

Distr.
RESTRINGIDA

LC/R. 1502
2 de marzo de 1995

ORIGINAL: ESPAÑOL

CEPAL

Comisión Económica para América Latina y el Caribe

**ESTABLECIMIENTO DE UNA POLÍTICA ENERGÉTICA BASADA EN
EL FUNCIONAMIENTO DE MERCADOS COMPETITIVOS
Y EN LA PARTICIPACIÓN PRIVADA.
LA EXPERIENCIA DE CHILE */**

*/ Este trabajo fue preparado para la División de Recursos Naturales y Energía de la Comisión para América Latina y el Caribe (CEPAL) por el Consultor, señor Juan Sebastián Bernstein en el marco del Proyecto OLADE/CEPAL/GTZ sobre Energía y Desarrollo en América Latina y el Caribe. Las opiniones expresadas en este informe son de la exclusiva responsabilidad del autor y pueden no coincidir con las de la Organización.

Este documento no ha sido sometido a revisión editorial.

95-3-173

INDICE

RESUMEN EJECUTIVO

	pag.
1. INTRODUCCION	1
2. LAS REFORMAS EN EL SECTOR PETROLEO.....	1
3. LAS REFORMAS EN EL SECTOR ELECTRICIDAD.....	2
4. LAS REFORMAS EN EL SECTOR CARBON	2
5. CONCLUSIONES	3
CAPITULO 1	
INTRODUCCION	4
CAPITULO 2	
NECESIDAD DE COHERENCIA ENTRE POLITICA ENERGETICA Y MARCO MACROECONOMICO	5
2.1 Aspectos Generales	5
2.2 Areas del sector energía en que el mercado puede operar eficientemente	6
2.3 Organismos de política y coordinación sectorial y organismos de regulación	8
CAPITULO 3	
LA PRIMERA ETAPA DE CAMBIOS EN EL SECTOR A PARTIR DE 1973	10
3.1 La situación del sector a fines de 1973	10
3.2 La estrategia energética a partir de 1973	11

CAPITULO 4

PRIMERA ETAPA: LA NORMALIZACION DEL SECTOR	13
4.1 La normalización en el subsector petróleo	13
4.2 La normalización en el subsector electricidad	14
4.3 La normalización en el sector carbón	14
4.4 La institucionalidad a nivel del Gobierno	15

CAPITULO 5

LAS REFORMAS ESTRUCTURALES EN EL SUBSECTOR PETROLEO	16
5.1 Generalidades	16
5.2 La competencia en el suministro de crudo y de derivados	16
5.3 El funcionamiento del mercado de derivados	17
5.4 Logros en la participación privada en exploración-producción de hidrocarburos	19
5.5 Los intentos por privatizar la refinación	19
5.6 La competencia a nivel distribución mayorista y minorista	20

CAPITULO 6

LAS REFORMAS ESTRUCTURALES EN EL SUBSECTOR CARBON	23
6.1 Las reformas para crear un mercado	23
6.2 El funcionamiento del mercado del carbón	24

CAPITULO 7

LAS REFORMAS ESTRUCTURALES EN EL SECTOR ELECTRICIDAD	25
7.1 Objeto de las reformas	25
7.2 Síntesis de la organización del mercado a nivel generación	26
7.3 La privatización del sector eléctrico	27
7.4 El funcionamiento del mercado de la generación	30

CAPITULO 8

CONCLUSIONES	36
---------------------------	-----------

ESTABLECIMIENTO DE UNA POLITICA ENERGETICA BASADA EN EL FUNCIONAMIENTO DE MERCADOS COMPETITIVOS Y EN LA PARTICIPACION PRIVADA

LA EXPERIENCIA DE CHILE

RESUMEN EJECUTIVO

1- INTRODUCCION

A partir de 1974, Chile llevó a cabo un proceso de profundas reformas en el campo económico y social, proceso que tocó prácticamente a todas las actividades del país y particularmente al sector energía. La magnitud de las reformas provino de la convicción que debía redefinirse el papel del Estado en la sociedad, centrando su acción en el campo que le era propio, retirándolo de la gestión empresarial, y dejando operar libremente a los individuos y a las fuerzas del mercado. El presente documento expone los principales cambios efectuados en los subsectores petróleo, carbón y electricidad, con énfasis en el funcionamiento de la competitividad.

Las reformas en el sector energía fueron realizadas siguiendo una orientación general bien definida, en cuanto a responder a los principios indicados, pero sin sujeción a un plan predeterminado. Ello se explica porque no se tenía claro en esa época hasta que punto se podría avanzar en el campo de la descentralización, del establecimiento de mercados competitivos y de la participación privada en una actividad controlada desde décadas por el Estado. La falta de experiencia internacional en este campo contribuía a estas indefiniciones.

En la práctica entonces, las reformas se efectuaron en dos etapas: la primera, que cubre el período 1974-1977, consistió básicamente en un restablecimiento de las condiciones económica-financiera de las empresas estatales de energía, y en un ajuste de los precios de todos los energéticos para acercarse a los niveles internacionales, en el caso de los productos transables -carbón y petróleo-, y a niveles de autofinanciamiento, en el caso de los no transables. En esa época se dieron asimismo los primeros pasos para eliminar las condiciones de excepción en la gestión de las empresas estatales, y crear algunos espacios para la participación privada.

La segunda etapa, que va desde 1978 hasta 1990, cubre las reformas estructurales propiamente tal, que implicaron importantes cambios en los marcos institucionales, regulatorios, legales y de propiedad de los tres subsectores bajo análisis.

Desde el punto de vista de las instituciones, un paso importante fué la creación en 1978 de la Comisión Nacional de Energía, organismo de Gobierno de alto nivel político y técnico. La creación de la Comisión le permitió al Gobierno contar con una entidad asesora especializada, capaz de formular propuestas de políticas y de implementarlas, actuando como contraparte efectiva de las empresas estatales del área.

2- LAS REFORMAS EN EL SECTOR PETROLEO

En el sector petróleo, las principales reformas llevadas a cabo se pueden sintetizar en la liberación de precios y de las importaciones y exportaciones de crudo y derivados, el libre acceso de los particulares a la exploración y explotación de petróleo crudo y gas natural mediante contratos de operación, el libre acceso a la refinación y la libre entrada a las actividades de distribución primaria y secundaria. En relación a ENAP, se circunscribió su acción exploratoria directa a la zona de Magallanes, y se estructuraron dos filiales con

las refinerías, bajo régimen de sociedades anónimas, operando bajo condiciones de competencia entre sí y con importadores de refinados. El proceso de privatización parcial de las sociedades refinadoras no pudo sin embargo ser llevado a cabo.

Estas reformas llevaron a que la responsabilidad tradicional de ENAP de abastecer la demanda de derivados quedara traspasada al funcionamiento de un mercado libre y competitivo. En la visión y experiencia del autor, este mercado competitivo ha funcionado relativamente bien, existiendo sin embargo el peligro potencial de la regulación política de precios por debajo del precio de equilibrio, a través de instrucciones gubernamentales dadas a las refinerías estatales. Ello hace deseable su privatización parcial o total. Por otra parte, el Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo, creado en 1990, ha tendido a distorsionar los precios finales de productos y producir subsidios cruzados entre ellos. En la opinión del autor, el Fondo debiera derogarse.

3- LAS REFORMAS EN EL SECTOR ELECTRICIDAD

En el sector electricidad, las reformas estructurales se iniciaron en 1980 y se enfocaron a la separación de las actividades de generación-transmisión y distribución, así como a la descentralización y regionalización de las dos empresas eléctricas estatales existentes: ENDESA y CHILECTRA. Junto con ello se estableció en 1982 un esquema competitivo a nivel generación, con libre acceso de cualquier generador al sistema de transmisión, mediante el pago de un peaje, y acceso a los usuarios de gran tamaño. Los precios de venta a grandes usuarios finales fueron liberados, y los precios a distribuidoras regulados sobre la base del promedio de los costos marginales de corto plazo -CMgCP- del sistema, debiendo sin embargo ajustarse en una banda de $\pm 10\%$ entorno a los precios libres (precios semi-libres). En este esquema no existe obligatoriedad de servicio para los generadores, los que se desarrollan exclusivamente sobre la base de las fuerzas de mercado.

Finalmente, como etapa final de las reformas, se privatizó el sector eléctrico, tanto en sus segmentos de generación como de transmisión y distribución. La privatización se efectuó principalmente entre 1986 y 1990.

Las reformas indicadas crearon un mercado de generación, el cual ha estado muy activo y ha funcionado bien, lo que se ha reflejado en el interés de prácticamente todos los generadores existentes en Chile y de nuevos inversionistas nacionales y extranjeros por desarrollar nuevos proyectos, que van desde 10 MW hasta 450 MW. Las condiciones efectivamente competitivas del mercado eléctrico se han reflejado también en los constantes procesos de licitación de suministro por parte de los grandes usuarios. Los precios así obtenidos están muy próximos a los costos marginales esperados del sistema eléctrico, lo que refuerza la apreciación de régimen de efectiva competencia. Las claves para el buen funcionamiento del mercado han radicado así en el libre acceso de cualquier generador al sistema, sin trabas administrativas de ninguna especie, la libertad de precios, la no obligatoriedad de servicio y un régimen de funcionamiento que no discrimina entre generadores. No obstante, algunos aspectos de la actual legislación y reglamentación son susceptibles de ser mejorados para promover aún más la competencia, principalmente en materias de valorización de instalaciones para el cálculo de peajes y acceso al despacho de carga por parte de terceros.

4- LAS REFORMAS EN EL SECTOR CARBÓN

En el sector carbón, las reformas consistieron básicamente en liberar el precio del carbón así como las importaciones y exportaciones de este combustible, eliminar los subsidios al precio, diversificar la oferta a través de que el sector privado desarrollara los yacimientos de carbón subterráneo de Magallanes, y finalmente descentralizar parcialmente la Empresa Nacional del Carbón, alcanzándose a privatizar una de las minas estatales.

El mercado del carbón ha funcionado bien en lo que se refiere a la competencia derivada de la libre importación de este combustible, y de la producción privada. Sin embargo, el apoyo del Estado a la

Empresa Nacional del Carbón se ha traducido en una competencia desleal para los productores privados del área, habiendo desaparecido gran parte de ellos. Dada la crítica condición actual de ENACAR, parecería conveniente ir a su cierre definitivo, eventualmente privatizando la fracción que se identificara como susceptible de mantenerse en operación.

5- CONCLUSIONES

La experiencia de Chile ha sido muy positiva en la reestructuración del sector energía, en la creación de mercados competitivos para una diversidad de productos energéticos y en la participación privada en el desarrollo de esta actividad. Ello ha permitido desregular más del 75% del volumen de ventas de la energía comercial, con los consiguientes beneficios en términos de eficiencia económica, descentralización y regionalización, desburocratización, diversificación de fuentes de suministro, acceso de nuevos actores, participación privada y estabilidad de las reglas del juego.

Las distorsiones puntuales ocurridas en el funcionamiento de los mercados no han sido de magnitud, y han estado normalmente asociadas al carácter estatal de algunas empresas participantes en tales mercados. Desde este punto de vista debe enfatizarse la importancia de contar con empresas privadas para el buen funcionamiento de la competitividad, y con un organismo antimonopolio independiente, capaz de investigar y sancionar los abusos de posición dominante.

Más que el número de participantes en un mercado y su tamaño relativo, lo que importa es que exista efectivamente libre acceso, ausencia de barreras de entrada y de restricciones administrativas al ingreso de nuevos actores. Importa también que no existan economías significativas de escala en la industria en cuestión. Todas estas condiciones pueden darse en las importaciones de derivados del petróleo y en la producción e importación de carbón - se requiere ciertamente ciertos montos mínimos de volumen, que no son muy elevados-, así como en la generación eléctrica.

Los conceptos de descentralización, mercado y participación privada pueden funcionar en cualquier país, independientemente de su tamaño. Los únicos requisitos para su materialización son exclusivamente la claridad de conceptos, un marco macroeconómico consistente y voluntad política.

ESTABLECIMIENTO DE UNA POLITICA ENERGETICA BASADA EN EL FUNCIONAMIENTO DE MERCADOS COMPETITIVOS Y EN LA PARTICIPACION PRIVADA

LA EXPERIENCIA DE CHILE

CAPITULO 1

INTRODUCCION

En la mayoría de los países del continente, el sector energía ha estado marcado, desde los inicios de la década del setenta para unos y de los ochenta para otros, por una crítica situación operativa y financiera derivadas de un inadecuado régimen de determinación de los precios de los energéticos, de políticas equivocadas de endeudamiento, de fallas en la planificación y de serias deficiencias en la gestión de las empresas estatales del área, normalmente inducidas por la introducción de variables políticas en su administración.

Chile no escapó a este proceso, que se manifestó con fuerza en todas las actividades económicas durante los primeros años de la década del setenta. Con el objeto de corregir esta situación, que obedecía no solo a la coyuntura política vivida en esos años, sino principalmente a una condición estructural que se había venido arrastrando por décadas, el Gobierno Militar llevó a cabo una drástica reforma económica, que tuvo su reflejo en prácticamente todas las actividades, y particularmente en el sector energía.

La magnitud de las reformas provino en su época del convencimiento profundo acerca de la necesidad de redefinir el papel del Estado en la sociedad, y de sustituir decisiones centralizadas por las decisiones autónomas que las organizaciones intermedias y los individuos podían tomar en su propio nivel. Ello implicaba, entre otras cosas, dejar operar las fuerzas del mercado y retirar al Estado de la gestión empresarial, apoyando mediante subsidios directos a los grupos más desposeídos. Se dió fuerza así a los conceptos de descentralización, juego de mercados competitivos y papel subsidiario del Estado.

Chile fué pionero en la aplicación de estos conceptos en diversos campos, y particularmente en el sector energía, motivo por el cual su experiencia en la aplicación de esta estrategia puede ser útil para otras naciones que están emprendiendo reformas con la misma orientación. El presente documento, elaborado para la CEPAL, presenta en forma sintética las reformas llevadas a cabo en Chile en los subsectores petróleo, carbón y electricidad, con particular énfasis en la forma en que los mercados competitivos han funcionado, y en la importancia de haber incorporado capital privado al desarrollo de esta actividad.

El capítulo 2 presenta conceptos generales relativos a la necesidad de consistencia entre el marco macroeconómico general y la estrategia de desarrollo energética que se desee implantar. El capítulo 3 describe la situación del sector hacia fines de 1973 y la estrategia general de desarrollo implantada por el Gobierno. El capítulo 4 describe la primera etapa de los cambios introducidos en Chile, tendiente principalmente a solucionar problemas coyunturales y a sentar las bases para las reformas estructurales posteriores. Los capítulos 5, 6 y 7 exponen las reformas que llevaron a establecer mercados competitivos en los subsectores petróleo, carbón y electricidad. Finalmente, el capítulo 8 presenta conclusiones generales derivadas de la experiencia chilena, y destaca aquellos elementos que pudieran ser útiles para las reformas que estan abordando otros países.

CAPITULO 2

NECESIDAD DE COHERENCIA ENTRE POLITICA ENERGETICA Y MARCO MACROECONOMICO

2.1 ASPECTOS GENERALES

En principio, la existencia de una economía abierta, en la que el mercado es el principal asignador de recursos y en la cual el Estado juega un rol subsidiario, lleva necesariamente a la implementación de una política energética consistente con aquella, vale decir de corte liberal, basada en la descentralización y con fuerte participación privada. Esta aseveración, que parece evidente a partir del reconocimiento que el sector energía no es sino una actividad económica más, y que por consiguiente debe regirse por las mismas reglas del juego aplicable al resto de los otros sectores productivos, es sin embargo frecuentemente cuestionada en la práctica, estableciéndose marcos inconsistentes a nivel macro y micro. Conviene observar que en general nadie objeta lo contrario, vale decir que una política energética fundada en el papel del mercado y en la propiedad privada tiene como requisito la vigencia de un marco macroeconómico coherente con aquel.¹

¿De donde proviene la inconsistencia de mantener sistemas energéticos centralmente planificados y de propiedad del Estado en economías abiertas con fuerte componente privada? En opinión del autor esta incoherencia, que se ha manifestado no sólo en la mayor parte de los países Latinoamericanos sino también en otros continentes, incluyendo naciones desarrolladas de Europa, tiene diversos orígenes, que tienden a entremezclarse. Confluyen así argumentos de muy diversa índole, tales como el hipotético carácter estratégico del sector energía, una equivocada noción de lo que es el Servicio Público y la presunta característica de monopolio natural de las actividades energéticas, que llevarían a la necesidad que el Estado preserve, a través de su gestión directa, la correcta regulación del sector y el suministro de energía a los sectores más desposeídos.

Este tipo de argumento, ciertamente falaz, suele ser invocado por grupos de muy diverso origen tales como los partidarios de las economías centralmente planificadas, algunos miembros de las Fuerzas Armadas², o bien por grupos con particulares intereses en mantener el statu-quo. Entre estos últimos pueden contarse los monopolios sindicales del área, incluyendo ejecutivos y mandos medios de las empresas estatales, así también como los partidos políticos que buscan satisfacer a estos estamentos para mantener su clientela electoral o bien que no osan enfrentar la resistencia de estos grupos. La opinión pública, por otra parte, suele ser sensible a este tipo de argumento.

La existencia de una economía abierta y fundada en la propiedad privada es por lo tanto un requisito necesario pero no suficiente para el establecimiento de un marco energético concordante con aquél: se

¹ A pesar de este reconocimiento, puede observarse en numerosos países que se intenta introducir reformas liberales en el sector energía, sin haber previamente resuelto problemas estructurales o coyunturales a nivel macro, como por ejemplo la mantención de distorsiones tributarias, precios de combustibles subsidiados, restricciones al uso de recursos naturales, etc. Normalmente estos intentos conllevan graves fallas en la etapa de implementación.

² El caso de Chile fué en este sentido excepcional, ya que las reformas económicas tendientes a la descentralización y a la participación privada en todos los sectores de la economía fueron precisamente llevadas a cabo por el Régimen Militar, durante el período 1973-1990. Sin embargo debe señalarse que no todos los estamentos militares apoyaron siempre estas reformas, lo que, en conjunto con otras fuerzas opuestas a los cambios, llevó a demorar y en algunos casos a postergar definitivamente cambios que el Ejecutivo desaba impulsar.

necesita además romper las barreras que se oponen al cambio a nivel micro. A veces estas barreras son más difíciles de vencer que las que se plantean para llevar a cabo las reformas a nivel macro.

Ciertamente, los elementos mas sensibles del marco macroeconómico general que requieren ser resueltos para tener éxito en la liberalización y privatización del sector energía, son los siguientes:

- Apertura de la economía, con libre importación y exportación de bienes y servicios.
- Participación no significativa del Estado -declarada y efectiva- en actividades productivas de bienes y servicios.
- Mínimos requisitos para acceder al uso de recursos naturales.
- Aranceles bajos y parejos para la importación de productos, incluyendo equipos, y régimen tributario razonable y no discriminatorio. Tasa de cambio no distorsionada y niveles de inflación aceptables.
- Algún desarrollo del mercado de capitales y tratamiento favorable a la inversión extranjera, no discriminatoria respecto de la inversión nacional

2.2- AREAS DEL SECTOR ENERGIA EN QUE EL MERCADO PUEDE OPERAR EFICIENTEMENTE

La identificación de las áreas de la actividad energética en que los mercados competitivos pueden funcionar eficientemente requiere de una espíritu positivo respecto de las ventajas del mercado y de los costos de la regulación. Ello implica una visión clara de la forma en que el mercado opera, con un distingo de los requisitos teóricos para el funcionamiento de mercados competitivos perfectos respecto de los mercados reales³, y un claro concimiento de los costos asociados a la regulación de un sector determinado. Este conocimiento debe abarcar las variables institucionales, políticas y humanas asociadas a la regulación, las cuales normalmente interfieren con su eficiencia, y la forma en que ellas han repercutido en el sector.

Las áreas del sector energía en que claramente pueden operar mercados competitivos sujetos a un mínimo de regulación -estas últimas normalmente asociadas a externalidades tales como la contaminación-, son las correspondientes a productos transables o bien a productos que compiten con transables. Estas áreas son las siguientes:

- Suministro de derivados líquidos del petróleo, en todas sus etapas: producción-importación, distribución primaria y secundaria. En la práctica también el suministro de petróleo crudo a las refinerías del país constituye un mercado competitivo, pues hay diversidad de oferentes y las refinerías estan obligadas a competir con los importadores en los productos limpios.
- Suministro de gas natural a nivel mayorista, en la medida que hay más de una fuente interna de abastecimiento o bien que existe la posibilidad efectiva de importar este producto desde un país vecino. El transporte de gas natural puede también darse en condiciones competitivas, ya que la competencia existe no sólo entre gasoductos, sino que adicionalmente con energéticos locales.

³ El Dr. Pablo Spiller, de la Universidad de California-Berkeley, ha usado la expresión "Two is good, three is enough" para plantear que el requisito de una multiplicidad de productores en un mercado competitivo puede ser excesivo, si se dan requisitos claves tales como la libre entrada y la ausencia de economías significativas de escala.

-Producción y distribución de gas manufacturado de red, en la medida que los costos de suministro final son suficientemente elevados como para no gozar de una renta monopólica en la distribución. Ello se da -situación actual en Santiago, Valparaíso y Concepción- cuando estos costos son del mismo orden que el de productos sustitutos tales como el GLP, comercializados a su vez en un marco de competencia.

-Producción y distribución de carbón. Aún si hubiera un solo productor de carbón en el país, este compite con importaciones; la distribución, por las mismas razones, es también competitiva. Sin embargo, existen externalidades por contaminación -al menos en ciertas áreas- que deben ser tomadas en consideración.

-Producción y distribución de leña. Este energético es sin duda aquel donde más se dan las condiciones teóricas de competencia perfecta. Como en el carbón, existen externalidades por contaminación -al menos en ciertas ciudades- que deben ser tomadas en consideración.

-Generación de electricidad en sistemas eléctricos relativamente grandes. La no existencia de economías o deseconomías de escala relevantes en esta actividad ha llevado en muchos países a establecer mercados competitivos a nivel generación.

-En menor grado, ya que efectivamente hay economías de escala en estas actividades y por consiguiente características de monopolio natural, la transmisión y transformación de electricidad pueden desarrollarse con ciertos grados de libertad, fomentándose la competencia. La competencia se da no sólo entre líneas de transmisión, sino también entre estas y generadores locales.

De acuerdo a este criterio, las únicas actividades no susceptibles de operar a través de mercados libres serían el transporte y la distribución de gas natural, así como la transmisión y distribución de electricidad. En el caso de los gasoductos, y debido a la mayor competitividad a que están sujetos, la regulación estará asociada fundamentalmente al cobro de capacidad de transporte para terceros, de haber capacidad disponible para dicho transporte. Tanto en el transporte de gas natural como en el de la electricidad, el acceso abierto al uso de las redes garantiza la competitividad en el mercado mayorista de energéticos.

La necesidad de regulación deriva del carácter de monopolio natural de estas actividades. En el caso de Chile, y posiblemente en la mayor parte de los países, la política de dejar funcionar el mercado ha permitido desregular más de 75% del volumen de ventas de energía destinadas a consumo final⁴, lo que muestra el enorme potencial del sector para que la asignación de recursos se efectúe a través del mercado.

Ciertamente, siempre podrán plantearse críticas a la liberalización de los mercados para el 75% restantes de las ventas de energía, sobre la base de la existencia de eventuales imperfecciones, que por lo demás la propia competencia tiende a hacer desaparecer. Entre estas imperfecciones puede señalarse, en algunos países, la falta de agilidad administrativa para asignar recursos naturales, la carencia de derechos de propiedad sobre los mismos, o bien la concentración de tales derechos en un mismo productor. Pero lo más importante, a juicio del autor, es reconocer el enorme potencial de eficiencia que desata la competitividad, la no interferencia política, el libre acceso al mercado de los productores y la libertad de elección de los usuarios, la aparición de nuevos actores, la diversidad de fuentes de suministro y la innovación tecnológica. Chile fue pionero en la liberalización de estos mercados, a partir de 1974, y esta acción fue atacada y a menudo poco comprendida en esa época; sin embargo, el mundo ha evolucionado en esa misma dirección y la importancia de haber adoptado a tiempo estas políticas ha sido reconocida y mantenida por los sucesivos Gobiernos.

⁴ En 1992, las ventas de energía sujetas a regulación alcanzaron a 650 millones de US\$, contra 1860 millones de US\$ para las ventas a precio libre, sin incluir leña. Si ella se incluyera, la proporción aumentaría a cerca de 80%.

Las actividades de transporte-distribución indicadas más arriba, debido a su carácter de monopolio natural y por el hecho de requerir normalmente de concesión para utilizar bienes nacionales de uso público y para imponer servidumbres forzosas sobre terrenos de particulares, requieren efectivamente de regulación. Estas regulaciones establecen normalmente la obligatoriedad de servicio a quien lo solicite (caso de la distribución de electricidad) o bien derecho de paso por terceros (caso de líneas de transmisión de electricidad y gasoductos), en la medida que exista capacidad de transporte disponible. Adicionalmente, se regulan los precios para dichos servicios. Para que la regulación de precios sea eficiente, debe basarse en los costos marginales de suministro, con eventuales correcciones que permitan cubrir los costos medios bajo una estructura de producción de mínimo costo.

2.3- ORGANISMOS DE POLITICA Y COORDINACION SECTORIAL Y ORGANISMOS DE REGULACION

El hecho de dejar operar libremente al mercado y a los agentes privados en la mayor parte de las actividades energéticas no implica en modo alguno que el Estado deba desentenderse de su funcionamiento. De hecho, es esencial que el Estado:

- a) Garantice el buen funcionamiento de la libre competencia
- b) Monitoree las condiciones de operación y desarrollo del sector energía, con el objeto de detectar ineficiencias, externalidades, la aparición de eventuales cuellos de botella o bien de sobreoferta en el suministro de energía y, más generalmente, supervigile el buen funcionamiento de las reglas del juego sectoriales e introduzca los cambios en el marco legal y regulatorio que resulten adecuados.
- c) Establezca mecanismos que, en virtud del principio de subsidiaridad, permitan el abastecimiento de segmentos de la población que no serían servidos exclusivamente bajo condiciones de mercado.
- d) Separe claramente su papel normativo y regulador de su rol empresarial, en el caso que existan empresas estatales, y tenga una entidad de contraparte especializada y efectiva respecto de sus empresas.
- e) Aplique las regulaciones que sean necesarias en las áreas en que se dan características de monopolio natural.
- f) Controle la efectiva aplicación de las disposiciones legales, reglamentarias y normativas vigentes

En términos generales, resulta conveniente que la función a) sea cumplida por un organismo antimonopolio independiente. Las funciones b), c) y d) deben ser cumplidas por un organismo especializado del Poder Ejecutivo, tal como un Ministerio de Energía o una Comisión Nacional de Energía integrada por Ministros. Finalmente, es conveniente que la función e) y eventualmente la f) sean cumplidas por un Organismo Regulador independiente, con el máximo de autonomía respecto del Gobierno y de los poderes políticos o gremiales. La función f) puede ser cumplida por el mismo Organismo Regulador o bien por una entidad distinta de este.

Conviene señalar que esta separación de funciones rara vez se da en la práctica; de hecho, en la mayoría de los países del Continente, todas estas funciones están supuestamente radicadas en un Ministerio de Minas y Energía, que en verdad no cumple con ninguna de ellas. Ello se debe a que las empresas estatales de petróleo y gas, electricidad y carbón tienen mucho más peso institucional, tecnológico,

económico e incluso político que los Ministerios del ramo⁵, y en la práctica -en algunos casos incluso legalmente- ellas asumen directamente estas funciones. Por su parte las tarifas suelen ser acordadas directamente entre las empresas y los ministros del área económica, en algunos casos con la directa participación del Presidente de la República.

En algunos otros países, se ha pretendido radicar estas funciones, o parte de ellas, en Comisiones Nacionales de Energía. Con la única excepción de Chile, estas Comisiones han adolecido de los mismos defectos indicados respecto de los Ministerios de Minas y Energía.

Conviene aquí plantear brevemente la situación de los tres países del área -Argentina, Chile y Perú- que coinciden en haber llevado a cabo profundas reformas estructurales en el campo de la energía y en los cuales se han establecido instituciones especializadas de regulación y control.

Así, Argentina cuenta con una Secretaría de Energía, organismo de Gobierno que realmente cumple el rol normativo, rector y de monitoreo del sector que le corresponde al Estado. Por su parte las funciones de vigilancia de la libre competencia así como las de regulación y control están radicadas en dos organismos autónomos para la electricidad y para el gas denominados Ente Regulador -ENRE-. Estos dos organismos han actuado efectivamente con un alto grado de independencia en el cumplimiento de sus funciones, principalmente en labores de control.

En Chile las funciones de establecimiento de política, desarrollo del marco legal y reglamentario y de monitoreo del sector están radicadas en la Comisión Nacional de Energía -CNE-, organismo asesor del Ejecutivo cuyo consejo está integrado por 7 Ministros de Estado⁶. La CNE cumple adicionalmente con las funciones de control de inversiones de las empresas estatales que quedan en el área, y de regulación de los precios de energéticos con carácter de monopolio natural. Si bien la CNE es un organismo de Gobierno, cumple sus funciones de regulación sin interferencia política pues debe ceñirse en forma estricta a los detallados procedimientos establecidos en las legislaciones pertinentes. El control de la libre competencia está radicado en un órgano autónomo, la Comisión Antimonopolio, la que ha jugado un papel relevante en la vigilancia del buen funcionamiento del mercado mayorista y minorista de combustibles líquidos, y ha tenido algunos pronunciamientos recientes acerca del funcionamiento del mercado mayorista de electricidad. Finalmente, el control de la aplicación de las leyes, reglamentos y normas está radicado en la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. Ha existido consenso en la necesidad de reforzar la capacidad técnica de este organismo, para que pueda cumplir adecuadamente sus funciones.

En El Perú, las funciones normativas y de monitoreo están radicadas en el Ministerio de Minas y Energía. La Comisión de Tarifas Eléctricas, órgano autónomo⁷, fija los precios de los suministros de electricidad sometidos a regulación, de acuerdo a procedimientos muy detallados establecidos en la ley y en su reglamento. A pesar de que los comisionados son nombrados en su mayoría por el Gobierno, su accionar ha sido muy independiente, como resultado precisamente de la precisión de las normas regulatorias vigentes. El control de la libre competencia estará centrado en un órgano autónomo que se está creando, en tanto que el control de la aplicación de las disposiciones legales y normativas está radicado en la Dirección General de Electricidad y en la Dirección General de Hidrocarburos. Hay consenso en la necesidad de reforzar la capacidad técnica actual de estos dos organismos.

⁵ Sus máximos ejecutivos son frecuentemente nominados por el propio Presidente de la República, y el régimen de remuneraciones de su personal es muy superior al de la Administración Pública, lo que le otorga estabilidad en el tiempo.

⁶ El Consejo está presidido por el ministro Presidente de la CNE, con dedicación exclusiva, y está integrado por los ministros de Hacienda, Economía, Planificación, Minería, Defensa y Secretaría General de la Presidencia.

⁷ El Consejo de la CTE está integrado por tres miembros designados por el Gobierno y por dos representantes de las empresas distribuidoras y generadoras de energía eléctrica.

CAPITULO 3

LA PRIMERA ETAPA DE CAMBIOS EN EL SECTOR A PARTIR DE 1973

3.1- LA SITUACION DEL SECTOR A FINES DE 1973

El marco político-social en que se desarrolló Chile desde principios de 1971 hasta Septiembre de 1973 es conocido de todos: el régimen socialista del Presidente Allende desarrolló un modelo de economía centralmente planificada, en que gran parte de la actividad productiva de bienes y servicios del país pasó al dominio del Estado. El sector energía no fué una excepción, y la fuerte concentración de la propiedad del Estado en las empresas del área, heredada de las administraciones anteriores, fué incrementada aún más, de tal modo que prácticamente la totalidad del sector -con la única excepción de la distribución de derivados del petróleo y de algunas pequeñas distribuidoras de electricidad-, operó bajo el régimen de empresas del Estado⁸. Todos los precios de energéticos fueron fijados, de acuerdo a criterios sociales y políticos no explícitos, y las empresas estatales recibieron subsidios para compensar -al menos parcialmente- el efecto económico derivado de las distorsiones de precios de los productos energéticos. Al mismo tiempo se les otorgaron exenciones tributarias y de derechos de aduana, así como tasas de cambio preferenciales.

Hacia fines de 1973, la situación de los tres principales subsectores que conforman la actividad energética del país -petróleo, electricidad y carbón- era crítica, tanto desde el punto de vista de las condiciones de abastecimiento físico, como desde el punto de vista económico-financiero de las empresas. A ello se sumaban graves problemas estructurales en el sector y de eficiencia en la gestión empresarial y en el uso de la energía.

Chile es un importador neto de petróleo crudo y la seguridad de abastecimiento de este producto, enteramente entregada al Estado a través de la empresa estatal ENAP, quedó seriamente comprometida a raíz del primer "shock" petrolero ocurrido con motivo de la guerra árabe-israelí de Octubre de 1973. Por su parte los precios de derivados habían sido congelados a partir de 1972, en un ambiente de hiperinflación⁹ y de multiplicidad de tasas de cambios, con una tasa aplicable a los productos petroleros muy inferior al precio de equilibrio. Ello originó una fuertísima distorsión interna de los precios de los combustibles líquidos, que se superpuso a la elevación del precio internacional del crudo y derivados. Debe recordarse en efecto que en Octubre de 1973 los precios internacionales subieron de 2 US\$/barril a 12 US\$/barril. A todo lo anterior debe agregarse la rigidez estructural e institucional del subsector, caracterizado por el rol rector de ENAP en el área, el régimen de exclusividad absoluta de esta empresa para producir y refinar petróleo, bajo condiciones de excepción, la imposibilidad de establecer contratos de exploración-explotación de hidrocarburos líquidos y gaseosos, y la repartición administrativa del mercado de distribución exclusivamente entre SHELL, ESSO y COPEC.

En electricidad, el congelamiento de las tarifas eléctricas a partir de 1972, en el ambiente de hiperinflación indicado anteriormente, llevó a las empresas eléctricas, prácticamente todas ellas estatales- a una crítica situación económica y financiera. Así, ENDESA y CHILECTRA no alcanzaban a cubrir con sus ingresos sus costos operacionales directos, debiendo recibir recursos directamente del fisco para saldar la diferencia. Como consecuencia de esta crítica situación económica, los créditos del BID y del Banco Mundial fueron suspendidos en el período 1972-1973, debiendo postergarse todas las obras de generación previstas a mediano plazo. Ello implicó un serio riesgo de desabastecimiento para los siguientes años. Finalmente, debe destacarse la sobredotación de personal en ENDESA y en

⁸ La participación del Estado en el sector energía tuvo un desarrollo creciente desde la década del 40.

⁹El IPC alcanzó cerca de 800% en 1973

CHILECTRA, como resultado de la presión política en el período 1971-1973 para utilizar ambas empresas como fuente ocupacional. Desde el punto de vista estructural, el rol planificador del sector estaba radicado en ENDESA, empresa que en la práctica era la única encargada del desarrollo de centrales generadoras en todo el país, y el Estado carecía de una capacidad de contraparte efectiva.

En el sector carbón, representado básicamente por la producción de las minas de Lota y Schwager, estatizadas a fines de 1970, los problemas eran críticos: difíciles condiciones de competencia con el petróleo debido al bajo precio de este con anterioridad a Octubre de 1973; precios congelados y subsidios a la producción que incentivaban una ineficiente explotación; una importantísima sobredotación de personal y finalmente difíciles condiciones físicas de explotación de las minas de Lota y Schwager, con frentes de explotación de potencia del orden de 1,5 m, profundidades comprendidas entre 500 y 900 metros y distancia a los piques de acceso del orden de 6 km. Todo ello convergía en un serio deterioro económico de la industria.

3.2 LA ESTRATEGIA ENERGETICA A PARTIR DE 1973

A partir de fines de 1973, el Gobierno inició un proceso progresivo de reestablecimiento de los equilibrios macroeconómicos básicos, apertura de la economía, libre operación de mercados, desregulación de precios, reprivatización de empresas del área industrial, agrícola y minera que habían sido expropiadas durante el Gobierno anterior, e instauración de una política tendiente a fomentar las exportaciones y la inversión extranjera.

La estrategia que orientó el desarrollo del sector energía fué consistente con la política económica general descrita más arriba. Ella puede definirse como la búsqueda del máximo bienestar de la comunidad a través de establecer condiciones de eficiencia en el sector energía mediante el funcionamiento de mercados competitivos, en un marco de subsidiaridad del Estado. Ciertamente, esta definición de estrategia es general y resulta aplicable a cualquier otra actividad económica. Conviene detenerse brevemente en estos los conceptos de eficiencia y subsidiaridad.

- La eficiencia económica se entiende aquí en el sentido Paretiano, y resulta evidente que el funcionamiento de mercados competitivos, en una economía abierta y sin distorsiones de precios y tributarias, permite lograr el objetivo de eficiencia.
- La subsidiaridad del Estado significa que éste no actúa ni decide en tanto existan personas, organismos e instituciones intermedias de la sociedad que sean capaces de actuar y decidir a su nivel. En el sector energía, la subsidiaridad significa que el Estado no debe ejercer actividades empresariales, en la medida que éstas sean o puedan ser ejercidas por los privados. Significa asimismo que si los mecanismos de mercado o bien las regulaciones establecidas no son suficientes para que los sectores de menores ingresos cubran requerimientos mínimos de energía, el Estado debe crear los mecanismos apropiados para lograr este objetivo.

Como soportes básicos de la estrategia de desarrollo basada en el rol de los mercados y en un papel subsidiario del Estado, deben señalarse la desconcentración, la descentralización y la privatización de las empresas estatales. Las razones fundamentales para apoyarse en estos pilares podrían resumirse así:

- La desconcentración, descentralización y la privatización presentan ventajas desde el punto de vista de la eficiencia de gestión¹⁰ y de la dispersión de los centros de poder.

¹⁰ Si bien en principio podría concebirse la existencia de eficiencia en el desempeño empresarial estatal, en la práctica, desde el punto de vista del autor, ello es sólo una entelequia. En efecto, parte importante de las ineficiencias no son internas a la empresa, sino que son introducidas por fuerzas externas de tal poder, que resultan incontrarrestables; entre ellas está el propio Gobierno, las fuerzas políticas, determinados grupos de consumidores, etc., que suelen buscar objetivos contrarios a los intereses de la

-Se facilita la desregulación y el funcionamiento de mercados competitivos. Por otra parte, cuando algún tipo de regulación es necesaria, ella es más eficiente pues las autoridades de control no están enfrentadas a un solo interlocutor y tienen otras referencias.

- La diversidad de empresas y la participación privada constituye una buena protección contra las presiones de grupos de poder para distorsionar los precios, y más generalmente las reglas del juego. Resulta así una mayor estabilidad del entorno macro y micro en que se desenvuelven las actividades económicas.

- Se fomenta una mayor apertura tecnológica y diversificación de fuentes ocupacionales, y se desincentivan los monopolios laborales.

- La diversidad de empresas posibilita captar una mayor variedad de tipos de inversionistas privados, de acuerdo a su vocación específica: controladores, rentistas, inversionistas institucionales, trabajadores, etc.

- Finalmente, la privatización constituye, fuera de los objetivos de largo plazo buscados, un medio de financiamiento importante para satisfacer las funciones propias del Estado en los campos que le son privativos.

El proceso de reformas en el sector energía contempló en una primera fase, entre 1974 y 1977, la aplicación de correctivos gruesos al sistema de precios de los productos energéticos, la reactivación de programas de obras que garantizaran un adecuado suministro de energía a corto y mediano plazo, y finalmente una racionalización de la gestión de las empresas del sector. En esta etapa, no se tenía aún claro hasta que punto el concepto de subsidiaridad del Estado sería aplicable, ya que la participación privada en el área parecía hipotética y realizable sólo muy parcialmente. Sí fué posible avanzar progresivamente en el establecimiento de mercados competitivos en petróleo y carbón.

En una segunda fase, que cubre el período 1978-1990, se llevó a cabo una profunda reforma estructural del sector, que llevó al funcionamiento efectivo de mercados competitivos en los subsectores petróleo, carbón y generación de electricidad, y a la privatización de la mayor parte de la actividad eléctrica así como de una parte importante del subsector carbón. Como se verá más adelante, los intentos por privatizar, aún parcialmente, al subsector petróleo, fracasaron por razones institucionales y políticas.

Conviene destacar que todo el proceso de reformas del sector energía, tanto en su primera como en su segunda fase, fué impulsado por el equipo económico del Gobierno -Ministros de Hacienda, Economía y Planificación principalmente, con el pleno apoyo del Presidente de la República y con la decisiva participación de la Comisión Nacional de Energía a partir de su creación en 1978. Cabe destacar que los tres ministros del área económica son integrantes del Consejo de la CNE.

empresa como tal : empleo, subsidios vía precio, desarrollo de proyectos "sociales", apoyo de infraestructura para el activismo político, etc. A ello se suman las ineficiencias internas de la empresa derivadas de rigideces y controles burocráticos (limitaciones de sueldos para personal muy calificado, por ej.) propios del régimen de propiedad estatal, o bien una distinta percepción del riesgo, (que muchas veces lleva a las empresas a promover proyectos más allá de sus posibilidades o bien no rentables).

CAPITULO 4

PRIMERA ETAPA: LA NORMALIZACION DEL SECTOR

4.1 LA NORMALIZACION EN EL SUBSECTOR PETROLEO

En el sector petróleo, los mayores cambios se registraron en la política de precios de hidrocarburos, tendiente a llevarlos al nivel que prevalecería en un mercado competitivo, y en el levantamiento de las reservas de exclusividad de ENAP en las actividades de exploración-producción y de refinación.

En materia de precios, se procedió a fijar valores base para los derivados sobre la base del precio de paridad de importación de cada producto. Ello implicó fuertes alzas en los precios internos, como consecuencia de la multiplicación por seis de los precios internacionales del petróleo a fines de 1973, y de la nivelación de las tasas de cambio al interior del país. Se procedió al mismo tiempo a reducir las tasas arancelarias discriminadas por derivado que prevalecían con anterioridad, hasta alcanzar en 1976 el valor común de 10% aplicable a todos los bienes importados. Por otra parte, se eliminaron los impuestos específicos diferenciados aplicables a diversos productos (sólo se mantuvo un impuesto específico para la gasolina automotriz) y se adscribieron todos los hidrocarburos al régimen general de Impuesto al Valor Agregado -IVA-. No obstante, subsistieron algunos subsidios al kerosene doméstico y al GLP, los cuales fueron eliminados progresivamente entre 1978 y 1982¹¹.

Los cambios iniciales en los valores de los derivados del petróleo se efectuaron a través de un régimen de fijación de precios controlado por el Ministerio de Economía; posteriormente se pasó a un régimen de semi-libertad denominado sistema de "precios informados", consistente en que la ENAP comunicaba los precios al Ministerio de Economía antes de su puesta en vigencia; de no haber observaciones por parte del Ministerio, estos se consideraban autorizados.

En 1975 fueron derogadas las condiciones de exclusividad de ENAP para refinar, autorizándose a cualquier particular para importar crudo y procesarlo en instalaciones propias; si bien en la práctica se tenía en esa época la clara percepción que resultaría improbable la instalación de una nueva unidad de refinación por el sector privado -las dos refinerías de ENAP tenían en la época capacidad excedente-, se consideró este cambio como una señal de los vientos liberalizadores que se introducirían en el subsector.

El mismo año 1975 se dictó la Ley de Contratos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos¹², la que por primera vez desde 1927 permitió la participación de privados en estas actividades. Bajo esta legislación se establecieron en 1977 y 1978 los primeros contratos de exploración y explotación con empresas extranjeras, rompiéndose por primera vez el monopolio de ENAP en este campo. Finalmente, en 1978 se aplicó a ENAP, en sus áreas de operación, un esquema de "derechos de explotación" aplicable al petróleo crudo y al gas natural, que buscaba equiparar las condiciones económicas de

¹¹ La política de eliminación de subsidios vía precios al kerosene y GLP doméstico se fundamentó en encuestas de consumo que mostraron que el 64% del consumo de estos combustibles se producía en hogares de ingreso medio y alto, lo que llevaba a que esos grupos fueran los mayores beneficiarios del subsidio. Así por ejemplo, en 1979 el subsidio total contenido en el precio de ambos productos llegó a 35 millones de US\$, de los cuales 22 millones terminaban beneficiando a familias que no lo requerían. Se optó por consiguiente en eliminar los subsidios vía precio y aumentar los subsidios directos focalizados hacia los sectores de bajos ingresos.

¹² Decreto Ley N°1089

operación de la empresa estatal con la de empresas extranjeras funcionando mediante contratos de riesgo.

4.2- LA NORMALIZACION EN EL SUBSECTOR ELECTRICIDAD

Al igual que en el petróleo, las primeras acciones de normalización se orientaron a ajustar las tarifas de electricidad, muy deprimidas por los motivos indicados anteriormente; este ajuste, que se llevó a cabo progresivamente entre 1973 y 1977, se efectuó en términos del nivel medio de los pliegos tarifarios, sin buscar en esta etapa una reformulación de los criterios de tarificación tradicionales vigentes en la época, basados en garantizar una determinada rentabilidad sobre el patrimonio contable.

Paralelamente se efectuó una importante racionalización del personal en las dos principales empresas estatales, ENDESA y CHILECTRA, traspasándose a contratistas una serie de servicios que estaban siendo provistos por las propias empresas. La más importante de estas racionalizaciones fué sin duda el traspaso al sector privado de la actividad de construcción directa de obras eléctricas por ENDESA, que implicó reducir en más de 3000 personas la planta de la empresa. Con ello se lograron importantes efectos de eficiencia, tanto por el hecho de iniciarse un proceso competitivo de licitación de obras como porque la mantención de esta fuerza de trabajo generaba históricamente presiones insostenibles para realizar obras de naturaleza tal que se mantuviera la actividad del personal involucrado.

Como consecuencia de la normalización de las tarifas y de las medidas de racionalización de la gestión de las empresas, la situación financiera de las empresas estatales mejoró notablemente, permitiéndoles volver a acceder al crédito del BID y del Banco Mundial. Ello permitió financiar el desarrollo las obras requeridas en forma inmediata para la satisfacción de la demanda de electricidad en el país.

Conviene destacar que hasta 1977-1978 no existía aún la idea de descentralizar la actividad de generación-transmisión, y la participación privada en esta área se percibía sólo como un ideal lejano, principalmente en el desarrollo de nuevos proyectos. Incluso en esa época se debatió acaso no convendría fusionar ENDESA y CHILECTRA en una sola gran empresa estatal, de acuerdo al modelo de Electricité de France. Este debate fué cerrado con rapidez, por contrariar los principios de desconcentración y descentralización que animaban al Gobierno.

4.3- LA NORMALIZACION EN EL SECTOR CARBON

A pesar de la delicada situación enfrentada por el sector carbón hacia fines de 1973, derivada de las difíciles condiciones de explotación subterránea de las minas, de la sobredotación de personal y de su desplazamiento creciente como combustible por el petróleo, las acciones para resolver la crisis de la industria tardaron unos 4 años en ser implementadas. De hecho, las medidas iniciales adoptadas fueron mas bien erráticas: el esquema de subsidio preferencial con el cual se apoyó las minas estatales de Lota y Schwager para subsistir llevó a una crítica situación al resto de los establecimientos mineros del área, y el Estado terminó absorbiéndolas. Así, a fines de 1973 se conformó una sola entidad centralizada denominada Empresa Nacional del Carbón-ENACAR-, que incluyó las minas de Lota y Schwager y 3 minas medianas¹³ anteriormente privadas. Por otra parte, se procedió a una reducción de personal de relativamente poca significación: 10% sobre una planta inicial de cerca de 16000 trabajadores, lo cual resultó claramente insuficiente dado el exceso efectivo de personal en la industria..

¹³ Se trata de las minas de Lebu, Colico y Trongol.

4.4- LA INSTITUCIONALIDAD A NIVEL DEL GOBIERNO

Uno de los pilares básicos de las reformas económicas realizadas en Chile consistió en separar claramente el papel normativo y rector del Estado en una determinada área, de su papel empresarial en dicha área. Estos papeles a menudo estaban confundidos y era frecuente que el Estado delegara en sus empresas las funciones rectoras y la consecución de objetivos sociales que le correspondía, generándose conflictos de intereses que terminaban muchas veces resolviéndose en favor de la empresa estatal, y en contra del interés de la comunidad. Por otra parte este doble rol empresarial-social asignado a la empresa estatal impedía definirle objetivos claros y evaluarla correctamente, con los consiguientes costos en términos de eficiencia de gestión.

La solución de esta situación implicaba, en el sector energía, disponer de un organismo especializado de alto nivel que pudiera asesorar al Presidente de la República y proponerle políticas generales y específicas, e implementarlas, con independencia de los intereses de las grandes empresas estatales de petróleo, electricidad y carbón. Con este objetivo se creó en 1978 la Comisión Nacional de Energía -CNE-, cuyo Consejo está conformado por 7 Ministros, y que cuenta con una Secretaría Ejecutiva y un equipo técnico bien capacitado, con recursos para contratar asesorías especializadas. Las políticas propuestas por la CNE y resueltas por el Ejecutivo son luego materializadas a través de los canales habituales (proyectos de ley, decretos supremos o resoluciones ministeriales, etc.). Las funciones básicas de la CNE han sido descritas más arriba en este documento.

El control de la gestión operativa de las empresas estatales de electricidad y carbón se mantuvo radicada en la Corporación de Fomento de la Producción -CORFO-, verdadero holding de dichas empresas. La diversidad de las funciones de la CNE con las de CORFO permitió que no existiera interferencia de una con la otra. En el caso específico de ENAP, que no es una sociedad anónima sino una sociedad del Estado creada por ley, la dependencia formal se ubica en el Ministerio de Minería, cuyo Ministro preside el Directorio, y en CORFO, que designa a varios de sus directores. En la práctica, la política de la empresa fué y sigue siendo materia de acuerdo entre el Ministerio, la CNE y CORFO.

La Superintendencia de Electricidad y Combustibles, organismo autónomo relacionado a través del Ministerio de Economía, controla el cumplimiento de la ley y de los reglamentos así como la calidad de servicio y la seguridad de las instalaciones, atiende reclamos de usuarios y proveedores, procesa solicitudes de concesiones e información estadística necesaria para las fijaciones de precios que realiza la CNE.

Finalmente, debe destacarse el funcionamiento de la Comisión Antimonopolio, que protege el funcionamiento de la libre competencia y sanciona los abusos de posición dominante, en todos los ámbitos de la actividad económica. La Comisión investiga a través de la Fiscalía Nacional Económica y se pronuncia a través de dos comisiones independientes: la Comisión Preventiva y la Comisión Resolutiva.

CAPITULO 5

LAS REFORMAS ESTRUCTURALES EN EL SUBSECTOR PETROLEO

5.1 GENERALIDADES

Las reformas estructurales en el sector petróleo llevadas a cabo a partir de 1978 no fueron sino la prolongación lógica de la etapa de normalización iniciada en 1973. Ellas se dieron principalmente en el plano del desarrollo de la competencia a nivel de la producción y de la distribución mayorista y minorista de crudo y de derivados del petróleo, en la redefinición del rol de la ENAP y en menor grado en el plano de la incorporación de participación privada en actividades anteriormente realizadas por el Estado.

5.2- LA COMPETENCIA EN EL SUMINISTRO DE CRUDO Y DE DERIVADOS

Complementando las medidas iniciales adoptadas en 1975 en cuanto a establecer plena libertad para instalar unidades refinadoras y para importar petróleo crudo, así como para establecer contratos de exploración-explotación de hidrocarburos por parte de empresas privadas, se establecieron medidas concretas para hacer funcionar un mercado competitivo de suministro de derivados.

Así, una vez nivelados los precios interiores de los derivados con los precios internacionales, bajoun régimen de derechos de internación uniforme de 10% y la eliminación de todos los impuestos específicos -con la excepción de las gasolinas automotrices- se estableció en 1978 la total libertad de precios para los productos petroleros y su libertad absoluta de importación. Sólo se mantuvieron con régimen de precio fijado, por alrededor de 3 años, el kerosene y GLP domésticos, los cuales mantuvieron un subsidio que se fué rebajando progresivamente hasta eliminarse totalmente a principios de 1982. A partir de esa fecha, el precio de estos productos quedó también liberado. Evidentemente, dado el carácter de importador de hidrocarburos que tiene Chile, los precios de mercado tendieron a establecerse en torno al precio de paridad de importación, vale decir precio FOB en los mercados de referencias -por ej. Caribe- más fletes y derechos de importación.

La redefinición del rol de ENAP en cuanto a competir en la producción de crudo con empresas privadas operando mediante contratos de riesgo, y a competir con distribuidores y grandes usuarios en el suministro de derivados, significó un importantísimo cambio del enfoque de su gestión. Es cierto que la empresa siguió siendo el principal suministrador de combustibles líquidos, pero su función objetivo cambió radicalmente: anteriormente ella era la responsable nacional del suministro de derivados, con criterio de minimización de costos; después de los cambios, la ENAP abandonó esta responsabilidad, y pasó a ser sólo un proveedor más de combustibles líquidos en un ambiente en que el mercado tomaba la responsabilidad de abastecer la demanda. La función objetivo de ENAP pasó así a ser la de maximización de utilidades en un ambiente de competencia. A tal punto este cambio tuvo una expresión concreta, que el modelo lineal de optimización de las refinerías tuvo que ser modificado en el sentido indicado¹⁴.

¹⁴ El modelo lineal de operación de refinerías determinaba la mezcla óptima de crudos a comprar y los volúmenes de productos limpios que debían ser importados por ENAP para abastecer la demanda nacional de derivados a mínimo costo. Una vez abierto el mercado, el modelo se ha usado para determinar la mezcla óptima de crudos a importar que maximizan las utilidades de las refinerías, en un ambiente en que los privados pueden importar libremente derivados; así, ENAP abandona el objetivo de ser el responsable de abastecer la demanda nacional de derivados.

Este cambio de rol de ENAP fué visto con inquietud, tanto al interior como al exterior de la propia empresa. En efecto, la delegación al mercado del papel de ENAP como abastecedor de derivados, con acción de privados, parecía insegura desde el punto de la seguridad de suministro, y posiblemente más cara, debido al "fin de lucro" subyacente en la participación privada en los mercados de suministro. Por otra parte, ENAP percibió el cambio como una pérdida de confianza en su eficiencia, y también como una pérdida de poder. Sin embargo, el funcionamiento correcto del mercado de los combustibles, y los incentivos a la eficiencia que introdujo su operación -señales claras de precios a nivel producción de crudo, y producción, almacenamiento y distribución de derivados- llevaron posteriormente a la plena aceptación de sus bondades.

5.3- EL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO DE DERIVADOS

Debe destacarse que el hecho de ser ENAP productora e importadora de crudo y propietaria de las dos refinerías existentes en el país, no implica que un mercado de productos limpios no pueda funcionar. En efecto, al haber libertad de precios y de importación las refinerías compiten efectivamente con las distribuidoras mayoristas de combustibles e incluso potencialmente con grandes clientes tales como CODELCO. Así por ejemplo, en el primer año de operación del mercado con precios libres, ENAP pretendió cobrar un sobreprecio de 5% respecto de la paridad estricta de importación; como consecuencia, las empresas distribuidoras mayoristas, que contaban con instalaciones de descarga y almacenamiento de productos limpios, efectuaron importaciones masivas que llevaron a un fuerte desplazamiento de la producción de las refinerías, las que tuvieron incluso que detenerse en determinados períodos. Se generaron entonces presiones sindicales a nivel de ENAP para impedir las importaciones del sector privado, bajo el argumento que desde el punto de vista económico era inconveniente sustituir producción en refinerías ya construidas, y el tema llegó incluso al debate público, con connotaciones políticas. En definitiva primó la cordura y ENAP optó por eliminar el injustificado recargo de precio para mantenerse competitivo.

En todo caso, la situación inversa -dumping por parte de las refinerías- sí puede constituir una amenaza al funcionamiento de un mercado libre. Por tal razón, y también para aumentar la transparencia en la gestión de ENAP y darle mayor flexibilidad operativa, en 1981 se separó de la empresa la actividad de refinación a través de la creación de dos filiales refinadoras independientes, estructuradas como sociedades anónimas: PETROX y RPC. Las acciones de las dos refinerías quedaron en poder de ENAP y del holding estatal CORFO.

En la visión del autor, el mercado competitivo de suministro de crudos ha operado razonablemente bien desde su creación en 1978, y las distorsiones ocurridas fueron de pequeña magnitud si se consideran las fuertísimas variaciones al precio del crudo en el período 1973-1990¹⁵. Sin embargo, el autor fué testigo de dos tipos de perturbaciones al buen funcionamiento del mercado:

-La primera se refiere a la tendencia permanente de algunas autoridades de Gobierno a usar a la ENAP y a sus filiales refinadoras para introducir rebajas arbitrarias a los precios de derivados. Estas presiones no tenían canal oficial; normalmente se expresaban a través de llamadas telefónicas al gerente general de ENAP y tenían como objetivo postergar alguna alza general de los precios, o bien a introducir algún grado de subsidio cruzado entre productos. La mayor parte de las veces estas distorsiones eran de poca significación o temporales, pero significaban un riesgo de que pudieran ser mucho mayores, y la necesidad de una vigilancia y presión continua de la CNE para hacer respetar la racionalidad de la política de paridad de importación.

¹⁵ Recuérdese que el crudo pasó de 2 US\$/barril en 1973 a 12 US\$/barril a fines de ese año. En 1979 subió violentamente a 24 US\$/barril (crisis de Irán) y de allí siguió subiendo hasta 40 US\$/barril en 1982, estabilizándose luego en 26 US\$/barril en 1985-1986. En 1986 el precio se derrumbó hasta unos 10 US\$/barril. Desde 1988 el precio se ubica en torno a los 15-18 US\$/barril (con la excepción de los eventos del Golfo, que implicaron una fuerte alza puntual).

-La segunda distorsión se refiere a que en diversas oportunidades ENAP efectuó bruscas rebajas de precios cuando tuvo información de la materialización de registros de importación de derivados por parte de distribuidoras. Dada la relevancia de la empresa estatal como proveedor, este tipo de acción afectó, en oportunidades seriamente, la credibilidad de las posibilidades de que el sector privado pudiera competir lealmente contra ENAP. Fué necesario establecer una vigilancia y contrarrestar este tipo de actuaciones por parte de la empresa, para restablecer la credibilidad del mercado. El autor estima en todo caso que la única garantía real de buen funcionamiento del mercado de derivados pasa necesariamente por la incorporación significativa de capital privado a las refinerías.

Conviene hacer una breve referencia al efecto en la competencia del régimen del impuestos específicos a la gasolina automotriz y al petróleo diesel de uso terrestre creado en 1986, y al sistema de impuestos y subsidios establecido en el Fondo de Estabilización del Petróleo, creado en 1991.

Los impuestos específicos a la gasolina automotriz y al petróleo diesel de uso terrestre fueron creados por ley en 1986, como medio de pago indirecto por uso de la infraestructura carretera¹⁶. Al mismo tiempo, ellos permitieron amortiguar el impacto fiscal de la baja de precios internacionales de ambos productos ocurrida ese año. Conviene destacar que Chile fué uno de los pocos países del mundo que, con la excepción de los dos productos indicados, traspasó íntegramente la rebaja de precios internacionales al mercado interno -caso del diesel industrial, fuel-oil, kerosene, GLP-. Los impuestos específicos tenían dos componentes que se sumaban: una cantidad fija, expresada en US\$/m³, y una cantidad variable, también expresada en US\$/m³, igual a una fracción "F" determinada de la diferencia entre el precio internacional del producto y un precio estimado como "normal" a largo plazo (establecido en la ley a partir de un crudo de 18 US\$/barril). Así, si el precio internacional bajaba hasta dicho valor "normal", la componente variable del impuesto crecía automáticamente (en menor proporción eso sí, debido a la fracción "F" indicada), pero produciéndose en todo caso una cierta baja del precio total. Si por el contrario el precio se recuperaba, la componente variable disminuía (en menor proporción, debido a la fracción "F"), reflejándose el efecto final en un alza menor del precio a público. Se obtenía así un efecto amortiguador importante, para estos dos productos exclusivamente, de eventuales bajas o alzas bruscas de precios internacionales.

Este esquema tuvo la virtud de afectar exclusivamente a las gasolinas y diesel automotrices, y de ser de aplicación automática, sin intervención administrativa de ninguna clase. Por otra parte, al ser un impuesto aplicable tanto al producto producido internamente como a las importaciones, no constituyó una distorsión al mercado competitivo. Se previó en la propia ley que la componente variable sería eliminada a partir de 1989, lo que efectivamente ocurrió.

El Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo fué creado por ley en 1990 como un sistema de impuestos y subsidios aplicables a los derivados, y destinado a compensar a nivel de los consumidores las fluctuaciones bruscas de los precios internacionales de los derivados. El impuesto o subsidio, establecido en US\$/m³, es determinado de la siguiente manera, para cada producto: el precio de paridad (precio internacional + fletes + derechos de internación) del producto es calculado semanalmente por la CNE y comparado con un valor referencial, representativo de los que se estima "normal de largo plazo" en el mercado internacional, para el cual se determina una banda de $\pm 12,5\%$. Si el precio de paridad excede la banda superior del referencial, se aplica un subsidio igual al exceso. Si el precio de paridad es inferior a la banda inferior del referencial, se aplica un impuesto igual a 60 % de la diferencia.

¹⁶ Anteriormente existía un impuesto específico aplicable a la gasolina, pero no al petróleo diesel usado en transporte terrestre. Se había tratado de aplicar ambos impuestos con anterioridad (1983-1984), pero dadas las alzas internacionales de los precios del diesel, y el efecto de estos tributos en los precios internos, la medida se había postergado. La oportunidad de establecerlos se dió en 1986, aprovechando la baja de los precios internacionales.

Tanto el subsidio como el impuesto son pagados o cobrados al productor o importador del derivado en cuestión. Los subsidios e impuestos provienen de, o bien financian, un Fondo limitado a 400 millones de US\$. Dado que el Fondo es limitado, no podría concebirse una permanente situación de subsidios a todos los combustibles.

En principio, el esquema no es objetable en términos de afectar el mercado de derivados, pues impuestos y subsidios son aplicables por igual a productores e importadores. Sin embargo en su aplicación práctica, dado que los valores referenciales son fijados por la Autoridad de acuerdo al criterio que ella estime conveniente, y a que estos valores pueden ser cambiados a su arbitrio, el Fondo ha sido usado para establecer subsidios cruzados entre productos, de acuerdo a criterios no técnicos. Si bien ello no afecta en forma teórica la competencia entre importadores, en la práctica le quita transparencia al mercado y tiende a oscurecer las decisiones de proveedores y consumidores. Por otra parte sí afecta la competencia con energéticos alternativos, y por momento el Fondo se ha constituido en un verdadero impuesto para la actividad industrial -caso del fuel-oil- en beneficio de consumidores finales -subsidio a la gasolina terrestre por ej.-. En consideración a ello, y a que el objetivo inicial del Fondo era evitar fluctuaciones bruscas de precios a los consumidores finales, lo que no está ocurriendo en el mercado internacional, parece conveniente eliminarlo.

5.4- LOGROS EN LA PARTICIPACION PRIVADA EN EXPLORACION-PRODUCCION DE HIDROCARBUROS

Los cambios en la legislación introducidos en 1975 tendientes a permitir la participación privada en la exploración y producción de hidrocarburos permitieron establecer en 1977 y 1978 dos contratos de operación Costa Afuera, en la zona sur de Chile. Las inversiones de exploración realizadas fueron del orden de 100 millones de dólares, desgraciadamente sin éxito. Posteriormente ENAP, en contra de la opinión de la CNE¹⁷, llevó a cabo un programa exploratorio Costa Afuera en la zona central. Frente al fracaso de esta campaña exploratoria, y de acuerdo a la recomendación de la CNE, se estableció de ahí en adelante la política de circunscribir la actividad exploratoria-productora de ENAP exclusivamente al su área histórica de operación, en Magallanes¹⁸. Adicionalmente, y con el objeto de separar plenamente los roles normativos y empresarial que le competen al Estado, la representación del Estado en el establecimiento de contratos de exploración y explotación de hidrocarburos quedó radicada en el Ministerio de Minería y en la CNE, y no en ENAP como ocurría anteriormente.

Las campañas de promoción de áreas llevadas a cabo en 1986 permitieron firmar hasta fines de 1989 un total de 7 contratos de exploración y explotación de hidrocarburos. Otros 3 se han firmado entre 1990 y la actualidad. Hasta la fecha no ha habido éxito en términos de descubrimientos, pero al menos han permitido sustituir en forma significativa inversión de riesgo por parte del Estado.

5.5- LOS INTENTOS POR PRIVATIZAR LA REFINACION

La conformación de sociedades anónimas refinadoras, sujetas a las severas normas de transparencia de información establecidas en la legislación sobre sociedades anónimas, así como al régimen de responsabilidad personal de sus directores por las decisiones que adoptaran, implicaba ciertamente una

¹⁷ El gerente de ENAP de la época fué apoyado por el Ministro de Planificación, y el problema llevado directamente a la Presidencia de la República. Frente a los argumentos de elevada probabilidad de éxito en la exploración, y de pérdida de a lo menos uno o dos años en atraer inversión extranjera de riesgo, La Presidencia respaldó el plan de ENAP.

¹⁸ Se permitió no obstante que ENAP efectuara sísmica para promover contratos de riesgo en áreas fuera de Magallanes. Al mismo tiempo se la autorizó a asociarse en forma minoritaria con interesados en contratos de riesgo, en dichas áreas.

disminución en el riesgo de manipulación del mercado de derivados. Sin embargo, se tuvo claro desde el principio que la solución definitiva y permanente para asegurar un buen funcionamiento de la competencia, consistía en allegar participación privada a la propiedad de las refinerías; ello garantizaría el efectivo cumplimiento del régimen de responsabilidad de los directores, pues la ausencia de accionistas privados impedía actuar efectivamente frente a eventuales rebajas "políticas" de precios inducidas a nivel Gobierno. Por otra parte, la baja percepción del riesgo por parte de las empresas estatales podría llevar a emprender proyectos de inversión no convenientes desde el punto de vista global, pero que le permitirían a las refinerías desplazar a la competencia. Adicionalmente, la participación privada parcial o total en las refinerías coadyuvaría a que el Estado obtuviera recursos para desempeñar las funciones que le son propias, y a dejar de invertir en actividades productivas susceptibles de ser abordadas por el sector privado.

Los intentos efectuados entre 1984 y 1988 por la CNE, con el apoyo de los ministros del sector económico de Gobierno, por privatizar parcialmente las dos refinerías, chocaron con la fuerte oposición del ministro de minería de la época, muy receptivo a las presiones de ENAP por mantener la propiedad estatal de estas sociedades¹⁹. Si bien el Presidente de la República, en un momento dado, apoyó el proyecto de la CNE, los argumentos dados por el ministro de minería en cuanto a los hipotéticos peligros de la desintegración vertical de ENAP, a la inseguridad de suministro de combustibles, a la imposibilidad de introducir eventualmente variables políticas en la fijación de precios de combustibles²⁰, y a la posibilidad de huelga de los trabajadores de ENAP, que derivarían de tal privatización parcial, llevaron a retrotraer la decisión tomada.

Cuando posteriormente, con el nombramiento de un nuevo Ministro de Minería favorable a la participación privada en refinación, se inició un proceso tendiente a descentralizar una serie de actividades de ENAP, las dificultades de orden legal y político surgidas a última hora impidieron la venta de acciones de las refinerías.

5.6- LA COMPETENCIA A NIVEL DISTRIBUCION MAYORISTA Y MINORISTA

La distribución mayorista y minorista de combustibles de derivados del petróleo siempre fué realizada en Chile por empresas privadas -ESSO, SHELL y COPEC-, pero hasta 1978 ella operó bajo un régimen de reparto del mercado regulado por el Estado, con precios máximos fijados por el ministerio de Minería. Cada compañía requería contar con a lo menos un punto de venta por Departamento en el territorio nacional, así como con medios propios de transporte y almacenaje. Por otra parte la instalación de cada estación de servicio debía ser autorizado por el Ministerio de Minería, el que procedía velando por mantener el reparto de mercado entre las empresas.

Toda esta situación cambió radicalmente con la liberación de precios y la libertad de importación y comercialización llevada a cabo en 1978. Esta medida fué completada con una serie de cambios legales e

¹⁹ Cabe destacar que gran parte del Directorio, ejecutivos y mandos medios de la refinería PETROX estuvo de acuerdo en 1988 en la política propuesta por la CNE tendiente a colocar en el público una proporción minoritaria de las acciones de la empresa, lo que evitaría la manipulación de sus intereses por parte de ENAP. Cuando el Directorio tomó el acuerdo correspondiente, ENAP y el Ministerio de Minería dispusieron la revisión de dicho acuerdo y la remoción del gerente general de PETROX.

²⁰ Este argumento fué efectivamente dado en esa oportunidad, a pesar de haberse en general aplicado una buena disciplina en términos de que los precios de ENAP se fijaban de acuerdo a la paridad estricta de importación. El argumento es ciertamente falaz por cuanto el presunto impacto negativo de variaciones violentas de los precios internacionales de derivados puede eventualmente ser contrarestado a través de un sistema de impuestos y subsidios transitorios que amortiguen las variaciones indeseables, sin que sea necesario en absoluto mantener la propiedad estatal de ENAP. De hecho, tal solución fué adoptada entre 1987 y 1990 para la gasolina y el petróleo diesel.

institucionales tendientes a facilitar la competencia en la distribución mayorista y minorista de combustibles. Ellos se pueden sintetizar de la siguiente manera:

- Derogación de las restricciones a la entrada de nuevos distribuidores, y de todos los permisos requeridos para instalar nuevas estaciones de servicio. Sólo se requiere para operar el cumplimiento con un reglamento general con normas de calidad y seguridad de servicio.

- Derogación de la obligación para los distribuidores mayoristas de mantener altos niveles de stock de productos en instalaciones de almacenamiento propias.

- Acceso de cualquier distribuidor, mayorista o minorista, a las instalaciones de almacenamiento de ENAP, mediante el pago de un arriendo basado en el costo medio de desarrollo de dichas instalaciones. Con el objeto de prestar este servicio se creó una filial especializada de ENAP, la Empresa Almacenadora de Combustibles -EMALCO-.

Las medidas indicadas generaron efectivamente una fuerte competencia entre las distribuidoras, a pesar de su número inicial reducido. Esta competencia se manifestó en un fuerte aumento del número de estaciones de servicio y en la baja de los márgenes de comercialización unitarios²¹, en la mejora de la calidad de servicio y en el desarrollo de una serie de productos nuevos -lavado de autos, aditivos especiales en las gasolinas, minimarket, promociones y sorteos, etc.-, en verdaderas "guerras" publicitarias, y también en la aparición de nuevas distribuidoras, algunas de las cuales permanecieron en tanto que otras fueron reabsorbidas por las mayores. Varias de estas distribuidoras pequeñas entraron al mercado precisamente por no requerirse la disposición de instalaciones propias de almacenamiento, y existir la posibilidad de uso de la capacidad disponible de EMALCO.

Por otra parte, y contrariamente a los pronósticos de los que dudaban del potencial de los mercados competitivos, la cobertura de servicio se amplió espontáneamente hasta zonas nunca antes servidas. Ciertamente, los precios en las zonas apartadas y de bajo consumo resultaron superiores a los de áreas más densas y más centrales, pero en definitiva los usuarios se reconocieron beneficiados respecto de la situación anterior. La competencia, por su parte, se encargó de limitar las rentas excesivas en los nuevos mercados en desarrollo.

La creación de EMALCO fué muy criticada por los distribuidores mayoristas tradicionales²², por estimar que el Estado estaba efectuando dumping al facilitar a bajo costo instalaciones propias, de almacenamiento, en circunstancia que anteriormente se exigía a las distribuidoras invertir por sí mismas en este tipo de facilidades. Se mostró sin embargo que los precios por servicios de almacenamiento ofrecidos por EMALCO no estaban subsidiados, lo que llevó a mantener la oferta de servicios de almacenamiento. En la práctica, este problema no volvió a plantearse más adelante.

En el período 1983-1985, a raíz de la crisis de la deuda y del estancamiento en el crecimiento de la demanda de combustibles, se fué produciendo un importante exceso en el número de estaciones de servicios y una caída en el volumen medio mensual de venta. Ello condujo en 1985 a una verdadera guerra de precios a nivel distribución, con la consiguiente disminución de los márgenes de comercialización, desatándose fuertes presiones de los distribuidores minoristas afectados -propietarios o arrendatarios de estaciones de servicio- para que se fijaran precios mínimos de combustibles y para que se revisaran los contratos con los distribuidores mayoristas.

El Gobierno no cedió a estas presiones y no fijó precios, pero la Comisión Antimonopolios se ocupó de aquellas situaciones en que la rigidez del contrato de suministro de mayorista a minorista le causaba grave

²¹ Antiguamente ser concesionario o propietario de una estación de servicio con convenio con un distribuidor mayorista, le permitía al favorecido tener un muy buen nivel de ingresos; la limitación de la oferta y la falta de competitividad permitían esa condición.

²² Una de las distribuidoras mayoristas efectuó en 1985 un requerimiento a la Comisión Antimonopolio, el que en definitiva no fué acogido.

daño a este último, y dispuso en muchos casos enmiendas a estos convenios. La crisis fué superada en el curso de 1986, con el crecimiento de la demanda, pero varios propietarios de estaciones de servicio cerraron sus instalaciones o bien las vendieron a las compañías mayoristas, produciéndose un incremento del grado de integración vertical mayorista-minorista en estas.

La situación de guerra de precios no volvió a plantearse más adelante; en opinión del autor el mercado de la distribución de combustibles a lo largo de estos últimos 16 años puede en verdad ser calificado como competitivo y eficiente, lo que se refleja en los buenos niveles de cobertura, precios, calidad, diversidad y seguridad de servicio. Por otra parte las variaciones de precio, tanto a nivel regional como aquellas que se generan por variaciones de los precios internacionales, han dejado de constituir un "issue" político.

CAPITULO 6

LAS REFORMAS ESTRUCTURALES EN EL SUBSECTOR CARBON

6.1- LAS REFORMAS PARA CREAR UN MERCADO

La primera reforma estructural en la industria del carbón se llevó a cabo en 1978, año en que se eliminaron los subsidios al carbón y se liberalizaron los precios así como las importaciones de este combustible. Paralelamente, se llevó a cabo una importantísima reducción de personal, a través del sistema de retiro con doble indemnización, pasando la dotación de 15900 trabajadores en 1974 a 8200 en 1979. Ello dejó al carbón de Arauco en relativamente buenas condiciones para competir con carbón importado, objetivo que parecía alcanzable hacia 1980 dado que los precios internados de carbón importado se ubicaban en el rango 60-70 US\$/ton (PCS 6350 kcal/kg)

Una segunda reforma importante en la liberalización de la industria del carbón fué la derogación en 1983 de la antigua legislación de excepción sobre este mineral. La derogación se produjo junto con la promulgación del Código de Minería, que consideró al carbón como un mineral más, facilitándose su sistema de exploración y explotación. Este cambio permitiría incentivar la exploración de este recurso, que tenía importantes manifestaciones en diversas zonas del país.

El tercer hito importante fué el lanzamiento de una intensa campaña de exploración de los recursos de carbones subbituminosos de Magallanes, campaña efectuada por el Comité de Carbones de CORFO, bajo el control de la CNE, durante el período 1979-1980. Esta campaña culminó con la identificación y evaluación del yacimiento de Pecket, el que fué licitada al sector privado en 1981. El yacimiento de Pecket fué adquirido y desarrollado por COCAR, y pudo iniciar su explotación en 1985, después de haber ganado la licitación efectuada por CODELCO para abastecer las recientemente instaladas centrales termoeléctricas de Tocopilla²³. Esta mina es responsable en la actualidad de alrededor de la mitad de la producción nacional.

La descentralización de las minas de propiedad estatal pasó entonces a convertirse en un objetivo de importancia, tanto porque ello era un proceso natural para mejorar su gestión, como porque se facilitaría su privatización. Así, en 1980, se conformó la filial Schwager, con un esquema de operación y de contratación de personal mucho más flexible que el de ENACAR. A pesar de ser esta la mina con peores condiciones de Arauco, desde el punto de vista técnico, Schwager logró revertir las pérdidas operacionales que la afectaban hasta entonces, y terminó siendo privatizada en el período 1987-1988. Schwager se mantuvo en operación hasta fecha reciente, pero con un nivel de producción muy bajo, debido a las dificultades económicas enfrentadas.

²³ A la licitación se presentó COCAR, propietario de Pecket y ENACAR. Esta última ofreció un precio bastante superior a la mina privada, y cuando se vió enfrentada a la pérdida de ese mercado, efectuó todo tipo de gestiones políticas -amparadas en su "rol social" y en que CODELCO era una empresa estatal - para que el contrato le fuera asignado. La CNE tuvo que jugarse por entera para que la licitación se resolviera por su sendero normal; se transó sin embargo en asignarle a ENACAR el 20% del mercado de CODELCO, a un precio similar al de COCAR. Este ejemplo es clarificador de las distorsiones que implica la propiedad estatal de los medios de producción, sobre todo cuando se dan situaciones de crisis.

Después de Schwager, el proceso de descentralización se mantuvo detenido hasta 1988, año en que se reinició con la separación de la mina Victoria de Lebu, formándose la filial CARVILE. Al mismo tiempo se dieron los primeros pasos para filializar las minas de Colico y Trongol, etapa que no se alcanzó a cumplir. En 1989 se intentó privatizar CARVILE, pero el intento falló por falta de interesados y por la intensa campaña en contra llevada a cabo por los sindicatos de ENACAR.

Durante la segunda mitad de la década del ochenta, la situación de ENACAR se mantuvo permanentemente deficitaria, con costos de producción de unos 60 US\$/ton y pérdidas anuales del orden de los 10 millones de US\$. Ello fue consecuencia, a juicio del autor, de las difíciles condiciones objetivas de explotación de las minas subterráneas, y de las bajas sostenidas del precio internacional del carbón, que pasó de 55-60 US\$/ton hacia 1981, a 35 US\$/ton hacia fines de la década. Fue también la consecuencia de no haberse completado con decisión el proceso de descentralización y privatización de la minería de Arauco. La situación de la minería del carbón en Arauco empeoró notablemente a partir de los noventa, encontrándose en la actualidad en situación extremadamente crítica, con costos medios de producción en el entorno a 100 US\$/ton y precios de paridad de importación de 40-45 US\$/ton.

6.2- EL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO DEL CARBON

La liberalización del mercado del carbón forzó a las minas nacionales a competir entre sí y con importaciones. En realidad, la competencia entre las minas estatales de Arauco con las minas privadas del área y de Valdivia estuvo siempre afectada a distorsiones, debido precisamente al carácter estatal de ENACAR: esta entidad mantuvo casi permanentemente una política de precios que no cubría sus costos económicos, y que se tradujo en un desplazamiento artificial de sus competidores privados. Ello terminó por afectar gravemente a la minería privada en la zona. Estas distorsiones no afectaron sin embargo al carbón de Magallanes, que pudo conquistar su propio mercado en competencia con ENACAR y con las importaciones.

La minería de Arauco estuvo efectivamente sometida a la competencia real de las importaciones, principalmente aquellas efectuadas por las empresas eléctricas; sin embargo el carácter estatal de las minas de ENACAR, que le permitió soportar una situación crónica de pérdidas, no la hizo reaccionar a las señales de mercado. Por otra parte, fue necesario una acción muy decisiva de la CNE para evitar las presiones directas e indirectas de esta empresa sobre las generadoras eléctricas estatales, tendientes a distorsionar las señales de mercado y a favorecerla a través de igualar ofertas logradas en licitaciones internacionales. En algunos casos fue imposible contrarrestar estas manipulaciones y los procesos licitatorios terminaron desprestigiándose. Dicha situación terminó cuando se privatizó CHILGENER en 1987.

Conviene destacar finalmente que el mercado del carbón no sólo está sometido a la competencia de los propios productores internos y de las importaciones, sino también a la competencia de otros energéticos de precios parecidos tales como la leña y el fuel-oil. Esta competencia ha sido muy activa y ha permitido contrarrestar en parte el efecto negativo de la intervención de ENACAR.

En definitiva, la sana competencia en el sector carbón ha sido sostenida por una parte por los importadores y los productores privados, y por la otra por los energéticos sustitutos. La competencia derivada del mercado libre de importación ha sido sin duda la más relevante, dado su volumen, y también la aportada por la producción de Magallanes, que no recibe ningún subsidio. ENACAR no debería sostenerse en el tiempo, salvo eventualmente alguna fracción de ella, y para evitar que su acción en el mercado afecte a los pocos productores privados que aún permanecen, debería privatizarse dicha actividad remanente.

CAPITULO 7

LAS REFORMAS ESTRUCTURALES EN EL SECTOR ELECTRICIDAD

7.1 OBJETO DE LAS REFORMAS

Las reformas estructurales en el subsector eléctrico nacieron de la percepción, en 1978-1979, que las actividades de generación, transmisión y distribución eran claramente separables, y que dicha separación, además de hacer más transparente y más eficiente la gestión de cada una de ellas, facilitaría lograr objetivos de desconcentración, descentralización y privatización del sector eléctrico, pudiendo concebirse el funcionamiento de un mercado competitivo a nivel generación.

¿Tenía sentido descentralizar, hacer competitiva, y privatizar la actividad de generación de electricidad? En verdad, la pregunta debería plantearse al revés: ¿Por qué centralizar, sobrerregular y mantener en poder del Estado esta actividad, si ello no era estrictamente necesario? Las razones consideradas en la época para definitivamente descentralizar y establecer competencia en la generación pueden sintetizarse así:

1- En Chile no parecían producirse economías de escala a nivel generación; lo demostraba la comparación de costos medios de generación de diversos proyectos hidroeléctricos que iban desde 40 MW hasta 600 MW.²⁴ Si no existían economías de escala a nivel generación, no se veía qué ventajas habría en tener una sola empresa de generación, como en el modelo Electricité de France. Por el contrario, dicho modelo contrariaba objetivos declarados de desconcentración y descentralización.

2- La descentralización de la generación resultaba posible si se daba adecuada respuesta a las siguientes interrogantes:

-¿Debían o no coordinarse las decisiones de inversión en centrales y líneas? ¿atentaría ello contra los principios de la competencia?

-¿Debía o no coordinarse la operación de las centrales para minimizar el costo total de operación? ¿atentaría ello contra los principios de la competencia? ¿existía un sistema eficiente de precios de transferencia entre generadores, que lograra el objetivo de minimización de los costos totales?

- El uso compartido de las líneas de transmisión ¿podía ser resuelto en un ambiente competitivo? ¿qué sistema de precios debería aplicarse?

3- No habían dudas de fondo sobre las posibilidades reales de participación del sector privado en las actividades de generación, si el ambiente era el adecuado. En el pasado ello había ocurrido en Chile, y estaba ocurriendo en el presente en otros países. Era cierto que la creación de un ambiente competitivo planteaba un desafío en una actividad tradicionalmente regulada como monopolio, pero ¿porqué podría no ser atractivo este nuevo marco para los privados, habiendo demanda creciente de electricidad, proyectos rentables y la posibilidad de acuerdo libre entre oferentes y

²⁴ Lo demuestra "ex-post" el que se haya podido aplicar un sistema de tarificación basado estrictamente en los costos marginales de producción, sin que se hayan generado excesos o déficit notables de rentabilidad para el parque generador.

demandantes?. La estabilidad del mercado exigía a su vez la desconcentración de la propiedad de las instalaciones y la participación de inversionistas que defendieran, en un ambiente competitivo, sus propios intereses. Entre esos últimos, las autoridades económicas percibían que los Fondos de Pensión podrían canalizar recursos muy importantes a la industria eléctrica.

4- Si bien no se conocían experiencias en otros países sobre el funcionamiento de la competencia en generación, se pensaba que ella se manifestaría en forma muy potente en diversos planos tales como la identificación y gestación de proyectos, las modalidades de estudio, financiamiento, ejecución y operación de centrales y, ciertamente, en la comercialización de la energía.

7.2- SINTESIS DE LA ORGANIZACION DEL MERCADO A NIVEL GENERACION

Los problemas de coordinación y de precios enunciados más arriba en el punto 2 fueron resueltos conceptual y prácticamente, traduciéndose en un marco legal y reglamentario²⁵ cuyos lineamientos generales, en lo que concierne a la generación, son los siguientes:

- Libre acceso de cualquier generador al sistema eléctrico, sin prácticamente ningún requisito ni autorización administrativa. Uso abierto y no discriminatorio del sistema de transmisión y de las redes de distribución, mediante el pago de peajes, y acceso a cualquier distribuidor o gran consumidor.

- Sistema de peajes regulado por ley, pero con una etapa de discusión entre el generador interesado y el propietario de las líneas para definir qué instalaciones están siendo utilizadas y cual es su valor. Proceso arbitral en caso de desacuerdo.

- No obligación de suministro a distribuidores y grandes consumidores. Crecimiento de la generación basada exclusivamente en incentivos económicos.

- Precios libres para grandes consumidores y precios regulados para distribuidores, sobre la base del promedio de los costos marginales de corto plazo esperados en los siguientes meses. Cabe observar en todo caso que los precios regulados a distribuidores deben ajustarse de modo de no diferir en más de 10% de los precios libres; se trata por consiguiente de una semi-regulación de precios.

- Coordinación de la operación del sistema efectuada por el Centro de Despacho Económico de Carga sobre la base del mínimo costo del conjunto. Los intercambios ocasionales entre generadores, derivados de la optimización de la operación, se transan al CMgCP del sistema. Ello implica que cuando un generador es despachado en una hora determinada con una potencia superior a sus contratos, vende el excedente al sistema al CMgCP. A su vez, cuando un generador es despachado con menos potencia que sus contratos, compra el déficit al sistema al CMgCP.

Conviene hacer notar que el esquema descrito, cuyo fundamento básico es el despeje de transacciones al CMgCP del sistema, entró a operar en abril de 1980, vale decir dos años antes de la dictación de la nueva Ley de Electricidad. Sin embargo, su ámbito estuvo limitado formalmente a las dos únicas generadoras de servicio público del Sistema Interconectado Central: ENDESA y CHILGENER. En esa época y hasta la formalización en 1985 del Centro de Despacho Económico de Carga -CDEC-, la CNE cumplió la función de determinar los CMgCP, publicándolos regularmente cada 6 meses en el Diario Oficial. La publicación tenía la forma de una tabla de precios trimestrales, función del nivel de agua en el

²⁵ La nueva ley de electricidad -DFLN°1/Minería- fué promulgada en Septiembre de 1982. El reglamento con las estipulaciones detalladas para el Centro de Despacho Económico de Carga -DSN°6/Minería- fué dictado en febrero 1985.

embalse del Lago Laja, que las dos generadoras debían aplicar en cada momento a sus transferencias - ENDESA efectuaba entregas en bloque a CHILGENER.

7.3- LA PRIVATIZACION DEL SECTOR ELECTRICO

Generalidades

Previo a discutir la forma en que la competencia ha funcionado en generación, resulta conveniente referirse al proceso de privatización del sector eléctrico; ello por cuanto el pleno desarrollo de la competencia se da, en opinión del autor, en un ambiente en que los privados son los actores principales del mercado.

Como en los demás subsectores de la energía, el elemento central que impulsó al Gobierno a llevar a cabo el proceso de privatización del sector eléctrico fue la coherencia con el marco de desarrollo económico social, sostenido en los conceptos de mercado y de subsidiaridad del Estado.

Ya se dijo que el segmento de la generación fué considerado rápidamente como una industria proveedora de tipo mayorista, dándose las condiciones para un desarrollo descentralizado, competitivo y con participación privada creciente. En el caso de la distribución, resultaba claro que el concepto de servicio público tradicionalmente asignado a esta actividad no implicaba que su gestión tuviera que ser estatal; bastaba que el marco regulatorio fuera diseñado de modo que simultáneamente se satisficieran los objetivos de cobertura generalizada que caracteriza a los servicios públicos, con los de rentabilidad requeridos por la empresa privada. Por otra parte, se percibía que la ausencia de economías de escala en el desarrollo extensivo de la distribución facilitaba enormemente la descentralización, regionalización y privatización de esta industria.

Es preciso señalar que si bien a nivel del Presidente de la República y del equipo económico²⁶ había acuerdo sobre la conveniencia de tener la mayor participación privada posible en el sector eléctrico, no estaba claro, a comienzos de los años ochenta, hasta que punto esta participación podría alcanzar.

El proceso de privatización se enfrentó en Chile a la oposición de muy diversos sectores, entre los que cabe señalar los siguientes:

- Algunos integrantes del propio Gobierno, que no creían que la industria eléctrica pudiera ser desarrollada por el sector privado, o bien que estimaban que se perdería la capacidad de manejo de las empresas eléctricas como centro de poder.
- Trabajadores de las empresas, que percibían una amenaza a su estabilidad laboral y a las denominadas conquistas sociales. Esta situación fué sin embargo cambiando con el tiempo, en la medida que se ofreció a los trabajadores la venta de acciones financiadas con una parte de los fondos de retiro individuales²⁷.
- Grupos de profesionales y ejecutivos de la empresa, que tenían una capacidad de control importante de la gestión de la empresa, gracias a directorios estatales débiles y rotativos

²⁶ Salvo en el período 1984-1985, en que los Ministros de Hacienda y Economía de la época detuvieron el impulso privatizador del equipo anterior. El nombramiento de Hernán Buchi en 1985 significó el relance de las privatizaciones en el país.

²⁷ Los sindicatos de técnicos y administrativos de ENDESA terminaron por plegarse al proceso de privatización, en el cual se les dió la posibilidad de participar. En cambio el sindicato de ingenieros se negó a aceptar que sus miembros compraran las acciones que se les ofreció. Un gran porcentaje de los asociados no cumplió la resolución del sindicato, que finalmente cambió de posición.

- Determinados miembros de las FFAA, que le daban a este sector una connotación estratégica muy especial. No obstante, debe destacarse que las decisiones claves de privatización contaron siempre con el apoyo de las FFAA.

- La oposición política, imbuída mayoritariamente de una cultura estatista, así como algunas organizaciones gremiales. Se formaron así diversos "Comités de Defensa del Patrimonio Nacional", que argumentaban que la privatización implicaba un regalo al sector privado²⁸, desconociendo que todas las privatizaciones se efectuaron en forma transparente ya sea por licitación, con acceso abierto y gran diversidad de participantes, a través de la venta en bolsa o bien a través de medios masivos y públicos como lo fué el mecanismo de capitalismo popular usado en el caso de ENDESA.

-La Banca Multilateral -BID y BIRF- no se opuso formalmente a la privatización pero en el caso de la generación permanentemente buscó establecer condiciones de garantía por parte del gobierno de Chile, de una naturaleza tal que implicaban una abierta desconfianza acerca de la capacidad del sector privado de desarrollar la industria eléctrica.

- De parte de algunos gremios empresariales, que veían en la empresa eléctrica estatal un camino más seguro para el suministro de electricidad, y una mayor facilidad para obtener bajas tarifas

El ritmo y fuerza con la cual se fueron manifestando estas oposiciones marcó la velocidad del proceso de privatización, que puede calificarse en general como lento.

²⁸ Uno de los aspectos más controvertidos al privatizar es el valor de los activos que se venden a los particulares. Los que se oponen esgrimen frente a la opinión pública argumentos que parecen bastante razonables:

- Se están vendiendo bienes por debajo de su verdadero valor, que es el reflejado en los libros.
- El valor de venta de las centrales es inferior al costo al cual el mismo Estado está construyendo centrales nuevas
- Los privados deberían participar en el negocio eléctrico, pero desarrollando obras nuevas, puesto que no tiene sentido que el Estado deba hacer el "esfuerzo" de construir centrales para luego venderlas bajo su costo.
- Los privados debieran invertir en las mismas condiciones que lo hace el Estado, es decir, obteniendo una baja rentabilidad, por ser la electricidad un servicio público.

Esos argumentos son fácilmente rebatibles, pero tienden a penetrar la opinión pública mal informada. En efecto, el valor económico de cualquier activo productivo está determinado por su flujo futuro, que no tiene que ver con su costo histórico. Este flujo está determinado por las regulaciones existentes, pudiendo incluso llegar a ser negativo, en casos extremos. Por otra parte, es extremadamente relevante la tasa a la cual se descuentan los flujos, tasa que tiene que ver con la percepción del riesgo del negocio. Naturalmente, mientras más amenazas se planteen en contra de un proceso privatizador, mayor es la tasa de descuento (riesgo) que asignarán los particulares a las inversiones en el sector y menor será el valor que estarán dispuestos a pagar por los activos del sector eléctrico.

En Chile, el proceso privatizador se caracterizó por efectuarse con posterioridad al establecimiento del nuevo marco institucional y regulatorio sectorial (caso de la energía y de las telecomunicaciones, por ej.). Ello se explica por las oposiciones de tipo político a la privatización anteriormente citadas, por la cautela frente a la inexistencia de experiencias en otros países acerca del funcionamiento de este tipo de marco regulatorio, y también por el hecho que las condiciones de gestión de las empresas estatales nunca fué desastroso, como en otros países. En Argentina, por el contrario, los procesos de reestructuración y privatización fueron prácticamente simultáneos. La ventaja de uno u otro esquema debe evidentemente ser analizado en el contexto de la situación política y económica de cada país

Etapas en la privatización del sector eléctrico

La primera privatización se efectuó en 1980 y consistió en la licitación pública de dos distribuidoras, SAESA y FRONTEL, filiales de ENDESA.

A partir de 1983, y frente a reticencias por parte de CORFO para privatizar sus filiales ENDESA y CHILECTRA, la CNE dispuso que los aportes financieros reembolsables que las empresas podían pedir a sus nuevos clientes fueran devueltos en acciones. Con ello las acciones de estas empresas empezaron a ser transadas en bolsa, privatizándose de este modo alrededor del 10% de las 2 distribuidoras de CHILECTRA.

En 1986 y 1987 se licitaron en forma pública 3 pequeñas centrales hidroeléctricas de propiedad de CHILGENER -alrededor de 20 MW en total- y las centrales hidroeléctricas Pilmaiquén (39 MW) y Pullinque (45MW), de ENDESA.

El proceso de privatización se aceleró a partir de entonces con la privatización total, en 1987, de las distribuidoras CHILECTRA Metropolitana y CHILECTRA V Región, y de la generadora CHILGENER. Estas privatizaciones se efectuaron por ventas parciales de paquetes de acciones en bolsa, reservándose siempre una proporción a los trabajadores.

Por otra parte, entre 1988 y 1989 se privatizaron las filiales de distribución que se habían formado a partir de ENDESA. Entre ellas cabe destacar EMELAT, EMEL y EMEC y posteriormente las tres filiales de distribución separadas de EDELNOR: EMELARI, ELIQA y ELECDA. El caso de EMEL es especial, por cuanto la totalidad de esta distribuidora fue ofrecida a los trabajadores de ENDESA y de sus filiales, y a los trabajadores de COLBUN.

En todos los casos de venta a trabajadores, el precio se basó en el precio en bolsa, y se facultó a los trabajadores a aplicar parte de sus fondos de retiro de la empresa.

La privatización de ENDESA se efectuó entre 1988 y 1990 a través de un mecanismo enteramente diferente, que buscó difundir la propiedad de la empresa en un gran número de accionistas. Tal mecanismo fue denominado "capitalismo popular", y consistió en la oferta de venta a los funcionarios públicos de un cupo limitado de acciones, a un precio determinado basado en el valor de la acción en la bolsa a una cierta fecha, permitiendo que la compra fuera financiada con parte de los fondos de retiro de los funcionarios. Por otra parte se ofrecieron las acciones al público en general, con cupo limitado, a un precio similar al ofrecido a los funcionarios públicos, pero con financiamiento parcial a través de un crédito CORFO con garantía de las propias acciones. Adicionalmente se ofrecieron mediante licitación pública paquetes accionarios a inversionistas institucionales, lo que llevó a que los Fondos Previsionales adquirieran alrededor del 25% de la empresa. Finalmente, el Estado ofreció acciones de ENDESA, así como de otras empresas estatales, como alternativa de pago en el caso de juicios de particulares contra el Estado, derivados fundamentalmente del proceso de Reforma Agraria llevado a cabo hacia fines de los años sesenta y principios de los setenta.

ENDESA fue privatizada incluyendo su sistema de transmisión -el más importante del Sistema Interconectado Central- que incluye las líneas del sistema troncal en 500, 220 y 154 kV. Ello ha dado origen posteriormente a controversias que serán analizadas más adelante. Conviene precisar aquí que el haber dejado incluida la transmisión en ENDESA deriva de que durante el período de privatización no se contaba aún con la nueva legislación sobre peajes, la que fue promulgada recién en febrero de 1990²⁹. Se estimó entonces que no podía crearse una empresa independiente de transmisión, en tanto no

²⁹ El problema de la tarificación de la transmisión ha sido sin duda el más complejo que ha debido afrontarse en el contexto de las reformas en el sector eléctrico; ello se debe a la dificultad de hacer convivir un régimen de tarificación a costo marginal a nivel generación, con la necesidad de cubrir los costos medios de transmisión, en un ambiente de economías de escala que hace que los costos marginales de transmisión son inferiores a sus costos medios.

estuviera totalmente definidas su esquema de regulación. A ello se sumaba que no convenía diferir la privatización de este importante ente estatal. Por otra parte, se consideraba que la separación de la transmisión de ENDESA no era un aspecto particularmente sensible, ya que ella estaría en todo caso sujeta a regulación. Desde el punto de vista del autor ello sigue siendo plenamente válido.

Conviene destacar que en los planes originales del Gobierno, se contemplaba privatizar primero COLBUN y luego ENDESA; sin embargo, la reestructuración de los pasivos de ENDESA dejó a esta empresa en mejor condición de ser privatizada que la primera; ello, y el mayor tamaño de ENDESA, llevaron a invertir el orden. COLBUN no alcanzó a ser privatizada, y actualmente es prácticamente la única empresa estatal existente³⁰. Debe señalarse no obstante que se están dando algunos pasos para una privatización parcial de la empresa: en 1993 se vendió el 5% de las acciones y está a punto de materializarse la venta de otro 10% adicional.

7.4- EL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO DE LA GENERACION

Generalidades

Si bien el mercado estuvo inicialmente circunscrito sólo a ENDESA y CHILECTRA, el régimen de precios de transferencia a CMgCP permeó a los demás generadores pequeños del sistema, principalmente a las ventas de excedentes de autoprodutores a los dos grandes generadores. Con la dictación del reglamento de operación del CDEC en 1985, la CNE dejó de calcular y fijar los CMgCP, función que fué asumida por la nueva entidad. Ese mismo año se integró COLBUN como nuevo generador, y el mercado de generación tomó un aspecto más formal en su operatoria de corto plazo.

La libertad de acceso y de contratación para nuevos generadores y grandes consumidores empezó a cobrar un mayor desarrollo desde esa época, reforzándose progresivamente con la mencionada privatización, a partir de 1986, de algunas centrales hidroeléctricas medianas y pequeñas pertenecientes inicialmente a ENDESA y CHILGENER³¹. En esa época, un generador privado efectuó una ampliación de de su central para incrementar sus ventas al servicio público³².

A pesar del pequeño tamaño de los nuevos generadores que se incorporaron al mercado, cuando se les compara con ENDESA, CHILGENER y COLBUN, tuvieron el mérito de producir un efecto demostrativo muy importante hacia nuevos inversionistas, incluyendo inversionistas institucionales, pues mostraron la viabilidad de la coexistencia competitiva de entidades muy pequeñas con otras grandes, a condición que estuvieran todas ellas sujetas a las mismas reglas del juego.

Al mismo tiempo empezó a desarrollarse el procedimiento de licitación de suministro por parte de los grandes consumidores, principalmente mineros e industriales. Este procedimiento se ha ido generalizando, sobre todo a partir del perfeccionamiento de las disposiciones sobre peajes, introducidas a principios de 1990³³.

³⁰ El Estado tiene aún participación minoritaria en EDELNOR, la que desaparecerá con la próxima licitación de un paquete accionario significativo. Por otra parte, el Estado es dueño de EDELAYSEN, pequeña empresa que sirve el sistema aislado de Aysén, con una demanda máxima del orden de 10 MW.

³¹ Principalmente Pilmaiquén (39 MW) y Pullinque (45 MW), de ENDESA, y Florida (15 MW) de CHILGENER.

³² Ampliación de la central Los Quilos, 15 MW.

³³ Las nuevas disposiciones sobre peajes establecieron una nueva definición de los que es el uso "físico" de determinadas partes del sistema de transmisión por parte de las centrales generadoras. Así, se estableció un peaje de conexión obligatorio para toda central que contribuyera a recargar el sistema existente, y se estableció el concepto de flujo a "contracorriente", para el cual no se paga peaje.

Verdaderos y falsos problemas en el funcionamiento de la competencia a nivel generación

En la opinión del autor, la experiencia de funcionamiento de un mercado eléctrico competitivo a nivel generación ha sido muy positiva. No debe desconocerse sin embargo que en algunos círculos se han planteado críticas acerca del grado efectivo de competitividad en la producción de electricidad. En el caso de Chile, estas críticas han planteado lo siguiente:

- 1- La estructura del CDEC debe ser modificada para mejorar la transparencia del mercado y posibilitar el acceso de generadores medianos y pequeños
- 2- No existe la posibilidad de integrar brokers o grandes clientes en compras o ventas spot
- 3- ENDESA, principal empresa generadora de electricidad y su filial PEHUENCHE representan una fracción demasiado elevada de la potencia disponible en el sistema, afectándose la competencia.
- 4- ENDESA es propietaria de una proporción importante de los derechos de agua aprovechables para el desarrollo de centrales hidroeléctricas; dada la gravitación de esta empresa, ella tendría la posibilidad de postergar artificialmente el desarrollo de centrales hidroeléctricas y producir una alza de los costos marginales de corto plazo, más allá del punto en que estos se equilibrarían en un mercado competitivo, logrando así beneficios monopólicos.
- 5- ENDESA es propietaria de TRANSELEC, que gestiona la mayor parte del sistema de transmisión en 500 y 220 kV del Sistema Interconectado Central. El dominio de este sistema le permitiría afectar las posibilidades de utilización expedita de estas instalaciones por parte de otros generadores, afectándose así la libre competencia.
- 6- Complejidad del sistema de peajes
- 7- CHILECTRA METROPOLITANA, principal empresa distribuidora, pertenece al holding ENERSIS, que es a su vez propietario del 17% de ENDESA. Esta relación le permitiría al conglomerado ENDESA-ENERSIS obtener utilidades sobrenormales.

Parece conveniente analizar uno a uno estos argumentos, a fin de determinar si el esquema de libre competencia opera o no razonablemente en Chile.

1- Estructura del CDEC.

El CDEC asume principalmente las siguientes funciones:

- Planificación de la operación a largo, mediano y corto plazo del sistema.
- Determinación de los CMgCP asociados a la operación prevista y real del sistema.
- Determinación de la máxima energía anual y potencia que cada generador puede comercializar con sus clientes; estos máximos corresponden a la energía y potencia firme de las centrales de que disponen.
- Determinación de las transferencias de energía y potencia entre generadores y facturación de las transferencias usando los CMgCP reales.
- Determinación de la forma de uso de los sistemas de transmisión de uso común para los efectos de evaluar los ingresos que deben ser pagados a los propietarios de dichos sistema.

Para la realización de estas funciones, el CDEC dispone de grupos de trabajo integrados por técnicos de las empresas, que se reúnen periódicamente y que han operado en un ambiente de armonía; sin embargo, esta forma de organización ha tenido el inconveniente que frente a cada problema, los representantes de las empresas se sienten en la obligación de defender "a outrance" los intereses particulares de su empresa. Ello ha tendido a restarle flexibilidad al proceso de toma de decisiones en el CDEC.

Debe señalarse sin embargo que los arbitrajes contemplados en la ley frente a conflictos han ocurrido menos de 10 veces en los 9 años de funcionamiento del CDEC, lo que muestra que el inconveniente indicado no es grave. Parece en todo caso conveniente traspasar las funciones del CDEC a una organización con personal propio, a objeto de evitar los inconvenientes indicados en el párrafo anterior..

Otro problema que ha sido levantado es la falta de representación de los generadores de pequeño tamaño en el CDEC, por cuanto el Reglamento estipula que se requiere una capacidad mínima de 62 MW³⁴. Según algunos, el número limitado de participantes -4 en la actualidad, 5 a partir de 1995, 6 a partir de 1996- podría estar restándole competitividad al sistema.

En relación a esta materia, conviene establecer que prácticamente no existe la posibilidad de concertación entre las partes, dado que la operación del CDEC está regulada con precisión en el Reglamento de la ley. Por su parte, los pequeños generadores tienen normalmente contratos con los generadores grandes integrantes del CDEC, bajo reglas iguales a las prevalecientes en el despacho de carga, lo cual ha llevado a no discriminar en contra de estos operadores. En todo caso, existe actualmente un elevado grado de consenso en el sector en el sentido de permitirle a los pequeños generadores designar un representante en el Centro..

2- Tamaño de ENDESA

ENDESA y su filial Pehuenche representan una fracción significativa -60%- del mercado eléctrico en el Sistema Interconectado Central. Los principales productores de electricidad destinada a servicio público son los siguientes, con las energías firmes ³⁵que se indican:

POTENCIA FIRME DE CENTRALES AÑO 1993

Empresa	Energía Firme	%
Endesa	10 720 GWh	50,4
Chilgener	4900 GWh	23,0
Pehuenche	2250 GWh	10,6
Colbún	2290 GWh	10,8
Pullinque	250 GWh	1,2
Pilmaiquén	300 GWh	1,4
Hidroeléctrica Guardia Vieja	460 GWh	2,2
Otros	120 GWh	0,4
Total	21290 GWh	100,0

³⁴ Este valor corresponde a 2% de la capacidad instalada del sistema a la fecha de publicación del Reglamento de Despacho de Carga.

³⁵ La energía firme corresponde a la generable en condiciones de sequía; de acuerdo a las normas del CDEC, un generador sólo puede comercializar su energía firme.

A pesar del tamaño de ENDESA, puede verse que existen diversas otras empresas generadoras que compiten en los suministros a precio libre a grandes clientes finales. Estos grandes clientes finales tienen efectivamente la posibilidad de ser abastecidos por generadores medianos (10-40 MW) o bien de autogenerar electricidad, lo cual constituye un elemento adicional de competencia.³⁶

En todo caso, lo relevante para el correcto funcionamiento de un sistema competitivo en electricidad no es el tamaño de un proveedor en particular sino el libre acceso de otros -existentes o potenciales- a la red y a los clientes en disputa. En este sentido, lo importante es la competencia "en el crecimiento", vale decir la aptitud de servir los incrementos de demanda.

Tal situación se da efectivamente en Chile, como ha podido comprobarse en las negociaciones entre proveedores y grandes consumidores de electricidad. La práctica actual de los grandes clientes industriales y mineros para atender su demanda de electricidad es llamar a licitación para proveer el servicio mediante contratos de largo plazo, licitación a la que se invita normalmente 4 o 5 empresas generadoras; esta práctica ha resultado satisfactoria para los usuarios, habiéndose logrado condiciones de precios cada vez más próximas a los costos marginales esperados de suministro del sistema³⁷, e incluso en ocasiones bajo los costos marginales. Ello explica el desarrollo de proyectos en el rango 20-300 MW³⁸, que están siendo abordados por inversionistas distintos de ENDESA.

3- Recursos de agua en poder de ENDESA

ENDESA es propietaria del orden de 2000 MW en recursos de agua utilizables en proyectos hidroeléctricos en el Sistema Interconectado Central. No obstante, el potencial hidroeléctrico total atractivo en el sistema podría estimarse en unos 4000-5000 MW, lo que lleva a que la fracción de derechos 2000 MW. Dado que los crecimientos anuales de demanda son de unos 150 MW, la posibilidad que ENDESA desfase su programa de obra con el único objeto exclusivamente de elevar los precios, estará frenada por la introducción por parte de terceros de otros proyectos de generación. A lo anterior debe agregarse la competencia de centrales termoeléctricas a vapor carbón o bien a gas natural, de bajo período de construcción y elevada confiabilidad en los costos de inversión, precios de combustibles relativamente conocidos y ubicables a menor distancia de los centros de consumo que las centrales hidroeléctricas³⁹. Esta competencia es extremadamente relevante si se consideran las restricciones de tipo ambiental que están surgiendo para el desarrollo de los proyectos de ENDESA ubicados en la cuenca del río Biobío.

³⁶ Así por ejemplo, la mina El Teniente, de CODELCO, efectuó una licitación internacional para el suministro de energía a partir del desarrollo del proyecto hidroeléctrico Corrales, de alrededor de 90 MW, sobre los cuales posee derechos de aguas.

³⁷ Así por ejemplo los precios pactados entre ENDESA y la mina El Teniente, de CODELCO, estipulaban hacia 1990 precios iguales al de nudo en el área, más un sobreprecio del orden de 7%; las mejoras en la legislación sobre peajes (1990) y las posteriores negociaciones con otros proveedores llevaron a que El Teniente diversificara sus fuentes de abastecimiento, estableciendo contratos con COLBUN y un nuevo contrato con ENDESA, a precios de nudo más 2%.

³⁸ Tal es el caso de la central hidroeléctrica Aconcagua (72 MW), recientemente puesta en operación, la central termoeléctrica Guacolda (300 MW), prevista para entrar en servicio en dos etapas en 1985 y 1986, la central termoeléctrica Caldera (120 MW), prevista para conectarse en 1986, y la central hidro San Ignacio (35 MW), que se conectará en 1986.

³⁹ Así por ejemplo, la central termoeléctrica a carbón Guacolda, de 300 MW, estará ubicada en la zona norte del Sistema Interconectado Central (700 km al norte de Santiago), justificándose por el ahorro de pérdidas e instalaciones de transmisión; su ubicación la hace así más competitiva que los suministros provenientes de las centrales hidroeléctricas localizadas al sur de Santiago. Por otra parte la llegada de gas desde Argentina hasta la zona central implica una fuerte competencia con el desarrollo de centrales hidroeléctricas ubicadas al sur, que requieren importantes refuerzos en los sistemas de transmisión.

4- Manipulación de peajes por parte de ENDESA

En lo que respecta a la posibilidad de manejo por parte de ENDESA de los mecanismos sobre uso de sus instalaciones de transmisión por parte de terceros, con el objeto de limitar la competencia, debe señalarse que la Ley de Electricidad contiene disposiciones muy claras en el sentido de dar libre acceso a líneas y subestaciones, bajo condiciones reguladas. Es cierto que la ley contempla una etapa de negociación entre las partes sobre determinados aspectos de la determinación de peajes, pero están perfectamente regulados la metodología así como los parámetros claves a usar -tasa de rentabilidad- y vida útil de las instalaciones por ejemplo. Por otra parte, la ley contempla una instancia arbitral en plazos determinados, para dirimir los conflictos que puedan suscitarse. Hasta la fecha se ha establecido un número considerable de contratos de peajes entre ENDESA y otros generadores -alrededor de 20-, y sólo en 3 oportunidades en los últimos 4 años⁴⁰ las partes han recurrido a las instancias arbitrales previstas en la Ley de Electricidad.

5- Complejidad del sistema de peajes

Algunas críticas han apuntado a que el sistema de peajes sería muy complejo, lo que dificultaría la entrada de nuevos actores a la generación. Conviene puntualizar que el esquema es efectivamente sofisticado⁴¹, pues el problema de transporte involucrado es complejo, y una sobresimplificación conspiraría contra la competencia. Sin embargo el autor está en desacuerdo con que esta sofisticación haya constituido una barrera a la entrada de nuevos generadores: los mecanismos prácticos de puesta en aplicación del esquema a nivel del CDEC están operando en la realidad; se han definido los usos de líneas por todas las centrales existentes, y el cálculo para una nueva central en proyecto no toma más de un mes. Por otra parte existe un tarifado básico publicado por TRANSELEC para que cualquier generador conozca los peajes asociados al suministro de un cliente ubicado en cualquier parte del sistema. En la práctica, el autor no conoce ni un solo caso en que el esquema de peajes haya sido percibido como barrera por parte de un nuevo inversionista.

6- Concertación monopólica entre ENDESA y CHILECTRA

Respecto de una eventual concertación de carácter monopólica entre ENDESA y la distribuidora CHILECTRA METROPOLITANA, por tener el holding de esta última empresa un 17 % de las acciones de la primera, conviene puntualizar que ella resulta imposible por cuanto a los precios y calidad de servicio de las ventas de generación a distribución están reguladas para las ventas destinadas a pequeños clientes e impiden la obtención de beneficios extra-normales. De hecho, la Comisión Resolutiva de la Comisión Antimonopolios emitió un fallo en este sentido, autorizando incluso a que el holding de CHILECTRA incrementara su participación accionaria en ENDESA. Este fallo fue ratificado posteriormente por la Corte Suprema.

⁴⁰ El más importante de estos arbitrajes, ocurrido entre ENDESA y COLBUN S.A. en 1991, se refirió a la determinación del área de influencia de la central Colbún, la cual definía su peaje básico. El juicio arbitral permitió precisar una metodología general para la determinación de áreas de influencia de cualquier central. Un segundo arbitraje se refirió al peaje básico a pagar por la central Pullinque; la controversia derivó básicamente de que el contrato anterior entre PULLINQUE S.A. y ENDESA definía un peaje implícito bajo, que no respondía a los criterios de la ley de peajes de 1990. El tercer arbitraje toca una controversia entre la distribuidora CHILECTRA METROPOLITANA y la generadora COLBUN S.A., por un peaje adicional que esta última central desea imponerle a CHILECTRA para abastecer a una pequeña empresa distribuidora. En opinión del autor, este arbitraje debería ser incorporado en el reglamento de la ley sobre peajes.

⁴¹ El esquema de peajes vigente en Chile y en Argentina son probablemente los más sofisticados en el mundo, de acuerdo a lo que se ha podido apreciar en diversas conferencias internacionales sobre la materia. De hecho, el esquema Argentino fué derivado del chileno, siendo prácticamente idénticos.

Un verdadero problema: suministro competitivo de gas a empresas generadoras

La próxima importación de gas desde Argentina introduce, con muchísima más fuerza que cualquiera de los argumentos anteriores, una perspectiva de problema real: si la oferta de gas para generación eléctrica no se hace en condiciones abiertas y competitivas, se afectará gravemente el mercado eléctrico. En efecto, el gas constituye una alternativa económica y de rápido desarrollo para proyectos termoeléctricos, pudiendo un gasoducto transportar gas hasta para unas tres a cuatro centrales de 300 MW cada una; si el gasoducto no operara en condiciones de acceso abierto para cualquier generador interesado, su propietario tendría el poder de manejar el desarrollo de la generación por los próximos años, con pocas perspectivas de competencia por parte de centrales a carbón o hidroeléctricas. Resulta imperativo entonces que el régimen de funcionamiento del gasoducto que resulte ganador de la actual competencia por desarrollar un proyecto de esta naturaleza, vale decir Proyecto Gasoducto Trasandino vs. Proyecto Gasandes, opere efectivamente bajo régimen de acceso abierto.

En definitiva, puede concluirse que el esquema de competencia a nivel generación ha operado razonablemente bien en Chile, lo que se ha reflejado en el interés de prácticamente todos los generadores existentes en Chile y de nuevos inversionistas nacionales y extranjeros por desarrollar nuevos proyectos, que van desde 10 MW hasta 450 MW. Las condiciones efectivamente competitivas del mercado eléctrico se han reflejado también en los constantes procesos de licitación de suministro por parte de los grandes usuarios, independientemente de su localización respecto de los generadores invitados a presentar ofertas. Los precios así obtenidos están muy próximos a los costos marginales esperados del sistema eléctrico, lo que refuerza la apreciación de régimen de competencia. Las claves de la competencia se encuentran así en el libre acceso de cualquier generador al sistema, sin trabas administrativas de ninguna especie ni la necesidad de permisos a la Autoridad, la libertad de precios, la no obligatoriedad de servicio y un régimen de funcionamiento que no discrimina entre generadores. No obstante, algunos aspectos de la actual legislación y reglamentación son susceptibles de ser mejorados para promover aún más la competencia; ellos deberían considerar la forma de determinar el valor de reposición de instalaciones de transmisión, elemento que a juicio del autor es prácticamente el único que está dando origen a controversias entre las partes al momento de calcularse peajes, y el acceso de generadores pequeños y eventualmente grandes clientes al CDEC. A más largo plazo, podría concebirse la total liberalización de los precios de venta a distribuidoras.

CAPITULO 8

CONCLUSIONES

La experiencia de Chile ha sido muy positiva en la reestructuación del sector energía, en la creación de mercados competitivos para una diversidad de productos energéticos y en la participación privada en el desarrollo de esta actividad. Ello ha permitido desregular más del 75% del volumen de ventas de la energía comercial, con los consiguientes beneficios en términos de eficiencia económica, descentralización y regionalización, desburocratización, diversificación de fuentes de suministro, acceso de nuevos actores, participación privada y estabilidad de las reglas del juego.

Las distorsiones puntuales ocurridas en el funcionamiento de los mercados no han sido de magnitud, y han estado normalmente asociadas al carácter estatal de algunas empresas participantes en tales mercados. Desde este punto de vista debe enfatizarse la importancia de contar con empresas privadas para el buen funcionamiento de la competitividad, y con un organismo antimonopolio independiente, capaz de investigar y sancionar los abusos de posición dominante.

Más que el número de participantes en un mercado y su tamaño relativo, lo que importa es que exista efectivamente libre acceso, ausencia de barreras de entrada y de restricciones administrativas al ingreso de nuevos actores. Importa también que no existan economías significativas de escala en la industria en cuestión. Todas estas condiciones pueden darse en las importaciones de derivados del petróleo y en la producción e importación de carbón - se requiere ciertamente ciertos montos mínimos de volumen, que no son muy elevados-, así como en la generación eléctrica.

Los procesos de reestructuración se enfrentan normalmente a la oposición de una multiplicidad de estamentos sociales y económicos, y debe contarse por consiguiente con la fuerte voluntad, y persistencia del Poder Ejecutivo, así como con un pequeño equipo técnico de buen nivel político y técnico capaz de llevar adelante los cambios y resolver los problemas relacionados con su implementación.

En la opinión del autor, las reformas en los diferentes subsectores pueden seguir ritmos diferentes; sin embargo, en cada uno de ellos las reformas deben ser consistentes y ser llevadas a cabo prácticamente en su totalidad, ya que las soluciones intermedias no funcionan y desprestigian el proceso.

Los conceptos de descentralización, mercado y participación privada pueden funcionar en cualquier país, independientemente de su tamaño. Los únicos requisitos para su materialización son exclusivamente la claridad de conceptos, un marco macroeconómico consistente y voluntad política.