricas y térmicas. AES Gener, por su parte, es accionista mayoritaria de empresas tales como Guacolda S.A. y la Sociedad Electrica Santiago S.A.

Tabla 7: Capacidad Instalada por Empresa, SIC 2007²⁹

²⁹ Fuente: CDEC-SIC, CNE

Empresa	Potencia Bruta Instalada [MW]	Potencia Bruta Instalada [%]
Generadora		
ENDESA S.A	2.838,7	31,1%
COLBUN S.A.	2.150,4	23,6%
AES GENER S.A.	802,2	8,8%
PEHUENCHE S.A.	623,0	6,8%
Sociedad Eléctrica Santiago S.A.	479,0	5,3%
PANGUE S.A.	467,0	5,1%
SAN ISIDRO S.A.	370,0	4,1%
GUACOLDA S.A.	304,0	3,3%
ARAUCO GENERACION S.A.	197,8	2,2%
IBENER S.A.	124,0	1,4%
CAMPANARIO GENERACIÓN S.A.	118,0	1,3%
PETROPOWER S.A.	75,0	0,8%
ACONCAGUA S.A.	72,9	0,8%
Otros	496,2	5,4%
Total	9.118,2	100,0%

En tanto, en el Segmento de Transmisión, de los 11.800 km de líneas de transmisión del troncal en el SIC la empresa TRANSELEC es propietaria de un 61 %.

En el segmento de Distribución, operan en el SIC 31 empresas de distribución de energía, que en conjunto atienden un total cercano a los 3.850.000 clientes. Si nos referimos a grupos, el panorama de la propiedad de las empresas distribuidoras se reparte entre Chilectra y sus Filiales (47%); CGE y Filiales (28%), Chilquinta y Filiales (9%), el Grupo SAESA (8%), y el Grupo EMEL (6%). El restante 2% esta en manos de las denominadas Cooperativas Eléctricas.

2.3. Rol de las diferentes Instituciones en la Planificación Energética

2.3.1.

Rol de la CNE

A partir de la legislación vigente, la CNE tiene la misión de elaborar y publicar en el marco de las fijaciones semestrales de precios regulados de electricidad, la planificación indicativa del sector eléctrico a través del denominado Plan de Obra de generación y transporte óptimo, lo que se traduce en la recomendación de tren de inversiones para cada sistema eléctrico.

Este plan óptimo se elabora teniendo como antecedente las condiciones actuales del parque generador, esto es, centrales existentes y en construcción, las condiciones del abastecimiento de gas natural regional, las estimaciones de crecimiento de demanda eléctrica y la evolución de precios de combustibles de centrales térmicas, entre otras variables.

En base a lo señalado, la CNE debe elaborar un plan de inversiones para un horizonte de 10 años, que permita en términos esperados, abastecer la demanda a mínimo costo, en un ambiente de competencia y de libertad tecnológica para los actores existentes y futuros del sistema.

Si bien la ley no señala la vinculación del Plan de Obras con la política energética del país, o su rol respecto de orientar inversiones para alcanzar determinada matriz, en términos prácticos se ha convertido para la Autoridad en la herramienta para impulsar en mayor o menor medida el desarrollo de oferta a través de alguna alternativa tecnológica.

En efecto, a partir de la llegada del gas natural a Chile, los planes de obra de la CNE incorporaban en forma mayoritaria centrales de ciclo combinado de gas natural, debido a que la evaluación económica de ese momento indicaba que no era conveniente incorporar otro tipo de centrales, como carbón o diesel, por ejemplo. Por tanto la señal para el sector privado fue aprovechar las ventajas de un insumo barato, y no de diversificación de la matriz energética. Asimismo, la metodología de elaboración de los planes de obra que apuntaba sólo a buscar aquel que presentara el mínimo costo presente de inversión y operación, no permitía verificar si los Costos Marginales de Largo Plazo aseguraban un desarrollo sustentable del parque generador recomendado en dicho plan “óptimo”.

El comienzo de la crisis del gas natural desde Argentina, introdujo un cambio de paradigma de la planificación que debe realizar la CNE. Si bien conceptos como seguridad e independencia de abastecimiento o diversificación de la matriz energética, no son nuevos, el no disponer de un insumo relevante provocó que dichos conceptos fueran de alguna forma internalizados por al CNE al momento de elaborar los planes de obras.

De esta manera, se incorporaron en los planes de obra el desarrollo de proyectos de generación basados en tecnología a carbón, Energías Renovables no Convencionales, ERNC, de diferente tamaño y ubicación en el país y proyecto hidroeléctrico de gran envergadura. Asimismo, a la selección del plan “óptimo” se agregó al criterio de mínimo costo actualizado de inversión y operación, la verificación de la rentabilidad esperada de las centrales futuras recomendadas. De esta forma, el plan de obras “óptimo” recomendado representa aquel que permite de manera económica el abastecimiento futuro de la demanda, pero que a su vez permite que las centrales recomendadas tengan una rentabilidad esperada más acorde con las expectativas y realidad del mercado.

Sin perjuicio de lo señalado anteriormente, es imperativo aclarar que la CNE sólo realiza recomendaciones indicativas respecto de la expansión del sistema de generación-transmisión, y que no posee las atribuciones ni el rol de planificador vinculante. De esta forma, se debe entender al sector privado como el único responsable final del desarrollo del sector, más allá de las acciones y políticas que emprenda el Estado para asegurar la seguridad y abastecimiento energético.

2.3.2. Rol del Ministerio de Economía

En materia de planificación y fijación de tarifas eléctricas existen una serie de atribuciones que son entregadas al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, entre las que se encuentran la dictación de decretos en distintos ámbitos, esto es, precios regulados y construcción de obras de transmisión troncal, a partir de Informes Técnicos de la CNE, y otorgar concesiones. Asimismo, le corresponde dictar los reglamentos y normas del sector.

La Superintendencia de Electricidad y Combustibles, organismo fiscalizador del sector energético, depende de esta repartición.

2.3.3. Rol del Ministerio de Minería

Posee competencias en la definición de políticas, planes y normas en materia de hidrocarburos, energía nuclear y geotermia.

ENAP se relaciona como una institución dependiente del Ministerio de Minería, pero funciona con personalidad jurídica y patrimonio propio. El rol de esta empresa estatal, constituida conforme a la Ley N° 9.618, del 19 de junio de 1950, abarca actividades de upstream, downstream, servicios ligados con la industria petrolera y logística para transporte y almacenamiento de combustibles. Posee presencia en los mercados nacional e internacional.

Sin embargo, y al igual que el rol de la CNE, el Ministerio de Minería no posee las atribuciones y rol de planificador en la oferta de combustibles. Es ENAP, la que a través del control mayoritario de las actividades de upstream y Downstream, en asociación con privados, la que determina la oferta doméstica de combustibles líquidos. En todo caso, se debe recordar que el abastecimiento nacional de combustibles es minoritario respecto del total de requerimientos del país, los cuales son cubiertos por un gran flujo de importaciones.

2.3.4. Rol de ENAP

Como se señaló antes, ENAP realiza actividades de upstream y downstream en materia de petróleo crudo y gas natural, estando organizada en dos líneas de negocios³⁰:

Exploración y Producción

De esta depende el área respectiva en Magallanes; y Enap Sipetrol S.A.

Esta Línea de Negocios se especializa en realizar las actividades exploratorias de hidrocarburos (petróleo y gas natural) y de la geotermia. Estas actividades las realiza en Chile y el extranjero. En este último caso, a través de la filial internacional Enap Sipetrol S.A.

Las actividades de exploración y producción en Chile se concentran en la Región de Magallanes, la única de Chile donde se han descubierto yacimientos de hidrocarburos, pese a que ENAP y otras compañías han realizado exploraciones en otras zonas del país.

A través de la filial internacional Enap Sipetrol S.A., ENAP realiza actividades de exploración y producción de crudo en Argentina, Ecuador, Egipto e Irán.

Refinación y Logística

A esta pertenece la filial Enap Refinerías S.A., además de la Refinería Gregorio, ubicada en Magallanes.

Esta Línea de Negocios es el área encargada de desarrollar las actividades relacionadas con la producción de combustibles (gasolina, petróleo diesel, fuel oil, kerosene, gas licuado, entre los principales) y otros productos derivados del petróleo (solventes, bases para fabricación de asfaltos, etileno y otros productos petroquímicos), además de realizar el manejo de la infraestructura logística para el transporte y almacenamiento de éstos.

Pertencen a esta Línea de Negocios la filial Enap Refinerías S.A., con sus refinerías Aconcagua y Bío Bío; y la Refinería Gregorio, la más austral del mundo, ubicada en la boca oriental del Estrecho de Magallanes.

Como se aprecia, ENAP tiene líneas de negocios definidas y enfocadas al desarrollo de su “negocio” como empresa estatal en el rubro hidrocarburo, más que a incidir o ser parte de la planificación energética integrada del país. Por otra parte, tiene en su contra un impedimento legal de desarrollar proyectos de generación eléctrica mediante cualquier tecnología.

Sin perjuicio de lo anterior, y producto de la crisis del gas natural, el gobierno considera a ENAP un aliado estratégico para efectos de liderar proyectos en su campo que no resultan atractivos para el sector privado. Es así que la anterior administración le entregó un mandato a ENAP de impulsar una planta regasificadora de GNL en la V región del país. El esquema para llevar a delante dicho mandato consistió en la creación por parte de ENAP de un pool de consumidores de GNL, que incluye a ENAP como otro consumidor más, y en cual logró sumar a Endesa, Gas Valpo y Inversiones BG Chile (BG), ésta última perteneciente a BG Group.

Este proyecto estará compuesto por un Terminal marítimo para recibir el GNL, transportado por medio de buques-tanque, y una planta para regasificar el gas para posteriormente distribuirlo a través de los gasoductos ubicados en la zona central.

El Terminal GNL Quintero ha sido concebido y diseñado como una solución definitiva (y no de respaldo) a la necesidad de gas natural de la zona central de Chile y su construcción está a cargo de la CB&I, bajo la modalidad de suma alzada, llave en mano (“Lump Sum Turn Key EPC”) para asegurar plazo, costo y poder estructurar el financiamiento.

³⁰ Fuente: ENAP

Rol de la CONAMA

La participación de este organismo con la planificación energética se traduce en la aprobación de los estudios ambientales de los diferentes proyectos que las empresas o inversionistas desean desarrollar en el país.

La aprobación de un determinado proyecto debe someterse a las denominadas Audiencias Públicas en la región en la cual éste se ubica, audiencias en las cuales participan un conjunto de organizaciones de diversa índole e intereses. Esto lleva a que en muchas ocasiones los objetivos de la política energética de la Autoridad no estén alineados con los intereses de las comunidades que se verán afectadas por una iniciativa de inversión, ya sea en materia de generación o de transmisión eléctrica. En otros casos, la CONAMA tiene criterios o prioridades distintas con las denominadas COREMAS, que son los organismos regionales de este organismo. Todo lo anterior ha provocado en algunos casos el retraso o postergación de importantes desarrollos en esta materia.

Producto de lo anterior, y como una manera de darle más peso a la autoridad ambiental, se creó el Ministerio de Medioambiente. Del mismo modo, se ha planteado una reformulación de la estructura de la CONAMA y COREMA, así como también los mecanismos de participación ciudadana en las diferentes regiones del país, proyecto que aún se encuentra en estudio.

2.4. Política Energética de Chile

La Política Energética en Chile tiene tres ejes fundamentales, a saber:

- a) *Diversificación de la matriz energética*
Esto implica impulsar la diversificación tanto de los combustibles utilizados para generar electricidad como los proveedores (fuentes) factibles de suministrar dichos insumos.
- b) *Independencia y autonomía energética*
Esto requiere el desarrollo de relaciones comerciales internacionales en términos energéticos, que permitan al país mantenerse en una situación de no dependencia, y por tanto de autonomía, respecto a su producción de energía respecto de otros países de la región y mundo.
- c) *Eficiencia Energética y desarrollo de ERNC*
Este eje demanda el impulso en todas las áreas productivas del país de un uso racional de la energía y el aprovechamiento de las fuentes no convencionales de energía. En términos práctico, se refleja en el impulso al Programa País de Eficiencia Energética (PPEE) y los cambios legales a efectos de permitir la incorporación de tecnologías basadas en ERNC.

2.5. Descripción y clasificación de la Planificación Energética

2.5.1. Planificación en el Sub-Sector Electricidad

La planificación energética tiene en Chile un carácter sólo indicativo para el sector, en función de los planes que desarrolla la CNE, los cuales pretenden reflejar la Política que tiene el Ejecutivo en esta materia. No es obligatorio para el sector privado seguir o desarrollar la o las centrales de generación incluidas en los planes de expansión de la CNE en sus fijaciones de precios. La CNE entrega solo orientaciones respecto de qué o cuáles tecnologías incorporar al país, así como también localizaciones de referencia.

El aspecto positivo de esta forma de planificación es que permite una libertad tecnológica, guiada por la señal de precios de la Autoridad, en donde el sector privado tiene la opción de instalar y desarrollar sus proyectos en aquellas regiones del país donde maximiza sus intereses.

Sin embargo, dada las características de poder de mercado en Chile³¹, el depender en un 100% del sector privado para la realización de proyectos energéticos, genera problemas para el Ejecutivo cuando las inversiones no se realizan en forma oportuna y adecuada para abastecer la demanda actual y sus crecimientos. Conforme a la legislación vigente, la Autoridad energética no tiene ningún mecanismo que le permitan invertir directa o indirectamente en proyectos de generación, por lo que en situaciones de crisis, solo puede administrar la situación a través de decretos de racionamiento con el objetivo de aliviar la situación y no profundizar la escasez de energía.

Por otra parte, muchas veces el impulso de una determinada solución energética se enfrenta a oposiciones ambientales que las retrasan o postergan, complicando aún más la situación. Sumado a lo anterior, está el hecho que la Autoridad energética no tiene participación formal en la estructura de la CONAMA o Ministerio de Medio Ambiente, y por tanto su opinión respecto a temas energéticos-ambientales se expresa sólo de manera sectorial, como otro actor más dentro del conjunto de servicios afectados por tal o cual desarrollo.

En el ámbito de la expansión y planificación de redes troncales la situación de dependencia del sector privado se ha reducido mediante nuevas reglas del juego, que le permiten a la Autoridad obligar legalmente a las empresas propietarias de sistemas troncales a invertir para ampliar dichos sistemas, de forma que no se conviertan en barreras de entrada para nuevos inversionistas. Asimismo, se introdujo un grado de competencia en este segmento con características de monopolio natural, al permitir licitaciones internacionales para el desarrollo y construcción de nuevos proyectos de transmisión troncal.

Por tanto, en el sector generación-transporte tiene una combinación entre planificación indicativa-impositiva, que no necesariamente asegura el disponer a tiempo y en forma los recursos que el país necesita para asegurar el normal abastecimiento de la demanda.

2.5.2. Planificación en el Sub-Sector Hidrocarburos

³¹ Ver Tabla 7: las cuatro primeras empresas tienen el 70% de la capacidad instalada del SIC.

Como se aprecia en la descripción del rol de las distintas instituciones, la planificación en materia de hidrocarburos no es una competencia centralizada o coordinada entre todas ellas, como tampoco con la CNE.

En este sentido ENAP desarrolla sus propios planes conforme a los objetivos y metas de una empresa pública que debe ser eficiente en este campo. Por otra parte, el Ministerio de Minería tiene competencias en la definición de materias vinculadas a los hidrocarburos, así como también en lo relacionada con la energía nuclear y geotermia. Sin embargo a la fecha, no existe un trabajo conjunto, coordinado y sistemático entre la CNE y la CChen en materia de energía nuclear que le permita al Ejecutivo incorporar dicha tecnología en futuros planes de expansión indicativos.

Por otra parte, si bien existe una relación administrativa que vincula al Ministerio de Economía y al de Minería con la CNE, en la práctica las iniciativas en materia energética son impulsadas en este ámbito de manera descentralizada por cada organismo.

2.5.3. La incorporación de la Eficiencia Energética y las ERNC

Es una realidad que hoy existe una mayor preocupación por la independencia y un desarrollo sustentable en materia energética, impulsado básicamente por el aumento de la demanda por energía y las diferentes crisis de precios de los insumos necesarios para producirla.

Conceptos como diversificación de la matriz o seguridad de suministro han adquirido una posición relevante en las políticas energéticas de países como Chile, por ejemplo, que es un importador neto de insumos de generación como carbón, diesel o gas natural. Situación que lo ubica en una posición de absoluta dependencia respecto a la disponibilidad y precios de estos insumos a nivel mundial.

Por esta razón que desde el año 2004 se han impulsado modificaciones legales que fomenten el desarrollo e instalación de proyectos basados en tecnologías renovables no convencionales, tales como eólica, solar, geotermia y mini centrales hidráulicas. En este marco, el último año se dictó una ley que tiene como objetivo disponer que el año 2010 el país tenga un 10% del parque instalado en estas tecnologías, mediante un sistema que obliga a las empresas generadoras a certificar que el 5% del total de su comercialización a clientes finales fue producida con energía procedentes de ERNC.

En caso de no cumplimiento de esta exigencia, las empresas deberán pagar una multa. Estas medidas también se enmarcan en la preocupación del Gobierno por el tema ambiental, en orden a realizar una reducción en el mediano plazo de las emisiones de efecto invernadero.

Por otra parte, la CNE en sus planes de obras indicativos ha incorporado en los últimos años de manera creciente, la recomendación para el desarrollo de estas tecnologías, lo cual también ha dado un fuerte respaldo al interés de inversionistas extranjeros y nacionales para la incorporación de este tipo de tecnologías a la matriz energética chilena.

Otro aspecto relevante que tomado fuerza en el ámbito de la independencia energética, es la incorporación de mecanismos que permitan aumentar la eficiencia en el uso de la energía, en las diferentes actividades productivas del país, como también a nivel de los usuarios residenciales o finales.

Consistente con esa visión, el año 2005 el Gobierno impulsó y convocó la participación de una serie de actores públicos y privados, y encargó al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, la puesta en marcha e implementación del Programa País de Eficiencia Energética (PPEE). Su creación se basó en una evaluación de desempeño ambiental realizada al país el año 2005 por la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OECD) el que resaltó en sus recomendaciones para el gobierno de Chile la importancia de incorporar la eficiencia energética en el desarrollo de la nación. Su misión actualizada el 2008 es "consolidar el uso eficiente como una fuente de energía, contribuyendo al desarrollo energético sustentable de Chile

Desde enero de 2008 el PPEE pertenece a la Comisión Nacional de Energía y su labor pasó a formar parte de uno de los tres pilares de la Política Energética. El principal objetivo del PPEE es consolidar el uso eficiente como una fuente de energía, contribuyendo de esta manera al desarrollo energético sustentable de Chile.

Para ello, el Programa trabaja en las políticas de Eficiencia Energética que debe adoptar el país, de manera de generar un marco regulatorio adecuado y establecer un plan de acción en el mediano y largo plazo. En forma paralela desarrolla varias instancias para ir educando, difundiendo y posicionando a la EE como una fuente esencial de energía; trabaja tanto con la ciudadanía, como con los principales sectores de consumo energético del país tales como la Industria, Transporte, Vivienda y Construcción, Comercio, Minería y Sector Público.

Para complementar esta labor, el PPEE trabaja en el ámbito técnico, convirtiéndose en un referente para la optimización del consumo energético de los diferentes sectores productivos. A partir de este año 2009, se está creando un Centro de Asistencia Técnica permitirá entregar las herramientas necesarias y recomendaciones para que las industrias por si mismas implementen medidas de Eficiencia Energética y visualicen sus reales potenciales de ahorro en el corto y largo plazo. Una de sus líneas de trabajo es el incentivo al recambio de tecnología eficiente. Así se ha desarrollado el primer programa de recambio de ampolletas eficientes en hogares. Y a nivel industrial se está diseñando un programa de recambio de camiones antiguos por modelos nuevos más eficientes y amigables con el medio ambiente; y también se pondrá en marcha a nivel industrial el recambio de motores eléctricos eficientes.

Aún no existen evaluaciones concretas de las acciones implementadas, por el acotado tiempo de aplicación de ellas. Como se aprecia, este es un Programa que intenta crear conciencia y educar, pero no posee ninguna atribución ni ejerce obligatoriedad sobre las acciones encomendadas, todo es a nivel indicativo o de recomendación, por lo tanto no esta considerado como un actor en si en el proceso de planificación de la oferta eléctrica del país, que en todo caso, se debe siempre entender como una acción indicativa no vinculante.

2.5.4. Nivel de incorporación de restricciones ambientales y sus efectos

En los últimos años, al momento de elaborar los planes indicativos de obras la CNE ha incorporado en la valorización de los diferentes proyectos de inversión una serie de costos que guardan relación con costos de mitigación ambiental, en particular para aquellas centrales que operan con carbón, diesel o fuel. De esta manera, los proyectos se han encarecido desde el punto de vista de la Autoridad, como una forma de dar la señal necesaria para que los privados incorporen también en sus proyectos mecanismos de mitigación exigidos por los organismos ambientales del país.

Sin perjuicio de lo anterior, se está trabajando en la elaboración de normas regionales de emisiones que permitan a la Autoridad diseñar de mejor manera los planes indicativos, en función de las restricciones ambientales locales. En cuanto a las centrales hidroeléctricas de pasada y embalse, se está trabajando en una norma relativa a establecer cuáles cuencas del país pueden ser utilizadas para efectos energéticos, y las restricciones asociadas a dicho uso.

2.6. Mecanismos de Información utilizados en el proceso de Planificación Energética

2.6.1. Mecanismos formales de captura de información

En general los mecanismos de información han mejorado bastante en los últimos años, existiendo normas y exigencias particulares relativas a tipo de información que los agentes del mercado deben publicar, sus formatos y oportunidad.

La primera exigencia en esta materia fue la dictación el año 2000³² de de la Norma sobre el “Sistema de Información Público” que debían aplicar los CDEC. Posteriormente, en mayo de 2005³³ se dictó la Norma Técnica con Exigencias de Seguridad y Calidad de Servicio”, más conocida como el Código de Red Chileno o la NTS&CS, cuerpo legal que contiene otro conjunto de reglas relativas a la publicación y entrega de información tanto a los actores del sistema como a la Autoridad, que se han complementado a las contenidas en la norma dictada el año 2000.

2.6.2. Elaboración de información energética

La recopilación y procesamiento de la información energética del país tiene como responsable a principal a la CNE, la que a través de un mecanismo de encuestas catastra la información tanto de empresa del sector como de los principales usuarios, en sus diferentes segmentos y actividades industriales.

Una vez al año la CNE publica el “Balance Energético”, el que contiene una visión de la actividad energética de Chile, agrupada a nivel país.

1. Estadísticas

A partir de la incorporación de mejores y más eficientes plataformas informáticas que utilizan el formato de página web para el manejo de información, los organismos públicos y privados ligados al sector energía han mejorado sustancialmente la disponibilidad de material estadístico de diferentes características, en especial en la última década.

De esta forma es posible encontrar información en distintos niveles de ocurrencia:

- CNE: información más de largo plazo, estadística general del sector energía, balances energéticos, información procesada de la situación de corto plazo de los sistemas eléctricos, etc.
- CDEC: Información de corto plazo, costos marginales, generación de centrales, valorización de transferencias monetarias entre integrantes, etc.

³² R.M. Exenta N° 78/2000, Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

³³ R.M. Exenta N° 40/2005, Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

- SEC: Información histórica del mercado de combustibles, estos es, diesel, fuel, gas natural, gasolina, etc.

Esta información se encuentra a disposición en línea a disposición de los usuarios en formatos de amplio uso (Excel, pdf, etc.)

2. **Proyecciones**

En el ámbito de las proyecciones, la CNE debe elaborar proyecciones de demanda eléctrica para los próximos 10 años en el marco de la determinación de los precios de nudo o regulados cada seis meses. Estas proyecciones se construyen en base a encuestas realizadas a las empresas generadoras respecto de sus clientes libres y a las empresas distribuidoras de energía. Esta información se procesa y contrasta con las previsiones de crecimiento del país, a efectos de construir una proyección del consumo eléctrico en los diferentes sistemas eléctricos.

En este mismo marco, la CNE realiza proyecciones respecto de la evolución futura de los precios de combustibles relevantes y su disponibilidad.

Asimismo, la CNE también realiza proyecciones de consumo de gas natural, a efectos de tener una visión de las exigencias sobre los sistemas de transporte y las necesidades futuras de la población ante cortes desde Argentina.

En el corto plazo, es el CDEC quien elabora las proyecciones de demanda para la operación y administración de los sistemas eléctricos y la determinación de los precios del mercado spot. A su vez utiliza mecanismos propios para la proyección de la evolución en el corto plazo de los precios de los insumos de las centrales térmicas.

3. **Balances energéticos**

El Balance Nacional de Energía, (BNE), es realizado por la CNE, y consiste en la contabilización del flujo anual de energía disponible y consumida a nivel nacional. El BNE identifica la producción, importación, exportación, pérdidas y/o variaciones de stock, y el uso que se da a cada energético disponible en el mercado chileno.

El BNE se realiza tanto a nivel de energía primaria como secundaria. El Balance de Energía Primaria contabiliza el flujo de los recursos naturales energéticos disponibles durante un año, que deben pasar por un proceso de transformación antes de su consumo final. El Balance de Energía Secundaria, por su parte, contabiliza el flujo de los energéticos resultantes de uno o varios procesos de transformación físicos, químicos o mecánicos, y que se encuentran en un estado apto para su consumo final. La ecuación que describe el flujo anual de cada energético primario o secundario es la siguiente:

$$\text{Producción Bruta} + \text{Importación} - \text{Exportación} - \text{Pérdidas o Variación Stock}$$

El balance de energía se elabora a fines de Julio de cada año, en base a encuestas a empresas representativas del sector energético (productoras/ generadoras, distribuidoras, e industrias intensivas en consumo energético).

2.7. Herramientas utilizadas en la Planificación Energética

Corto y Mediano Plazo

La planificación de corto y mediano plazo es realizada por el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) de cada sistema eléctrico, y tiene por objetivo el garantizar la operación económica, preservando a la vez la seguridad en el suministro del servicio eléctrico. Para ello, utilizan modelos de programación que determinan el orden de mérito en que las centrales de sus sistemas deben ser despachadas.

El modelo utilizado actualmente por el SIC se constituye en dos etapas secuenciales: el modelo de Programación de Largo Plazo (PLP), de características similares al modelo Ose2000 empleado por la CNE, y el modelo de Programación de Corto Plazo (PCP). Ambos se encargan de minimizar el costo total de operación y racionamiento del sistema. El primero utiliza variables estocásticas para determinar un costo total esperado de mediano y largo plazo, mientras que el segundo usa información determinística para resolver la planificación de corto plazo.

Para resolver el problema de optimización, el modelo PLP considera la demanda futura de energía en cada punto del sistema (barras) para un horizonte determinado²⁵, basándose en las estimaciones de demanda elaboradas por la CNE, antecedentes históricos²⁶ de consumo por barra, mes y día tipo (desagregando el consumo regulado del de clientes libres); previsión de ventas en el sistema; e información sobre vigencia y localización de grandes proyectos industriales. El horizonte de estudio es discretizado para distribuir adecuadamente la demanda por etapas²⁷.

En cuanto a la oferta de energía, cada semana las empresas del sistema entregan al CDEC-SIC información actualizada respecto a las siguientes variables:

- Unidades de generación disponibles.
- Costos de combustible de las centrales térmicas.
- Cotas iniciales esperadas de los embalses a las cero horas del día en que entra en vigencia la política de operación.
- Caudales esperados y energías afluentes a las centrales hidráulicas del sistema.
- Restricciones de cotas de los embalses.
- Volúmenes de economías y compensaciones (convenios de riego)
- Mantenimientos.

Adicionalmente, el modelo utiliza la siguiente información: centrales existentes e ingresos de nuevas unidades, líneas de transmisión disponibles, perfiles de demanda de energía, tasa de falla, rendimiento de las centrales, fijaciones tarifarias, disponibilidad de insumos y planes anuales de mantenimientos mayores de las centrales.

Con los antecedentes disponibles, la naturaleza estocástica del modelo PLP ofrece diferentes opciones a utilizar para su ejecución, suponiendo la probabilidad de ocurrencia de distintos escenarios hidrológicos, a partir de la estadística histórica de los afluentes en régimen natural de las distintas centrales hidroeléctricas del sistema. Tras la ejecución de sucesivas iteraciones, la fase de optimización permite hacer un muestreo de los posibles estados por los que transitará el sistema, permitiendo determinar una función de costo futuro (FCF) esperada. Tras su ejecución, el modelo PLP entrega información detallada para la planificación en las siguientes variables:

- Perfiles de generación para todas las centrales del sistema, para todo el horizonte de planificación y para cada escenario simulado.
- Trayectorias de cotas de los principales embalses del sistema.

- Flujos de energía por las principales líneas, fundamentalmente para las primeras etapas en que se dividió el horizonte de planificación.
- Perfil de costos marginales.
- Nivel de falla esperada.

Finalmente, el modelo PCP funciona como la versión determinística del PLP, utilizando como condición de borde la función de costo futuro esperada que arroja este último, y entregando información de salida análoga a la recién señalada para horizontes de planificación aún más discretos, permitiendo la planificación horaria del despacho semanal.

Con los resultados entregados por ambos modelos se determinan las políticas de operación en tiempo real del sistema, las que son realizadas y supervisadas por el CDEC, decisiones que, como se ha dicho, están orientadas a la operación del sistema eléctrico a mínimo costo, sujeto a las exigencias sobre la seguridad del suministro eléctrico que impone la normativa vigente.

2.7.2. Largo Plazo

A partir del año 2001, la CNE utiliza para la elaboración de la planificación indicativa un modelo de características similares al PLP, esto es, multinodal-multiembalse, que le permite representar adecuadamente para el SING y el SIC aspectos tales como:

- Comportamiento futuro de los sistemas de transmisión.
- Restricciones de gas natural desde Argentina.
- Evolución de precios de combustibles.
- Mantenimientos de centrales generadoras y líneas de transmisión

En particular, para el SIC también es posible representar las características hidrológicas, el comportamiento de las cuencas más importantes y los convenios de riego vigentes en cada una de ellas.

Este modelo permite el uso de etapas semanales y/o mensuales, para un horizonte que puede llegar a 20 o 30 años de evaluación. A la vez es posible representar la demanda de energía en cada barra del sistema mediante una curva de duración con al menos 5 bloques.³⁴

El modelo de planificación Ose2000 (Operación de Sistemas Eléctricos) tiene como objetivo principal la planificación operativa de sistemas hidrotérmicos.

Determinando las metas de generación para cada planta en cada periodo del horizonte de planificación, estas metas deben satisfacer el objetivo de minimización del costo operativo promedio del sistema eléctrico a lo largo de dicho horizonte de planificación, cumpliendo a su vez, con restricciones técnicas y de carácter de gestión. Principalmente el costo operativo se compone del costo variable de combustible de las plantas térmicas y el costo de falla esperado. El proceso de minimización otorga un valor al agua con el objetivo de mejorar la distribución de este bien en el horizonte de planificación.

³⁴ Ver Anexo "Descripción Modelo OSE2000"

En términos de los datos de entrada y salida, la estructura de datos es altamente flexible, siendo su código asociado muy fácil de modificar. Las rutinas u objetos se han diseñado dando prioridad a la generalización de las estructuras de datos y claridad de código por sobre la velocidad de ejecución.

Las rutinas u objetos del programa que compete a los algoritmos de optimización, se han diseñado haciendo especial énfasis en la velocidad de ejecución del código. Las bases de diseño mencionadas anteriormente, han permitido lograr un código simple, claro, eficiente y eficaz que facilitan las modificaciones del modelo y logran un tiempo de ejecución mínimo.

El Ose2000 es un software utilizado por un amplio número de empresas eléctricas de Chile y empresas Consultoras del sector.

2.8. Mecanismos de Financiamiento

2.8.1. Sector Privado

Los mecanismos de financiamiento disponibles en Chile para el sector privado tienen estrecha relación con los fundamentos económicos en que se basa el modelo del sector energético en Chile, sobretodo luego del proceso de privatizaciones ocurrido en los años 80. Recordando éstos, los principales conceptos a destacar son:

1. El mercado energético es abierto, con desintegración de las principales actividades del mercado (excepto en sistemas medianos y pequeños).
2. La inversión en el sector es de iniciativa privada y no existe obligación de inversiones. Hay por ende libertad para decidir tecnología, tamaño, fecha de entrada, etc. En el mismo sentido, no hay planificación central y tampoco obligación de re-invertir.
3. El Estado sólo ejerce una función reguladora - fiscalizadora. No invierte en el sector energía, ni financia obras de terceros, salvo excepciones catalogadas como estratégicas y constitucionalmente permitidas³⁵.

³⁵

Es el caso de la Empresa Nacional del Petróleo o Codelco, empresas del Estado que indirectamente, a través de la conformación de sociedades de inversionistas o de consumidores, financian obras en el mercado energético nacional. La Constitución de 1980 establece en su artículo 21, “el derecho a desarrollar cualquiera actividad económica que no sea contraria a la moral, al orden público o a la seguridad nacional, respetando las normas legales que la regulen” Asimismo, establece que “El Estado y sus organismos podrán desarrollar actividades empresariales o participar en ellas sólo si una ley de quórum calificado los autoriza. En tal caso, esas actividades estarán sometidas a la legislación común aplicable a los particulares, sin perjuicio de las excepciones que por motivos justificados establezca la ley, la que deberá ser, asimismo, de quórum calificado”. En el caso de ENAP y Codelco, ambos organismos están autorizados por sus propias leyes de creación a participar, con actores asociados, en proyectos energéticos, tales como el Terminal de GNL Quinteros. Sin embargo, la discusión respecto de su rol y participación en el mercado de la generación en forma directa es más una cuestión de definición de los fundamentos de la política económica imperante en el país, que le ha otorgado este rol a los privados. En particular, en la Ley Eléctrica, se establece que las empresas del rubro, inclusive las empresas operadoras o propietarias de los sistemas de transmisión, deben estar constituidas como sociedades anónimas abiertas.

4. La autoridad desarrolla planes indicativos de expansión, pero éstos sólo tienen carácter de recomendación.
5. El sector de generación eléctrica se concibe libre y competitivo, que opera en un mercado mayorista bajo un despacho económico.

Adicionalmente, y específicamente referido al caso del sector eléctrico, la generación y transmisión de energía requieren de una alta intensidad de capital. A título ilustrativo, vale la pena señalar que en los próximos años se contemplan inversiones del orden de US\$ 1.500 millones/año, en el sector generación-transmisión.

Por ende, desde el punto de vista de acceso financiero, las empresas privadas en Chile generalmente optan por el financiamiento de sus obras a través de los fondos propios o a través de emisión de deuda accionaria, dependiendo de la posición financiera de sus Balances. En este sentido, las fusiones y sociedades de mercado con potenciales socios resultan claves en los planes de expansión y operación de las empresas en Chile. Las empresas presentes en el mercado buscan socios estratégicos que les permitan enfrentar sus necesidades de inversión, y mientras mayores éstas sean, mayor es la repercusión en el mercado nacional por la entrada de potenciales nuevos actores.

Si en cambio, optan por acceder al mercado financiero, las empresas lo hacen a través de los diversos instrumentos disponibles en él, nacional o internacional, tales como fondos de depreciación y créditos. Al respecto, la liquidez del mercado es fundamental para los planes de inversiones, cuestión que en la actualidad está en crítica evaluación, tanto por parte de quienes financian como por quienes solicitan financiamiento.

Ahora bien, existen nuevos mecanismos de financiamiento que se han comenzado a utilizar, si bien en forma aún tímida, con miras a una mayor expansión a futuro. Tal es el caso del negocio de reducción emisiones de gases de efecto invernadero, bajo el marco del Protocolo de Kyoto, y a través de proyectos basados en Energías Renovables No Convencionales. En este esquema, las emisiones son compradas por un actor del Mecanismo de Desarrollo Limpio, establecido mediante convenios internacionales. En algunos casos, ha actuado el Banco Mundial, como fideicomisario, comprando reducciones de gases de efecto invernadero en nombre de un país desarrollado. Los flujos financieros que se han obtenido de este tipo de operaciones han servido luego para amortizar deuda contraída o bien para generar nuevos proyectos de generación energética³⁶.

2.8.2. Sector Público

Volviendo a las premisas de operación del sector energético en Chile, el Sector Público no tendría, en principio, opción de actuar en el mercado energético nacional como inversionista ni como operador del mismo. Sin embargo, la creación y funciones de ciertos organismos del Estado, han abierto un espacio de acción para el financiamiento de actividades relacionadas, aunque indirectamente, con la capacidad de generación energética nacional.

En primer lugar, se ubica el caso de la Corporación de Fomento a la Producción (CORFO), creada en 1939 como el organismo del Estado chileno encargado de promover el desarrollo productivo. Tal objetivo debió abordarlo en sus inicios ejecutando directamente las acciones que permitieran echar las bases de la industrialización del país.

³⁶ Se puede citar el caso de la empresa de generación hidroeléctrica Hornitos, de propiedad de Hidroeléctrica Guardia Vieja.

Así, bajo su alero fueron creadas las grandes empresas, indispensables para el desarrollo de Chile, como la Empresa Nacional de Electricidad (Endesa), la Empresa Nacional del Petróleo (Enap), la Compañía de Acero del Pacífico (Cap) y la Industria Azucarera Nacional (Iansa), entre muchas otras. En la década de 1960, CORFO impulsó un gran plan de inversiones básicas, que contempló la creación de empresas como la Empresa Nacional de Telecomunicaciones (Entel) y Televisión Nacional de Chile; el apoyo financiero a otras; y la investigación y asistencia técnica a la industria en general, a través de la creación del Servicio de Cooperación Técnica (Sercotec) y el Instituto Nacional de Capacitación (Inacap), así como de organismos de investigación como el Instituto de Fomento Pesquero (Ifop) y el Instituto de Recursos Naturales (Iren).

La transformación de la estructura productiva, planteada por el gobierno de la Unidad Popular, encontró en CORFO una herramienta efectiva para la realización de una amplia política de estatización de empresas de las más diversas áreas, llegando la institución a controlar más de 500 unidades productivas hacia 1973. El gobierno militar implantado ese año dio un giro totalmente opuesto a esa acción, al iniciar una política de privatización, que comenzó por devolver gran número de empresas a sus antiguos dueños y culminó con el traspaso al sector privado de grandes empresas públicas como Endesa, Entel y otras.

Sanear el déficit financiero que implicaron para CORFO el proceso privatizador y la existencia de una cartera de créditos de alta morosidad, constituyó una de las principales tareas de la institución al momento de retornar al país la democracia, en los años 90. La cartera crediticia se licitó a los bancos y se sustituyó el otorgamiento directo de préstamos por la intermediación financiera, esquema mediante el cual los recursos son entregados al sistema financiero privado para su colocación en las empresas.

A la luz del fortalecimiento adquirido por el sector privado para llevar a cabo las inversiones que plantea el progreso del país, CORFO debió, entonces, redefinir su misión, reorientando su rol de fomento productivo hacia el desarrollo de las capacidades competitivas de las empresas chilenas, especialmente las de menor tamaño. En este sentido, las acciones que desarrolla CORFO están dirigidas a las áreas de:

- La investigación y el desarrollo tecnológico.
- Promoción de la asociatividad empresarial, especialmente de las empresas medianas y pequeñas, de manera que colaboren para competir mejor.
- Facilitación de la modernización de la gestión de las empresas privadas para aumentar su competitividad en los diferentes mercados.
- Promoción del acceso al financiamiento y a nuevos instrumentos financieros de las empresas nuevas, exportadoras y de menor escala.
- Contribución al desarrollo equilibrado de las distintas regiones del país, estimulando la inversión privada, particularmente en aquellas zonas que han ido quedando rezagadas del proceso de crecimiento, mediante programas especialmente diseñados de acuerdo a las condiciones locales.

Su relación actual con el otorgamiento de financiamiento a proyectos de generación energética esta dada principalmente para el mercado eléctrico de proyectos basados en energías renovables no convencionales. Esta iniciativa responde al propósito de fomentar la innovación y la diversificación energética, aprovechando la amplia disponibilidad de recursos naturales, además de promover el desarrollo de proyectos que sean elegibles y aptos técnicamente para participar del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) establecido por el Protocolo de Kyoto. De esta forma, se da impulso a la conformación de una cartera comerciable de emisión de bonos de carbono.

El mecanismo consiste en la celebración de un concurso, cuyos postulantes se destacan por ser en general empresas mineras en busca de un autoabastecimiento energético, pequeñas sociedades de inversión, ganaderos y agricultores, empresas forestales en prospección de generación de energía a partir de biomasa, empresas de ingeniería y de gestión de residuos, e inversionistas internacionales, entre otras.

El apoyo consiste en un monto que cubre un 20% de los estudios o asesorías especializadas en etapa de pre-inversión para proyectos con montos iguales o superiores a US\$ 400.000 y que no excedan de US\$ 2.000.000. Adicionalmente, y como una forma de asegurar que los proyectos aprobados se materialicen, CORFO anunció recientemente la extensión de una línea de crédito de largo plazo por US\$ 100 millones, destinada a financiar proyectos por hasta US\$ 5 millones, permitiendo tasas de interés, periodos de gracia y plazos de amortización únicos en el mercado local. A esto se suma el interés manifestado por el International Finance Corporation -IFC World Bank Group- de estudiar fórmulas de trabajo conjunto para invertir en proyectos de ERNC o bien, proveer instrumentos que disminuyan el riesgo financiero de éstos.

El financiamiento está dirigido a solventar los gastos de:

- Estudios de pre-factibilidad y factibilidad.
- Otros estudios necesarios para la materialización de la inversión.
- Asesorías especializadas necesarias para materializar el Proyecto (Estudios prospectivos del recurso energético; Técnico-económico; Ingeniería básica; Ingeniería de detalle; Impacto ambiental; Modelo de Negocios, Estrategia Financiera; entre otros).
- Estudios necesarios para evaluar e incorporar el proyecto al mecanismo de desarrollo limpio (PDD).
- Asesorías especializadas necesarias para materializar el Proyecto.

El programa de apoyo está dirigido a las empresas privadas, sean personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, no necesariamente vinculadas con el negocio de la generación energética, que desarrollen proyectos de inversión en generación de energía a partir de fuentes renovables, por montos iguales o superiores a US\$ 400.000.

Entre los criterios de evaluación se enfatizan los siguientes factores: el grado de avance y el plan de inversión, la capacidad y fortaleza del solicitante, el impacto económico y social regional, la reducción de gases de efecto invernadero y el porcentaje de financiamiento de estudios por parte del solicitante.

Los proyectos candidatos elegibles se enmarcan dentro de la cartera de proyectos de generación factibles de conectar al sistema eléctrico cuyos excedentes de potencia suministrada al sistema sean inferiores a 20 MW y cuya matriz energética sea de las siguientes fuentes: Geotérmica; Eólica; Solar; Biomasa; Mareomotriz; Pequeñas centrales hidroeléctricas, y otras similares determinadas fundadamente por la Comisión Nacional de Energía (CNE).

Una de las condiciones fundamentales para la elegibilidad de los proyectos es la acreditación de la propiedad del recurso (o derecho de explotación) o compromiso formal del propietario. En el caso de los proyectos que requieran estudios prospectivos (ej.: viento, solar) basta con autorización del propietario del terreno.

3. ANEXOS

3.1. Anexo 1: Mercado de GN en Chile

En Chile, la construcción y operación de los gasoductos para la importación del gas proveniente de Argentina están a cargo íntegramente de empresas privadas.

En sentido temporal, el desarrollo de los mercados de GN en Chile, con excepción del mercado de la zona de Magallanes, es muy reciente. La conexión con las cuencas argentinas se produce recién a mediados de la década de los '90, impulsado principalmente a partir de la necesidad del mercado eléctrico.

A partir de la conexión internacional, es posible distinguir cuatro zonas de infraestructura: norte (Región II); centro (Región V y Metropolitana), sur (Región VIII) y Magallanes (Región XII). Sin embargo, no existe interconexión entre zona ni dentro de las zonas.

En general, el transporte posee una baja utilización de las redes (medida como el porcentaje no utilizado de la capacidad máxima). Ello es señal de baja eficiencia productiva al no aprovecharse las economías de escala en el transporte de GN. A su vez, las capacidades de transporte se contratan en firme lo que implica que el riesgo es asumido principalmente por las empresas comercializadoras.

La inexistencia de interconexión afecta el grado de competencia en los mercados de GN. El principal impedimento que ello representa es la ausencia de mercados secundarios, tanto para la renegociación de capacidad de reserva adquirida y no utilizada, como para la renegociación de excedentes.

Existe integración vertical en transporte y distribución, por lo que puede decirse que cada gasoducto define un monopolio geográfico. A pesar de ello, no se puede concluir que éste afecte la competencia en otros mercados, ya que para llegar a esa conclusión se requeriría determinar prácticas discriminatorias de parte de los controladores del gasoducto.

La regulación en Chile establece que las empresas concesionarias de transporte y de distribución de GN tienen libertad para fijar sus precios, siempre y cuando no se discrimine entre clientes con características y consumos similares. En transporte se suma la obligación de acceso abierto. Sin embargo, la única garantía de que se cumpla esta normativa es la obligación de publicar las tarifas. Pero las empresas de transporte pueden firmar contratos privados (no observables por la autoridad) con distribuidoras o grandes usuarios y las distribuidoras, a su vez, con las grandes industrias, comercios o generadoras eléctricas. A su vez, ya que la distribución no está separada de la comercialización y no rige el acceso abierto para las redes físicas de distribución, la distribuidora podría discriminar entre sus clientes y terceros que sólo utilicen la red de distribución para transporte. Finalmente, una comercializadora no tiene obligación de publicar sus precios y tarifas, pues no tiene concesión de servicio público de distribución, por lo que podría perfectamente discriminar entre clientes de iguales características.

El Estado se reserva el derecho de fijar las tarifas de las distribuidoras, a pedido de la Comisión Resolutiva, en zonas de concesión donde cada cliente individualmente consuma menos de 100 Gj/mes y la distribuidora obtenga con el sistema tarifario vigente una tasa de rentabilidad económica superior en cinco puntos porcentuales a la tasa de costo anual de capital. Pero, salvo en la Región Magallánica, en el resto de las zonas donde existe distribución de GN los precios de transporte y distribución no están regulados. Es así que Chile posee un esquema de regulación mínima, tanto en estructura como en precios³⁷.

En cuanto al transporte de GN en Chile, en general, las distribuidoras, generadoras y grandes clientes compran directamente el GN a los productores y contratan capacidad de transporte en firme. A su vez, se incluyen cláusulas de prestación de servicio en firme (deliver-or-pay).

En cuanto a la estructura tarifaria de empresas distribuidoras, ésta refleja la política de la empresa y cómo se va acomodando a una situación en la cual, si bien tiene libertad para fijar precios, sus ventas dependen de los clientes que logre captar. En general han seguido la estrategia de en una primera etapa, cuando la empresa desea captar usuarios y estos deben cambiar de energético, se reduce al mínimo el cargo fijo. En una segunda etapa, aumenta la discriminación por tramos de consumo, con el objeto de extraer el excedente del consumidor. Finalmente, cuando ha captado cierto número de clientes, reinstaura el cargo fijo y mantiene la discriminación por tramos de consumo.

Mercado del Petróleo.

El estado es quien controla el segmento upstream del sector petróleo de acuerdo a la Constitución. Si bien las actividades en el downstream se han liberalizado, la refinación del petróleo crudo todavía se realiza exclusivamente a través de la empresa estatal ENAP, que también participa en los servicios de almacenamientos y transportes de petróleo.

Es importante señalar que ENAP, a través de la ex-EMALCO, otorga acceso al abastecimiento de combustibles para gasolineras independientes y nuevos entrantes, todo esto sin un marco legal específico que así lo determine sino que como parte de la política corporativa.

La distribución de combustibles líquidos en un comienzo fue objeto de concesión, con tres empresas privadas: COPEC, SHELL y ESSO mientras que a finales de lo '70 se liberalizó la distribución incorporándose al mercado otras empresas. En la actualidad existen ocho empresas de combustibles líquidos, 10 para el gas licuado (GLP) y más de 1.400 estaciones de servicios de las cuales más del 40% es de propiedad de la empresa de propiedad privada chilena COPEC.

En cuanto al Marco Institucional, la definición de Políticas, normas e instrumentos de intervención en el Sector Hidrocarburos es función principalmente de tres organismos: La Comisión Nacional de Energía (CNE) – encargada de desarrollar y proponer al presidente de la República las políticas del sector energía; el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción (MINECOM) el cual tiene responsabilidades globales en materias reguladoras y el Ministerio de Minería, bajo cuya tuición se encuentra Enap y los yacimientos de hidrocarburos- el presidente de la Enap es el ministro de Minería -.

³⁷ En Chile tampoco están permitidos los subsidios cruzados.

En la *Administración de Instrumentos Reguladores y de Fiscalización*, intervienen principalmente la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) y el Instituto Nacional de Normalización (INN), aunque el Ministerio de Minería y el MINECON también tiene atribuciones importantes en estas materias. Además participan la Comisión Nacional de Medio Ambiente (CONAMA), organismos de defensa de la competencia y las municipalidades. En este ámbito es importante destacar que Chile es uno de los pocos países sin una ley general de metrología, normalización y estandarización.

A continuación se presentan algunos *hechos estilizados* del Sistema Legal y Normativo chileno actual:

- Con respecto a gasoductos, algunas instalaciones y operaciones en estos, se requieren permisos de construcción, instalación y/o operación por parte de la SEC, aunque se verifican diferencias en los procedimientos y requisitos en los diferentes tipos de permisos y autorizaciones.

- La ley de Servicios de Gas (D.F.L. N 323) de 1931 con algunas modificaciones en 1978 y 1985 está vigente para transporte, distribución, régimen de concesiones y tarifas de gas en red y las funciones del Estado relacionadas con estas materias. En el art. 44 se establece el deber general de todo concesionario de mantener el buen estado de las instalaciones y en condiciones de evitar peligros para las personas o cosas o interrupciones del servicio pero no contiene más detalles al respecto.

- En 1995 se aprobó el Reglamento de Seguridad para el Transporte y Distribución de Gas Natural donde simplemente se adoptan las normas extranjeras aceptadas internacionalmente, pero como el decreto no se ha actualizado desde su promulgación, las actualizaciones de estas normas extranjeras no se aplican en Chile.

- El Reglamento sobre Concesiones para la Distribución y el Transporte de Gas establece y define el concepto de “acceso abierto”: ofrecimiento que las empresas concesionarias de gas realicen de sus servicios de transporte en igualdad de condiciones económicas, técnicas, comerciales y de información respecto a su capacidad de transporte disponible. El régimen de precios y tarifas será el señalado en los artículos 30 al 36.

- El Reglamento de Seguridad para la Distribución y Expendio de Gas de Ciudad adopta una cantidad tal de normas internacionales que cubren casi la totalidad de los estándares vigentes en el mundo, por lo que la SEC tendrá la tarea imposible de fiscalizar el cumplimiento oportuno y correcto de estas.

- El sistema chileno de distribución de cilindros de GLP y del manejo de cilindros, en base a reglamentos especiales se considera uno de los más eficientes del mundo.

- En Chile rige la libertad de precios para los combustibles importados o producidos en el país, en todas las etapas de comercialización. Sin embargo, debido a la existencia del Fondo de Estabilización de precios de Petróleo (FEPP) los precios del consumidor se mantienen dentro de una banda de 12.5% arriba y debajo de los precios de referencia calculados por la CNE. Excluido de este sistema queda el precio del gas natural cuyos precios se determinan por los precios de las cuencas productoras de Argentina y Chile, los que son reflejados en los contratos de largo plazo de las empresas participantes. A nivel internacional ya no existen estos mecanismos de protección del consumidor frente a fluctuaciones de precios de productos petroleros aunque si existen esquemas de protección o subvención para ciertos productos y/o grupos de consumidores para reducir la contaminación o la sobreexplotación de algunos insumos.

- El Instituto Nacional de Normalización (INN), una Fundación de Derecho Privado, es el organismo encargado de estudiar, formular y promulgar las normas técnicas oficiales. Para el sector Hidrocarburos, el MINECOM tiene la facultad normativa más amplia y puede declarar como normas oficiales nacionales las normas técnicas, de calidad y comercialización de los productos allí señalados.

- Las disposiciones en la ley que la crea la SEC y en sus modificaciones de 1999, establecen muchas más disposiciones con respecto al sector eléctrico que al sector hidrocarburos, donde casi todas se aplican a las instalaciones y operaciones de gas haciendo sólo algunas menciones sobre los Combustibles Líquidos.

- La ley 18.410 establece la obligación general de las empresas y otros agentes de proporcionar a la SEC las informaciones técnicas y contables que requiere para el cumplimiento de sus funciones. Sin embargo, a diferencia de otros países, el marco regulatorio de la SEC no incluye definiciones ni reglas detalladas para la organización y el manejo de un sistema de información de hidrocarburos o de energía en general.

- Con respecto a las Planes de Emergencia Operacionales (causadas por accidentes en el almacenamiento, transporte, de hidrocarburos), si bien por decreto los operadores de downstream deben contar con un Reglamento Interno de Seguridad y Planes de Emergencia donde la SEC es la encargada de definir los detalles de dichos documentos, al parecer no los ha implementado ya que por ejemplo las filiales de ENAP diseñan sus propios Planes de Emergencia y en algunos casos no satisfacen los niveles internacionales.

- Por último en lo que respecta a Planes de Emergencia Estratégicos (relacionados con problemas en el abastecimiento de hidrocarburos por diversas causas) no existen reglamentos.

3.2. Anexo 2: Organización y Regulación en Chile

3.3. Mercado Generación Eléctrica

La característica de mercado que se asigna a un sector eléctrico moderno radica particularmente en la presencia de un mercado mayorista, en el cual se comercializa la producción del segmento generación. La constatación de la inexistencia de economías o deseconomías de escala relevantes ha conducido a que los esfuerzos se orienten a establecer regulaciones que permitan la máxima flexibilidad en dicho segmento

La normativa legal en vigencia no prevé la existencia de una autorización especial para que un proyecto de generación inicie sus operaciones. En particular, no se requiere de una concesión ni de un permiso para la instalación de unidades de generación y de sus respectivas obras anexas. Para la instalación de centrales generadoras, entonces, sólo se debe cumplir con las autorizaciones a que está sujeta cualquier instalación industrial, incluidos los permisos ambientales necesarios. A partir de 2004, y producto de las disposiciones de la Ley N°19.940, se faculta a la autoridad reguladora para establecer ciertos requisitos técnicos a exhibir por las centrales previo a su interconexión al sistema eléctrico. Sin embargo, tales requisitos, que están contenidos en la Norma Técnica de Seguridad de Servicio, apuntan más bien a lograr consistencia con el estándar de seguridad y calidad de servicio que la misma norma exige a la operación del sistema eléctrico, por lo que no se constituye en un requisito impuesto por la regulación que entrase el concepto de libre acceso al mercado que ostenta el segmento, y en la medida que no resulte arbitrariamente discriminatorio.

En el caso particular de la generación hidroeléctrica, si para efectuar los estudios o ejecutar las obras de centrales hidroeléctricas, el interesado en construirlas no logra un acuerdo directo con los propietarios de los terrenos que se requiera ocupar, éste puede solicitar una concesión eléctrica, la cual le permite imponer servidumbres para la utilización de dichos terrenos. En este sentido, la norma legal reconoce que, dada la vinculación que las obras mantienen respecto de un lugar físico determinado, pueden no existir condiciones de competencia para la adquisición de los terrenos, y acepta que una comisión de peritos determine la compensación que el interesado debe pagar por la ocupación de los mismos. Ello sin perjuicio del derecho que le asiste al propietario de los terrenos de reclamar ante la justicia ordinaria si considera insuficiente la compensación. En todo caso, el concesionario puede ocupar de inmediato los terrenos, pagando la compensación determinada por los peritos.

Por último, los derechos de agua destinados a la generación eléctrica, se rigen por la normativa general que rige al efecto cual es el Código de Aguas.

La regulación chilena distingue dos productos básicos a proveer por el segmento de generación eléctrica, a saber, la energía y la potencia de punta. Para la provisión de energía el segmento debe disponer la infraestructura de generación y de una determinada cantidad de recursos primarios, combustibles y recursos hídricos, a fin de transformarlos y satisfacer así la demanda por energía eléctrica. Por su parte, para proveer la potencia de punta, el segmento debe contar con un nivel de capacidad instalada de producción que permita abastecer una demanda de potencia que alcanza valores máximos en un instante determinado y dentro de un período dado.

Todo usuario final paga por la energía que consume y también por la potencia que demanda en las horas de máxima exigencia de capacidad del parque generador. Los productores o generadores pueden optar en vender toda su producción al denominado mercado *spot* o de corto de plazo, o comercializar la energía y potencia producida en un mercado de contratos de mediano a largo plazo. El propietario de cualquier unidad de generación, independiente del tamaño de ésta, tiene derecho a vender toda su producción al mercado de corto plazo por el sólo hecho de conectarse al sistema eléctrico. Adicionalmente, si así lo estimare, puede suscribir contratos de suministro de largo plazo con empresas distribuidoras y/o con grandes clientes industriales conforme a condiciones preacordadas.

El total de la energía y potencia producidas son forzosamente vendidas en el punto de inyección en el mercado *spot*. El generador tiene la opción de suscribir contratos de suministro de mediano a largo plazo que pueden ser de magnitud menor, igual o mayor a la magnitud de su propia producción. En caso que el generador suscriba contratos de suministro con algún cliente, debe comprar la energía y potencias comprometidas, en el punto de retiro que corresponda, en el mismo mercado *spot* en que antes vendió su producción, para enseguida venderla a su cliente, en el mismo punto, al precio convenido en el contrato.

La regulación chilena establece en el mercado *spot* un sistema de precios marginalista. Así, toda la energía producida es vendida al *costo marginal de corto plazo*, es decir, al costo variable en el cual se incurre al abastecer una unidad de demanda adicional de energía cuando el sistema se encuentra en un punto óptimo de operación. Este sistema de precios garantiza que los costos variables de todas las unidades sean cubiertos, dejando un ingreso neto a las unidades que operan con costos variables inferiores al costo variable de la unidad marginal que marca el precio, denominado ingreso *inframarginal*. El ingreso por venta de energía a costo marginal, es complementado con un ingreso por capacidad, remunerado a todas las unidades de acuerdo a su respectiva *potencia firme* instalada y/o disponible. Este ingreso remunera la potencia firme al *precio de la potencia de punta*, constituyendo un ingreso fijo anual.

El precio de la potencia de punta se determina como la anualidad del costo de inversión más el costo fijo anual de operación y mantenimiento, por unidad de potencia instalada, de la unidad despachada normalmente para abastecer la demanda en las horas de demanda máxima. A este costo se denomina también *costo marginal de la potencia* en tanto refleja el costo de instalación y fijo de operación a incurrir para abastecer un incremento unitario en la demanda máxima de potencia en un sistema óptimamente operado y óptimamente instalado.

El hecho de que los agentes productores cuenten con libertad para decidir la entrada en operaciones de sus proyectos, hace que éstos se incorporen al sistema cuando el sistema de precios así estructurado les permite, en términos esperados, obtener los ingresos y las rentabilidades que exigen a sus inversiones. De hecho, es esta decisión libre, que sigue las referidas señales de precio, la que va configurando la óptima adaptación económica del parque en el largo plazo y a medida que la demanda crece. Si las expectativas de ingresos no son suficientemente atractivas, las decisiones de inversión serán postergadas en espera de mejoras en el nivel de precios. Los precios, a su vez, tenderán a subir en la medida en que la demanda crece y la oferta no responde, estabilizándose en el largo plazo en niveles en que éstos rentan los proyectos permitiendo su entrada en operaciones.

Clientes Regulados

Desde los inicios de la aplicación de la regulación eléctrica nacional, se entendió que los consumidores finales de tamaño reducido no poseían capacidad de negociación para pactar libremente sus precios de suministro, por lo que se estableció un sistema de precios regulado para los consumidores de menos de 2000 kW de capacidad conectada de consumo (el cual es opcional para aquellos clientes entre 500 y 2000 kW de capacidad conectada de consumo), que incluye a clientes residenciales, comerciales y pequeña y mediana industria, usualmente abastecidos por empresas distribuidoras, y un esquema de libertad de precios para el segmento de consumidores con una capacidad de consumo igual o superior a la señalada, que incluye a los grandes clientes industriales y mineros. Bajo este esquema, existen contratos a precios libres, suscritos directamente entre los generadores y los grandes clientes industriales, y contratos a precios regulados, suscritos entre los generadores y las empresas distribuidoras para el abastecimiento de los clientes regulados abastecidos por estas últimas.

El procedimiento legal de determinación de los precios regulados, de fijación semestral, dispuso originalmente que los precios a fijar no podían presentar una diferencia de más de 10% con respecto al precio promedio observado en el segmento no regulado durante el semestre anterior³⁸. Estos precios se denominan *precios de nudo*, existiendo un *precio de nudo de la energía* y un *precio de nudo de la potencia de punta*.

Este esquema de precios regulados en el segmento de clientes pequeños operó durante más de veinte años, siendo substituido en el año 2005 mediante la reforma legal introducida por la Ley N° 20.018 de mayo de ese año. Esta norma legal dispone que los precios aplicables a los clientes regulados, casi en su totalidad abastecidos por empresas distribuidoras, sean los que resulten de licitaciones abiertas y competitivas convocadas por dichas empresas, y adjudicadas por precio.

³⁸ Este porcentaje fue posteriormente reducido a un 5% según las disposiciones de la Ley N°19.940 de 2004. Una modificación adicional, realizada en la Ley N° 20.013 de 2005, introdujo un factor de aceleración de dicho porcentaje, en la medida que la desviación de precios entre el precio de nudo teórico y el precio medio libre fuere muy grande. Así, en el caso que dicha diferencia alcance el +- 80 o más %, la banda de precios en la que debe encontrarse el precio de nudo aumenta a +- 30%.

Centro de Despacho Económico de Carga

En Chile, la operación de corto plazo de las unidades conectadas al sistema es planificada y decidida centralizadamente por una entidad denominada Centro de Despacho Económico de Cargas CDEC. El CDEC, conformado por representantes de los generadores, transmisores y grandes clientes, decide y coordina la operación de las unidades de generación, independientemente de la propiedad de éstas y de las características de los respectivos contratos, teniendo como único objetivo minimizar los costos globales de la operación, teniendo como restricción el cumplimiento de las disposiciones de calidad y seguridad de servicio. La existencia del CDEC garantiza entonces que el despacho de las unidades corresponderá a una operación óptima de corto plazo, cuestión que no sólo asegura la eficiencia en costos, sino que es la base del sistema de precios implementado.

Naturaleza de los Contratos de suministro en el mercado eléctrico chileno.

La regulación chilena asume que todos los contratos de suministro entre las empresas de generación y sus clientes son *contratos financieros*. Lo anterior significa que el suministro comprometido se realiza con independencia de la producción de las unidades de generación del agente comercializador titular del contrato. Esto significa que si las unidades de generación del comercializador no están produciendo, sea esto por fallas o por instrucción del despacho económico efectuado por el CDEC, o simplemente están produciendo una cantidad de energía menor a la que demanda el contrato en un momento determinado, el comercializador debe cumplir su compromiso comercial de entrega comprando el faltante en el mercado *spot* y al precio de corto plazo – costo marginal - que esté vigente. En caso contrario, si por instrucción del despacho, las unidades de generación de un comercializador cualquiera están produciendo una cantidad que resulta superior a la demanda contratada, el excedente se vende automáticamente al mercado *spot* y al precio *spot*, o costo marginal, vigente.

Esta desvinculación entre la producción de un agente cualquiera, y los respectivos volúmenes comercializados en contratos, da lugar a transacciones *spot* entre generadores, pues en términos agregados, la producción total en cada instante debe cubrir exactamente la comercialización total contratada, esto es, toda la demanda.

Si bien los productores pueden elegir operar sólo en el mercado *spot*, esto es, sin suscribir contratos con clientes grandes o con distribuidoras, lo usual hoy en día es que los proyectos se materialicen en el marco de contratos que den estabilidad a los ingresos consolidados. Esta práctica es además la que exige el sistema financiero al momento de otorgar créditos a los inversionistas.

Potencia Firme

Si bien los fundamentos generales del sistema de precios suponen la existencia de un precio marginalista de potencia a remunerar por unidad de potencia instalada de generación – cuya aplicación da lugar a un ingreso fijo anual independiente de su despacho – en Chile el pago se efectúa por unidad de *potencia firme* instalada. El concepto de potencia firme se distingue del de potencia instalada en tanto el primero remunera la potencia que una unidad puede aportar en horas de demanda máxima con elevada seguridad o probabilidad. En tanto fenómeno probabilístico o estadístico, la potencia firme de una unidad de generación es sistemáticamente menor que su capacidad instalada o nominal. Una unidad que presenta un historial de fallas o indisponibilidades, de cualquier naturaleza, muy elevado, tendrá una potencia firme muy inferior a su capacidad instalada si se le compara con otra unidad que no presenta fallas y/o que puede asegurar un aporte de potencia elevado en cualquier momento.

La potencia firme de una unidad depende entonces de su tecnología de producción, entre otros, si depende o no de recursos primarios cuya disponibilidad es incierta o aleatoria, como es por ejemplo, el recurso hidroeléctrico, y de su comportamiento en términos de fallas.

Adicionalmente, y establecidas las potencias firmes de todas las unidades de generación, la potencia firme de cada unidad debe ajustarse proporcionalmente de modo que la suma de ellas se iguale a la demanda máxima de potencia del sistema, en tanto esta última es la potencia que ha remunerado el segmento consumidor y al precio de la potencia. Es decir, si el parque de generación está muy sobreinstalado, más allá de un margen de seguridad preestablecido y contenido en el precio, la potencia a remunerar a cada unidad es penalizada dejando el exceso sin remunerar. De este modo se otorga una señal para que no exista sobreeinstalación y se premia a las unidades de mejor desempeño en términos de aportar una potencia segura.

Por último, el pago de la potencia firme a las unidades de generación es efectuado por los agentes que tienen contratos, pagando a los productores por cada unidad de potencia que han retirado del sistema en horas de demanda máxima para servir a sus contratos. Si un agente ha comprometido en contratos más potencia que la suma de las potencias firmes de sus unidades, aparece como comprador neto de potencia en el sistema. Lo contrario ocurrirá si su potencia firme es superior a la potencia contratada. Como en el agregado toda la potencia firme disponible se iguala a la demanda máxima de potencia, se producen transacciones horizontales de potencia entre agentes de igual modo que en el caso de la energía.

Conforme a todo lo señalado, un inversionista en plantas de generación debe evaluar su proyecto computando los costos de inversión y operación del proyecto, los ingresos por ventas de energía y potencia en contratos, las compras o ventas netas de energía y potencia en el mercado *spot* dadas por la diferencia entre lo comprometido y lo producido, y los costos de transmisión que debe remunerar.

3.4. Transmisión Eléctrica

En el segmento de transmisión, la LGSE se presenta en dos bloques temáticos, a saber, el ámbito de los derechos y obligaciones de los operadores de sistemas de transmisión, y el ámbito de la definición tarifaria.

Hasta la entrada en vigencia de la Ley N° 19.940 en el 2004, la LGSE concebía al transmisor como propietario de instalaciones de transporte sobre las cuales cualquier interesado en su utilización podía imponer una *servidumbre de paso*³⁹. Como contrapartida el propietario afectado tenía derecho a recibir una indemnización o compensación equivalente a la prorrata de los costos de capital de la inversión involucrada, más los costos de operación correspondientes, medida a partir de la potencia transitada por el interesado respecto de la potencia total que hubiere transitado por las instalaciones. La obligación de aceptar la imposición de esta servidumbre recaía sólo sobre las instalaciones que se hubiesen constituido al amparo de una concesión o que en su trazado utilizaran bienes nacionales de uso público. La norma no efectuaba distinciones respecto al tipo o funcionalidad de la instalación afectada, tratando a todas las instalaciones de transmisión bajo la denominación de instalaciones de transporte. Sin embargo, desde el punto de vista de la regulación de los pagos que por el uso de las instalaciones de transporte debían efectuar quienes accedieran a ellas a través de la mencionada servidumbre de paso, la legislación diferenciaba las instalaciones de transporte que constituían el área de influencia de las centrales generadoras, sobre la cual cada central debía pagar el denominado peaje básico, de aquellas instalaciones que el propietario de la central requería para acceder a aquellos consumos a los que comercializaba su energía, y sobre las cuales pagaba los denominados peajes adicionales.

De esta forma, quien desarrollara sistemas de transmisión, fuera para evacuar hacia el sistema la generación de centrales, para alimentar consumos puntuales de grandes clientes, para abastecer grandes zonas de distribución, o para reforzar tramos del sistema interconectado, podía optar por constituirse como concesionario de transporte o no. Si optaba por la concesión, para el trazado de las líneas se le facilitaba el uso de bienes nacionales de uso público así como la imposición de servidumbres sobre terrenos particulares, pero a la vez se hacía cargo de la obligación de aceptar las servidumbres de paso de la energía sobre sus instalaciones eléctricas.

Desde el punto de vista tarifario, establecida la remuneración del transmisor como el derecho derivado de la imposición de la servidumbre de paso, la ley establecía los procedimientos para asignar los pagos entre los diferentes usuarios. Estos pagos se denominaron peajes de transmisión.

³⁹

Se refiere a la imposición de una servidumbre para el paso de la energía eléctrica sobre una instalación de transmisión existente, y dice relación con la obligación del transmisor de soportar el uso de sus instalaciones por parte de un tercero, para lo cual tiene derecho a una indemnización la que, en definitiva, constituye el pago o retribución por este uso.

La Ley N° 19.940 modificó sustancialmente el marco normativo precedente, efectuando distinciones en el segmento conforme la funcionalidad y objetivos constitutivos de cada instalación de transporte. Así, la totalidad de las instalaciones de transmisión interconectadas a un sistema eléctrico son clasificadas actualmente en tres categorías posibles: las instalaciones que conforman el *Sistema Troncal*, o de uso común; las instalaciones que conforman los sistemas de *Subtransmisión*, y que abastecen las zonas de distribución; y las instalaciones que constituyen los sistemas *Adicionales*, correspondientes a instalaciones de uso restringido al servicio de pocos clientes no sometidos a regulación de precios. La LGSE define a las dos primeras como segmentos de servicio público, con acceso abierto y obligación de servicio. Los sistemas Adicionales, por su parte, aun cuando no son calificados como un segmento de servicio público, se entienden de acceso abierto siempre que utilicen bienes nacionales de uso público y dispongan de capacidad remanente. En cada caso la Ley estableció la forma de remuneración, la que es consistente con los objetivos y usos concebidos para cada segmento.

La Ley N° 19.940 mantuvo los conceptos y procedimientos relativos a la concesión de transporte. De esta manera, las instalaciones de transmisión cualquiera sea su objeto en términos de su funcionalidad en el sistema eléctrico, pueden constituirse como instalaciones concesionadas o no, facilitándose en el primer caso todas las tramitaciones administrativas requeridas para su puesta en servicio. La obligación de proporcionar el servicio de transmisión en cambio, proviene de su calificación en las categorías de instalaciones troncales o de subtransmisión, calificación que viene decretada por el Ministerio de Economía y que será efectuada conforme las características y requisitos que la ley prevé para este efecto. En el caso de las instalaciones adicionales se mantiene la obligación de acceso abierto para aquéllas que opten por constituirse bajo una concesión y/o utilicen en su trazado bienes nacionales de uso público, siempre que dispongan de capacidad remanente.

- **Sistema de Transmisión Troncal**

El segmento de transmisión eléctrica presenta economías de escala y de densidad, por lo que se constituye como un caso de monopolio natural. La existencia de factores fijos, cuyos costos no aumentan en presencia de aumentos de la capacidad de transmisión, provoca que la existencia de una única infraestructura que soporta toda la demanda de transporte se constituya en una situación de equilibrio eficiente.

Los demandantes del transporte son los agentes activos del mercado mayorista, esto es, los productores, los comercializadores y grandes clientes, quienes deben compartir el uso – y consecuentemente los costos – de esta infraestructura única.

La LGSE define el Sistema Troncal como el conjunto de instalaciones de uso común en el sistema eléctrico, entendiéndose que las empresas y consumidores del mercado eléctrico, cualquiera sea el segmento en el que desarrollen su actividad, utilizan y, consecuentemente, se benefician de la existencia de las instalaciones del sistema troncal, debiendo participar en su financiamiento por la vía de los pagos correspondientes. La ley establece un conjunto de requisitos que deben ser cumplidos por cada instalación de transmisión del sistema para ser caracterizada como troncal.

La estructuración de la remuneración del Sistema Troncal parte por identificar, dentro del sistema eléctrico correspondiente, las instalaciones que lo componen. Esta identificación se obtiene mediante estudios cuadriennales de valorización y expansión a los que se refiere la LGSE. El monto de la remuneración del Sistema Troncal es determinada por el mismo estudio cuadrienal, y se define como un ingreso anual, calculado como la anualidad del valor de las inversiones contenidas en el sistema, más su costo de operación, mantenimiento y administración.

La LGSE establece que la totalidad del costo de este sistema debe ser remunerado en diferentes proporciones por los generadores y por la demanda, conforme el uso que respectivamente estos agentes hacen de este sistema. Para ello se definió, al interior del sistema troncal, la denominada Área de Influencia Común, la cual corresponde a la zona de mayor concentración de inyección de generación y de demanda, constituyendo a la vez el centro de gravedad del mercado y la zona en donde se realiza la mayor cantidad de transferencias o intercambios en el mercado de corto plazo. En esta zona, la ley estableció una participación en el pago del 80% para la generación y 20% para la comercialización o retiro (demanda). En el resto del sistema troncal, la ley prevé que la participación de unos y otros agentes en el pago de estas instalaciones debe determinarse conforme la frecuencia observada en el sentido o dirección de los flujos de energía en cada una de ellas, señalando que será asignada al pago del segmento generación, la proporción del tiempo en que los flujos se dirigen al Área de Influencia Común, y a la comercialización, la proporción complementaria.

Establecidas las proporciones señaladas, la remuneración del sistema debe transformarse en peajes de transmisión y precios. La generación remunera su proporción en la forma de un peaje de inyección equivalente, para cada central, a una magnitud fija anual, es decir, conforme un valor que no depende de la energía y/o potencia efectivamente ingresada o inyectada en un período determinado. El monto de este peaje por central debe determinarse con un método de participación de flujos, el que en definitiva, permite establecer qué porción de la remuneración total que deben aportar los generadores, debe ser aportada por cada central en particular conforme la operación esperada del sistema.

Para el pago que debe efectuar la comercialización, es decir, quienes efectúan retiros, el método de participación debe indicar en qué proporción participa cada barra de retiro, definiéndose de esta forma el monto anual a remunerar por cada barra. Establecido este monto, se define un precio o peaje unitario de retiro, calculado como el monto a remunerar por la barra dividido por la energía retirada. Como estas magnitudes se establecen en términos de una demanda esperada, se prevé efectuar reliquidaciones regulares para eliminar los desajustes en la recaudación producidos por las diferencias entre las energías de retiro proyectadas y las efectivamente medidas en cada período de facturación. De este modo el transmisor recaudará siempre la porción fija correspondiente al pago de la comercialización, independiente de cuánto fuere la magnitud de la energía retirada. Esta recaudación fija, se sumará a la recaudación fija aportada por el segmento generador, completando así la recaudación fija total que la ley le garantiza al transmisor.

Las empresas de transmisión en el sistema troncal que fueren identificadas en el estudio y en el decreto que fija las tarifas de transmisión respectivas como responsables de realizar las obras de ampliación del estudio de transmisión troncal, tienen la obligación legal de efectuar dichas obras y operar las instalaciones de acuerdo a lo indicado en la Ley. Estas empresas deben licitar la construcción de las obras a empresas calificadas a través de licitaciones públicas, abiertas, transparentes y auditables por la SEC.

- **Sistemas de Subtransmisión**

Según la LGSE, el segmento de Subtransmisión está constituido por las instalaciones de transmisión destinadas al abastecimiento dedicado de grupos de clientes ubicados en zonas de concesión de empresas distribuidoras. Desde el punto de vista operativo, estas instalaciones sirven para tomar la energía del Sistema Troncal y conducirla hasta la entrada de los sistemas de distribución para su posterior direccionamiento a los clientes finales ubicados en dichas zonas. Se entiende entonces que deben ser solventadas por la demanda final que en cada caso es abastecida por el sistema de subtransmisión respectivo.

La normativa legal establece que cuatrienalmente, la autoridad sectorial determinará las instalaciones que forman parte de los sistemas de subtransmisión de cada sistema eléctrico. En forma similar al tratamiento legal del Sistema Troncal, la norma efectúa una definición del segmento y entrega un conjunto de requisitos que permiten calificar o caracterizar a cada instalación del sistema de transmisión como perteneciente o no al segmento de subtransmisión.

Para determinar su remuneración, las instalaciones definidas como de subtransmisión son agrupadas en sistemas con demandas asociadas identificables⁴⁰. Una vez definidos los sistemas y las demandas a abastecer, la normativa legal dispone la ejecución de estudios, a desarrollar con cada definición cuatrienal, para establecer el valor de la subtransmisión y cuyo objetivo es determinar los costos de capital y operación de un sistema óptimo o adaptado que cubre la demanda proyectada, en un horizonte de entre 4 y 10 años, para cada sistema de subtransmisión definido. El valor resultante, establecido como un costo medio, debe ser asignado a cada barra de retiro en la forma de peajes unitarios de energía y potencia siendo la forma de esta asignación facultad de la autoridad reguladora.

A pesar de corresponder la subtransmisión a instalaciones que deben ser financiadas íntegramente por la demanda, la ley prevé la existencia de generadores que inyectan directamente su producción en estos sistemas. En este caso, y en forma análoga a la forma de determinar la participación de la generación en los sistemas troncales que no forman parte del Área de Influencia Común, la ley prevé la aplicación de un procedimiento de participación de flujos, señalando que la porción del tiempo en que los flujos del sistema se dirigen hacia el Sistema Troncal, determinarán la prorrata con que debe participar cada central. El valor resultante, que será determinado en los correspondientes estudios cuatrienales, será descontado del costo total del sistema y deberá reflejarse en su costo medio de modo que los usuarios del sistema que conforman la demanda no participen de este pago. Consistentemente con ello, los propietarios de cada central deberán remunerar esta porción directamente al propietario del sistema de subtransmisión en cuestión. A diferencia del sistema troncal, los procedimientos de pago de peajes de inyección en sistemas de subtransmisión no se detallan en la ley, quedando su diseño como norma a reglamentar.

Los precios unitarios de retiro, o peajes de subtransmisión, serán remunerados por cada agente comercializador que retire energía del sistema de subtransmisión y deberán adicionarse a los precios regulados de energía y potencia que reflejan los costos aguas arriba del sistema correspondiente, de modo que sean cubiertos por los clientes finales.

⁴⁰

Se refiere a un conjunto acotado de puntos de suministro o retiro abastecidos desde el sistema de subtransmisión que se analiza. Se hace notar que a diferencia de la distribución, no existe una zona de cobertura geográfica sobre la cual se impone la obligación del servicio.

A diferencia del sistema troncal, la subtransmisión no asegura un monto específico de recaudación anual ya que esta depende de la demanda efectiva, sino que establece un precio que refleja el costo medio de un sistema adaptado. Esto se debe a que en el segmento no existen planes de inversión obligatorios, luego el precio fijado no sólo pretende cubrir los costos presentes en el sistema sino que también entregar una señal de desarrollo eficiente.

- **Transmisión Adicional**

Los sistemas adicionales corresponden a aquellas instalaciones de transmisión de uso particular, estando constituidas por las líneas eléctricas dispuestas para la inyección de energía al sistema por parte de centrales o para el retiro de grandes clientes. En caso de que terceros hagan uso de ellas, pues la ley establece su operación en acceso abierto cuando dispongan de capacidad y se hayan constituido imponiendo servidumbres prediales y/o utilicen en su trazado bienes nacionales de uso público, se establece un procedimiento de acuerdo bilateral que en caso de discrepancias debe ser resuelto en el esquema de resolución de conflictos instaurado en la ley.

La ley establece, en todo caso, que el monto de los peajes a percibir por el propietario de un sistema adicional utilizado por un tercero, se determinará en base a un valor de transmisión anual, equivalente al valor presente de las inversiones involucradas menos su valor residual, más los costos proyectados de operación, mantenimiento y administración.

Por último, y en el caso de existir consumos regulados abastecidos desde sistemas adicionales, la ley señala que los precios aplicables a dichos suministros deberán reflejar los costos que éstos importan a los propietarios de los sistemas señalados, conforme el procedimiento que se establezca reglamentariamente.

3.5. Distribución Eléctrica

Los sistemas eléctricos de distribución están compuestos por un conjunto de líneas y subestaciones que permiten transportar la energía retirada en los puntos de conexión con las instalaciones de transmisión, hasta los diferentes sectores o puntos de consumo al interior de una zona de concesión. Para este efecto, se reduce el voltaje a niveles de media tensión (23 kV, 13,2 kV y 12 kV) para abastecer a clientes industriales y baja tensión (220 voltios monofásico y 380 voltios trifásico) para el suministro a clientes residenciales, comerciales e industriales pequeños. En sistemas de distribución de mayor tamaño y densidad de consumo, los sistemas de subtransmisión (en 66 kV y 110 kV) son los que transportan grandes bloques de energía hacia distintos puntos de la red de distribución.

El establecimiento, operación y explotación de instalaciones de distribución de electricidad en Chile, dentro de una zona determinada, puede realizarse sólo mediante Concesión de Servicio Público, la cual puede ser provisional, en cuyo caso se solicita directamente a la SEC, o puede ser definitiva, en cuyo caso debe ser solicitada al Presidente de la República por intermedio del Ministro de Economía. La concesión provisional tiene por objeto permitir el estudio de los proyectos de las obras de aprovechamiento de la concesión definitiva, y no constituyen un requisito previo para obtener la concesión definitiva ni tampoco obligan a solicitar la última. La concesión definitiva tiene por objeto el establecimiento, operación y explotación de las instalaciones de servicio público de distribución y tienen un plazo indefinido.

No obstante, las operaciones de distribución que no sean consideradas de servicio público, como los suministros efectuados desde instalaciones de generación y transporte, la distribución de energía que realicen las cooperativas no concesionarias y la distribución que se realice sin concesión, o aquellas destinadas a alumbrado público no requieren solicitar previamente una concesión. Asimismo, la LGSE establece que no requerirán de concesión los suministros realizados a usuarios no sometidos a regulación de precios conforme a la Ley, los suministros que se efectúen sin usar bienes nacionales de uso público, o usándolos pero con un permiso previo al establecimiento de una concesión, y todo suministro que se efectúe mediante un contrato acordado entre las partes, incluidos los concesionarios.

La LGSE no otorga exclusividad de establecimiento, operación y explotación al distribuidor que obtuvo una concesión, y expresamente permite que un nuevo distribuidor interesado solicite y obtenga una nueva concesión en parte o en la totalidad del territorio ya concesionado. El nuevo concesionario tiene las mismas obligaciones y derechos que se otorgaron al concesionario ya presente, en el territorio que sea compartido.

Una de las principales obligaciones de las empresas distribuidoras concesionarias es dar servicio o suministro a quien se lo solicite, dentro de su zona de concesión o bien que se conecte a ella a través de líneas propias o de terceros. Por ello la LGSE actualmente obliga a las concesionarias de distribución disponer permanentemente del contrato de suministro de energía que les permita satisfacer el total del consumo proyectado de sus consumidores regulados para, a lo menos, los próximos 3 años, debiendo licitar previamente el suministro que no puedan abastecer por generación propia, entre las generadoras de su sistema.

Es importante destacar que previo a las modificaciones introducidas por la Ley Corta II, las empresas distribuidoras licitaban su suministro de energía exclusivamente al precio regulado (precios de nudo) fijado semestralmente por la Comisión Nacional de Energía. Este precio regulado se traspasaba íntegramente a los clientes finales regulados de acuerdo con los decretos tarifarios y pliegos que de él se establecían, durante el período de vigencia de los contratos.

La Ley Corta II introdujo un importante cambio al esquema anterior, al exigir que las empresas distribuidoras adjudiquen sus contratos de suministro futuro de energía a las generadoras que, en licitaciones públicas, abiertas, no discriminatorias, transparentes y competitivas en precios, ofrezcan abastecerlas al menor precio. Las distribuidoras deberán traspasar directamente a sus clientes regulados finales el precio promedio de adjudicación de sus contratos, en lugar del precio nudo fijado por la autoridad. Con esta modificación se espera entregar los incentivos adecuados para que las generadoras participen en contratos de suministro con las distribuidoras, aún considerando la obligatoriedad de compensaciones en el caso de déficit de suministro. Las primeras licitaciones de energía se efectuaron en Octubre del año 2006 y Octubre del año 2007 por contratos con duración entre once y quince años, con inicio de suministro en el año 2010.

- **Servicios provistos por las concesionarias de distribución**

Las empresas concesionarias de servicio público de distribución prestan básicamente tres servicios: transporte y comercialización de electricidad a consumidores dentro de su área de concesión; transporte a otras empresas que comercializan energía y potencia en el mercado que se encuentra dentro del área de concesión; y otros servicios asociados tanto al uso de la infraestructura por terceros, como a servicios adicionales a los propios clientes de la distribuidora.

Distribución de electricidad:

La actividad principal de las empresas concesionarias es el transporte y comercialización a consumidores ubicados en su área de concesión. La distribuidora compra energía y potencia a las empresas generadoras, normalmente en distintos puntos del sistema de transmisión; transporta la energía a través de su propia red de distribución, y la vende a los clientes.

El mercado que existe dentro del área de concesión puede estar compuesto por clientes de diverso tamaño. Pequeños o regulados, definidos como aquellos que presentan una demanda menor a 2.000 KW, y para los cuales el precio y la calidad de suministro son regulados; y grandes o libres, definidos como aquellos con una demanda igual o superior a 2.000 KW, que no son exclusivos de las empresas distribuidoras, ya que pueden contratar su suministro con empresas generadoras, a precio libre. Desde la promulgación de la ley 20.018 también son considerados clientes libres aquellos cuya potencia conectada sea superior a los 500 KW y que opten por este tipo de suministro.

Desde el punto de vista físico, el proceso de distribución consiste, en primer lugar, en retirar la energía desde las subestaciones reductoras del sistema de transmisión o subtransmisión y transportarla a las subestaciones primarias de distribución, donde se reduce el voltaje al nivel de alta tensión de distribución. A continuación se distribuye la energía al interior de los sectores de consumo a través de líneas denominadas “alimentadores de alta tensión”, para el suministro a subestaciones particulares de los clientes, y para transformadores de distribución que reducen el voltaje a niveles de baja tensión. Finalmente, se distribuye la energía mediante redes de baja tensión y se entrega en los puntos de conexión de los clientes finales, denominados empalmes.

Desde el punto de vista administrativo, la actividad de distribución de la concesionaria incluye también la comercialización. Esta actividad consiste en la compra y venta de bloques de energía y potencia. Las compras se realizan mediante contratos a una o más empresas generadoras conectadas al sistema interconectado, y las ventas se realizan a clientes libres y regulados conectados a las líneas de alta y baja tensión de distribución.

Las tarifas que finalmente enfrentan los clientes regulados de las distribuidoras se componen de los precios de generación, transmisión, y los valores agregados por costos de distribución. Antes de las reformas introducidas a la LGSE por la Ley Corta II, los precios de generación correspondían a los precios de nudo determinados semestralmente por la Comisión. Actualmente estos precios serán los que resulten del proceso de licitación de bloques de energía. La componente de precios de transmisión corresponde al peaje por el uso de las instalaciones de transmisión troncal, descontado el pago por uso que realizan las generadoras que inyectan energía al Sistema a través de estas instalaciones, y al peaje por el uso de las instalaciones de subtransmisión que se extienden desde el sistema de transmisión troncal hasta el ingreso al sistema de distribución de la concesionaria. La última componente de costo que compone el precio regulado corresponde al Valor Agregado de Distribución, en adelante VAD, el cual representa en definitiva el reconocimiento y pago a la empresa distribuidora de sus costos inversión, operación, pérdidas y mantenimiento, y sus gastos de administración, facturación y atención al usuario. La tasa de descuento fijada en la LGSE para el cálculo del VAD corresponde a un 10% anual.

El VAD corresponde a los costos medios por potencia instalada de distribución de una empresa modelo eficiente representativa de un área típica de distribución, y se fija cada cuatro años sobre la base de un estudio realizado, para cada área típica, por una empresa consultora contratada por la Comisión y de otro u otros estudios contratados por las empresas distribuidoras a empresas consultoras establecidas en un listado previamente acordado entre la Comisión y las empresas. La Comisión, en cada proceso de fijación tarifaria, define las áreas típicas a considerar en las Bases Técnicas del estudio del VAD, elaboradas seis meses antes, y clasifica en ellas a todas las empresas concesionarias del país. Conforme a las Bases Técnicas se deben realizar los estudios de dimensionamiento de redes de distribución y costos de la empresa modelo. Estos costos se ponderan en dos tercios el estudio de la Comisión y en un tercio el promedio de los estudios de las empresas.

Con los valores agregados de distribución para cada área típica, la Comisión elabora las tarifas preliminares para cada distribuidora. La Comisión determina diversas opciones tarifarias para los clientes regulados de la distribuidora conforme a sus características de consumo de energía y potencia y tipo de medición instalada, considerando que el VAD es un costo asociado al uso de potencia de distribución en horas de punta por parte los usuarios.

Una vez determinadas las tarifas preliminares conforme a lo indicado precedentemente, la Comisión verifica que los ingresos que las distribuidoras obtendrían, aplicando dichas tarifas a sus consumos actuales, permitan a la industria obtener una tasa de rentabilidad real sobre sus activos actuales (valorados a valor nuevo de reemplazo en el mercado o VNR) entre el 6% y 14%. Durante el período de vigencia de las tarifas, la Comisión debe verificar que con los ingresos y costos de explotación reales la rentabilidad anual de la industria de distribución se mantenga entre el 5% y 15%. En el caso de que la rentabilidad se encuentre fuera de esta banda la Comisión deberá efectuar un nuevo estudio para determinar nuevas fórmulas tarifas, que estarán vigentes hasta completar el periodo de 4 años desde la última fijación tarifaria, salvo que halla acuerdo unánime entre las distribuidoras y la Comisión para ajustar las fórmulas vigentes.

Dada la existencia de economías de densidad en el servicio público de distribución, las empresas alcanzan anualmente rendimientos crecientes con el aumento de la cantidad de clientes y de la demanda total por potencia dentro de su zona de concesión, los cuales son incorporados en las tarifas reguladas y transferidos a los clientes mediante la aplicación de factores de ajuste anuales determinados por la Comisión.

Las tarifas fijadas, de esta manera, a los clientes regulados de las distribuidoras no consideran, sin embargo, algunos de los costos de los servicios adicionales a la distribución de electricidad, como por ejemplo los costos de conexión o desconexión del servicio, los costos de corte y reposición, el envío de las boletas o facturas por correo, la verificación en terreno de las lecturas de medidor solicitada por los clientes, etc. Antes de la modificación a la LGSE introducida por la Ley N° 19.674 de abril del 2000 del Ministerio de Minería, los precios de estos servicios eran fijados libremente por las distribuidoras, los cuales se comprobó eran muy superiores a sus verdaderos costos. Sin embargo, facultada por la modificación a la Ley, la Honorable Comisión Resolutiva⁴¹ estableció los servicios asociados al servicio de distribución que serían fijados por la autoridad.

Servicios Asociados al suministro de electricidad

⁴¹ La Honorable Comisión Resolutiva constituía el organismo anterior a la existencia del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia.

Como servicios asociados al suministro de energía y potencia que realizan las empresas distribuidoras, se identifican algunas atenciones realizadas a los clientes y que no consisten en la venta de energía, pero que comúnmente se prestan en forma asociada a ésta. Entre los principales servicios asociados se encuentran los relativos a empalmes, medidores y alumbrado público. En cuanto a empalmes de clientes se dispone de instalación, retiro, arriendo, aumentos de capacidad, entre otros. Respecto de medidores, se provee instalación, retiro, arriendo, mantenimiento, cambio y verificación de lectura. También existen servicios asociados al alumbrado público, cuando se presta instalación, cambio, mantenimiento y atención de emergencias.

A su vez, pueden catalogarse como servicios asociados las prestaciones a usuarios distintos a los consumidores de electricidad, como el apoyo de postes para cables de telecomunicaciones en la infraestructura eléctrica.

Un número de estos servicios asociados al servicio de distribución eléctrica han sido expresamente calificados como sujetos a fijación de precios, en consideración a que las condiciones existentes en el mercado no son suficientes para garantizar un régimen de libertad tarifaria. Efectivamente, en la prestación de estos servicios, las empresas concesionarias de distribución generalmente poseen ventajas comparativas y muchas veces exclusividad.

Transporte de energía de terceros a cambio de peajes.

La existencia de economías de escala y densidad en los sistemas de distribución, determinan que es económicamente ineficiente la superposición de redes de distribución en una misma zona de concesión. Esta situación caracteriza a los sistemas de distribución como monopolios naturales.

No obstante lo anterior, y si bien se justifica la existencia de redes únicas, el servicio de comercialización de energía no necesariamente debe ser exclusivo de las empresas distribuidoras. En particular, el suministro de energía a grandes clientes, capaces de negociar en forma efectiva sus compras de energía, no requiere someterse a regulación de precios. Así, los grandes consumidores dentro de una zona de concesión pueden contratar su suministro directamente con empresas generadoras, en la medida que las redes estén regidas por un sistema de libre acceso para distintos comercializadores, a tarifa regulada por el uso de ellas. De esta manera, la evolución del marco legal ha propendido gradualmente a la creación de un mercado competitivo para la comercialización a grandes clientes.

En efecto, la Ley 19.764 del año 2000, conocida como Ley Corta I, dejó abierta la posibilidad que los clientes regulados de entre 2.000 KW y 500 KW puedan optar por ser abastecidos por un comercializador distinto del distribuidor. A esto se suma que la misma normativa previó que mediante disposición reglamentaria se puede reducir el límite de 500 KW, de manera que en el futuro, puede ampliarse el mercado potencial al que podrán acceder los comercializadores, sin modificación legal.

Así, la empresa distribuidora presta el servicio de transporte a otros comercializadores que venden energía a clientes dentro de su área de concesión. A cambio, está facultada para cobrar un peaje que cubre el costo de transporte en la red de distribución, el que se regula y aplica mediante cargos tarifarios en forma equivalente a los asignados a los clientes propios de la distribuidora. De esta forma, el pago de peaje hace indiferente para una empresa distribuidora el suministro a clientes propios o de terceros.

3.6. Anexo 3: Descripción Modelo Ose2000

1. Aspectos Generales

Objetivos Del Modelo Ose2000

El modelo OSE2000 (Operación de Sistemas Eléctricos) tiene como objetivo principal la planificación operativa de un sistema hidrotérmico.

Determinando las metas de generación para cada planta en cada periodo del horizonte de planificación, estas metas deben satisfacer el objetivo de minimización del costo esperado de operación del sistema eléctrico a lo largo de dicho horizonte de planificación, cumpliendo a su vez, con restricciones técnicas y de operación.

El costo de operación a minimizar se compone del costo operación de las plantas térmicas y el costo asociado a la energía no suministrada..

El proceso de optimización del recurso hidroeléctrico permite otorga un valor económico al agua almacenada en los embalses, como consecuencia de optimizar la distribución de este bien en el horizonte de planeación.

Generalidades

En términos de los datos de entrada y salida, la estructura de datos es altamente flexible y estándar, bases de datos planas, siendo su código asociado muy fácil de modificar.

Las rutinas u objetos se han diseñado dando prioridad a la generalización de las estructuras de datos y claridad de código por sobre la velocidad de ejecución. En contraste, con lo anterior, las rutinas u objetos del programa que compete a los algoritmos de optimización, se han diseñado haciendo especial énfasis en la velocidad de ejecución del código.

Las bases de diseño mencionadas anteriormente, han permitido lograr un código simple, claro, eficiente y eficaz que facilitan las modificaciones del modelo y logran un tiempo de ejecución mínimo.

2. Estructura

Modulo De Planificación De La Operación

Determina la política de operación de los embalses, mediante la determinación de las unidades generadoras que se despacharan para satisfacer las demandas y las perdidas de transmisión.

Los principales aspectos considerados para la realización de este proceso son:

- Incertidumbre hidrológica
- Costo de combustibles
- Convenios de riego
- Características de la demanda
- Pérdidas en líneas de transmisión
- Plan mantenimiento mayor
- Fallas de unidades generadoras y equipos de transmisión

La estructura de los datos de entrada y salida se muestran a continuación en los siguientes diagramas de bloques:



Figura 1: Entradas OSE2000

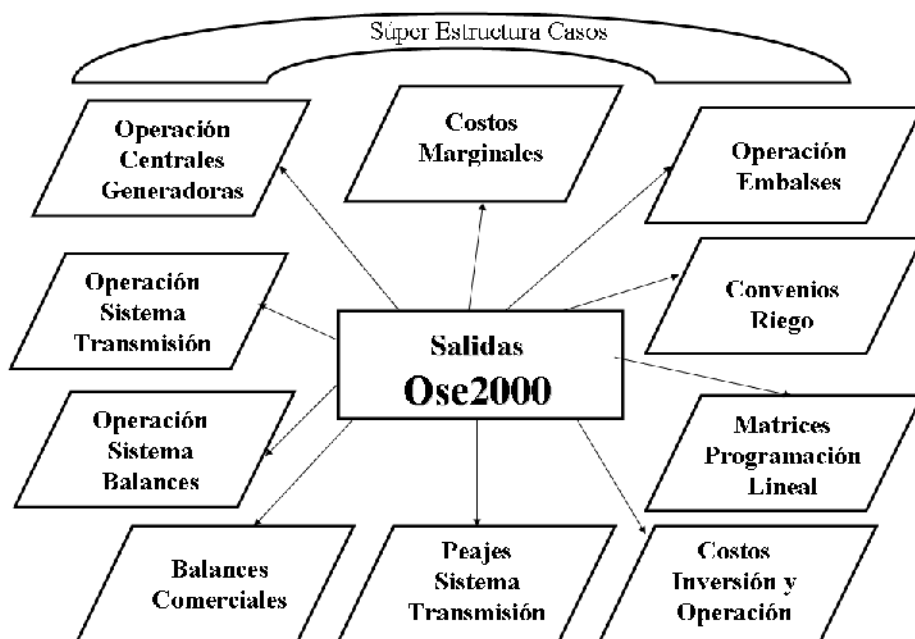


Figura 2: Salidas OSE2000

Modelado De Los Componentes Del Sistema

Los parámetros básicos de los componentes del sistema generación y/o transmisión varían por período, lo que permite representar cambios en el sistema o en la situación operativa (por ejemplo, entrada o salida de operación, volúmenes de reserva en embalses, generación de seguridad etc.). A continuación se describen los componentes, destacando las características más significativas de la capacidad de modelado disponible.

Todos poseen una estructura de datos flexible, que permite definir a dichas unidades en todos los horizontes de operación en el rango de tiempo proyectado, a su vez, esta estructura de modelación representa las unidades de forma simple y detallada llevándose a cabo el proceso de optimización de manera rápida y práctica.

Sistema Hidráulico

El sistema hidráulico es representado como un circuito de caudales enmallado hasta donde las disposiciones físicas de la cuenca respectiva y las unidades generadoras hidráulicas así lo requieran.

El modelo permite representar la correlación espacial de los caudales afluentes mediante un esquema de independencia o dependencia hidrológica, probabilidades de transición sistémicas, series de tiempo.

La malla hidráulica en general está compuesta por:

- Caudal generado
- Caudal vertido
- Caudal filtrado
- Caudal evaporado
- Caudal regulado
-

Embalse De Regulación

En la modelación de los embalses se destacan:

- Nombre embalses
- Empresa propietaria
- Conectividad hidráulica
- Volumen almacenado inicial, mínimo, máximo y final
- Caudal efluente
- Filtración aguas abajo
- Evaporación
- Tablas filtración, área, cota, volumen (lineales por tramo o polinomios)
- Fecha entrada en servicio

Centrales Hidroeléctricas De Embalse

Los parámetros básicos son:

- Nombre central
- Empresa propietaria
- Conectividad eléctrica
- Conectividad hidráulica
- Generación mínima
- Generación máxima

- Rendimiento hidráulico
- Caudal afluente asociado
- Costo de inversión
- Costos fijos de mantención y operación
- Fecha entrada en servicio
- Vida útil

CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE PASADA Y EOLICA

Los parámetros básicos son:

- Nombre central
- Empresa propietaria
- Conectividad eléctrica
- Generación máxima
- Características de regulación
- Rendimiento hidráulico
- Caudal afluente asociado
- Costos de inversión
- Costos fijos de mantención y operación
- Fecha entrada en servicio
- Vida útil
- Capacidad de regulación horaria

Los caudales afluentes o energía afluente a las centrales se representan por matrices. Para el caso de las centrales eólica se incorpora la variabilidad horaria en los bloques de la curva de duración, mediante matrices de viento que además representan la estacionalidad anual y la variabilidad de los vientos.

Centrales Hidroeléctricas Serie

Los parámetros básicos son:

- Nombre central
- Empresa propietaria
- Conectividad eléctrica
- Conectividad hidráulica
- Generación máxima
- Generación mínima
- Rendimiento hidráulico
- Caudal afluente asociado
- Caudal déficit
- Costos de inversión
- Costos fijos de mantención y operación
- Fecha entrada en servicio
- Vida útil

Centrales Térmicas

Los parámetros básicos son:

- Nombre central
- Empresa propietaria
- Conectividad eléctrica
- Generación máxima
- Generación mínima
- Tasa de salida forzada o disponibilidad estadística
- Tasa de colocación
- Costo variable combustible
- Consumo específico
- Costo variable no combustible
- Costos de inversión
- Costos fijos de mantención y operación
- Fecha entrada en servicio
- Vida útil
- Centrales con combustibles duales

Demanda No Abastecida

Se puede representar el déficit de suministro de energía, con funciones de costo distintas para cada barra y para cada período, mediante unidades denominadas “centrales de falla” las cuales se asignan automáticamente en aquellas barras que tiene demanda asociada.

Red De Transmisión

El sistema de transmisión se ha modelado de forma de incorporar las restricciones de transmisión y las pérdidas de transporte en la decisión de optimización.

Las pérdidas de las líneas se han modelado lineales por tramo, siendo ésta una buena aproximación de las pérdidas cuadráticas, dependiendo del número de tramos modelados (normalmente 5 tramos para las líneas principales).

Los datos son ingresados identificando físicamente los terminales de la línea con las barras del sistema.

Se han modelado las líneas con los siguientes parámetros:

- Nombre línea
- Empresa propietaria
- Conectividad eléctrica
- Número tramos lineales de pérdida
- Costo de inversión
- Costos fijos de mantención y operación anuales
- Fecha entrada en servicio
- Vida útil
- Línea de corriente continua o alterna
-

La estructura de datos permite modelar las líneas de transmisión de forma flexible de manera que se puedan representar lo más fielmente posible las modificaciones futuras a las instalaciones dentro del proceso de optimización.

Demanda

La demanda es dividida en dos componentes:

Demanda por barra (generalmente de carácter industrial):

- Representada en barras con su respectiva tasa de crecimiento y distribuida mediante factores en la curva de duración.

Demanda Sistémica (generalmente vegetativa):

- La demanda sistémica se representa mediante una demanda por sistema, una tasa de crecimiento, más factores de distribución por barras y factores que distribuyen estas demandas en la curva de duración.

Modelación Del Horizonte De Planificación

El horizonte de planificación es modelado en forma de etapas. Las etapas pueden ser una combinación de sub-etapas de características semanales, mensuales, trimestrales o anuales.

Salida De Datos

Las principales salidas y estadísticas, en bases de datos planas, del modelo Ose2000 son:

- Costos marginales en las barras del sistema
- Operación unidades generadoras
- Consumo de combustible
- Emisiones de centrales
- Operación Embalses
- Demanda no abastecida
- Flujos y perdidas de líneas de transmisión y transformadores
- Ingresos tarifarios de líneas de transmisión y transformadores
- Convenios de riego
- Costos de operación
- Costos de inversión
- Pagos al sistema de transmisión por uso de unidades generadoras y demanda
- Balances comerciales por empresas generadas y cliente suministrado
- Calculo de bonos carbono asociado a unidades generadoras.

3.7. Anexo 4: Diagnóstico del modelo vigente contenido en el Proyecto de Ley para la Creación del Ministerio de Energía.

Deficiente asignación de responsabilidades institucionales. Falta de una autoridad clara en la materia.

En primer lugar, se evidencia la existencia de variadas autoridades, con diversas competencias y agendas diversificadas entre los sectores mineros, comerciales, productivos y energéticos.

Esta situación origina importantes costos de coordinación y conlleva el riesgo de dilución de las responsabilidades políticas e institucionales, ya que existen agendas y prioridades políticas diversas, lo que ha dificultado una mirada integral al tema energético en su conjunto.

Incoherencia entre responsabilidades y atribuciones. El modelo es excepcional en el concierto de la Administración Pública Chilena.

De acuerdo a la ley orgánica constitucional de Bases Generales de la Administración del Estado, los Ministerios son los órganos superiores de colaboración del Presidente de la República en las funciones de gobierno y administración de sus respectivos sectores, para lo que deben proponer y evaluar las políticas y planes correspondientes, estudiar y proponer las normas aplicables a los sectores a su cargo, velar por el cumplimiento de las normas dictadas, asignar recursos y fiscalizar las actividades del respectivo sector.

En el caso del sector energía, el diseño institucional corresponde a una excepción, ya que, por una parte, se le ha encomendado a un servicio público tareas propias de un Ministerio; y, por otra, las materias relacionadas con un sector (energía) no se encuentran entregadas a una sola autoridad, sino que se encuentran repartidas las competencias. Así pues, la Comisión Nacional de Energía, organismo encargado de formular las políticas sectoriales y preparar normas, no cuenta con atribuciones para impulsarlas, las cuales recaen esencialmente en los Ministerios de Minería y Economía, Fomento y Reconstrucción.

Focalización en la regulación económica del sector en desmedro de la generación de políticas públicas.

La labor de la Comisión Nacional de Energía en los últimos años ha estado enfocada en resolver aspectos coyunturales del sector energético y en el análisis y desarrollo de los procesos tarifarios, labor que ha sido cumplida de manera eficaz y eficiente.

Sin embargo, la Comisión no ha podido cumplir cabalmente con su rol de rectoría (generación de política pública, evaluación de éstas, coordinación sectorial e intersectorial, coordinación internacional), debido, entre otros factores, a la acotada presencia institucional dentro de la estructura del sector público, a raíz de su naturaleza jurídica. A eso se suma la creciente demanda de diversos y transversales sectores de la opinión pública, para que el Estado cuente con una visión más prospectiva y de largo plazo para el desarrollo del sector energético, que permita elaborar y ejecutar estrategias que posibiliten enfrentar los desafíos del área de la manera más eficiente posible.

Los servicios públicos sectoriales no se encuentran bajo la supervigilancia del organismo rector en materia de Energía.

Los organismos responden a lineamientos estratégicos diversos. En efecto, si bien la Comisión Nacional de Energía tiene a su cargo elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector energía y velar por su cumplimiento, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles se encuentra bajo la supervigilancia del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, lo que implica que no existe una interacción formal directa con el ente fiscalizador, cuestión que se replica en el caso de la Comisión Chilena de Energía Nuclear.

Problemas del modelo de organización de la Comisión Nacional de Energía.

Respecto a la institucionalidad de la Comisión Nacional de Energía, se observa una serie de dificultades en las condiciones actuales que esta debe operar. El Consejo de Ministros, como órgano rector de la Comisión, ha dejado de cumplir la función que inspiró su creación como unificador de criterios en torno a la política energética del país.

Aunque la instancia de un Consejo Directivo como órgano resolutorio, permite un cierto contrapeso de distintas visiones en torno al tema energético, en la práctica la menor especialidad de los Secretarios de Estado en materias de Energía y los problemas prácticos que se generan en la coordinación de las distintas agendas, ha significado que esta instancia no cumpla en la práctica con la misión que la ley le asigna.

Inexistencia de mecanismos formales de coordinación entre la política medioambiental y la política energética.

Dada la naturaleza jurídica de la Comisión Nacional de Energía, ésta no tiene participación formal en la institucionalidad ambiental de Chile, no participando ni del Consejo Directivo de la CONAMA ni de los COREMAS.

Incapacidad de acción en el ámbito de la energía en regiones.

No existe una autoridad en ninguna región del país que pueda representar la actividad de energía, especialmente en la ejecución de programas y la coordinación intersectorial operándose a través de los respectivos Seremis de Minería o Economía, Fomento y Reconstrucción.