

ORIGEN
Fotografía: J. L. Pineda / J. L. Pineda

Superintendencia de
Competencia



Sector Energía

**Estudios sectoriales de condiciones de
competencia de la Superintendencia
de Competencia de El Salvador
2006-2010**



333.79

S959 Superintendencia de competencia

2010 Sector energía. Estudios sectoriales de condiciones de competencia de la Superintendencia de Competencia de El Salvador / Superintendencia de competencia. -- 1a. ed. -- San Salvador, El Salv. : Superintendencia de competencia, 2010.

156 p. : il. graf. fot. Col. ; 28 cm.

ISBN: 978-99923-909-7-9

1.Desarrollo energético - El Salvador. 2. Sector energético – El Salvador. 3. Economía - El Salvador. I. Título.

© 2010 Superintendencia de Competencia de El Salvador
Todos los derechos reservados

Prohibida la reproducción parcial o total de esta obra, sin la autorización escrita de la Superintendencia de Competencia de El Salvador.

ISBN 978-99923-909-7-9

Depósito de ley en el Registro de la Propiedad Intelectual del CNR: 559-2010 de tres de diciembre de 2010.



Presentación

Una de las actividades más relevantes para la Superintendencia de Competencia de El Salvador, en el ámbito de la promoción de la competencia y prevención de comportamientos anticompetitivos en los mercados, es el desarrollo de Estudios sobre Condiciones de Competencia en diversos sectores económicos del país.

Para determinar las condiciones de competencia bajo las cuales operan los distintos sectores de la economía, es indispensable una caracterización que permita identificar y evaluar las principales variables que inciden sobre la oferta y demanda de los bienes y servicios, su composición, tamaño, participantes, regulaciones, desempeño, entre otros, a fin de establecer los factores que afectan la competencia. El propósito es diagnosticar y recomendar las medidas adecuadas para fortalecer y mejorar dichas condiciones en las diferentes etapas de la cadena de valor.

Para dar seguimiento a las recomendaciones que la SC ha emitido a partir de estos estudios, la institución ha creado mecanismos de seguimiento y coordinación con las instituciones involucradas, conformando equipos de trabajo interinstitucionales para viabilizar su implementación, buscando evaluar su impacto en la eficiencia económica y en el bienestar del consumidor, como fin principal de la Ley de Competencia y su Reglamento.

De enero de 2006 a diciembre de 2010, la Superintendencia de Competencia de El Salvador ha estudiado sectores transversales para la economía del país. Dentro del sector de agroindustria e insumos se han estudiado los mercados de: huevos y pollo, fertilizantes, arroz, azúcar, leche y quesos; del sector energético se ha estudiado el mercado eléctrico, combustibles líquidos y gas licuado de petróleo; asimismo, en el sector de servicios se estudió el mercado de telecomunicaciones y transporte de carga, así también la SC ha estudiado el mercado de medicamentos.

Con el objeto que la valiosa información obtenida a partir de estos estudios sectoriales sea utilizada por la población salvadoreña, empresarios, tanques de pensamiento, instituciones académicas, estudiantes, e interesados en general, la SC la pone a disposición a través de los presentes informes con el objeto de continuar su labor de promoción de una verdadera cultura de competencia en el país.

En el presente informe se encuentra la información resultante de los Estudios Sectoriales sobre Condiciones de Competencia realizados por la SC en algunos de los principales mercados del sector energético.



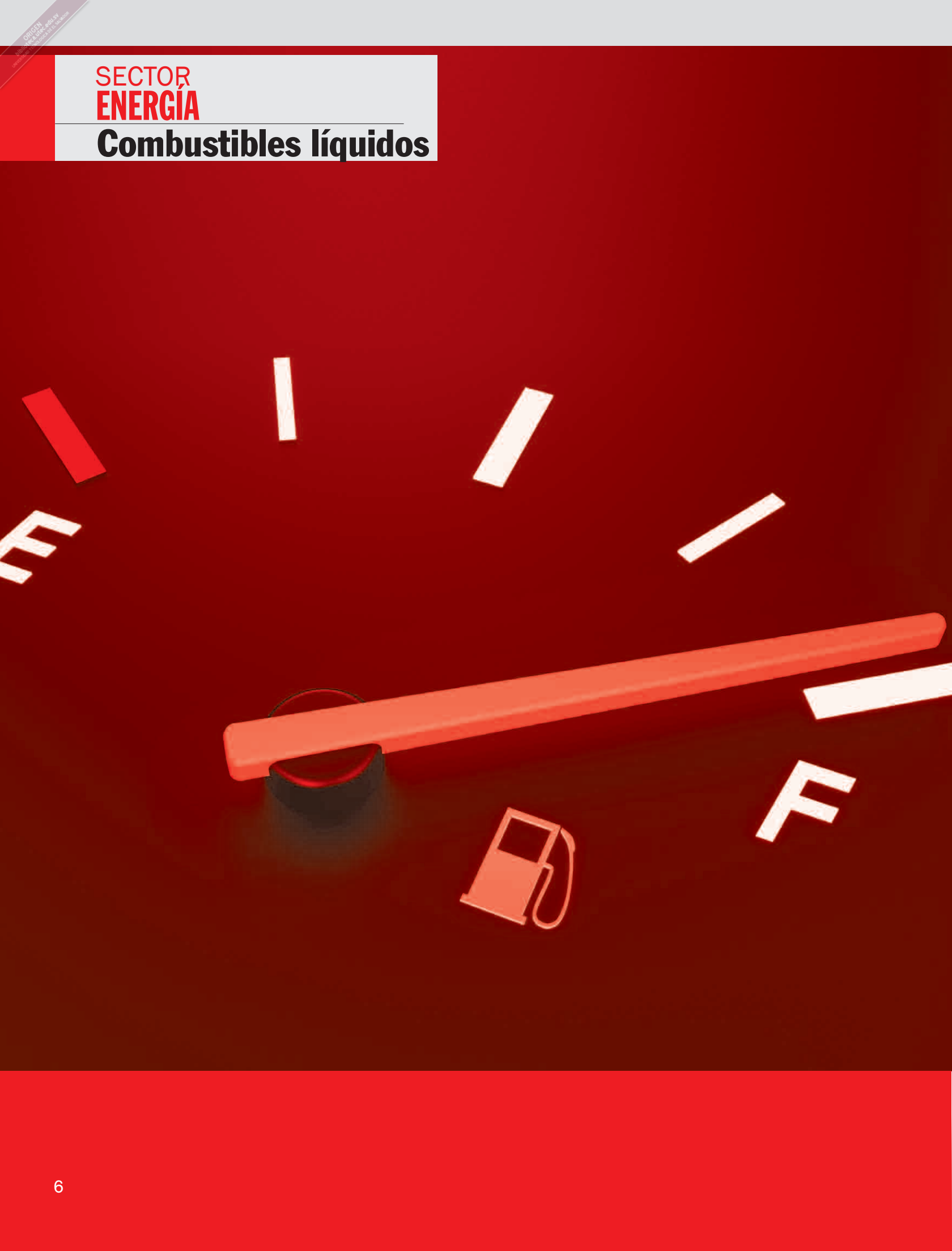


**EL SALVADOR:
ESTUDIO SECTORIAL DE COMPETENCIA
EN EL MERCADO DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS**

Resultados del Estudio

CONSULTOR: DR. DIEGO PETRECOLLA

SUPERINTENDENCIA DE COMPETENCIA
AÑO 2006



SECTOR ENERGÍA

Combustibles líquidos



RESULTADOS DEL ESTUDIO SECTORIAL DE COMPETENCIA EN EL MERCADO DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

Consultor: Dr. Diego Petrecolli

I. Caracterización del Sector

1. El consumo de combustibles creció un 16,7% entre 1995 y 2005. El consumo anual es del orden de los 511 millones de galones y se distribuye en partes iguales en demanda minorista (Estaciones de Servicio) y consumo industrial
2. El diesel es el combustible de mayor consumo. El consumo minorista se concentra en gasolinas y diesel, mientras que el mayorista se concentra en fuel y turbo fuel. Alrededor de un tercio del consumo de diesel es industrial, mientras que cerca del 90% del consumo de gasolinas se efectúa en estaciones de servicio.
3. Existen cuatro redes de comercialización competidoras y verticalmente integradas que son: las redes de Esso y Shell, societariamente vinculadas a la refinería y terminal portuaria RASA y las redes de Texaco y Puma, también integradas con terminales portuarias propias.
4. Por otra parte, también existen estaciones de servicio independientes y agentes comercializadores mayoristas (como DLYC, American Petroleum.). Adicionalmente, existen dos terminales portuarias vinculadas las generadoras eléctricas. Nótese que Distribuidora Salvadoreña de Petróleo (DSP) es la mayorista que opera la terminal de El Paso, y que está autorizada a vender combustibles a terceros.

II. Oferta de combustibles líquidos

1. Esso, seguida por Texaco, son las compañías con mayor volumen de ventas (36% y 26%, respectivamente).

2. Sin embargo, el mix de oferta de cada compañía es muy diferente. El fuel oil es importante sólo para DSP y ESSO. En cambio, a excepción de DSP, el diesel es de relevancia para todas las compañías, pero en particular para PUMA (representa cerca de 70% de sus ventas). También a excepción de DSP (que se concentra en fuel oil), las gasolinas representan entre del 20% al 40% de las ventas de las compañías.
3. La mitad de la producción de la única refinería instalada en el país (RASA) corresponde a fuel oil. Entre 2001 y 2005, la producción se redujo un 14%, aumentando en términos relativos su producción de diesel. Se trata de una refinería que es operada por ESSO en la cual Shell tiene participación de capital que destila mayoritariamente combustibles pesados, por lo que el abastecimiento de la demanda doméstica de combustibles, particularmente livianos depende de las importaciones.
4. Así, para el año 2005, con un consumo de diesel de 191 millones de galones, las necesidades de importación ascendieron a 130 millones. En el caso de la gasolina regular las importaciones fueron del orden de los 70 millones de galones, con un consumo de 88 millones y en gasolina especial, el consumo fue de 55 millones y las importaciones de 34 millones. Sólo en el caso del fuel oil, la producción doméstica se acercó a las necesidades de consumo que fueron de 130 millones de galones siendo las importaciones de sólo 10 millones.
5. Las facilidades de almacenamiento se han incrementado de 1.666 miles de barriles diarios en el 2000 a 1726 miles de barriles en 2004, particularmente por la expansión de las terminal de PUMA. RASA concentra el 62% de la capacidad de las petroleras (si se excluyen las facilidades de las generadoras eléctricas) Todas las compañías estarían utilizando a pleno su capacidad.

III. Legislación aplicable

1. Existe legislación específica del sector y de carácter general. La regulación sectorial comprende la Ley Reguladora del Depósito, Transporte y Distribución de Productos del Petróleo que establece los requisitos para construir y operar las facilidades de almacenamiento y estaciones de servicio y la porción correspondiente de las Normas Salvadoreñas Obligatorias (NSO) que establecen la calidad de los productos en general, incluyendo los combustibles.
2. Como legislación general se destacan la Ley de Competencia; Ley de Protección del Consumidor y la Ley del Medio Ambiente que respectivamente protegen la competencia, la relación de consumo y el medio ambiente.



3. Luego se aplican las normas tributarias y arancelarias, las normas de derecho comercial y civil (regulan los contratos entre los distintos agentes de la cadena) y las normas locales de uso del suelo urbano, por cuanto regulan los permisos para la construcción de terminales o estaciones de servicio en las distintas localidades y localizaciones.

IV. Proceso de Desregulación

1. Hasta 1992, los precios y márgenes de distribución mayorista y minorista se encontraban regulados. En 1992 se eliminaron los precios máximos, reemplazándose por precios pactados. En enero de 1994 se estableció el Sistema de Precios de Paridad de Importación (PPI) que establecía precios máximos de facturación del importador y refinador local, respecto a las restantes compañías petroleras. Sólo se mantuvo fijado el precio al público del diesel para los autobuses urbanos y del GLP de consumo doméstico, productos que contaban con subsidios financiados con impuestos a las gasolinas.
2. En noviembre de 2001, se eliminó el subsidio al diesel y el impuesto en las gasolinas. A partir de enero de 2002, los precios quedan totalmente liberados para todos los canales de comercialización, con excepción únicamente del GLP para consumo doméstico, en presentaciones de 35, 25, 20 y 10 libras.
3. Finalmente, en enero de 2006, se eliminaron las restricciones geográficas para la instalación de estaciones de servicio que se encontraban establecidas en la ley sectorial.

V. Análisis de estructura

1. Corresponde en primer término, determinar los mercados relevantes (MR) que se encuentran comprendidos en el análisis sectorial. Cada MR debe agrupar el menor número de productos (o servicios) respecto de los cuales un pequeño aunque significativo y permanente aumento de precios sería rentable.
2. Dos fuerzas pueden impedir a una o varias empresas obtener un aumento pequeño, significativo, permanente y rentable de los precios. La más directa e inmediata es la capacidad de la demanda de sustituir los productos cuyos precios aumentaron por otros equivalentes. La segunda fuerza es la capacidad de otras empresas de comenzar a proveer esos productos en las condiciones prevalecientes de mercado

3. Las posibilidades de sustitución (desde la demanda y la oferta) variarán según dos factores: los precios y características físicas y de uso del producto y el área geográfica en la que se comercializa.
4. Por ello la definición de un MR comprende dos dimensiones: mercado relevante de producto y mercado geográfico relevante.
5. Los elementos claves que se consideraron a los efectos de determinar los mercados relevantes desde la sustitución por el lado de la demanda fueron las características físicas y de uso previsto de cada combustible, los precios relativos entre ellos (estructura de precios), los canales de venta y la máxima área geográfica de compra que los clientes pueden y está dispuestos a considerar para su abastecimiento.
6. Adicionalmente se consideró las posibilidades sustitución desde la oferta, elemento que es especialmente relevante en el caso de los combustibles líquidos de El Salvador.
7. Ello es así debido a que el mercado mayorista se encuentra altamente internacionalizado y las facilidades de descarga, almacenamiento y transporte pueden ser utilizadas para cualquiera de los combustibles y entonces las compañías petroleras están en condiciones de cambiar con facilidad el mix de derivados que venden, ante un cambio de precios relativos.
8. Por ello, desde el punto de vista de la oferta, sería posible al nivel mayorista considerar un único MR de combustibles líquidos, de extensión nacional.
9. En cambio, a nivel minorista, debido a que se demora no menos de un año para establecer una estación de servicio, las condiciones de sustitución desde la oferta son insuficientes.
10. Dado que este estudio abarca las condiciones de competencia a lo largo de toda la cadena de valor, se ha preferido recurrir a una definición de los mercados relevantes, conforme al criterio más estricto de sustitución desde la demanda. Ello permitió obtener medidas de concentración, estimaciones de precios y márgenes que han permitido apreciar en detalle las singularidades de las condiciones de competencia de cada producto.
11. Así se identificaron los siguientes mercados relevantes: i) mercado nacional de fuel oil; ii) mercado nacional de kerosinas / turbojet; iii) mercado mayorista (nacional) de diesel; iv) mercado mayorista (nacional) de gasolinas y v) distribución minorista de gasolinas con un área geográfica relevante dada por las ciudades y corredores viales.
12. Todos los MR definidos presentan similares condiciones de acceso respecto de la producción de combustibles (refinación) o su importación.



13. Las barreras de entrada al segmento de refinación son altas, por cuanto la demanda doméstica no tiene la escala suficiente para la instalación de una refinería de mínima escala eficiente.
14. Las barreras a la importación son bajas. Existen bajos aranceles (1%) y menores gastos de internación. No se detectaron dificultades legales o tecnológicas para la ampliación de las terminales existentes; para instalación de nuevas terminales, no se detectaron dificultades legales o tecnológicas, pero debiera hacerse un relevamiento local para investigar la disponibilidad de predios adecuados. Nótese que la demanda creciente de combustibles pudo ser abastecida con importaciones crecientes.
15. Los MR locales de diesel y gasolinas presentan una barrera de acceso adicional: las condiciones que deben cumplirse para instalar una estación de servicio.
16. Al respecto no se detectaron barreras tecnológicas para la instalación de estaciones de servicio. A partir de enero de 2006 se levantaron las restricciones de proximidad.
17. Sin embargo, hay cierta demora en la obtención del permiso ambiental (1 año) y en ciertas ciudades o corredores viales puede haber demanda insuficiente de combustibles para instalar nuevas estaciones de servicio y/o no haber predios adecuados disponibles (no ha sido posible o obtener información disponible para determinar esto último).

A. Mercado de fuel oil

- i. El mercado de fuel oil importó un consumo de 134,1 millones de galones en 2005. Se trata de un mercado en expansión que se expandió un 34% entre 2001 y 2005.
- ii. Excluyendo la participación de la generadora eléctrica (que es mayoritariamente autoconsumo), ESSO actualmente representa casi el 90% del mercado. ESSO y SHELL representaban la mitad del mercado cada una en 2001. En el quinquenio 2001/5, ESSO ganó casi 41 puntos porcentuales (pp), mientras SHELL pasó a tener una participación marginal (5,7%), apenas superior a la de TEXACO.
- iii. Así los índices muestran el cambio de estructura de la oferta: tanto el Índice de Herfindahl-Hirschmann (HHI), como el Índice de Dominancia (ID) se han acercado a sus valores de monopolio (8081 puntos y 9866 puntos respectivamente).
- iv. El aumento del ID refleja la mayor asimetría entre los jugadores, por cuanto se ha pasado de dos de similar peso a uno de peso superior.

B. Mercado de kerosinas/turbofuel

- i. Es un mercado que en 2005 fue de 38,6 millones de galones, compuesto mayoritariamente (91%) por la kerosina en su calidad turbofuel que utilizan los aviones jet.
- ii. Es un mercado en expansión, que creció el 16% entre 2001 y 2005. El mercado está liderado por ESSO, aunque su posición se resiente hacia 2005, cayendo al 48% cuando su participación era del 71% en 2001.
- iii. SHELL (24%) perdió 15 puntos porcentuales en el quinquenio, dejando la segunda posición a TEXACO (40%). El mercado, entonces se ha desconcentrado, pasando de tener un líder y seguidores, a dos participantes fuertes. Ello se refleja en una reducción de casi el 30% del HHI y del 40% del ID, cuyos valores a 2005 son de 4176 y 4883, respectivamente.

C. Mercado de diesel nacional

- i. Se trata de un mercado estabilizado en un rango de 185 a 200 millones de galones entre 2001/05. ESSO y SHELL han reducido su participación, mientras que PUMA pasó del 8% al 18%, lo que representa un incremento de 10 puntos porcentuales, en sólo 5 años. TEXACO también aumentó su participación en cerca de 6 puntos porcentuales.
- ii. Por tanto, los índices de concentración se reducen entre 2001 y 2004 y mejora el tamaño relativo de los competidores (C2: 56%, HHI: 2559; ID: 2749). Sin embargo, la tendencia parece revertirse en 2005, con la concentración aumentando en 50 puntos del HHI y 151 puntos del ID, capturando un pequeño aumento en la participación de ESSO y caída en la de PUMA.
- iii. El segmento o mercado de consumo industrial de diesel se muestra inestable: las ventas en 2005 fueron de 71,7 millones de galones, un 18% inferiores a 2003, año en que el volumen fue un 55% superior a 2001. Entre 2001/05, las ventas a la industria pasaron de ser lideradas por ESSO y SHELL, a estar encabezadas por TEXACO y PUMA. El HHI se ubicó en 2776 puntos en 2005 y ha aumentado 228 puntos entre 2001 y 2005, aunque muestra una pequeña reducción en 2004. Por otra parte, se observa una caída del ID, indicando una mejora en cuanto a la distribución del peso relativo de los participantes.
- iv. La venta de diesel en el canal de estaciones de servicio fue de 120,3 millones de galones en 2005 y también tiene una tendencia poco estable: sufrió una caída del 6% entre 2001 y 2003, seguida de una recuperación del 9% entre 2003 y 2005.



- v. Los índices de concentración muestran la desconcentración del segmento entre 2001/04, que se revierte marginalmente en 2005, siendo el HHI de 2706 puntos y el ID de 3001 puntos. El primero se redujo 417 puntos y el segundo 437 en el quinquenio. Nótese que hasta 2004 no solamente se había desconcentrado la oferta, sino también mejorado la simetría entre los operadores (el ID cayó un 12%).

D. Mercado de gasolinas (venta mayorista)

- i. El mercado fue de 144,5 millones de galones en 2005 y había llegado a los 148,5M de galones en 2004, luego de haber crecido un 16% entre 2001/04, habiéndose producido en 2005 una caída del 3%.
- ii. Entre 2001 y 2005, ESSO, SHELL y TEXACO perdieron, respectivamente 2pp, 4pp y 1pp, mientras que PUMA creció en 8pp. El mercado sigue liderado en 2005 por las tres primeras (28%, 28% y 34%, respectivamente) con similar tamaño relativo, pero la posición de PUMA se ha vuelto mucho más significativa (10%)
- iii. Entre 2001-05, el HHI y el ID se redujeron en 320 puntos y 144 puntos, respectivamente, mostrando la desconcentración de la oferta y el emparejamiento de las posiciones de las compañías. En 2005, el HHI fue de 2821 y el ID de 3226).
- iv. Nótese que a partir de enero de 2002, la diferencia de precios entre gasolinas especiales y regulares se ha acota sustantivamente, lo que fue acompañado de un aumento de las ventas de gasolina especial a partir de ese momento, mientras que las ventas de gasolina regular permanecieron relativamente estables.
- v. El segmento de gasolina regular ascendió a los 89,4 millones de galones en 2005, mientras que el de gasolina especial algo menor: 55 millones de galones. La estructura de la oferta en ambos segmentos es similar, por lo que pierde significatividad su separación en dos mercados relevantes diferentes.

E. Distribución minorista de combustibles líquidos

- i. El parque de estaciones de servicio ascendía a 391 en 2005, según los datos de la DHM, habiendo aumentado en términos netos en 90 estaciones desde 2001.

- ii. Se ha estimado la venta promedio de combustibles por estación de servicio (considerando tanto diesel como gasolinas) en alrededor de 633.838 galones en 2005, habiendo bajado un 21% respecto de 2001(798.184 galones).
- iii. SHELL cerró 8 estaciones, mientras que ESSO y TEXACO abrieron 2 y 7, respectivamente en el quinquenio considerado. Particularmente significativo es el aumento del número de estaciones de servicio independientes (considerando tanto a de PUMA como a las blancas), que registran 89 estaciones nuevas entre 2001/2005.
- iv. En consecuencia entre 2001 y 2005, los índices de concentración de la bandera de las estaciones de servicio se reducen: el HHI cae un 21% y el ID un 32%, para ubicarse en 2005 en 2557 y 2725 puntos, respectivamente.
- v. Muy importante es considerar la distribución de las estaciones de servicio en el territorio. De las 391 estaciones registradas a noviembre de 2005, casi la mitad (162) se ubican en la región central, según la información provista por la DHM. Si se adiciona las estaciones de servicio de la zona aledaña denominada paracentral, el porcentaje asciende al 60%.
- vi. En la zona del oriente y occidente, se distribuyen en proporciones similares las restantes estaciones de servicio, observándose un mayor peso relativo de las estaciones blancas (Puma e independientes) en el área Paracentral y una distribución pareja en las otras zonas. La zona que muestra una mayor concentración de las banderas es la zona Paracentral (HHI= 2873), mientras que la menos concentrada es la Central (HHI=2570).

Estaciones de Servicio	CENTRAL	PARA CENTRAL	OCCIDENTAL	ORIENTAL
ESSO	39	8	15	16
SHELL	51	9	32	27
TEXACO	40	7	23	22
PUMA+BB	32	17	28	25
total	162	41	98	90
ESSO	24%	20%	15%	18%
SHELL	31%	22%	33%	30%
TEXACO	25%	17%	23%	24%
PUMA+BB	20%	41%	29%	28%
HHI	2.570	2.873	2.668	2.585



- vii. Yendo a los departamentos, las estaciones Puma y BB tienen un mayor peso relativo en La Libertad y un menor peso en S. Salvador, mientras que en Cuscatlán, sólo hay 6 estaciones, ninguna independiente. En San Vicente, las estaciones blancas (8) representan el 57%, siendo también importantes en La Paz (36%).
- viii. En Cabañas, Esso y Shell suman el 80%, mientras que las estaciones Puma y bandera blanca son importantes en Ahuachapán, Sonsonate, Morazán y La Unión. En cambio, en Chalatenango, Shell y Texaco suman el 72%.
- ix. En síntesis, el análisis de estructura del sector de combustibles líquidos ha mostrado lo siguiente.
 - a. Las facilidades de almacenamiento disponibles para la importación están concentradas en RASA, pero la concentración viene bajando, gracias a la instalación de nuevas terminales
 - b. El mercado más concentrado es el de fuel oil, donde la líder es ESSO. La concentración ha aumentado notablemente entre 2001 y 2005
 - c. El mercado menos concentrado es el de gasolinas, particularmente el segmento de gasolina regular
 - d. Sin embargo, el mercado de gasolinas es el que podría presentar mayores barreras a la entrada debido a posibles dificultades para instalar estaciones de servicio en ciudades o corredores particulares.
 - e. ESSO lidera dos mercados (fuel oil y kerosinas / turbofuel) y TEXACO lidera los mercados de diesel y gasolinas.
 - f. La red de EE. SS. de SHELL es la más extensa, aún después de los cierres que ha efectuado
 - g. En cinco años, las estaciones de bandera PUMA más las independientes (muchas abastecidas por la propia Puma) han logrado posicionarse en el segundo lugar del ranking de estaciones de servicio.
 - h. Si bien en kerosinas /turbofuel y fuel oil la oferta se concentra básicamente en dos empresas (ESSO / TEXACO y ESSO / DSP, respectivamente), también la demanda se encuentra concentrada, por estar constituida por las aerotransportadoras aéreas en el primer caso y las generadoras eléctricas e industria en el segundo.
- vi. Por otra parte, la georreferenciación de la competencia entre las estaciones de servicio, que distribuyen a nivel minorista diesel y gasolinas mostró una situación muy dispar a lo largo del territorio, según lo siguiente.

- a. En el área de San Salvador, las estaciones de servicio independientes se han localizado principalmente en el radio perimetral y en las carreteras de acceso.
- b. En cambio, se ha producido competencia en Santa Ana y en la zona de Metapán. En el departamento de San Vicente, la competencia de las independientes ha abarcado la ciudad de San Vicente y también las dos principales vías de comunicación que atraviesan el departamento. En La Unión, las estaciones blancas han ingresado de modo parejo en la ciudad y a lo largo de las carreteras que comunican con Honduras por el oeste.
- c. En Las estaciones de bandera blanca tienen una participación que sucede en un intervalo que va del 57% al 0%. La participación de las estaciones independientes es mayor al 50% en dos departamentos: San Vicente y Morazán, ambos en el oeste del país. La menor participación se da en Cuscatlán, seguida por San Salvador y San Miguel.
- d. La bandera Shell tiene una participación que excede el 40% en los departamentos de Cuscatlán y Cabañas (centro y oeste del país). La bandera Esso excede el 40% de participación también en Cabañas, donde Texaco se encuentra ausente.
- e. Las mayores participaciones de Texaco se producen en Chalatenango y Usulután (norte y sudoeste del país).
- f. Los departamentos que presentan una menor dispersión entre los porcentajes de participación de las estaciones de bandera y blancas son San Miguel, San Salvador, Santa Ana y La Unión, lo que indicaría que individualmente los operadores no estarían en condiciones de ejercer alguna dominancia.

VI. Precios y márgenes

- 1. Se ha observado, que en el caso de El Salvador, el precio de los combustibles se forma “para adelante” (ad on value): las compañías son tomadoras de precios en el mercado internacional, luego se van sumando los distintos gastos de internación, hasta llegar a los precios finales.
- 2. Por ello, si se diera que algunos costos aumentasen, el mayorista sólo puede intentar transferirlos “hacia delante” (“pass through”) buscando incrementar el precio mayorista. Si ello no fuera posible en un 100%, por resistencia de la demanda, se reduciría el margen, ya que las posibilidades de renegociación de los precios de importación son muy reducidas.



3. Entonces, el margen mayorista aparece como una importante variable de ajuste entre el precio internacional y el precio doméstico. Si hay competencia, los márgenes deberían acusar el impacto tanto de los shocks de oferta como de demanda y mostrar variabilidad.
4. La formación de los precios domésticos surge entonces como un interrogante, ya que las importaciones provienen de destinos tan diversos como Venezuela, Estados Unidos, Argentina y Chile.
5. Se observó que el precio spot que se forma en el mercado estadounidense del Golfo de México tiene una influencia determinante, ya que el precio máximo de importación en El Salvador estará dado por el precio en el mercado spot USGC y el costo de transporte hacia El Salvador.
6. Ello es así porque el precio mínimo al que un exportador (por ejemplo, venezolano) vendería combustibles al Salvador, corresponde a su costo de oportunidad (precio spot USGC menos costos de transporte entre Venezuela y USGC, en ese ejemplo).
7. Entonces, el precio mínimo al que puede importar El Salvador desde Venezuela o cualquier otro país, indirectamente, también depende del precio en el mercado spot USGC y del costo del transporte USGC/Venezuela o el país de que se trate.
8. Se observó que el progresivo aumento del crudo a partir de 2002 se expresó en el aumento del precio doméstico de gasolinas y diesel. Adicionalmente, hacia septiembre de 2005, los precios domésticos de gasolinas y diesel aumentan más que el petróleo, reflejando las restricciones de oferta por los daños que sufrieron las refinerías estadounidenses por los huracanes.
9. Respecto del precio doméstico de la gasolina regular se observó una fuerte correlación lineal con el precio internacional del petróleo (93%) y con el de la gasolina de similar calidad en USGC (91%). Se observa el apartamiento coyuntural del precio de la gasolina respecto del petróleo por los huracanes que dañaron las refinerías, no así la producción de petróleo.
10. En gasolina especial, se observa un patrón similar, sólo que en este caso, los coeficientes de correlación son menores (73% y 75%, respectivamente para el precio del petróleo y la gasolina especial USGC). Ello es consistente con la intuición de que una mayor competencia aproxima más los precios domésticos a los internacionales (recuérdese que gasolina especial la concentración del mercado es algo mayor que en regular).
11. También en diesel, la correlación con el precio del petróleo y del diesel USGC es muy alta, 97% y 94%, respectivamente. En turbo fuel, similarmente se observan muy altos coeficientes de correlación con los precios internacionales, lo que es consistente con el alto grado de internacionalización de este mercado (Al estar la demanda compuesta por las empresas de aerotransporte internacional, las fronteras del mercado geográfico relevante pueden exceder los límites nacionales).

12. Los precios del fuel oil, en tanto residuo de la refinación, naturalmente pueden ser menores a los del petróleo crudo. Sin embargo, a partir del año 2004, el precio por galón de petróleo excede el precio doméstico e internacional del fuel, mostrando un cambio en los precios relativos en la industria.
13. Las correlaciones lineales del precio doméstico del fuel con los precios internacionales, son altas (91% con el fuel oil USGC y 86% con el petróleo WTI)
14. Desde el punto de vista de la competencia y el nivel de precios, es significativo notar que el hecho de que exista sólo una refinería instalada en el país con capacidad de abastecer la demanda de fuel, no aparta al mercado doméstico de los precios internacionales
15. Consistentemente con la relación que se observa entre los precios internacionales y los domésticos, se evidencian patrones a nivel de los márgenes.
16. Hacia la época en que se desregula el mercado, los márgenes de los precios domésticos de los derivados (sin IVA) respecto del petróleo crudo caen, pero ello en buena parte se debe a que a partir de ese momento el precio del crudo comienza una trayectoria ascendente
17. El margen de las gasolinas especiales respecto del precio internacional del petróleo es mayor, conforme a su mayor valor agregado. Sin embargo, ese margen era mucho mayor previo a la desregulación y con niveles más bajos del precio del petróleo.
18. A partir de la desregulación el margen de la gasolina especial contra su propio precio de referencia internacional (USGC) cae hasta prácticamente el nivel de la gasolina regular. En el momento de la crisis por los huracanes, los márgenes de la gasolina regular y el diesel muestran valores negativos, mientras que el de la gasolina especial cae, pero sin volverse negativo.
19. En base a los márgenes de comercialización en términos absolutos que calcula la DHM (en centavos de USD) se calcularon los mismos como proporción de cada precio, lo que corresponde, aproximadamente al Índice de Lerner (margen dividido precio de venta).
20. Se observó que los márgenes promedio y por empresa de cada derivado cayeron desde la desregulación, aunque experimentaron una incipiente recuperación en 2005.
21. Los márgenes mayoristas de gasolina regular medidos en USD han estado en general por debajo de los minoristas, observándose en algunas ocasiones márgenes mayoristas negativos.
22. Desde la desregulación, los márgenes de gasolina regular en general declinan - tendencia que parece revertirse a partir de 2005 - y se hacen notoriamente más volátiles. Entre 2000 y 2005, el margen total promedio de la comercialización (mayorista



- más minorista) de gasolina regular se ha ubicado entre 9 y 45 centavos de dólar, el margen minorista entre 7 y 27 centavos de dólar y el mayorista entre menos 15 y 29 centavos de dólar.
23. Los márgenes de comercialización en términos porcentuales de gasolina regular (Índices de Lerner) muestran una tendencia decreciente luego de la desregulación. El margen total ha variado entre 2,5% y 25%, el mayorista entre menos 5% y 12% y el minorista entre 3% y 13%.
 24. En gasolina especial, desde la desregulación, los márgenes en general declinan - tendencia que parece revertirse a partir de 2005 - y se hacen notoriamente más volátiles. Entre 2000 y 2005, el margen total promedio de la comercialización (mayorista más minorista) de gasolina especial se ha ubicado entre 0 y 54 centavos de dólar, el margen minorista entre 7 y 29 centavos de dólar y el mayorista entre menos 30 y 37 centavos de dólar.
 25. Los márgenes de comercialización de gasolina especial en términos porcentuales (índices de Lerner) muestran una tendencia decreciente luego de la desregulación. El margen total ha variado entre 2% y 34%, el mayorista entre menos 10% y 16% y el minorista entre 4% y 19%.
 26. Los márgenes mayoristas de diesel medidos en USD han estado en general por debajo de los minoristas, observándose en algunas ocasiones márgenes mayoristas negativos.
 27. Con la desregulación, los márgenes declinan - tendencia que parece revertirse en el margen minorista a partir de 2005 - y se hacen notoriamente más volátiles. Entre 2000 y 2005, el margen total de la comercialización (mayorista más minorista) de diesel se ha ubicado entre 2 y 30 centavos de dólar, el margen minorista entre 2 y 15 centavos de dólar y el mayorista entre menos 13 y 20 centavos de dólar.
 28. Los márgenes de comercialización en términos porcentuales (Índices de Lerner) muestran una más clara tendencia decreciente luego de la desregulación. El margen total ha variado entre 2,5% y 25%, el mayorista entre menos 5% y 12% y el minorista entre 3% y 13%.
 29. Por otra parte, se realizó un análisis estadístico de la dispersión territorial de los precios de los combustibles que se expenden a través de estaciones de servicio: diesel y gasolinas que arrojó lo siguiente.
 30. Para ello, se calcularon precios promedio y coeficientes de variación para los sondeos de septiembre de 2003 y septiembre de 2005, que realiza la DHM.

31. Los resultados deben interpretarse con cuidado, ya que un alto coeficiente de variación, que indica heterogeneidad en la estructura espacial de los precios, puede indicar una competencia de mayor intensidad, pero también que puede resultar de que la muestra en términos geográficos es muy extensa y, para obtener resultados más conclusivos los datos debieran estar segmentados a nivel de subzonas.
32. En septiembre de 2003 se observó una zona de precios bajos y poco homogéneos: San Salvador; otra de precios altos y poco homogéneos: Oriental y una tercera de precios medios y homogéneos: Occidental.
33. El sondeo de septiembre de 2005 mostró una notoria caída general de la dispersión de precios, aumentando los precios promedio. Se mantienen precios altos y poco homogéneos en la zona oriental y continúa la característica de dispersión alta de la zona central, pero ahora acompañada con precios relativamente altos. Finalmente, la zona occidental ha mantenido la característica de precios más bajos, pero ahora se acompaña de alta variabilidad, en gasolina especial, y baja variabilidad, en diesel.
34. El patrón persistente en la zona oriental (mayores precios / baja variabilidad), ameritaría que se avance en la recopilación de información de precios y cantidades a nivel más desagregado regional.
35. Los mayores precios promedio que se observan podrían responder, tanto a una menor intensidad competitiva como a otros factores (mayores costos de distribución, rentas de localización u otros).

VII. Tópicos de competencia

1. El mercado de combustibles líquidos de El Salvador es oligopólico. El rasgo definitorio del comportamiento de los oligopolios es la “interdependencia estratégica”. Pueden distinguirse cuatro posibles resultados oligopólicos:
 - i. Las firmas conspirarán y colaborarán para cobrar el precio de monopolio y obtener las rentas de monopolio (cartel)
 - ii. Las firmas van a competir vigorosamente en precio, con resultados similares a los de competencia
 - iii. Competencia de baja intensidad, precios y ganancias se establecerán en algún valor comprendido entre los niveles de monopolio y de competencia
 - iv. Los precios y ganancias quedan “indeterminados”



2. Todas las legislaciones convergen en considerar ilegales los resultados del primer tipo (carteles – hard core cartels).
3. Contrariamente, la legislación y jurisprudencia internacional comparada no permite establecer con total claridad si los resultados ii, iii y iv son ilegales.
4. Respecto de la posibilidad de abuso de posición dominante en el sector de combustibles líquidos de El Salvador, se ha observado que no obstante las altas participaciones de mercado, en la medida en que el mercado mayorista se encuentra altamente internacionalizado, a nivel nacional, no se observan elementos que permitan a una empresa abusar unilateralmente de una posición dominante o monopolizar el mercado. En cambio, a nivel local (ciudades o corredores, por ejemplo de la Zona Oriental) podrían existir elementos facilitadores de abusos de posición dominante debido a la distribución asimétrica de las estaciones de servicio.
5. Respecto de la posibilidad de acuerdos anticompetitivos entre competidores en el sector de combustibles líquidos de El Salvador, se ha observado que estando el mercado, a nivel nacional, estructurado como un oligopolio, existen algunos de los factores facilitadores de acuerdos anticompetitivos, tales como, el grado de concentración, la homogeneidad del producto, la capacidad de fijar precios aguas abajo.
6. Sin embargo, se ha observado que existen elementos que conspiran contra la formación y/o durabilidad de los acuerdos anticompetitivos, a saber, la alta desafiabilidad del mercado (por las importaciones) y la fortaleza de la demanda en segmentos importantes en volumen (diesel, fuel).
7. Respecto de la posibilidad de restricciones verticales que afecten la competencia debido a las características de los contratos que vinculan a las compañías con los operadores de las estaciones de servicio se ha observado en primer término que tales contratos sólo son de interés desde el punto de vista de la legislación de defensa de la competencia, si tienen por consecuencia la facilitación de un cartel, la exclusión o daño a los competidores y, además, siempre que medie un impacto negativo en bienestar de los consumidores
8. Se observó que existen dos grandes grupos de restricciones verticales: i) las que limitan la competencia “intramarca” (como la fijación vertical de precios de reventa y la asignación de territorios exclusivos) y ii) las que limitan la competencia “intermarca” (como las ventas atadas).
9. Se informó que las restricciones que despiertan mayores preocupaciones son: i) las que limitan la competencia intramarca y ii) la fijación vertical de precios mínimos.

10. En las entrevistas celebradas con los operadores, se refirieron cuestiones como la capacidad de las compañías de fijar los márgenes de comercialización al detalle y los precios al consumidor final, la zonificación de precios y facturación diferenciada mediante la cual se otorgan rebajas a ciertos detallistas.
11. Ninguna de estas prácticas puede considerarse anticompetitiva en sí misma y violatoria de la norma de defensa de la competencia, sin mediar un análisis particularizado.
12. Se observó que en general, existen tres principales formas contractuales en se estructuran las relaciones entre petroleras y detallistas en el sector de combustibles líquidos.
13. Desde el punto de vista de la competencia, las tres modalidades relevantes (COCO, CODO y DODO) representan grados crecientes de desintegración vertical, pero, prima facie, ninguna de esas modalidades puede considerarse superior, sin mediar elementos adicionales de evaluación.
 - a. COCO (company-owned; company-operated): las estaciones de servicio cuya propiedad y operación está a cargo de la compañía petrolera. Es una integración vertical total: el combustible es propiedad de la compañía, el precio al consumidor final demás variables se encuentran bajo control de la compañía.
 - b. CODO (company-owned; dealer-operated): la compañía es la propietaria de la estación de servicio. En general el combustible es propiedad del detallista y con ello, éste asume los riesgos del negocio; se establece una exclusividad de suministro en favor de la compañía y un monto mínimo de compras. La compañía fija el precio de entrega del combustible y las condiciones de calidad de su comercialización al consumidor final.

Desde el punto de vista de la competencia, esta modalidad poco difiere de la anterior que implica una integración vertical total. La única variable que “en teoría” el operador puede manejar es el precio a consumidor final del combustible que se expende. Esta modalidad es la prevaleciente en El Salvador (corresponde Esso, Shell y Texaco)

- c. DODO (dealer-owned; dealer-operated). Esta modalidad es la que representa un menor grado de integración vertical entre detallistas y compañías. El detallista es el propietario de la estación de servicio y se vincula con la compañía mediante un contrato exclusivo de suministro. El operador/propietario en general maneja todas las variables relevantes del negocio (particularmente el precio a consumidor final del combustible). La única variable importante que queda bajo control de la compañía es la calidad del combustible (además, naturalmente, del precio al que se suministra el combustible al operador). Esta es la modalidad en que operan las estaciones denominadas “blancas” en El Salvador, así como también las que comercializan los combustibles de la marca “PUMA”.



14. En los contratos Esso, Shell y Texaco, una vez suministrado el combustible a los operadores, pasa a ser de su propiedad. No obstante, la capacidad del operador de fijar individual o unilateralmente el precio de reventa se encuentra limitada por los siguientes factores.
15. Las compañías fijan el precio del suministro del combustible, a través de un contrato de suministro exclusivo, con volúmenes de compra prefijados. Si las compañías observan un aumento de los precios finales pueden aumentar los precios de suministro.
16. En algunos casos, existen mecanismos explícitos ligados al margen del operador (reajuste del precio del arrendamiento o regalías variables asociadas con el margen)
17. Tales mecanismos operan independientemente de que en los contratos figure explícitamente la influencia de las compañías sobre el precio final (bajo la fórmula de “precios sugeridos” u otra)
18. Entonces, la capacidad de fijación vertical de precios de venta por parte de las compañías, se habría ejercido en el sentido de fijar precios máximos, que benefician al consumidor. No obstante se recomienda revisar en detalle si esa misma es la tónica a lo largo de todo el país, particularmente donde la concentración de estaciones de servicio de una misma bandera es alta.

VIII. Conclusiones

1. A nivel nacional existen mayor cantidad de elementos relacionados con la conformación de colusiones, antes que con el ejercicio de abusos unilaterales de posición dominante. A nivel local, la situación parece la inversa.
2. Ello se debe a que, prima facie, debido al estrecho margen de acción propio que tienen los estacioneros (por cuanto las estaciones de servicio operan mayoritariamente con un régimen CODO), una colusión a nivel local luce muy poco probable, sin el concurso de las compañías, lo que transformaría la problemática en nacional.
3. Por este motivo, en sí mismos, los contratos que vinculan a los operadores con las compañías no se observan, prima facie, como un elemento que pone en peligro las condiciones de competencia.
4. Estos contratos ameritan un monitoreo, porque en el plano teórico son un elemento facilitador de una colusión a nivel nacional.

5. En cambio, un abuso de posición dominante a nivel nacional es muy improbable por la internacionalización del mercado mayorista y la simetría de los competidores, pero, prima facie, parecen posible abusos de posición dominante en zonas geográficas subnacionales o locales, con reducida oferta de estaciones de servicio.
6. En suma, en la medida en que el mercado mayorista se mantenga internacionalizado, la perpetración de conductas anticompetitivas a escala nacional se estima poco probable.

IX. Recomendaciones

1. Se recomiendan acciones de monitoreo e investigación sobre los siguientes tópicos.
 - i. La disponibilidad de predios para instalación de estaciones de servicio;
 - ii. La existencia de capacidad ociosa en terminales;
 - iii. La dinámica local de la competencia entre las estaciones de servicio (ciudades y rutas); y
 - iv. La forma en como opera la capacidad de fijación vertical de precios minoristas a nivel de las localidades con menor competencia a nivel de estaciones de servicio.
2. Se recomiendan acciones de promoción de la competencia como las siguientes.
 - v. Estimular la entrada de las cadenas de supermercados
 - vi. Mantener abierto el comercio exterior.

X. ANEXOS

Evolución del consumo

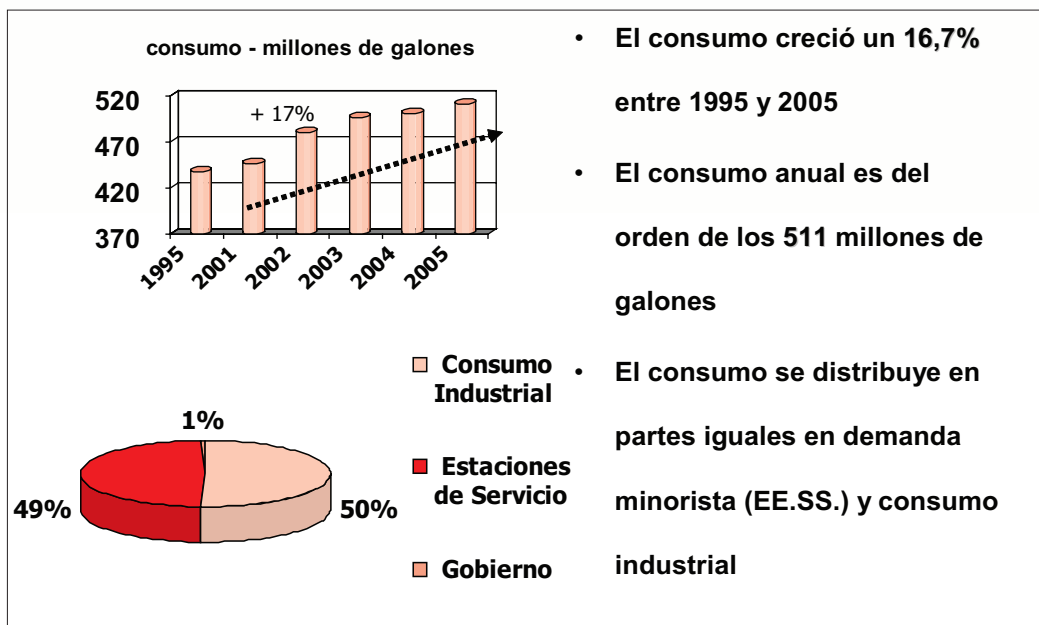
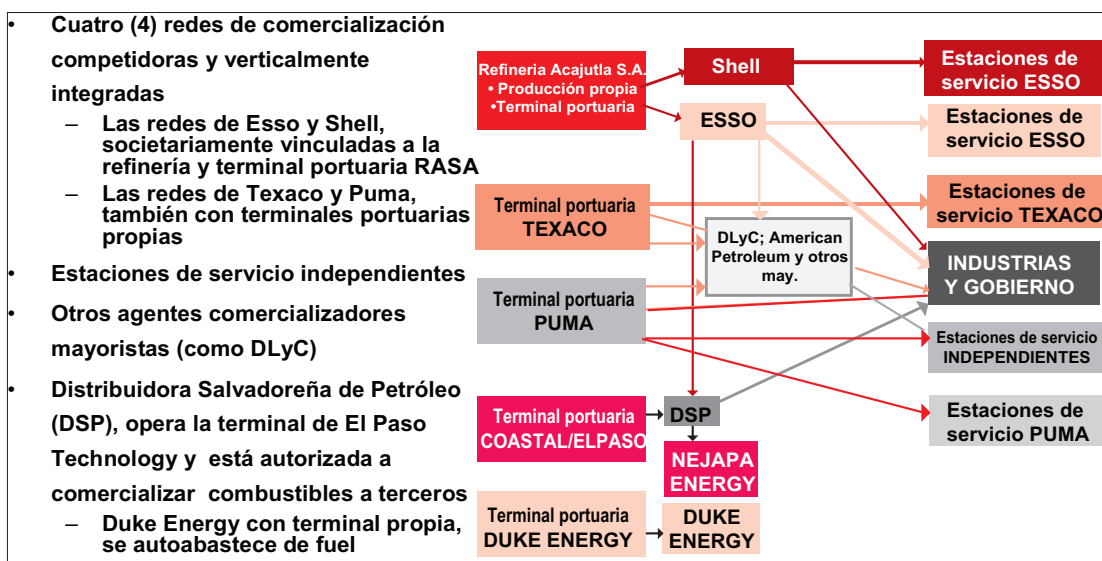
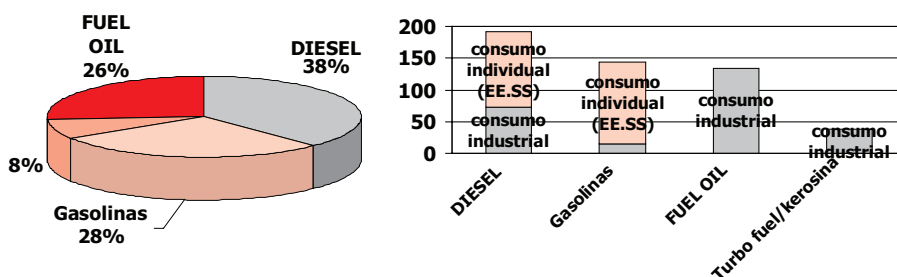


Diagrama de transacción y participantes

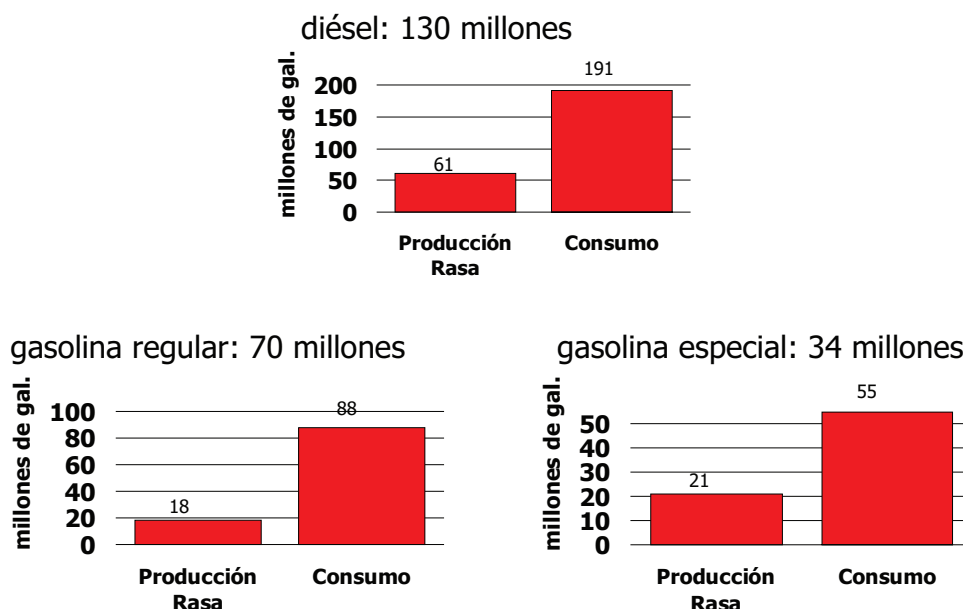


Demanda industrial e individual



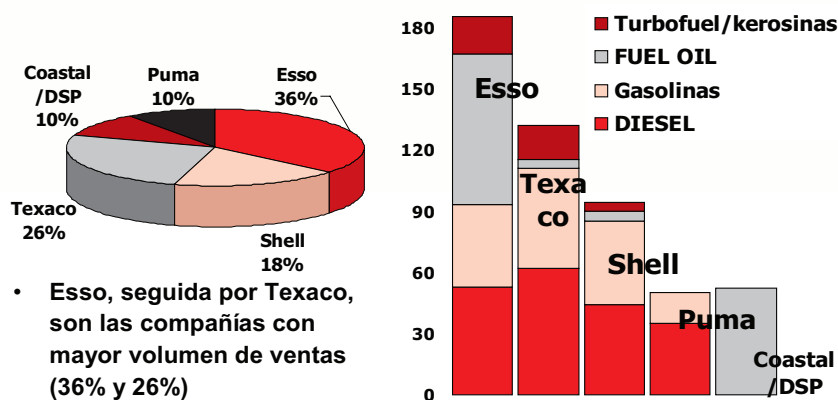
- Diesel es el combustible de mayor consumo
- El consumo minorista se concentra en gasolinas y diesel
- El consumo mayorista se concentra en fuel y turbo fuel
- Alrededor de 1/3 del consumo de diesel es industrial
- Alrededor del 90% del consumo de gasolinas se efectúa en EE.SS.

Necesidades de importación





Participación en las ventas globales



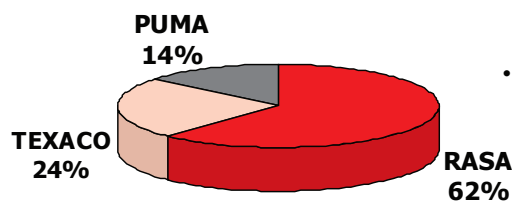
- Esso, seguida por Texaco, son las compañías con mayor volumen de ventas (36% y 26%)
- El mix de oferta de cada compañía es muy diferente
 - Fuel oil es importante sólo para DSP y ESSO
 - A excepción de DSP, el diesel es de relevancia en todas las compañías, pero en particular para PUMA (cerca de 70% de sus ventas)
 - A excepción de DSP, las gasolinas representan entre del 20% al 40% de las ventas de las compañías

Facilidades de almacenamiento

miles de barriles

	Rasa	Texaco	Duke E.	El Paso/DSP	Puma	TOTAL
2000	765	300	251	240	110	1.666
2001	765	300	251	240	110	1.666
2002	765	300	251	240	140	1.696
2003	765	300	251	240	170	1.726
2004	765	300	251	240	170	1.726

capacidad de almacenamiento de las petroleras: 1.235 kbd



- La capacidad fue incrementada por la expansión de la terminal de PUMA
- RASA concentra el 62% de la capacidad de las petroleras (excluye eléctricas)

Concentración de las facilidades de almacenamiento

Concentración de la capacidad de almacenamiento en puerto de combustibles líquidos

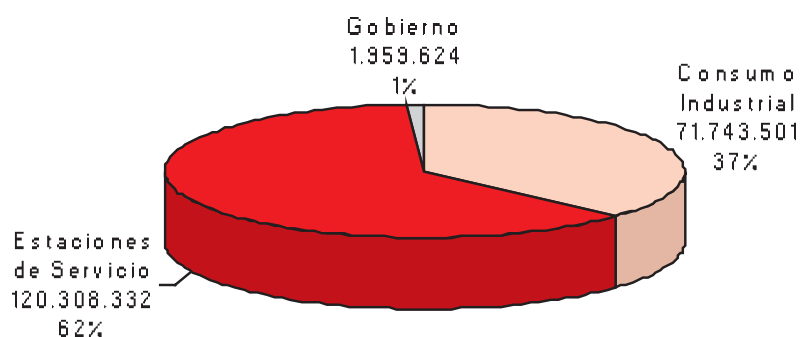
	Rasa	Texaco	Duke E.	El Paso/DSP	Puma	TOTAL
2000	45,9%	18,0%	15,0%	14,4%	6,6%	100%
2001	45,9%	18,0%	15,0%	14,4%	6,6%	100%
2002	45,1%	17,7%	14,8%	14,2%	8,3%	100%
2003	44,3%	17,4%	14,5%	13,9%	9,8%	100%
2004	44,3%	17,4%	14,5%	13,9%	9,8%	100%

Índices de concentración

C3	HHI	Var% HHI
79%	2.912	
79%	2.912	0%
78%	2.836	-3%
76%	2.769	-2%
76%	2.769	0%

Mercado nacional de diesel

- Aproximadamente en un tercio y dos tercios se segmenta el mercado mayorista a grandes y medianos consumidores (alrededor de 72,000 galones) y el mercado que se abastece por estaciones de servicio (alrededor de 120,000 galones).





**MR: diésel nacional
200 millones de galones**

	ESSO	SHELL	TEXACO	PUMA	COAS TAL	C2	HHI	ID	Var% HHI	Var% ID
2001	30,8%	29,7%	26,4%	7,8%	5,5%	60%	2.610	3.163		
2002	26,2%	28,5%	28,4%	11,7%	5,2%	57%	2.469	2.955	-5%	-7%
2003	25,7%	27,5%	32,0%	14,8%	0,0%	59%	2.658	2.972	8%	1%
2004	24,7%	24,6%	30,9%	19,7%	0,1%	56%	2.559	2.749	-4%	-8%
2005	27,4%	22,8%	31,9%	17,9%	0,0%	59%	2.609	2.900	2%	5%

- El mercado ha oscilado en un rango de 185 a 200 M de galones entre 2001/05
- ESSO y SHELL han reducido su participación
- PUMA pasa prácticamente del 8% al 18%, un incremento de 10pp, en sólo 5 años.
- TEXACO también aumenta su participación en cerca de 6pp.
- Los índices de concentración (C2, HHI e ID) se reducen entre 2001 y 2004 y mejora el tamaño relativo de los competidores
- La tendencia parece revertirse en 2005, con la concentración aumentando en 50 puntos del HHI y 151 puntos del ID, capturando un pequeño aumento en la participación de ESSO y caída en la de PUMA

**MR diésel - consumo industrial 71,7
millones de galones**

	ESSO	SHELL	TEXACO	PUMA	C2	HHI	ID	Var% HHI	Var% ID
2001	27,0%	28,0%	25,9%	19,1%	55%	2.548	2.661		
2002	19,4%	25,1%	33,3%	22,1%	58%	2.609	2.961	2%	11%
2003	17,6%	20,8%	40,1%	21,6%	62%	2.812	3.892	8%	31%
2004	17,9%	17,7%	37,1%	27,3%	64%	2.755	3.491	-2%	-10%
2005	22,2%	13,8%	36,8%	27,2%	64%	2.776	3.446	1%	-1%

- Entre 2001/05, las ventas a la industria pasaron de ser lideradas por ESSO y SHELL, a estar encabezadas por TEXACO y PUMA.
- El HHI ha aumentado 228 puntos entre 2001 y 2005, aunque muestra una pequeña reducción en 2004
- El ID muestra un aumento de 785 puntos.

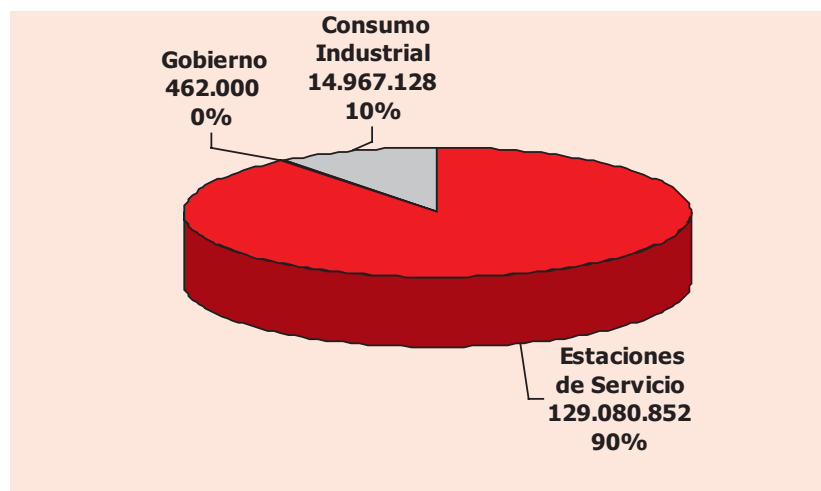
MR: diésel - estaciones de servicio 120,3 millones de galones

	ESSO	SHELL	TEXACO	PUMA	COAS TAL	C2	HHI	ID	Var% HHI	Var% ID
2001	35,5%	32,9%	27,8%	3,0%	0,8%	68%	3.123	3.438		
2002	32,0%	32,0%	26,8%	5,8%	3,4%	64%	2.812	3.308	-10%	-4%
2003	32,1%	33,0%	25,2%	9,7%	0,0%	65%	2.850	3.281	1%	-1%
2004	29,0%	29,3%	26,5%	15,2%	0,0%	58%	2.633	2.873	-8%	-12%
2005	30,5%	28,1%	28,7%	12,7%	0,0%	59%	2.706	3.001	3%	4%

- Los índices de concentración muestran la desconcentración del segmento entre 2001/04
- La tendencia se revierte marginalmente en 2005.
- Entre 2001-05, el HHI se redujo en 417 puntos y el ID en 437.
- Hasta 2004 no solamente se desconcentró la oferta, sino que mejoró la simetría entre los operadores (el ID cayó un 12%).

Mercado nacional de gasolinas

Segmentos de demanda del mercado de gasolinas





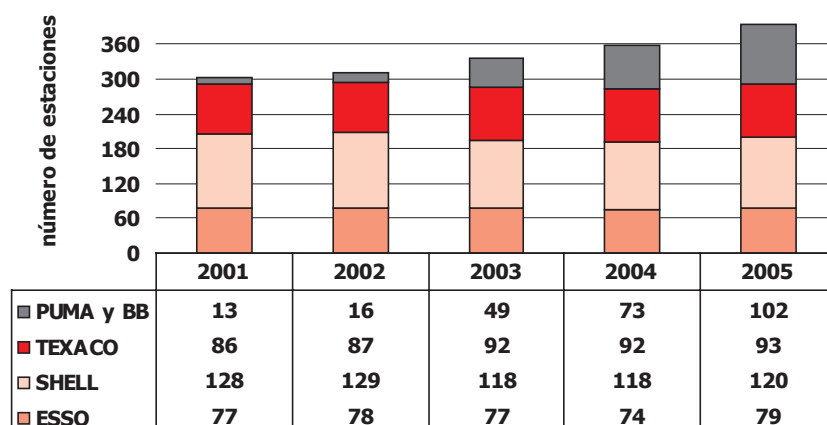
MR: gasolinas mayoristas (nacional) 114,5 millones de galones

	ESSO	SHELL	TEXACO	PUMA	COAS TAL	C2	HHI	ID	Var% HHI	Var% ID
2001	30%	32%	35%	2%	1%	67%	3.141	3.370		
2002	28%	32%	34%	5%	1%	65%	2.970	3.347	-5%	-1%
2003	29%	31%	34%	7%	0%	65%	2.969	3.300	0%	-1%
2004	26%	30%	35%	9%	0%	65%	2.875	3.308	-3%	0%
2005	28%	28%	34%	10%	0%	62%	2.821	3.226	-2%	-3%

- El mercado llegó a los 148,5M de gal. en 2004, luego de haber crecido un 16% entre 2001/04. En 2005, se produjo una caída del 3%
- ESSO, SHELL y TEXACO pierden, respectivamente 2pp, 4pp y 1pp, mientras que PUMA crece en 8pp entre 2001 y 2005
- El mercado sigue liderado por las tres primeras, con similar tamaño relativo, pero la posición de PUMA se ha vuelto mucho más significativa
- Entre 2001-05, el HHI y el ID se reducen uno en 320 puntos y 144 puntos, respectivamente mostrando la desconcentración de la oferta y el emparejamiento de las posiciones de las compañías.

Estructura de la oferta de estaciones de servicio

- Tamaño de la red de estaciones de servicio, por bandera 2001/2005



MR: distribución de estaciones de servicios

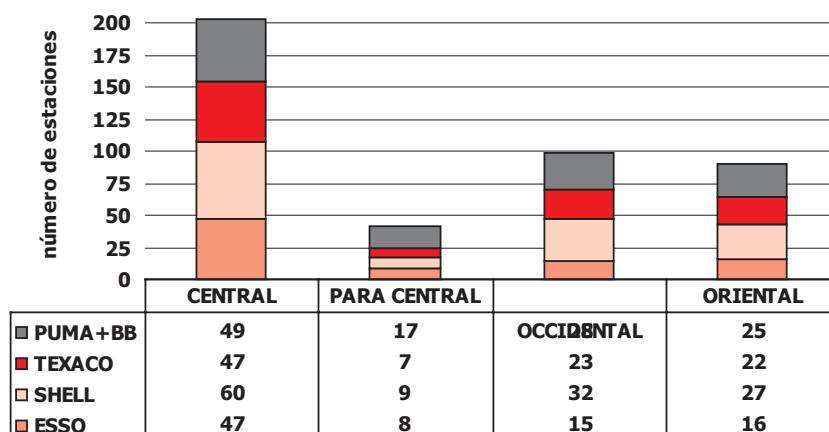
	ESSO		SHELL		TEXACO		PUMA y BB		total
2001	77	25,3%	128	42,1%	86	28,3%	13	4,3%	304
2002	78	25,2%	129	41,6%	87	28,1%	16	5,2%	310
2003	77	22,9%	118	35,1%	92	27,4%	49	14,6%	336
2004	74	20,7%	118	33,1%	92	25,8%	73	20,4%	357
2005	79	20,1%	120	30,5%	93	23,6%	102	25,9%	391

	C2	HHI	ID	Var % HHI	Var % ID
2001	70%	3.233	4.014		
2002	70%	3.179	3.978	-2%	-1%
2003	63%	2.721	3.248	-14%	-18%
2004	59%	2.604	2.940	-4%	-9%
2005	54%	2.557	2.725	-2%	-7%

- El parque de EE. SS. aumentó en 90 estaciones desde 2001

- Particularmente significativo es el aumento de las EE. SS. independientes (PUMA + blancas): 89 estaciones nuevas entre 2001/2005
- Entre 2001 y 2005, los índices de concentración caen: HHI: 676; ID: 1289

Distribución de estaciones de servicios por zonas del territorio





MR: distribución minorista de gasolinas

	CENTRAL	PARA CENTRAL	OCCIDENTAL	ORIENTAL
ESSO	39	8	15	16
SHELL	51	9	32	27
TEXACO	40	7	23	22
PUMA+BB	32	17	28	25
total	162	41	98	90
ESSO	24%	20%	15%	18%
SHELL	31%	22%	33%	30%
TEXACO	25%	17%	23%	24%
PUMA+BB	20%	41%	29%	28%
HHI	2.570	2.873	2.668	2.585



- De las 391 EE.SS. registradas a nov.2005, casi la mitad (162) se ubican en la región central
- Adicionando las EE.SS. de la zona aledaña paracentral, el porcentaje asciende al 60%
- En el oriente y occidente, se distribuyen en proporciones similares las restantes EE.SS.
- Se observa un mayor peso relativo de las estaciones blancas (Puma e independientes) en el área Paracentral y una distribución pareja en las otras zonas

MR: distribución minorista de gasolinas

- Las estaciones Puma y BB tienen un mayor peso relativo en La Libertad y un menor peso en S. Salvador.
- En Cuscatlán, sólo hay 6 EE.SS., ninguna independiente
- En San Vicente, las estaciones blancas (8) representan el 57%, también son importantes en La Paz (36%)
- En Cabañas, Esso y Shell suman el 80%
- Las estaciones Puma y BB son importantes en Ahuachapán, Sonsonate, Morazán y La Unión
- En Chalatenango, Shell y Texaco suman el 72%.

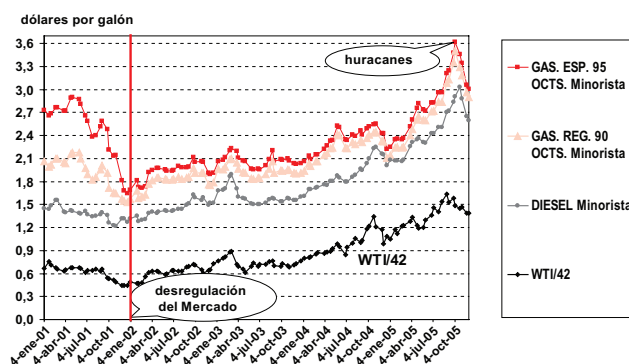
	Departamento	ESSO	SHELL	TEXACO	PUMA y BB
Central	Cuscatlán	17%	50%	33%	0%
	La Libertad	26%	28%	10%	36%
	San Salvador	24%	32%	29%	15%
	Cabañas	40%	40%	0%	20%
Para central	La Paz	14%	27%	23%	36%
	San Vicente	21%	7%	14%	57%
	Ahuachapán	13%	27%	20%	40%
	Chalatenango	9%	36%	36%	18%
Occidental	Santa Ana	18%	33%	25%	25%
	Sonsonate	16%	34%	19%	31%
	La Unión	20%	25%	20%	35%
	Morazán	10%	30%	10%	50%
Oriental	San Miguel	26%	34%	23%	17%
	Usulután	8%	28%	36%	28%

Concentración: tabla resumen

	HHI 2000	HHI 2004	variación en puntos	líder1	%	líder2	%	C2 %
capacidad de almacenam.	2.912	2.769	(-143)	RASA	62	TEXACO	17	79

mercados relevantes	HHI 2001	HHI 2005	variación en puntos	líder 1	%	líder 2	%	C2 %
diésel	2.610	2.609	(-1)	TEXACO	32	ESSO	27	59
industrial	2.548	2.776	228	Texaco	37	Puma/BB	27	64
minorista	3.123	2.706	(-417)	Eso	31	Texaco	29	59
gasolinas (nacional)	3.141	2.821	(-319)	TEXACO	34	ESSO	28	62
regular	3.102	2.818	(-284)	Texaco	35	Shell	28	64
especial	3.272	2.853	(-420)	Texaco	32	Eso	31	63
gasolinas EE.SS.	3.233	2.557	(-676)	SHELL	30	PUMA/BB	26	56

Petróleo crudo y precio en bomba de los combustibles líquidos de El Salvador

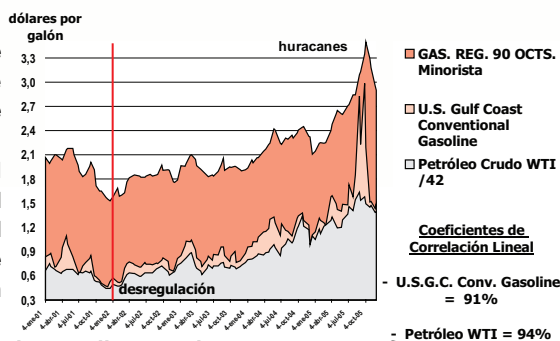


- El progresivo aumento del crudo a partir de 2002 se expresa en el aumento del precio doméstico de gasolinas y diésel
- Hacia septiembre de 2005, los precios domésticos de gasolinas y diesel aumentan más que el petróleo, reflejando las restricciones de oferta por los daños que sufrieron las refinerías estadounidenses por los huracanes



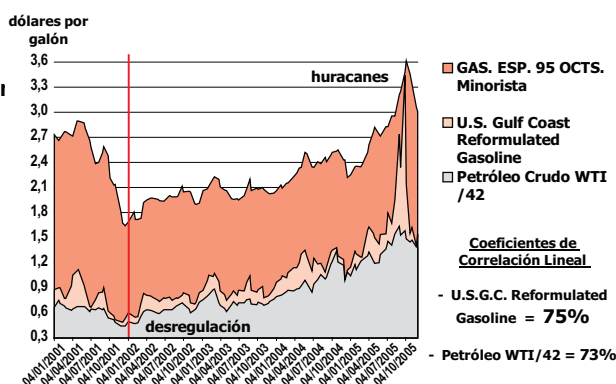
Gasolina regular

- El precio doméstico de la gasolina regular se encuentra fuertemente correlacionado linealmente con el precio internacional del petróleo (94%) y con el de la gasolina de similar calidad en USGC (91%)
- El precio doméstico de la gasolina regular se encuentra fuertemente correlacionado linealmente con el precio internacional del petróleo (94%) y con el de la gasolina de similar calidad en USGC (91%)
- Los coeficientes de correlación superan el 90%, ie., el 90% de las veces en que las series varían, lo hacen simultáneamente.
- Se observa el apartamiento coyuntural del precio de la gasolina respecto del petróleo por los huracanes que dañaron las refinerías.



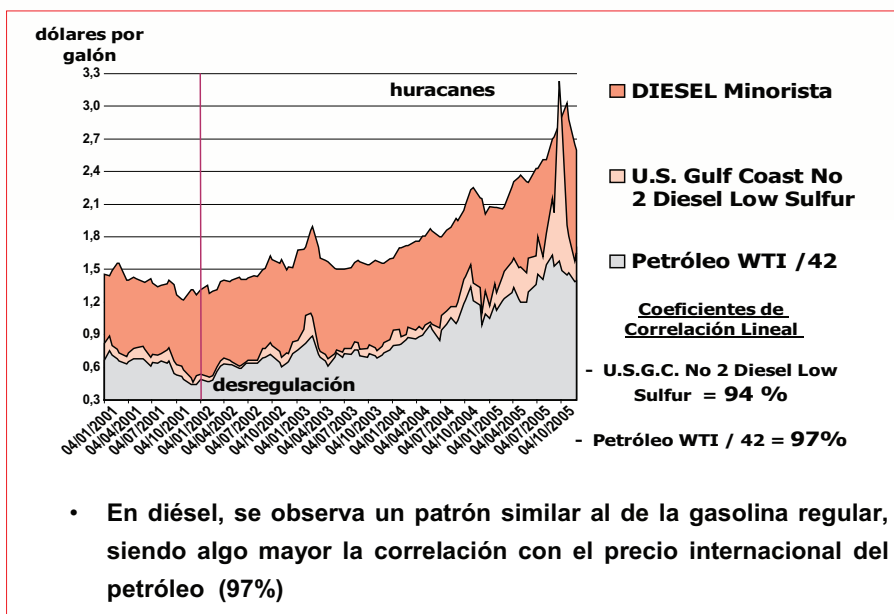
Gasolina especial

- Se observa un patrón similar, sólo que en este caso, los coeficientes de correlación son menores
- 75% y 73%

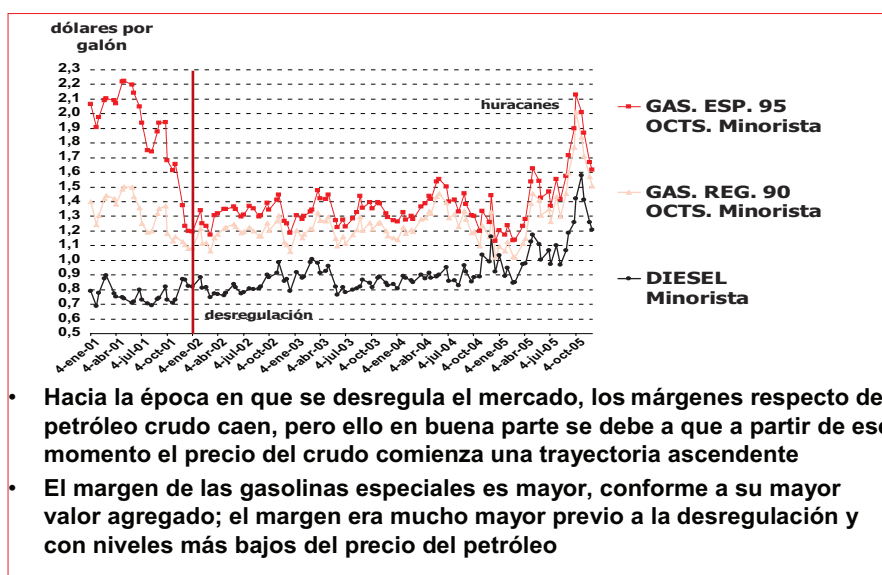


- Ello es consistente con la intuición de que una mayor competencia aproxima más los precios domésticos a los internacionales
- Recuérdese que gasolina especial la concentración del mercado es algo mayor que en regular

Diésel

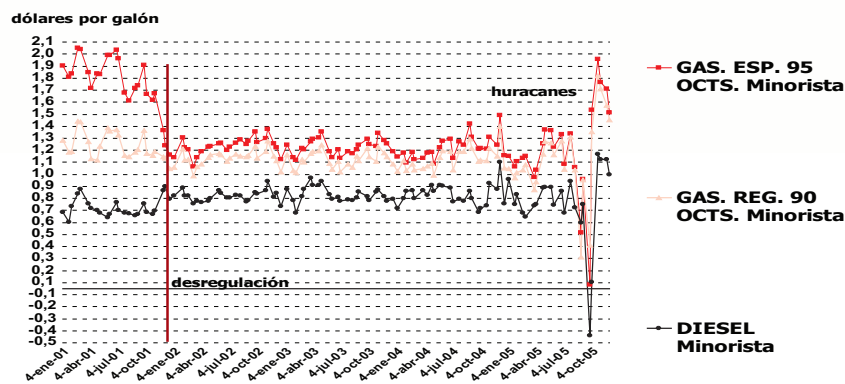


Márgenes contra el WTI



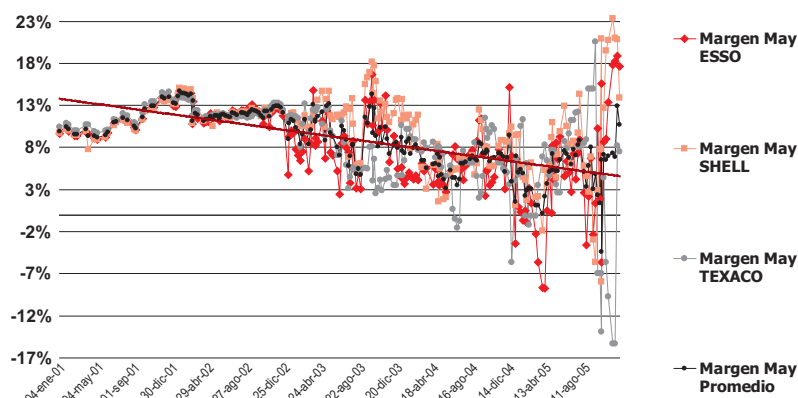


Márgenes contra los precios spot de USGC



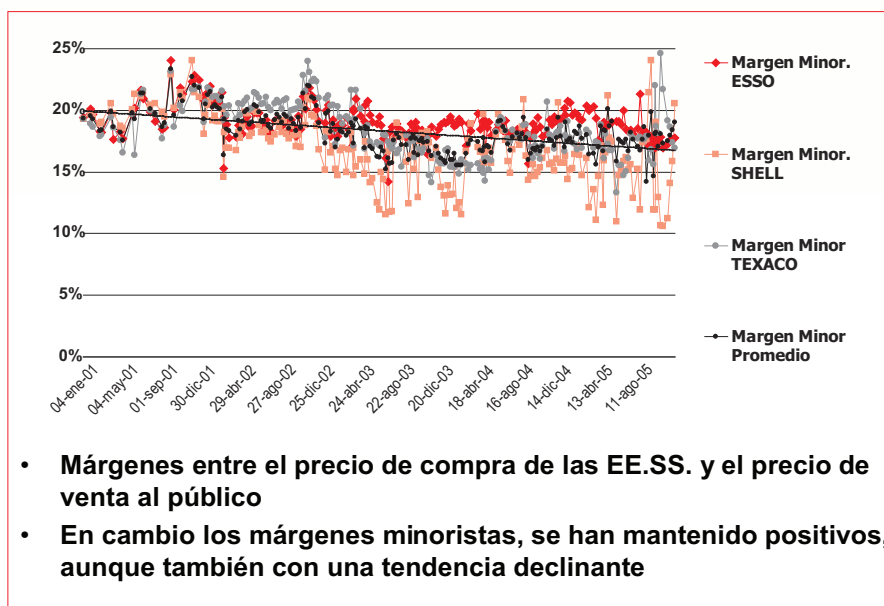
- A partir de la desregulación el margen de la gasolina especial contra su precio de referencia internacional (USGC) cae hasta prácticamente el nivel de la gasolina regular
- En el momento de la crisis por los huracanes, los márgenes de la gasolina regular y el diésel muestran valores negativos, mientras que el de la gasolina especial cae, pero sin volverse negativo

Gasolina regular: margen mayorista

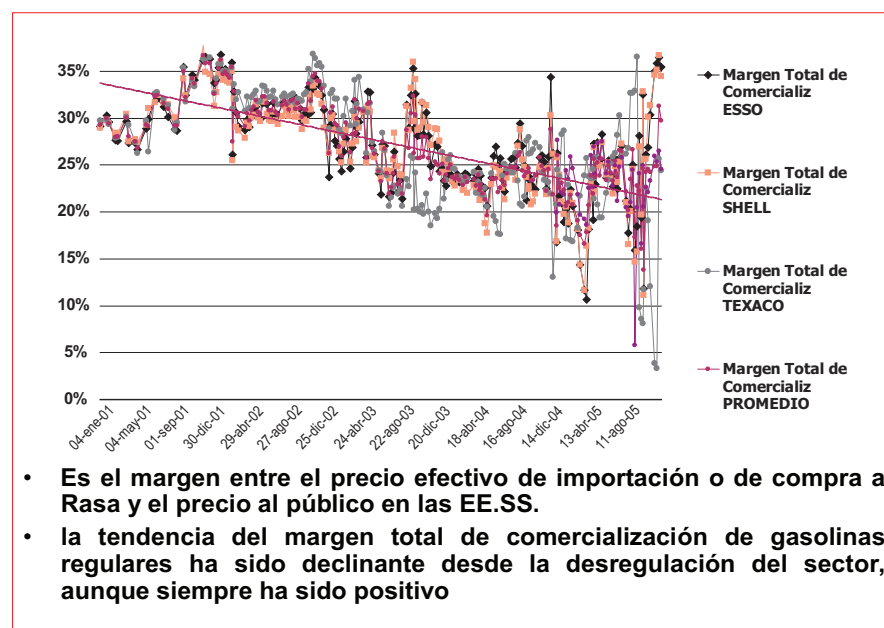


- Son los márgenes entre el precio efectivo de importación o de compra a RASA y el precio de venta a las EE.SS.
- Los márgenes mayoristas han variado entre +15% y -4%, con una tendencia declinante, observándose en algunas ocasiones márgenes mayoristas negativos

Gasolina regular: margen minorista



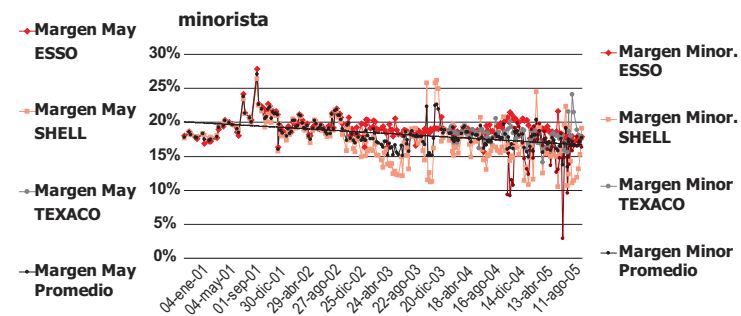
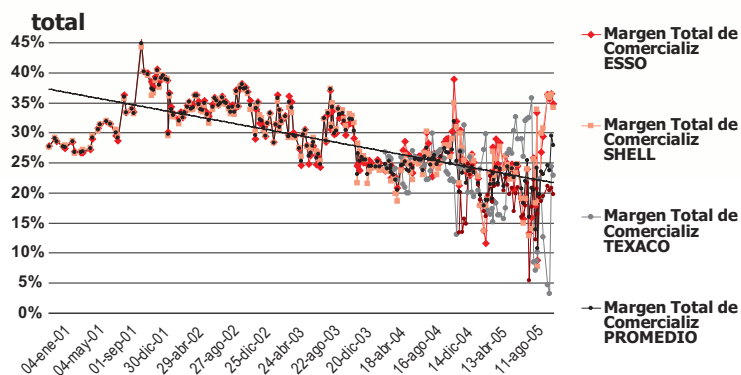
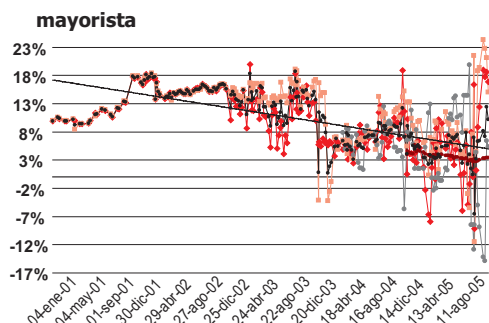
Gasolina regular: margen total





Márgenes gasolina especial

- Son los márgenes respecto al precio efectivo de importación o de venta de Rasa
- Los márgenes mayorista, minorista y total disminuyen, observándose márgenes negativos a nivel mayorista



Márgenes diésel

- Los márgenes mayorista, minorista y total de comercialización de diésel, con márgenes negativos a nivel mayorista (respecto de los precios efectivos de importación o compra a Rasa).

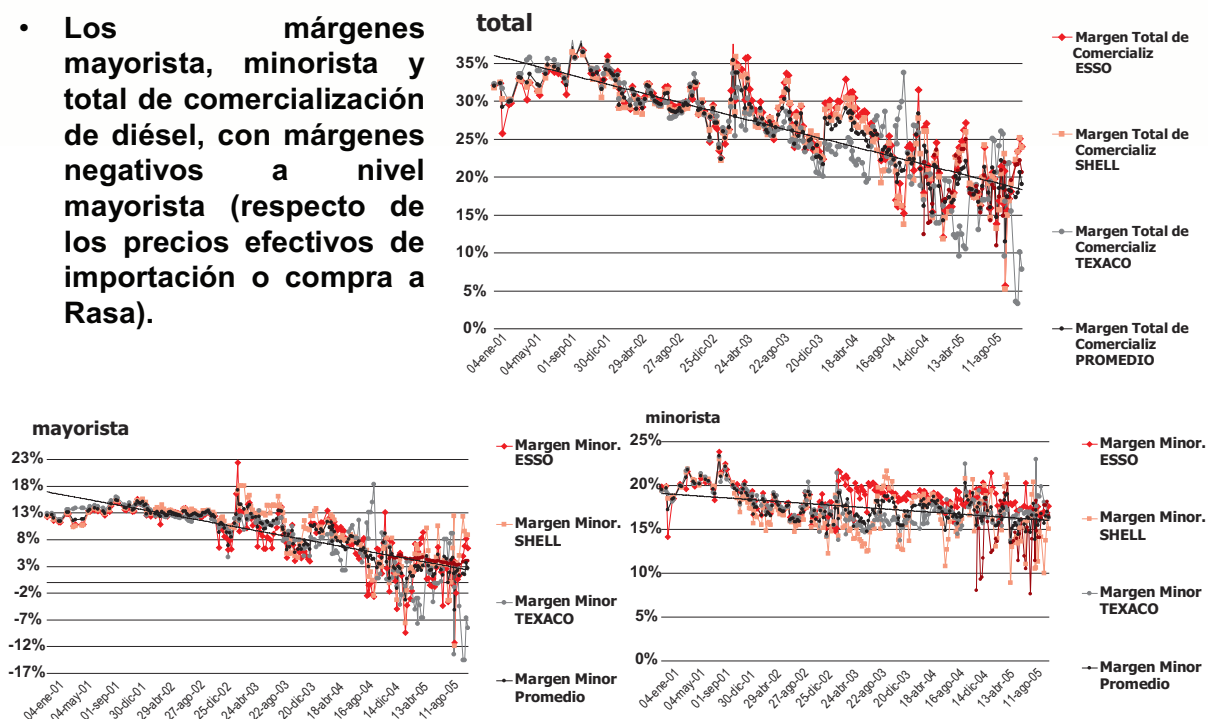


Tabla resumen:
estructura, márgenes y precios

mercado relevante	Concen- tración	Barreras	Correlación c/ USGC	Tend. Margen
Diésel	2.609 ←→	baja		↓
diésel industrias	2.776 ↑	baja		↓
diésel EE.SS.	2.706 ↓	media	94%	↓
Gasolinas/naciona	2.821 ↓	baja		↓
gasolina regular	2.818 ↓	baja		↓
gasolina especial	2.853 ↓	baja		↓
Gasolinas EE.SS.	2.557 ↓	media		↓
gasolina regular	nota: existen mercados locales		91%	↓
gasolina especial			75%	↓



**EL SALVADOR
SECTOR ELÉCTRICO
ESTUDIO SECTORIAL DE COMPETENCIA**

Informe de Resultados

Mayo 2007



SECTOR
ENERGÍA

Eléctrico



1. Introducción

El 26 de noviembre del año 2004 fue aprobada la Ley de Competencia de El Salvador, en adelante “Ley de Competencia”, con el objetivo de promover, proteger y garantizar la competencia en el país, mediante la prevención y eliminación de prácticas anticompetitivas que limiten, restrinjan o impidan el acceso al mercado a cualquier agente económico. Se espera que con esta ley se logre incrementar la eficiencia económica, mejorar la calidad de los productos, fomentar la innovación, una sana disciplina empresarial y precios justos.

Asimismo, el artículo 3 de la Ley de Competencia dispuso la creación de la Superintendencia de Competencia, que entró en funciones el 1º de enero del año 2006, contando con personalidad jurídica y patrimonio propio.

La Superintendencia es un órgano de carácter técnico, que cuenta con autonomía administrativa y presupuestaria, y tiene como objetivo aplicar la Ley de Competencia mediante un sistema de análisis técnico, jurídico y económico que se complementa con estudios de apoyo.

Como parte de sus atribuciones y considerando la importancia del sector eléctrico en la competitividad de los sectores económicos, la Superintendencia de Competencia ha considerado la necesidad de llevar a cabo un estudio sectorial modelo, que sirva de base para definir las metodologías y entrenar capacidades técnicas caracterizando al sector eléctrico y sus condiciones de competencia, con el fin de identificar si existen prácticas anticompetitivas, elevada concentración, colusión de precios y barreras de entrada, entre otros.

El objetivo general de este trabajo, en concordancia con los términos de referencia de los servicios de consultoría contratados, es determinar las condiciones de competencia en las actividades que conforman el sector eléctrico de El Salvador, a través, de entre otros, un análisis de comportamiento, costos de producción, políticas de precios y del cálculo de índices internacionalmente aceptados para medir la competencia de los mercados.

1.1 Aspectos generales de la organización del sistema eléctrico en El Salvador

Del análisis del marco legal y la regulación aplicable desde la perspectiva de defensa de la competencia en el sector eléctrico de El Salvador, se observa una marcada determinación pro-competitiva desde el inicio mismo de la reforma en todos los segmentos del sector. Sin embargo, la intención de la normativa puede no verse reflejada en el principal resultado esperado en presencia de competencia: menores precios finales para los consumidores.



Para poder realizar las tareas propuestas en los términos de referencia se ha procedido a recolectar, procesar y analizar información estadística de diversas fuentes sobre cada una de las actividades del sector: generación, transmisión, distribución y comercialización. Asimismo, se han realizado entrevistas con autoridades y agentes del mercado que permitieron conocer: las diferentes visiones sobre la aplicación actual del marco regulatorio, las condiciones de competencia del sector, la existencia de poder de mercado, el esquema de ofertas de precios y la evolución y comportamiento de los precios.

Se ha realizado una caracterización de la organización industrial del sector eléctrico, de donde surge una segmentación de las etapas de producción típica para este sector. A nivel de cada segmento en particular la situación varía.

En generación se observa una elevada concentración tanto en términos de producción como de capacidad. Para realizar las estimaciones se identificaron en primer lugar los mercados relevantes, para luego calcular los índices de Herfindhal-Hirshman para cada uno de ellos. Pero, como es habitual en el análisis de competencia en el sector eléctrico, estos índices no son suficientes para detectar la posibilidad de comportamiento oportunista por parte de los agentes. Por lo tanto, se procedió a construir un modelo con el objetivo de realizar simulaciones que permitan cuantificar el efecto sobre el precio mayorista.

La estructura concentrada que se observa en generación permite llevar a cabo conductas que influyen en el desempeño del mercado mayorista, que se puede percibir a través de niveles de “markup” significativamente positivos, es decir que se alejan de la situación competitiva donde los márgenes son nulos. Esto fue señalado por estudios previos y es corroborado en el presente trabajo.

La operación de la transmisión muestra signos saludables, con bajos niveles de interrupciones. Esto permite una configuración de un mercado relevante mayorista a nivel nacional prácticamente durante todo el periodo bajo análisis. Las inversiones en redes en el sistema eléctrico salvadoreño quedan fuera del marco de análisis, ya que su financiamiento no tiene un impacto relevante sobre agentes de este mercado. De hecho, gran parte de las inversiones previstas corresponden a financiamiento de redes regionales.

En distribución y comercialización se han encontrado problemas que en muchos casos tienen que ver más con el diseño regulatorio que con conductas anti-competitivas. Sin embargo, se han hallado situaciones de bloqueo de entrada al mercado de distribución y comercialización.

Del análisis de la incidencia de las importaciones y exportaciones de energía eléctrica en las condiciones de competencia del mercado mayorista, hasta el momento se ha observado que la capacidad de las líneas de interconexión internacional no ha permitido disciplinar el mercado interno. De llevarse a cabo los proyectos de ampliación de capacidad de las mismas esto podrá ser posible, sin embargo no asegura la solución a problemas de competencia en el mercado mayorista. Sería necesario realizar un análisis del mercado relevante a nivel regional.



En vista de las reformas en proceso de implementación en el segmento mayorista, en este reporte se comentan los principales aspectos que afectarían las condiciones competitivas. La reforma mueve la organización del sector eléctrico hacia un diseño más centralizado, en línea con los modelos seguidos en Latinoamérica, en particular: Argentina y Chile. Los dos elementos principales de la reforma son la introducción de Contratos de Largo Plazo con traslado a tarifas finales y el establecimiento de un mecanismo de despacho basado en la declaración de costos. Ambas herramientas contribuyen a generar menos espacio para que los productores se comporten anti-competitivamente. Sin embargo, las oportunidades no desaparecen, como se muestra utilizando un modelo del sistema eléctrico salvadoreño, aunque resulta mucho más fácil de monitorear que en el caso de un modelo de contratos bilaterales con despacho a partir de ofertas de precios, como el vigente.

1.2 Desempeño comparado con el resto de los sistemas eléctricos del Istmo

A modo de primera aproximación a la problemática del sector eléctrico de El Salvador, se presenta en esta sección el desempeño posterior a la desregulación del sector eléctrico de El Salvador comparado con el del resto de los países que integran el Istmo Centroamericano.

Los datos provienen del reporte estadístico de CEPAL (2006), que continúa el trabajo de evaluación global del sector eléctrico regional que iniciara ese organismo en 2003, en ocasión de cumplirse una década aproximadamente del inicio del proceso de reformas.

En esa ocasión, CEPAL (2003) alertaba que si bien todos los países habían experimentado un incremento sustancial de empresas generadoras, no más de cuatro controlaban entre 76% y 90% de este segmento. Asimismo, indicaba que las empresas de distribución también habían aumentado, pero de acuerdo con su propiedad, no más de dos poseían entre 83.7% y 100% del segmento. Adicionalmente, se reportaba que las fuentes de producción habían sufrido un retroceso (salvo en Costa Rica): mientras que en 1990 éstas satisfacían el 91% de la demanda de la región, en 2002 sólo lo hacían en un 57%. Finalmente, se enfatizaba que si bien la electrificación había avanzado, muchas familias permanecían al margen del servicio (1.6 millones en 2002).

La capacidad instalada en la región ha crecido sustancialmente (ver gráfico 1 del anexo 1), aunque el crecimiento del parque de generación de El Salvador ha sido menor en términos relativos. Nótese (ver tabla 1, anexo 1) que mientras la capacidad instalada en el resto de los países del Istmo creció entre 1995 y 2005 un 78.5%, en El Salvador el crecimiento fue del 32%. En consecuencia, mientras en 1995 la capacidad de generación del parque de El Salvador representaba el 17.4% de la región, esa participación se redujo al 13.5% en 2005.



Respecto de la relación entre capacidad instalada y demanda máxima, que es un elemento clave por cuanto indica la evolución del grado de cobertura de la demanda en el pico, nótese que en El Salvador, la cobertura cayó de 34.9% en 1995 a 30.8% en 2005. En cambio, en el resto de los sistemas del Istmo, la cobertura creció del 29.5% en 1995 hasta el 33.4% en 2005¹.

Con relación a las tarifas al consumidor final (ver tabla 2, anexo 1) CEPAL interpreta que “en el período 1990-2002, los países, con excepción de Panamá y Costa Rica, experimentaron incrementos moderados o altos de tarifas promedio anuales, en un rango de 5.5% a 10.6% en términos corrientes y de 2.9% a 7.9% en valores constantes. El Salvador es el país que ha reportado los mayores incrementos (10.6% en términos corrientes y 7.9% en valores constantes).”

2. Marco teórico: análisis de competencia en el sector eléctrico.

2.1 Singularidades de la provisión de electricidad desde el punto de vista económico

La electricidad es un servicio vital en la economía: es un insumo de la producción de prácticamente todos los otros bienes y servicios a la vez que un importante bien de consumo de los hogares.

Lo anterior, sumado a características económicas muy particulares asociadas a la provisión de electricidad, a saber, segmentos de la actividad que presentan características de monopolio natural, externalidades y bienes públicos, explica que a nivel internacional siempre haya habido una participación estatal importante en el sector, ya sea directamente como proveedor del servicio o como regulador/supervisor de su provisión por los privados.

La electricidad no se puede almacenar, lo que reduce el tamaño de los mercados en concordancia con la dimensión temporal, haciendo que el tamaño del mercado esté dado por la demanda instantánea (en cada momento del tiempo) y no por la demanda acumulada a lo largo de un lapso largo de tiempo (como es lo habitual en bienes ordinarios).

En consecuencia, la probabilidad de que una sola unidad económica, verticalmente integrada desde la generación hasta la distribución, operando a la mínima escala eficiente pueda en algún momento del tiempo atender toda la demanda es mucho más alta que en otros sectores de la economía.

1/La situación del sistema eléctrico de El Salvador es más ajustada de lo que esta cifra mostraría a primera vista, ya que debe considerarse que de los casi 1200 MW de capacidad instalada (a 2005), sólo alrededor de 900 MW son constantes o firmes, con lo cual la demanda pico está apenas cubierta.



A diferencia de los mercados convencionales donde la capacidad de la oferta debe estar ajustada con la demanda, aquí la oferta tiene siempre que tener una importante capacidad excedente, para poder atender los picos horarios de demanda, lo que se denomina “márgenes de reserva”. A medida que la cartera de clientes de un generador se amplía y diversifica, los costos por cliente de mantener los márgenes de reserva decrecen, habiendo entonces incentivos hacia la conformación de una estructura de monopolio.

2.2 La racionalidad económica detrás de la liberalización y reestructuración del sector

A lo largo de las últimas dos décadas a nivel global se ha avanzado en la reestructuración de la organización industrial del sector eléctrico, para estimular la competencia a través de la liberalización de aquellas etapas de la industria que no presentan las características propias de los monopolios naturales, particularmente los segmentos de generación y comercialización.

La generación es la producción de electricidad a través de la transformación de algún otro tipo de energía en energía eléctrica. A tal fin se pueden utilizar distintas fuentes de energía: combustibles fósiles o renovables, hidráulidad, etc.

Cada tecnología de generación presenta una estructura de costos (variables, operativos y de capital) totalmente diferente, lo que termina siendo un componente crítico de la dinámica de los precios de generación y de la entrada de nuevos productores.

Esta diversidad de costos unitarios de generación permite construir en cada país un orden de mérito que ordena el despacho de las distintas unidades de generación que integran el parque según sus costos de producción, de forma tal de atender el grueso de la demanda con las unidades que generan a menor costo (hidráulicas, nucleares, o a carbón o gas) y los picos diarios de la demanda con los generadores más caros (en base a fuel o diésel) y que pueden ser arrancados rápidamente. Existiendo una adecuada organización del despacho de los generadores y considerando que particularmente la tecnología de generación térmica es muy escalable, en general se ha considerado que en el segmento de generación pueden confluir varias firmas generadoras para atender la demanda. Esta visión es la que se encuentra en la base de aquellas reestructuraciones del sector eléctrico que han optado por separar el segmento de generación del resto del sistema y abrirlo a la iniciativa privada y la competencia.

El segmento de transmisión es un monopolio natural porque sumar agentes económicos a este segmento implicaría duplicar, triplicar, etc. la red de transmisión en alto voltaje, lo



que no sería en modo alguno rentable. Por ello todas las reestructuraciones del sector han mantenido una única empresa de transmisión, operando en condiciones reguladas.

El segmento de distribución comprende el transporte en bajo voltaje de la electricidad. También, debido a su naturaleza de red física se ha tendido a considerar la distribución como un monopolio natural. Sin embargo, en este caso, los costos de duplicación de las redes son menores, por lo cual es posible que en algunas zonas particularmente rentables, sea posible económicamente duplicar parcialmente la red de distribución y entonces que coexistan más de un operador.

Finalmente, la etapa de la comercialización de la electricidad al consumidor final comprende un conjunto de servicios tales como medición, facturación, marketing que pueden prestarse a nivel mayorista a grandes o medianos consumidores o minorista a usuarios residenciales. Este tipo de tareas utilizan tecnologías blandas muy escalables, por lo cual el servicio puede rentablemente ser prestado por un número amplio de agentes económicos.

De todas las etapas que integran la provisión de energía eléctrica, la mayor parte de los costos (y entonces de la tarifa) corresponde al segmento de generación.

2.3 Defensa de la competencia en el sector eléctrico

Considerando estos antecedentes respecto de la organización general de la industria del sector eléctrico post reestructuración a nivel internacional, va de suyo que los estudios de competencia se hayan concentrado en la operación del segmento de generación.

La experiencia de los países que han liberalizado sus mercados de generación eléctrica (en adelante los mencionaremos directamente como “mercados eléctricos”) ha mostrado que el supuesto según el cual los mercados naturalmente producirán un resultado competitivo no siempre estuvo justificado.

Parte del problema deriva de la dificultad de definir la extensión del mercado relevante, porque el número de generadores diferentes que compiten directamente entre sí depende de la fortaleza del sistema de transmisión y de la capacidad de las interconexiones entre diferentes áreas geográficas. Ello se debe a que cuando se produce una congestión en un punto de la red, parte del sistema queda aislado y por el tiempo que dure la congestión, los generadores que se encuentran en el área congestionada son los únicos en condiciones de proveer la energía.

A ello hay que adicionar el hecho de que, como se dijo, como la energía no es almacenable y la respuesta de la demanda a variaciones en precio es muy baja, existen diferentes condiciones de competencia a lo largo del día, dependiendo del tamaño de la demanda.



El problema que más preocupa respecto del mercado eléctrico, tanto desde el punto de vista de la competencia como de la regulación, es que la probabilidad de existencia y ejercicio de poder de mercado es mayor que en mercados de bienes convencionales.

2.3.1 La definición del poder de mercado en el sector eléctrico

El poder de mercado típicamente se define como la capacidad de alterar los precios respecto de su nivel de competencia, de forma tal que bajar los precios con fines predatorios, queda comprendido en la definición.

Otra cuestión de importancia a considerar es que algunas definiciones de poder de mercado comprenden una referencia temporal, esto es el requerimiento de que la alteración del precio se mantenga un periodo significativo de tiempo. Por ejemplo, en el caso de los lineamientos conjuntos del Departamento de Justicia y la Comisión Federal de Comercio del Gobierno de los Estados Unidos de Norteamérica, la referencia temporal es de uno o dos años.

Si bien ese enfoque que de diferente manera siguen la mayor parte de las autoridades de competencia, por cuanto permite evitar iniciar investigaciones por cuestiones excesivamente coyunturales, es palmariamente incorrecto en el caso de los mercados eléctricos.

Por las características particulares de la electricidad y de su oferta y demanda (que explicitamos en la sección anterior) la experiencia indica que pueden ocurrir importantes ineficiencias y rentas ilegítimas (por estar basadas en el ejercicio ilegal del poder de mercado) en lapsos muy reducidos de tiempo, que se cuentan más bien en meses antes que en años.

Una implicancia importante de estos distintos enfoques es que los precios altos, aunque pueden ser un síntoma de poder de mercado, no constituyen evidencia suficiente.

Los precios altos pueden ser consistentes con el funcionamiento competitivo del mercado eléctrico y estar reflejando que la oferta de energía disponible es muy escasa, entendiéndose por ello que el margen de reserva entre la capacidad de generación eléctrica y la demanda pico es muy estrecho (lo que es, según veremos en las secciones siguientes, una característica de la situación vigente en El Salvador).

Otro elemento a considerar es la distinción entre poder de mercado horizontal y vertical. El poder de mercado horizontal se produce en y afecta a una sola etapa de la provisión de electricidad y generalmente se asocia al control de una importante cuota del mercado correctamente definido.



En cambio, el poder de mercado de naturaleza vertical sólo puede ser ejercido por una misma compañía o varias compañías societariamente vinculadas que se operan en diferentes etapas de la cadena de producción. En el caso del sector eléctrico esta cuestión se encuentra relacionada con el control de facilidades esenciales.

Otra cuestión a tener presente es la relación entre los distintos tipos de mercados donde se produce la compraventa de energía, esto es, mercados de ocasión (spot) y mercados de futuros o contratos. En general se asume que si el mercado spot es competitivo, los mercados de contratos van a estar disciplinados.

Inversamente, al menos desde el punto de vista teórico, se ha establecido que cuando los generadores tienen comprometida una buena parte de su producción en el mercado de contratos, también ello favorece el funcionamiento del mercado spot, ya que no tienen incentivos para manipular su precio.

2.3.2 Tipificación de las estrategias de ejercicio de poder de mercado en generación

Si bien la forma precisa en que el poder de mercado puede ser ejercido depende de la estructura particular del mercado y del mecanismo vigente de fijación de precios, existe una tipificación general de las formas más importantes a través de las cuáles se ejercita el poder de mercado en el segmento de generación y que se describen sucintamente a continuación:

i. Indisponibilidad física de capacidad

Se define como la reducción deliberada de la producción que es ofertada en el mercado cuando esa producción podía ser vendida a precios mayores al costo marginal. Los mecanismos pueden ser, entre otros, no ofertar o declarar la indisponibilidad de las unidades.

Existen las denominadas centrales de generación modulables (típicamente el parque térmico) que son centrales que técnicamente pueden ser paradas y puestas en marcha sin restricciones sustanciales.

La diferencia con las centrales no modulables (como las hidroeléctricas) está fundamentalmente en sus distintos costos marginales. Las centrales modulables se las caracteriza como centrales retirables, ya que su propietario puede retirarlas del sistema según su estrategia de producción.



Por ejemplo, una compañía que controla centrales modulables de distintos costos marginales puede decidir retirar una central de bajo costo e incorporar otra que fijará un precio en el mercado mayorista superior al que hubiese determinado la central retirada. Como toda la energía se retribuye al precio establecido por la generadora más costosa (generador marginal), si su titular tenía otras centrales produciendo, habrá conseguido un mayor precio para toda la energía que genera.

ii. Retiro económico o financiero de capacidad

Por comparación con la anterior, se denomina retiro económico o financiero de capacidad a la conducta consistente en ofertar precios más altos que la oferta competitiva, de forma tal que la unidad en cuestión no sea despachada.

iii. Estrategias basadas en la transmisión

Son estrategias que involucran manejar estratégicamente la producción e inyección de energía por parte de los generadores a fines de crear o agravar la congestión de una determinada línea de transmisión, a fines de que una zona específica o nodo quede aislado y entonces convalidar precios más altos para los generadores locales a esa zona.

iv. Ejercicio de poder de mercado en otros segmentos del sector eléctrico

En la medida en que los segmentos de transmisión y distribución se encuentran sujetos a una fuerte regulación en los países que han optado por la liberalización del sector, existe menor experiencia y preocupación en torno a la posibilidad de ejercicio de poder de mercado en estos segmentos.

v. Extensión del poder de mercado del segmento regulado al no regulado (léverage)

La amenaza más típica proviene de la posibilidad de que el operador de la red de transmisión, que es a la vez una facilidad esencial y un monopolio natural, favorezca a determinados generadores o distribuidores. Este tipo de conducta se denomina de “apalancamiento” o leverage, denominación que da cuenta de la estrategia por la cual una firma se apoya o apalanca en el mercado en el cual es monopólica, para monopolizar el mercado en el que opera en competencia.

Esta amenaza se encuentra mitigada en los diseños regulatorios al establecerse como operador de la red de transmisión una firma independiente del resto de los agentes del mercado, a la vez que se establecen obligaciones de acceso abierto y se regula la tarifa de transmisión.



2.3.3 Indicadores y análisis para la detección del poder de mercado

El indicador más habitual que usan las autoridades de competencia para aproximarse a la situación de un mercado relevante, es el Índice de Concentración de Herfindahl Hirschmann (HHI), siendo particularmente insuficiente para establecer las condiciones de competencia en el segmento de generación.

Las medidas de concentración como el HHI indican la concentración actual de las ventas o la capacidad. Sin embargo, en la industria eléctrica, aunque una firma pueda tener una cuota de mercado relativamente pequeña a un dado nivel de demanda, puede darse el caso que si ese generador reduce su producto, ningún otro agente pueda ser capaz de reemplazar esa oferta por cuestiones de costos, de capacidad o de restricciones de la red de transmisión (Borenstein, Bushnell y Knittel, 1999).

Puede decirse que el indicador ideal de poder de mercado es aquél que provee en un valor sencillo una medida de la capacidad de ejercicio de poder de mercado. La prueba de eficacia sería la capacidad del indicador de predecir el ejercicio de poder de mercado o de estar altamente correlacionado con la observación de sobrepagos en el costo de la energía, en relación a algún marco de referencia competitivo. Los indicadores y técnicas actualmente disponibles para detectar poder de mercado en el segmento de generación pueden clasificarse en tres grandes grupos:

- Análisis e indicadores estructurales
- Análisis e indicadores de conducta
- Simulaciones

i. Análisis e Indicadores Estructurales

En esta categoría se encuentran comprendidos los siguientes indicadores principales:

- Cuotas de mercado
- Índice de concentración de Herfindahl-Hirschman
- Indicador de generador pivotal
- Índice de oferta residual



La medición de las cuotas de mercado y de los HHI con respecto a los mercados adecuadamente definidos tiene la ventaja de ser de fácil comprensión y calcularse a partir de poca información. Son indicadores que tienen utilidad en el marco de un análisis ex ante, preventivo. Como principales desventajas se ha observado que: i) no se ha encontrado suficiente respaldo en análisis empíricos, ii) no incluyen el lado de la demanda del mercado, los comportamientos estratégicos y los problemas de congestión; iii) no son apropiados a la naturaleza particularmente dinámica de los mercados eléctricos y iv) existen dificultades para determinar la dimensión geográfica apropiada de los mercados respecto de los cuales se calculan.

El indicador de generador pivotal y el índice de oferta residual tienen valor predictivo en el marco de un análisis ex ante, pero también pueden ser utilizados como parte de un análisis ex post para identificar los generadores que efectivamente pudieron incurrir en un abuso de posición dominante.

Las ventajas de estos dos indicadores estructurales respecto de los dos anteriores son: i) que incluyen determinantes del lado de la demanda del mercado, ii) que son apropiados para seguir el dinamismo del mercado eléctrico y para calcularse a nivel de áreas geográficas reducidas y iii) que existen estudios empíricos que indican su correlación con prácticas abusivas.

Como principales desventajas, se mencionan que ignoran la posibilidad de comportamientos paralelos entre los generadores (colusiones tácitas) y las condiciones de entrada y salida del mercado (contestabilidad).

ii. Análisis e Indicadores de Conducta

El análisis e indicador más consolidado dentro de este grupo el llamado “Índice de Lerner”, que se calcula como el margen (entre el precio de la energía en el mercado y el costo marginal de generación) como porcentaje de ese precio. También puede calcularse como porcentaje del costo de generación y en ese caso el indicador suele denominarse “márgenes de oferta-costo”.

Este indicador puede ser utilizado tanto como parte de un análisis de competencia ex ante, de naturaleza preventiva y como parte de una investigación de un posible abuso de posición dominante por parte de un agente en particular (análisis ex post).

Como ventajas cabe señalar que es de fácil comprensión, no requiere la definición precisa de un mercado relevante, ya que directamente recoge la existencia de sobreprecios en relación a costos, lo que es inherente al ejercicio de poder de mercado.



Una de las desventajas asociadas a la estimación de índices de Lerner es la necesidad de determinar apropiadamente los costos. Pero eso presenta menos dificultades en el sector eléctrico que en otras áreas de la economía, debido a que la mayor parte de los costos variables de corto plazo están integrados por el costo del combustible.

3. Marco legal y regulación aplicable

3.1 Antecedentes

La reestructuración del sector eléctrico de El Salvador se inicia con la promulgación en octubre de 1996 de la Ley General de Electricidad (LGE) y de la Ley General de Creación de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), seguidas en julio de 1997 de sus respectivas normas reglamentarias.

Se buscó mejorar la eficiencia y expandir el sistema eléctrico mediante la atracción de inversiones, otorgando los mayores incentivos al sector privado mediante el establecimiento de un mercado competitivo y descentralizado, donde los agentes tuvieran la máxima libertad de acción posible.

Se estableció que la SIGET como ente regulador sería una institución autónoma de servicio público sin fines de lucro, la facultad de aplicar la normativa sectorial, dictar las normas técnicas, aprobar las tarifas, dirimir conflictos entre los agentes e informar a la autoridad sobre prácticas anticompetitivas².

Las principales características del diseño regulatorio inicial establecido por la LGE y su reglamentación fueron las siguientes.

- Libertad de entrada a las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, con la excepción de la generación hidráulica y geotérmica, para las que se requeriría la concesión de la explotación de los recursos hidráulicos y geotérmicos por parte de la SIGET.
- Libertad de acceso a las redes de transmisión y distribución, con tarifas negociadas bilateralmente para los costos de conexión y tarifas reguladas para los costos de uso de las redes.
- Libertad de elección de proveedor de energía por parte de todos los usuarios, sobre la base de un pliego tarifario aprobado por la SIGET.

2/ Esta última competencia quedó en cabeza de la Superintendencia de Competencia, desde su establecimiento en enero de 2006.



- Se permite la integración vertical y la concentración horizontal entre los agentes, siempre que se mantenga la separación contable de las actividades. Se exceptúa la participación de los agentes generadores y distribuidores en la operación y mantenimiento de la red de transmisión nacional.
- Libertad de los agentes en el mercado para celebrar contratos bilaterales y confidenciales, de tipo físico o financiero, para la compraventa de energía.
- Establecimiento de la Unidad de Transacciones para la operación del sistema interconectado y la administración del mercado mayorista como una sociedad de capital, cuyos accionistas serán los generadores, transportadores, distribuidores y grandes usuarios³.
- El mercado mayorista comprendería dos segmentos: el mercado de contratos y el mercado regulador del sistema MRS.
- El despacho programado de energía se realizaría en base a los contratos bilaterales (mercado de contratos) y se complementaría con las transacciones en el mercado de oportunidad (MRS) para mantener el equilibrio entre oferta y demanda.
- El MRS funcionaría sobre la base de ofertas libres de precios para incrementos o decrementos respecto del despacho programado conforme a los acuerdos del mercado de contratos.
- El precio ofertado incluiría los costos de transmisión, servicios auxiliares⁴ y operación del sistema.
- El precio resultante del MRS correspondería al precio marginal de la energía para atender la demanda, lo que significa que el precio percibido por todos y cada uno de los generadores que participan del MRS es el declarado por el último generador despachado ("generador marginal").
- Los cargos por uso de la red de transmisión sólo remunerarían los gastos de administración, operación y mantenimiento, hundiéndose los costos de la red existente⁵.
- Las obras y cargos de ampliación, conexión o sustitución de las redes de transmisión serían acordadas entre los interesados, excepto las de beneficio común que serían determinadas por la UT y sus costos asignados por la SIGET.
- Las tarifas al usuario final reflejarían el precio promedio resultante del MRS, más los cargos por uso de la red de distribución y de atención del usuario.

3/Los comercializadores se agregaron a la UT con la reforma de la LGE en 2003.

4/Servicios auxiliares: Reactivos en Banco de Capacitores; Control Automático de Generación; Arranque en Cero Voltaje; Reserva Fría por Confiabilidad.

5/Entre 1992 y 2002 la CEL ejecutó un programa de inversiones de alrededor de USD 150 millones para rehabilitar la red de transmisión dañada por el conflicto armado y luego expandirla; esta inversión no fue incorporada a la base tarifaria para establecer los cargos de transmisión.



Las tarifas al usuario final se ajustarían trimestralmente para reflejar variaciones superiores al 10% en el precio promedio del MRS, lo que significa que las distribuidoras deberían asumir el riesgo de las variaciones trimestrales del precio del MRS.

- Libertad de usuarios y agentes para celebrar contratos de exportación/importación de energía y servicios.

El MRS comienza a funcionar a fines de 1998, con un despacho en base a ofertas de costos por cuanto sólo participaban en el mercado los generadores de la compañía estatal Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) y de Nejapa (en ese momento propiedad de El Paso Energy), a través de un contrato Power Purchase Agreement (PPA) por 20 años con la empresa estatal.

En septiembre de 1999 el MRS comienza a funcionar en base a ofertas de precios, cuando las generadoras térmicas de la CEL son adquiridas por Duke Energy.

A principios de 2000 se manifiestan las primeras debilidades del diseño regulatorio, cuando el precio promedio del MRS se triplicó como resultado de las ofertas de precio de las turbinas de gas de Duke, que buscaban – acorde a lo manifestado por la firma – remunerar los costos fijos de esas plantas. El aumento del precio del MRS del primer trimestre de 2000 también puso en crisis el mecanismo de ajuste trimestral de tarifas, lo que derivó en el Decreto N° 52 sancionado en junio del 2000 que estableció ajustes mensuales, eliminando el riesgo financiero de las distribuidoras. La medida fue complementada con el Decreto N° 7 sancionado en febrero de 2001, que permitió trasladar a la tarifa variaciones menores al 10%.

Como resultado, el diseño regulatorio fue modificado sustancialmente a través de la reforma de la LGE y de la normativa concordante, según se describe a continuación.

3.2 La reforma de la LGE y de la normativa concordante

En abril de 2003, por el Decreto Legislativo N° 1216, la Asamblea Legislativa procede a introducir cambios a la LGE, que resultaron en una ampliación de las facultades de la SIGET y cambios en el esquema regulatorio. Con la reforma del año 2003, las facultades de la SIGET quedaron redefinidas en tres áreas: a) monitoreo o seguimiento del mercado; b) sanción de abuso de poder de mercado y c) migración a modelo de costos para la determinación del precio en el MRS.

Estas reformas (de la LGE y su reglamentación) introdujeron cambios al esquema regulatorio, siendo los principales:



- Se permite trasladar a las tarifas el precio promedio del MRS más el precio en contratos de suministro aprobados por el regulador, con lo que se crean las condiciones para el establecimiento de contratos de largo plazo.
- Se asigna a la empresa de transmisión la responsabilidad de planear, construir y mantener la red de transmisión, estableciéndose cargos de transmisión que remuneran la inversión en los planes de expansión aprobados por la SIGET. Además, se establece que los cargos por uso de la red se cobrarán por energía transportada (cuando antes lo eran por energía inyectada).
- Establecimiento de un fondo compensatorio que permitiría el traslado a tarifas del promedio semestral del precio del MRS.
- Remuneración directa del servicio de Reserva Fría por Confiabilidad (RFC), para potenciar la ampliación de la capacidad de generación para mantener la confiabilidad del suministro.

Luego, con la introducción de la Ley de Competencia (LC) emitida en noviembre de 2004 y en vigencia a partir del 1 de enero de 2006, se derogan las facultades que en materia de defensa de la competencia la reforma de la LGE había otorgado a la SIGET.

Las normas expresamente derogadas por la LC son: los artículos 3 literales b), d) y g); 105 bis y 106 inciso 2° de la LGE y cualquier disposición opuesta a la LC, con lo que quedan derogadas las capacidades de la SIGET para ordenar el cese de prácticas anticompetitivas y sancionar el abuso de poder de mercado.

Las facultades en materia de competencia que la SIGET seguiría ejerciendo luego de la introducción de la LC serían las siguientes.

- La función general de velar por la defensa de la competencia en el sector.
- Determinar la existencia de condiciones que garanticen la sana competencia en los precios ofertados en el mercado regulador del sistema, de conformidad al Artículo 112 E de la LGE reformada.
- Decidir la sustitución del Reglamento de Operación de UT por un “reglamento interno” que establezca un despacho basado en costos de producción, si se dan los supuestos de ausencia de competencia del mencionado Artículo 112 E de la LGE reformada.
- Informar a la Superintendencia de Competencia la existencia de prácticas anticompetitivas, conforme al artículo 5, literal e) de la Ley de Creación de la SIGET.

En resumen, se han transferido a la autoridad de competencia las facultades de la SIGET para sancionar conductas por abuso de poder de mercado, mientras quedan vigentes las facultades de monitoreo y seguimiento del mercado y de decidir la migración al sistema de declaración de costos para el MRS, en la situación procedente.



3.3 Cambios regulatorios a partir de 2005

A lo largo de 2005 y 2006, el sector se ha visto sometido a nuevas situaciones de tensión, por el incremento de la demanda, la falta de un crecimiento adecuado del parque térmico, el aumento de los precios de los combustibles (que incrementaron los costos de la generación térmica) y la salida de operación de parte del parque hidroeléctrico, en 2005.

Todo ello motivó un cambio sustancial (aunque de naturaleza transitoria) en el esquema regulatorio, que fue establecido mediante el ACUERDO No. 78-E-2005 de la SIGET, de fecha 20 de abril de 2005.

Mediante ese Acuerdo se introdujo el “Mecanismo Transitorio para el Cálculo del Precio en el MRS” según el cual se crea un Precio de Estabilización (PEST), según el cual las generadoras térmicas más caras del sistema fueron excluidas de la formación del precio del MRS.

En un primer momento, la medida alcanzó a un grupo reducido de generadores térmicos, pero luego a través de sucesivos Acuerdos de la SIGET el sistema fue prorrogado y extendido a todo el parque térmico. Actualmente (octubre de 2006) solamente se consideran a los efectos de la formación del precio del MRS a las generadoras hidroeléctricas de la CEL, más la generadora geotérmica LAGEO.

Con este esquema, los incrementos autorizados de las tarifas al usuario final, correspondientes a las revisiones semestrales de diciembre de 2005 y junio de 2006 fueron limitados a 0.5% y 14%, respectivamente.

3.4 Las próximas innovaciones normativas

Dos cuestiones se encuentran actualmente en estudio para mejorar el diseño regulatorio del mercado eléctrico: el despacho sobre la base a declaración de costos y una nueva regulación para el mercado de contratos a largo plazo.

Con respecto al primero, el Art. 112 E de la nueva LGE indica que, de no existir condiciones de sana competencia en la generación, el despacho de la UT se realizará en base a la declaración de costos (marginales, fijos, de inversión y de reemplazo del agua en el caso de las hidroeléctricas).

Con respecto a la nueva regulación en estudio para el mercado de contratos, se realizan



comentarios específicos más adelante. En términos generales, el primer comentario que surge es la adopción de la reforma a través de las dos herramientas mencionadas, contratos de Largo Plazo y cambio a un modelo de despacho basado en costos, de manera separada cuando debería hacerse simultáneamente.

4. Organización industrial del sector

En el marco de los estudios microeconómicos, el análisis de la organización industrial de un sector comprende el abordaje de:

- El marco institucional y tecnológico en el cual opera el sector y cada subsector (lo que incluye las barreras de entrada y salida a los mercados),
- La estructura de la oferta (y de la demanda en algunos casos) y su grado de concentración,
- El comportamiento de los agentes, y
- Los resultados de mercado en términos de precios, calidad de los bienes o servicios producidos, inversiones.

Tradicionalmente estos cuatro elementos han sido considerados como estrechamente interrelacionados y ordenados conforme al llamado “paradigma estructura-conducta-resultado”, según el cual dada una determinada estructura de la industria, puede inferirse un determinado comportamiento de las firmas.

En esta sección se presenta una descripción de la organización industrial del sector como paso previo a su análisis a partir de la metodología e indicadores propios de los estudios sectoriales de competencia.

4.1 Los precios en el mercado mayorista

De acuerdo a la sección III de la LGE, el mercado mayorista se compone del Mercado de Contratos y del Mercado Regulador del Sistema. Este último es un mercado de compraventa diaria de energía en tiempo real que constituye entonces un mercado spot o de ocasión. Conforme al Art. 51 de la LGE, la operación del mercado mayorista es responsabilidad de Unidad de Transacciones, S.A. de C.V.



Estos precios se forman a partir de los precios ofertados por los generadores para la venta diaria de energía en el MRS, de modo tal que el precio para un determinado segmento horario queda definido por la oferta de la última planta generadora necesaria para atender la demanda.

El precio promedio mensual en el MRS tuvo una volatilidad alta entre 1998 y 2003 (cercana al 60%), manteniéndose en un intervalo entre los 60 y 80 dólares estadounidenses por megavatios hora.

En el verano del año 2000 se produjo un pico de 180 USD/MWh debido a las ofertas de precio muy altas efectuadas por las plantas marginales de gas que había recientemente Duke Energy adquirido a la CEL como parte del proceso de privatizaciones.

Los estudios realizados respecto de ese episodio puntual y de ese periodo coincidieron en diagnosticar que el mercado se encontraba muy concentrado, que había un potencial alto de ejercicio de poder de mercado y que las ofertas de precio y los precios resultantes del MRS se situaron por encima de los costos marginales de la energía. Adicionalmente, se alertó que los generadores que sólo operan en punta (es decir en el pico diario de la demanda) estaban teniendo dificultades para recuperar los costos de capital, al no haber una remuneración adecuada a esos generadores en concepto de reserva de capacidad para mantener la confiabilidad del sistema.

Como medida de coyuntura, el gobierno procedió a ordenar a CEL la firma de un contrato de reserva de potencia con Duke para remunerarle la capacidad disponible de las turbinas de gas. Posteriormente, como parte de las reformas de la LGE en 2003, se aprobó una reglamentación definitiva para la remuneración de la reserva fría por confiabilidad (RFC).

A partir de esta medida, la variabilidad de los precios medios mensuales del MRS disminuyó y se mantuvo entre 55 y 80 USD/MWh.

Los precios del MRS hasta la implementación del PEST

El gráfico 2 del anexo 1 muestra que luego de un periodo de precios a la baja posteriores a la reforma de la LGE en abril de 2003, se inicia un periodo de precios en alza.

Así se observa un piso de precios del orden de los 60.16 USD/MWh en abril de 2004 y un pico de 77.19 USD/MWh en febrero de 2004, lo que representa un aumento del 28%. Luego se produce una baja nuevamente al piso de los 60.74 USD/MWh en abril de 2004, para iniciarse otra fase de alza hasta los 95.01 USD/MWh, en abril de 2005, cuando se implementa el PEST.



4.2 Caracterización de la demanda

El gráfico 3 del anexo 1 muestra el crecimiento persistente de la demanda de electricidad en el mercado mayorista a lo largo del periodo 2000-2005, pasando de aproximadamente cuatro mil megavatios hora a más de cuatro mil setecientos, lo que representa un incremento de cerca del 17.5%.

Por otra parte, la tabla 1 del anexo 1 muestra como han ido creciendo también los picos de demanda de electricidad a lo largo de los últimos cinco años, que habitualmente se producen durante el mes de diciembre de cada año.

Obsérvese que mientras en 2002 la demanda máxima llegó a 752 MWh, en 2005 fue de 829 MWh, lo que representa un aumento del 10%. Por otra parte, nótese que durante el primer semestre de 2006, específicamente en el mes de marzo, ya se produjo un pico que superó el de diciembre del año anterior.

El estudio de Paul Alvarado (2003) estima el valor de la elasticidad de corto plazo de la demanda de electricidad de El Salvador en 0,06349, es decir que ante un aumento del 10% del precio (real) de la energía, el consumo de electricidad se reduce un 6,35%, lo que indica que la demanda de electricidad es inelástica respecto del precio⁶.

Ello se debe a que si bien es cierto que los distintos tipos de usuarios estarían dispuestos a reducir su consumo al aumentar el precio, existen importantes costos de ajuste y efectos de saturación que evitan que la demanda de energía reaccione en el corto plazo.

En El Salvador, la demanda de energía eléctrica comprende cuatro segmentos: residencial, industrial, comercial y gobierno. Influenciada por mejoras en la actividad económica y el ingreso, la demanda de energía eléctrica mantiene una tendencia en general creciente entre 2000 y 2006, creciendo a tasas interanuales del orden del 6% y 7% en el último año, como se muestra en la tabla 3 del anexo 1.

En cuanto a su comportamiento estacional, la demanda máxima o pico se produce tanto en la estación seca y húmeda, ambas estaciones entre las 18 y las 22 horas. La demanda máxima se produce habitualmente en diciembre y la mínima en enero.

⁶/Cf. Paul Alvarado, "La falacia del poder de la demanda", San Salvador, abril de 2003.



4.3 Estructura de la oferta, contestabilidad de los mercados e incentivos de los agentes

4.3.1 Generación

El diseño regulatorio del mercado de generación eléctrica ha buscado introducir la mayor competencia posible, no habiendo barreras legales para la instalación o ampliación de centrales térmicas o la importación de energía.

Según se desprende de los artículos 5 a 7 de la LGE, el sólo requisito a fin de iniciar la actividad de generación térmica es la inscripción en un Registro de operadores y el pago de una tasa.

Naturalmente la generación a partir de recursos hidroeléctricos o geotérmicos, está sujeta a mayores requerimientos, debiendo obtenerse una concesión de la SIGET, pero existe una tramitación abreviada para las centrales con capacidad nominal igual o menor a cinco megavatios.

No se han identificado deficiencias relevantes en las reglas formales del mercado mayorista, en su aplicación por parte de la UT o en el cumplimiento por parte de los agentes del mercado. En general, el presente estudio concluye que la falta de competencia en el mercado no resulta de dificultades de orden formal, sino más bien de la existencia de un número demasiado reducido de generadores para que el diseño regulatorio oportunamente elegido funcione correctamente.

Por tanto el mercado de generación de El Salvador, de modo similar al caso de la mayor parte de los países que han optado por su liberalización, puede considerarse altamente contestable debido a las bajas barreras a la entrada tanto desde el punto de vista tecnológico como legal, particularmente en lo que se refiere a las plantas de generación térmica, debido a que son muy modulables.

No obstante, el análisis de contestabilidad debe considerar dos niveles. Cuando se considera los mercados relevantes definidos desde el punto de vista de la demanda horaria (horas pico, horas valle y horas resto), va de suyo que los mercados relevantes horarios no son altamente contestables, si el margen de reserva del sistema es muy bajo.

Desde este punto de vista, el mercado relevante de horas pico es muy poco contestable, sobre todo si el margen de reserva del sistema es muy bajo. En el caso de El Salvador, aún los mercados en horas resto y valle son muy poco contestables debido al bajo margen de reserva del sistema en general.



En cambio, cuando se miran los mercados eléctricos desde una perspectiva estructural y de largo plazo, se observa que tanto las barreras tecnológicas como legales (en los países que han reformado el sector, incluyendo El Salvador) son realmente muy bajas, siendo posible la instalación de plantas generadoras de escala eficiente en un periodo razonable de tiempo.

En este contexto debe considerarse que en El Salvador existen dos tipos de generadores: los conectados a las líneas de transmisión de alta tensión y los conectados en bajo voltaje. Los primeros son los que inyectan energía en el mercado eléctrico mayorista, mientras que los segundos integran el denominado mercado minorista.

Considerando el conjunto del parque de generadores (mayoristas y minoristas), la capacidad instalada asciende a 1,231.8 MW (a diciembre de 2005) y los mayoristas representan el 91% de esa capacidad.

Así, la mayor parte de la electricidad inyectada en el mercado mayorista es generada por cuatro principales empresas: la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) que es la empresa estatal que opera las centrales hidroeléctricas; LaGeo, que opera las centrales geotérmicas; Duke Energy International El Salvador y Nejapa Power Company.

Operan adicionalmente en el mercado mayorista tres empresas cogeneradoras de menor importancia, dado que inyectan los saldos que no consumen en sus procesos de producción y que son Textafil⁷ (textiles) y Cemento de El Salvador (CESSA) que operan centrales térmicas convencionales, y Cía. Azucarera Salvadoreña (CASSA) que genera electricidad utilizando el bagazo de la caña de azúcar.

Según surge de las tablas 4 y 5 del anexo 1, las cuatro principales generadoras concentraron el 90% de las inyecciones al mercado mayorista durante el primer semestre de 2006 y el 95% de la capacidad instalada (a diciembre de 2005).

En el año 2005 la capacidad instalada creció un 2.2% respecto a 2004 debido principalmente a la adición de 18.9 MW por la repotenciación de la Unidad N° 2 de la Central Hidroeléctrica Cerrón Grande y 5 MW adicionales agregados por CASSA.

Como se observa en la tabla 5 del anexo 1, CEL concentra el 40% de la capacidad instalada correspondiente al año 2005, seguida de Duke (28%).

Nótese que la capacidad instalada de generación del mercado mayorista es de 1,119.4 MW, sin embargo, la capacidad disponible es menor (971.1MW). La capacidad disponible es la potencia eléctrica que realmente es capaz de suministrar una máquina o central generadora en un momento determinado.

7/Textafil comenzó a operar en el mercado mayorista en enero de 2006, antes lo hacía en el mercado minorista de generación, por lo que no figura en la estadística de inyección 2005. En el primer semestre de 2006 inyectó aproximadamente 93GWH, equivalentes a un 4% de la inyección nacional total (sin importaciones/exportaciones).



En el caso de las centrales hidroeléctricas, la diferencia entre capacidad instalada y disponible, responde a la existencia o no de agua y entonces a condiciones hidrológicas. Por ello, en determinados momentos del año, para el caso de las generadoras hidráulicas, la diferencia entre capacidad instalada y disponible puede ser importante.

En el caso de las térmicas, ambos valores, la capacidad disponible debe ser mucho más cercana a la instalada y las diferencias responden a interrupciones técnicas por motivos de mantenimiento, problemas de abastecimiento de combustibles y cuestiones similares.

i. Generadores minoristas

El conjunto de pequeños generadores conectados en bajo voltaje comprende unidades hidroeléctricas y térmicas. Las primeras proveen electricidad a las empresas distribuidoras, mientras que las segundas son autoprodutores que comercian excedentes (especialmente los ingenios azucareros en la zafra). Los generadores hidroeléctricos en pequeña escala son la Compañía Eléctrica Cucumacayán, S.A. de C.V.; Sensunapán, S.A. de C.V.; y, De Matheu y Cía., que en total reportan una capacidad instalada de 11.7 MW, la cual es inferior a la registrada en el mismo período del año anterior debido al retiro de la maquinaria de la minicentral Atehuesías, dado que se presentaron problemas legales en la propiedad del terreno. La mayor parte de la producción de estos generadores se vende principalmente a las empresas distribuidoras, CAESS, DELSUR y AES-CLESA.

Existen además cogeneradores termoeléctricos que consumen parte de su generación y venden los excedentes; entre los más importantes de este grupo se encuentran Textufil, S.A. de C.V., con una potencia instalada de 44.1 MW, y los ingenios azucareros La Cabaña y El Angel, cuyas capacidades instaladas son 21 y 30 MW, respectivamente, quienes venden sus excedentes de energía eléctrica en temporada de zafra. Anteriormente, todo este grupo de generadores térmicos vendían sus excedentes a las empresas de distribución; sin embargo, a partir de enero del corriente año Textufil se incorporó al mercado mayorista.

Como se anticipó, si bien los generadores minoristas son candidatos naturales a acceder al mercado mayorista (como lo muestra el caso de Textufil), en general se trata de firmas que por su porte no entrarían con inversiones de la dimensión suficiente como para alterar sustancialmente las actuales condiciones de competencia en el mercado mayorista.

ii. Incentivos de los generadores

La estructura de la oferta del segmento de generación se halla muy concentrada de cualquier manera que se proceda a efectuar la medición.



Se coincide asimismo con los estudios precedentes en cuanto a que existe potencial de ejercicio de poder de mercado por parte de todos los operadores privados del mercado, porque, si bien el segmento presenta bajas barreras a la entrada, la entrada ha sido insuficiente en relación al importante crecimiento de la demanda.

Como consecuencia de la falta de inversiones en generación, la capacidad de generación disponible del sistema se halla muy ajustada a la demanda (es decir el margen de reserva del sistema es muy bajo), lo que hasta las unidades generadoras más ineficientes son imprescindibles para atender los picos de la demanda y entonces tienen capacidad de obtener precios mayores a sus costos marginales de corto plazo.

En este contexto, las estrategias de retiro de capacidad (ya sea física o económica) que fueron aludidas en la sección metodológica inicial, aún en periodos muy reducidos de tiempo pueden ser muy rentables.

Respecto de los incentivos para el ejercicio de poder de mercado de naturaleza vertical, nótese que, conforme al diseño regulatorio (art. 8 de la LGE) ningún generador puede participar en la operación de las líneas de transmisión en alta tensión directa o indirectamente como accionista del operador. Por ello, encontrándose asegurada la separación vertical entre generación y transmisión, no existen posibilidades de que algún generador obtenga posición dominante con base al control de activos en la transmisión.

En cambio, en el diseño regulatorio vigente, la integración vertical entre los segmentos de generación y distribución-comercialización se encuentra permitida, con el sólo requisito de mantener la separación contable entre las actividades (Art. 8 de la LGE).

Si bien existen posibilidades de *léverage* (extensión del poder de mercado) entre la situación de dominancia de las distribuidoras basada en el control de las redes físicas de baja tensión y generadores vinculados actuando en competencia (por lo que muchos diseños regulatorios han optado por limitar esas posibilidades de integración), también es cierto que se pueden lograr eficiencias.

Las ventajas de la integración vertical entre generación y distribución se centran en las eficiencias que pueden obtenerse, por ejemplo en el manejo de la generación forzada; normalmente estas eficiencias se concentran en lo que se denomina “generación distribuida”, esto es cuando la planta de generación está directamente conectada con la red de distribución y no a través de la red de transporte. La distribuidora puede tener así una herramienta adicional para la operación eficiente de la calidad de servicio y productos dentro de su red.

Las desventajas desde el punto de vista de la defensa de la competencia tienen que ver con la posibilidad de las distribuidoras de apalancarse en una posición dominante en distribución para favorecer los generadores vinculados (*leverage*) o, viceversa, apalancarse



en los generadores vinculados, para tener ventajas de costos en distribución que impidan la entrada de competidores en ese segmento (si está abierto a la competencia como en El Salvador).

Como nota final, debe decirse que la integración entre las actividades de generación y comercialización al consumidor final no debe despertar preocupación alguna, ya que ambos son segmentos que operan en competencia y para el caso de los grandes o medianos usuarios, la posibilidad de contratar directamente con los generadores puede ahorrar importantes costos de transacción.

4.3.2 Transmisión

El transporte en alta tensión nacional es responsabilidad de la Empresa Transmisora de El Salvador, S.A. de C.V. (ETESAL), empresa estatal creada en 1999 a partir de la escisión de la actividad de transporte en alta tensión de la CEL.

La empresa opera la red de alta tensión y planifica su expansión, ampliación y refuerzo. Como se informó en la sección inicial metodológica, se trata de una red física que opera en condiciones económicas de monopolio natural. La condición de monopolio legal que se desprende de la LGE para ETESAL es consecuencia de su naturaleza económica y no viceversa. De esta manera el diseño regulatorio ha buscado proteger una facilidad esencial del sistema de los intereses particulares de los agentes.

ETESAL opera la red eléctrica conformada por 36 líneas de 115kV de una extensión total de 1,021.5 km y 2 líneas de 230kV de 107.5 km de extensión total, que conectan el sistema con Honduras y Guatemala, según surge del Boletín Estadístico SIGET (2005).

La interconexión regional es operada por un agente de similares características (monopolio natural) pero de naturaleza intergubernamental: el Ente Operador Regional (EOR) y la red regional por la Empresa Propietaria de la Red (EPR), en la que participan las empresas nacionales estatales de transmisión, organismos gubernamentales y operadores privados (Endesa y Grupo Empresarial IPA de Colombia).

El desempeño en el periodo 2003-2006 del sistema de transmisión puede considerarse satisfactorio, tomando en cuenta el bajo porcentaje de horas de interrupción sobre el total de horas del periodo (7.8%).



4.3.3 Distribución

i. Regulación, contestabilidad y estructura de la oferta

De acuerdo a las definiciones establecidas en el Art. 4° de la LGE, una distribuidora es una entidad poseedora y operadora de instalaciones cuya finalidad es la entrega de energía eléctrica en redes de bajo voltaje.

Previo a la reestructuración del sector, la distribución era efectuada por la CEL. El servicio de distribución eléctrica fue escindido de esa compañía en 1999 y privatizado.

Actualmente la distribución la realizan Distribuidora Eléctrica Del Sur, S.A. de C.V. (DELSUR), una empresa controlada por la estadounidense Pennsylvania Power and Light Corp.⁸ y el grupo de distribuidoras que conforman el grupo de la estadounidense AES Corporation en El Salvador: Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador (CAESS); la Compañía Eléctrica de Santa Ana (AES-CLESA); Empresa Eléctrica de Oriente (EEO) y Distribuidora Eléctrica de Usulután (DEUSEM).

El Grupo AES concentra el 75% del consumo final de energía eléctrica y el 79% de los clientes, según se observa en la tabla 6 del anexo 1.

Las distribuidoras establecidas tienen un área de influencia que deviene de la disposición de las redes de las empresas privatizadas, según se muestra en la ilustración 1 del anexo 1.

El marco regulatorio ha establecido la obligación de interconexión (acceso abierto) en el artículo 8° de la LGE y Sección V del Reglamento de la LGE, pero no la existencia de áreas de distribución exclusivas.

Es decir, en el marco regulatorio básico no existen barreras legales de consideración a la entrada de nuevos distribuidores o a la expansión de las distribuidoras existentes (el procedimiento legal a realizar es obtener por parte de la SIGET las autorizaciones correspondientes).

Si bien a simple vista no pareciera haber barreras importantes a la entrada, en lo operativo, particularmente crítico para el ingreso de nuevos distribuidores es el Acuerdo SIGET 146-E-2005 que fija las reglas especiales para el cálculo por uso de red a distribuidores que lo solicitan por primera vez, de lo cual luego se desprende el establecimiento del pliego tarifario de la distribuidora presentante.

8/A la fecha de elaboración del presente informe.



Ello se debe a que los distribuidores entrantes necesitan por un lado conectar las redes que desarrollen a las redes de baja tensión de las distribuidoras (antes que a las de alta tensión de la transmisora) y por otro obtener de la SIGET la autorización de las tarifas que van a cobrar por el servicio. Las demoras de esta tramitación pueden tornar no rentable la entrada.

ii. Incentivos de las distribuidoras establecidas y de los potenciales entrantes

En la medida en que el segmento se encuentra horizontalmente consolidado (4 de las 5 distribuidoras establecidas pertenecen a AES), no cabe esperar que surja competencia entre las distribuidoras de un mismo grupo.

A pesar de ser un segmento que puede considerarse que en las actuales condiciones regulatorias puede ser penetrado por agentes independientes, sólo existe un reducido grupo de agentes que se encuentran esperando completar la tramitación de su autorización para operar como distribuidores..

4.4 Comercialización

i. Regulación, contestabilidad y estructura de la oferta

Conforme al marco regulatorio, es un segmento que opera en competencia y el servicio puede ser brindado por cualquier agente que solicite su inscripción como tal.

En la medida en que el marco regulatorio no exige la separación vertical entre la comercialización y los otros segmentos del sector eléctrico (a excepción de la transmisión – Art. 8° de la LGE) pueden distinguirse dos tipos de comercializadores: los vinculados y los independientes.

Los denominados comercializadores vinculados, son agentes patrimonialmente vinculados a firmas que operan en otros segmentos del sector eléctrico. En consecuencia pueden ser comercializadores vinculados con las generadoras (CEL, Nejapa, LaGeo y Duke Energy) o con las distribuidoras (Grupo AES y Delsur).



Los denominados comercializadores independientes son agentes autónomos respecto del resto de los participantes del mercado (esto es patrimonialmente desvinculados, según se dice en el artículo 4º de la LGE).

La comercialización es un segmento del sector eléctrico que no presenta ningún tipo de barreras a la entrada de naturaleza legal o tecnológica.

Los agentes que actualmente se encuentran autorizados a operar bajo la figura de comercializador independiente son EXCELERGY; ORIGEM; CONEC-ES (Conexión Energética Centroamericana); CARTOTÉCNICA; Mercados Eléctricos.

Los dos primeros son los más importantes, ya que concentran la mayor parte de la demanda (obsérvese la tabla 7 del anexo 1), a la vez realizan una porción considerable de las importaciones (29% y 15.5%, respectivamente para 2005).

No obstante, comparado con el mercado en su conjunto, la incidencia de los comercializadores independientes es muy pequeña, dado que en 2005 representaron conjuntamente el 4,4% de la demanda.

ii. Incentivos de los comercializadores

Los comercializadores vinculados a generadores actúan básicamente para apoyar las operaciones de las generadoras vendiendo excedentes de producción o realizando importaciones para cumplir con obligaciones contractuales, por lo cual su comportamiento depende de la estrategia definida para el principal negocio de generación y no surge de las condiciones vigentes en el segmento de comercialización propiamente dicho.

En cambio, más interesante es la situación de las distribuidoras, ya que a su vez son las principales comercializadoras de energía eléctrica a los usuarios finales, ya que cada distribuidora integra verticalmente ambas actividades (distribución y comercialización de energía eléctrica).

En este caso, es de esperar que intenten defender su negocio en el segmento potencialmente muy competitivo de comercialización, apoyándose en su posición de fuerza como operadoras de las redes de distribución en baja tensión y en el acceso de primera mano que tienen a la información detallada de la demanda final (información de los consumos de los clientes).



4.5 Usuarios Finales

Como se anticipó, un rasgo peculiar del diseño regulatorio de El Salvador es la posibilidad de todo tipo de usuario final de elegir su proveedor (sea grande o pequeño, industrial o residencial). Sin embargo, en términos fácticos esta posibilidad no ha sido de uso generalizado.

Una de las cuestiones relacionadas con ese punto es que sólo existen dos grandes usuarios conectados a las redes de media tensión (115kV): ANDA (Administración Nacional de Acueductos y Alcantarillados) que es la empresa estatal que brinda el servicio de agua potable y desagües e INVINTER (Inversiones Intercontinentales, S.A. de C.V.) antes denominada Siderurgia Centroamericana del Pacífico. En los próximos meses se contará también como gran usuario las empresas instaladas en la zona franca manejada por American Park.

Durante 2005, sólo ANDA se abasteció en el mercado mayorista, comprando 333Gwh en el mercado de contratos y devolviendo 35Gwh a través del mercado regulador del sistema. ANDA aproximadamente contrata 2/3 de su consumo directamente con la CEL y el resto con las distribuidoras, según su área de operaciones.

5. Análisis de la existencia de poder de mercado

5.1 Identificación de los mercados relevantes

La identificación de los mercados relevantes en el sector eléctrico debe considerar un conjunto de particularidades que le son propias, tales como no se puede almacenar, lo que reduce el tamaño de los mercados en concordancia con la dimensión temporal, haciendo que el tamaño del mercado esté dado por la demanda instantánea (en cada momento del tiempo) y no por la demanda acumulada a lo largo de un lapso largo de tiempo (como es lo habitual en bienes ordinarios). El elemento clave de la definición de los mercados relevantes es el diseño regulatorio del sector y la forma en que efectivamente funciona, más allá de los resultados que esperaban obtenerse del diseño regulatorio.

Asimismo, debido a la variabilidad diaria de la demanda y los distintos tipos de tecnología de generación que operan para satisfacerla, los generadores que compiten directamente entre sí varían a lo largo del día y por tanto, corresponde establecer al menos dos mercados diarios, correspondientes a las horas pico y a las horas valle, quedando en general por defecto definido adicionalmente un tercer mercado relevante para el resto del día.



Para el caso de El Salvador, donde aproximadamente el 10% de la demanda es atendida por un conjunto de generadores pequeños conectados a la red de baja tensión y que se conoce como “generación o mercado minorista”, corresponde establecer si el mercado relevante comprende ambos segmentos mayorista y minorista.

Siendo que no puede considerarse que los generadores minoristas sean competencia directa de los mayoristas, ya que el alcance de su mercado es menor, por cuanto está determinado por la cobertura geográfica de la red de distribución a la que se encuentra conectado, conviene excluir a los generadores minoristas del mercado relevante de generación.

Nótese que esta es la modalidad de análisis más prudente desde el punto de vista de la competencia, ya que la opción metodológica contraria, puede conducir a subestimar el tamaño e influencia de los grandes jugadores del mercado mayorista.

Contrariamente, no corresponde separar en dos mercados relevantes diferentes el MRS y el mercado de contratos, tanto los agentes del lado de la oferta como de la demanda de esos mercados son los mismos, así como también el producto que se comercializa.

Luego están los mercados que comprenden la transmisión de la energía a través de la red de alto voltaje, la distribución domiciliaria y la comercialización de la energía a los consumidores finales.

Es respecto de estos segmentos del sector eléctrico (transmisión, distribución y comercialización) que la cuestión de la definición del área geográfica relevante es de importancia.

A nivel de la transmisión existe un solo operador de la red nacional y de la red de interconexión regional, que operan bajo un régimen de monopolio legal en lo referente a la operación y mantenimiento de las redes.

A nivel de la distribución, el diseño regulatorio no ha establecido áreas geográficas exclusivas. Por tanto, es posible la expansión de las redes de las distribuidoras más allá de la cobertura original post-privatización, así como también, la construcción de nuevas redes en las áreas de influencia de las distribuidoras.

Finalmente, el marco regulatorio ha previsto una amplia libertad para la comercialización de la energía a todo tipo de usuario final (grande o pequeño) a escala nacional y también para la importación y exportación de energía (LGE Capítulo VI, particularmente artículos 75, 81 y 82).

En base a las consideraciones precedentes, se han identificado los siguientes mercados de producto relevantes.



- Generación mayorista de energía eléctrica (en hora pico, valle y resto)
- Transmisión
- Distribución
- Comercialización

El mercado geográfico relevante respecto de los precitados mercados producto se define de escala nacional.

En el caso de la generación, la dimensión geográfica es nacional por dos razones:

- no existe actualmente congestión en la red de transmisión que aisle sistemáticamente zonas o regiones, que queden entonces sujetas a la generación local y que por tanto corresponda definir mercados geográficos de generación subnacionales.
- la incidencia de las importaciones desde Guatemala y Honduras aún es muy marginal y la interconexión aún no tiene la suficiente capacidad para considerar que los generadores de esos u otros países compiten directamente con los generadores nacionales.

En el caso de la transmisión, el mercado geográfico corresponde a la extensión de la red de alta tensión que es nacional, no habiendo competencia, ya que el servicio es prestado por un solo operador.

En el caso de la distribución, debido a la particular situación de que las distribuidoras no tienen garantizada un área exclusiva de distribución, potencialmente pueden competir entre sí a lo largo de toda la extensión geográfica del país, a la vez que pueden ingresar nuevos distribuidores. En base a esa consideración es que el mercado geográfico de la distribución puede definirse nacional.

En el caso de la comercialización, siendo este un segmento en competencia, sin importantes barreras legales o tecnológicas a la entrada, puede considerarse su dimensión geográfica de cobertura nacional.

5.2 Incidencia de las importaciones y exportaciones

Se observan importaciones netas de energía que son de cierta importancia, ya que El Salvador completa sus déficits de generación con compras en la región.



El área geográfica que cubre la operatoria de comercio internacional de energía eléctrica de El Salvador es regional y se restringe básicamente a Guatemala y Honduras, debido a la actual cobertura de las líneas de interconexión regional.

Observando los flujos comerciales de energía en la región del Istmo, se pone en evidencia que El Salvador es el principal importador de la región, mientras que Guatemala es el principal exportador (ver tabla 8 del anexo 1).

En ambos países, las operaciones están contractualizadas en un 88% y representan una proporción menor de la generación (5,7% en El Salvador y 4,7% en Guatemala).

En el caso del sector eléctrico de El Salvador, desde el punto de vista operativo las importaciones son críticas, considerando que la capacidad disponible está muy ajustada en relación a la demanda máxima (7% aproximadamente).

Desde el punto de vista de la competencia, es conveniente mantener a escala nacional el área geográfica del mercado relevante de generación a efectos del análisis de estructura, porque no se identifica un gran proveedor determinante en Guatemala (que es actualmente el principal origen de las importaciones), con capacidad de comportarse estratégicamente en relación al mercado de El Salvador.

Actualmente las importaciones netas de energía son marginales en relación a la inyección nacional (han variado entre el 6% y el 9% en el último trienio), con lo cual no existen elementos suficientes para ampliar la definición del mercado relevante a una escala regional (en apoyo de lo que se estableció en la sección precedente de definición de los mercados relevantes desde el punto de vista de la competencia).

5.3 Grado de concentración de los mercados relevantes

En el marco del análisis de competencia, la medición del grado de concentración en los mercados relevantes se lleva a cabo mediante el cálculo del Índice de Herfindahl-Hirschmann (suma de cuadrados de las cuotas de mercado de los oferentes que compiten en el mercado relevante).

Para el caso de la electricidad, la medición de la concentración del mercado en base a las ventas mensuales o anuales (como es lo habitual) es insuficiente, por cuanto la estructura del mercado puede cambiar sustantivamente a lo largo de un día y en diferentes épocas del año, debido a la alta estacionalidad de la demanda.



Por ello, en el sector eléctrico el análisis clásico de concentración de los mercados relevantes necesariamente debe ser complementado mediante otras mediciones que permitan capturar más acabadamente tanto la estructura como la dinámica de los mercados relevantes.

A continuación se presentan las mediciones del grado de concentración en los mercados relevantes identificados, a través de las cuotas de mercado de los participantes y los HHI que corresponden.

5.3.1 Generación de energía eléctrica (mayorista)

El cálculo de los HHI respecto de la generación eléctrica como primera aproximación se realiza considerando la capacidad instalada y la inyección mensual, que corresponde al volumen de producción.

En la medida en que un agente opere un parque de generadores de alto costo y poco eficientes, dependiendo del régimen de despacho, es posible que su participación en la inyección sea considerablemente más baja que su participación en la capacidad instalada.

Por otra parte, debe tenerse presente que conforme a la definición de los mercados relevantes, coexisten tres mercados relevantes de generación: horas pico, horas valle y resto.

Asimismo, considérese que el cálculo de los HHI ha sido efectuado a partir de los volúmenes inyectados al sistema nacional de transmisión por cada operador, excluyendo las importaciones y exportaciones, que es la modalidad más estricta de cálculo.

Finalmente, recuérdese que el mercado ha sido restringido a su segmento mayorista, excluyéndose la generación que se encuentra conectada a las redes de baja tensión (generación minorista)

i. Concentración de la generación mayorista, medida en términos de capacidad instalada

La capacidad instalada luce notoriamente concentrada con un HHI de 2.774 puntos, aunque en su mayor parte (40%) corresponde al parque de generación hidroeléctrico de propiedad estatal (ver tabla 9 del anexo 1).



ii. Concentración de la generación mayorista, medida en términos de inyección mensual

El mercado se encuentra distribuido entre cuatro operadores principales: CEL, Nejapa, Duke y LaGeo, cuyas participaciones de mercado mensuales en promedio de los últimos tres años han sido: 36%, 19%, 20% y 23% respectivamente y se han mantenido estables en el caso de los principales operadores (ver Tabla 10 del anexo 1).

Sobre la base a esas participaciones, el HHI promedio mensual de los últimos tres años ha sido alto: 2.696 y no demasiado variable, ya que la distribución arroja un coeficiente de variación del 17%.

Sólo CESSA y CASSA presentan volatilidad alta en el comportamiento de sus cuotas de mercado (coeficientes de variación del 49% y 65%, respectivamente).

iii. Medición de la concentración de los mercados relevantes de generación (pico, valle y resto)

Como se dijo, la definición precisa de los mercados relevantes de generación comprende diferenciar tres tipos de mercados relevantes de producto diferentes: generación en hora pico, en hora valle y en el resto de las horas.

A continuación se presenta la medición de los HHI's para el año 2004, presentados en la forma de promedios mensuales (ver tabla 11 del anexo 1).

Obsérvese que en todos los casos se supera holgadamente el límite de 1800 puntos de valor del HHI, que es el umbral a partir del cual la práctica de las autoridades de competencia estadounidenses define los mercados como "altamente concentrados".

También puede observarse que los meses de septiembre y octubre de 2004, fueron los que presentaron un mayor grado de concentración.

5.3.2 Transmisión

El servicio de transmisión nacional es prestado en condiciones de monopolio legal por ETESAL, por lo que la medición de la concentración del mercado deviene abstracta.



5.3.3 Distribución

En la medida en que no existen áreas exclusivas de distribución de energía eléctrica, las distribuidoras pueden potencialmente considerarse competidoras directas al menos en las franjas que delimitan su área natural de influencia.

Por ello es que puede justificarse metodológicamente una definición de alcance nacional del mercado relevante de distribución, sin embargo, el cálculo de su grado de concentración (ver tabla 12 del anexo 1) no permite representar adecuadamente la particularidad de que en todo caso, las distribuidoras compiten en las franjas en que convergen.

En la medida en que 4 de las 5 distribuidoras establecidas pertenecen al mismo grupo económico (AES), la concentración del mercado de distribución se observa muy alta, tanto en términos de energía distribuida como de clientes atendidos.

5.3.4 Comercialización

En la medida en que los usuarios finales pueden comprar el suministro de energía de cualquier tipo de operador, la comercialización es efectuada tanto por generadores y distribuidores como por comercializadores independientes.

Una manera de aproximar el cálculo de la concentración en el mercado de comercialización es tomando como base las demandas en el mercado mayorista (neteando el mercado de contratos y el mercado regulador del sistema), excluyendo los consumos de los únicos dos usuarios finales que se abastecen en el mercado mayorista (ANDA e Invinter).

Conforme a ello, la estructura aproximada del mercado de comercialización puede observarse en la tabla 13 del anexo 1.

Obsérvese que, a pesar de la participación de muchos operadores como comercializadores (independientes y vinculados a generadores), la comercialización se encuentra concentrada en las distribuidoras, particularmente del grupo AES, lo que pone en evidencia la importancia de la integración vertical entre distribución y comercialización.



5.4 Identificación de barreras legales y económicas a la competencia

Como fue descrito en detalle en la sección sobre regulaciones y la organización industrial del sector, el marco regulatorio del sector eléctrico de El Salvador es muy amplio, no existiendo barreras de tipo legal que obstaculicen el accionar de los agentes económicos que operan en el sistema.

El único segmento que se encuentra legalmente protegido de la competencia es el de transmisión (nacional e internacional) donde ETESAL y la operadora internacional, respectivamente, actúan en condición de monopolios legales.

Debe notarse que desde el punto de vista tecnológico y económico, ambas actividades son monopolios naturales y por tanto la protección legal, en realidad tiene la función de institucionalizar una situación tecnológica y de mercado previa.

Los mercados relevantes comprendidos por la generación de energía eléctrica, capacidad instalada y provisión de servicios auxiliares se encuentran abiertos a la competencia y las condiciones de entrada desde el punto de vista tecnológico y económico, particularmente en lo que respecta a la generación térmica, no presentan especiales dificultades.

La tecnología de generación térmica es pública y accesible y las inversiones no son excesivas, en términos relativos al sector en su conjunto. Como ejemplo, obsérvese que existen usuarios finales que han instalado sus facilidades de generación y que venden sus excedentes, siendo notorio el reciente ingreso de Textufil al mercado mayorista.

En el caso de las centrales hidroeléctricas, por su impacto ambiental y nivel de inversiones, puede decirse que se encuentran asociadas a mayores dificultades para su expansión y/o instalación.

En distribución, tampoco existen barreras de naturaleza legal de magnitud relevante, ya que no se han asegurado áreas o clientelas exclusivas a las distribuidoras privatizadas y por tanto, desde el punto de vista del esquema regulatorio, es posible la duplicación total o parcial de las redes de distribución.

Sin embargo, este segmento se encuentra relativamente protegido de la competencia debido a la naturaleza propia de las economías de redes (subaditividades de costos) que pueden provocar que las redes de distribución (parcial o totalmente) operen como monopolios naturales.

En el mercado de comercialización tampoco existen barreras de tipo legal de relevancia, ya que el esquema regulatorio preserva una amplia libertad para la actividad de los operadores en este segmento. Por otra parte, este tipo de actividad de servicios requiere de tecnologías blandas ampliamente disponibles y bajas inversiones.



Es más, las bases regulatorias para permitir el desarrollo del segmento se encuentran establecidas, según se describió en detalle en las secciones sobre marco regulatorio y organización industrial, a saber: acceso abierto a las redes de transmisión y distribución y libertad de escogencia de proveedor por parte de los usuarios finales.

No obstante, el segmento de comercialización no se ha desarrollado como mercado independiente, encontrándose liderado ampliamente por las distribuidoras que actúan a la vez como comercializadoras. Puede decirse que la sola existencia de agentes establecidos de la envergadura y capacidad agresiva de reacción de las distribuidoras constituye un desincentivo económico a la entrada.

5.5 Grado de contestabilidad de los mercados relevantes

En términos teóricos y considerando las tecnologías disponibles, pueden ordenarse los distintos segmentos del sector eléctrico según su grado potencial de contestabilidad, según se muestra en la Ilustración 2 del anexo 1.

Mientras la transmisión en redes de alta tensión sería el segmento menos contestable, la generación sería el más contestable. Nótese que en la medida en que haya agentes de gran envergadura como comercializadores (como es el caso de las distribuidoras/comercializadoras), el segmento de comercialización no puede considerarse más contestable que el de generación (la sola existencia de agentes establecidos de gran tamaño, con capacidad de respuesta agresiva a la entrada, funciona de barrera).

Conforme a las barreras legales, tecnológicas y económicas que se describieron en la sección anterior, para El Salvador puede decirse que mientras la contestabilidad de la transmisión nacional o regional es nula, es posible algún grado de contestabilidad en la distribución, que sería algo mayor en la comercialización y que el segmento más contestable es el de generación.

Como se refirió en la sección sobre marco teórico, las condiciones de competencia en el mercado eléctrico varían según diferentes dimensiones, siendo la más importante la dimensión temporal. Por ello, el análisis de contestabilidad debe considerar dos niveles. Cuando se considera los mercados relevantes definidos desde el punto de vista de la demanda horaria (horas pico, horas valle y horas resto), va de suyo que los mercados relevantes horarios no son altamente contestables, si el margen de reserva del sistema es muy bajo.

Desde este punto de vista, el mercado relevante de horas pico es muy poco contestable,



sobre todo si el margen de reserva del sistema es muy bajo. En el caso de El Salvador, aún los mercados en horas resto y valle son muy poco contestables debido al bajo margen de reserva del sistema en general.

En cambio, cuando se miran los mercados eléctricos desde una perspectiva estructural y de largo plazo, se observa que tanto las barreras tecnológicas como legales (en los países que han reformado el sector, incluyendo El Salvador) son realmente muy bajas, siendo posible la instalación de plantas generadoras de escala eficiente en un periodo razonable de tiempo. Desde este punto de vista es que puede decirse que el mercado eléctrico mayorista de El Salvador es desafiante y que la reciente entrada de Textafil es una evidencia de ello.

Respecto del mercado de generación, que además conforma la porción más importante de la tarifa final, la distancia que los distintos especialistas han observado entre el precio mayorista y los costos de generación, indican que a pesar de que las barreras legales y económicas son bajas, el mercado no ha logrado una convergencia entre precios y costos.

5.6 Evaluación de las condiciones competitivas en el mercado mayorista

Como se anticipó, el análisis del grado de concentración en los mercados relevantes y las barreras a la entrada es insuficiente, particularmente en el sector eléctrico, para establecer la existencia de poder de mercado.

El poder de mercado en generación es uno de los temas que más preocupa a los entes reguladores y las agencias de defensa de la competencia en aquellos países que han reestructurado la industria eléctrica. En El Salvador, el pequeño tamaño del mercado pone aun más presión sobre este aspecto debido a que impone una barrera natural a la entrada de productores. El mercado eléctrico de generación presenta características peculiares que demandan un análisis aislado de su comportamiento a fin de analizar el poder de mercado de las firmas participantes. Entre otras variables particulares de este sector encontramos: un producto no almacenable y homogéneo como la electricidad, fuertes economías de red, demanda de corto plazo relativamente inelástica y la necesidad de un coordinador del despacho (Unidad de Transacciones, S.A. (UT) en El Salvador).

El resultado final del comportamiento de los mercados eléctricos mayoristas dependerá, entre otras variables, de la existencia de empresas con poder de mercado, de las estrategias seguidas por cada una, de las tecnologías de producción de cada operador y de la posición relativa de cada agente en la red del sistema.



La medición de poder de mercado a través de los indicadores más utilizados para dicho fin, como el índice Herfindahl-Hirschman (HHI), puede no ser tan representativa en este caso. Las medidas de concentración como el HHI indican la concentración actual de las ventas o la capacidad. Sin embargo, en la industria eléctrica, aunque una firma pueda tener un relativamente pequeño “market share” para un dado nivel de demanda, puede pasar que si la misma reduce su producto, ninguna otra firma pueda ser capaz de reemplazar esa oferta dado el costo, la capacidad de generación o las restricciones de la red de transmisión.

En este contexto, el objetivo de esta sección es realizar un análisis histórico del desempeño del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica de El Salvador con el fin de detectar posibles comportamientos anticompetitivos por parte de los agentes componentes del mismo. Para ello se analizará en forma horaria el despacho diario manejado por UT correspondiente al periodo enero-diciembre de 2004, para estudiar el comportamiento de los precios, teniendo en cuenta las disponibilidades de capacidad de las firmas intervinientes y estimando los correspondientes costos variables de producción (CVP).

La mayor parte de la información utilizada fue provista a través de la Superintendencia de Competencia por UT y SIGET. Se trata de datos horarios (post-operativo) sobre inyecciones por planta, precios de mercado, demandas por nodo de la red alta tensión, indisponibilidad programada y ejecutada de máquinas.

El análisis realizado para determinar nuestro despacho óptimo (competitivo) se instrumenta de tal forma que la energía sea entregada por las generadoras térmicas de acuerdo a un orden de mérito en función al menor costo variable medio de producción de cada una de ellas. De esta forma, se soslayan potenciales restricciones de transporte en el envío de esta energía, considerándose un despacho en barra única⁹.

Los supuestos del análisis realizado: (i) no hay ni restricciones de red para el despacho generado por máquinas térmicas, (ii) ni indisponibilidades fuera de las programadas, y (iii) la utilización del combustible de mínimo costo, son consistentes con la intención de construir una curva de oferta de generación a un mínimo costo. De esta forma, los supuestos mencionados permiten encontrar la frontera deseada, y utilizar a ésta como “benchmark” para analizar las ganancias obtenidas por los generadores a lo largo del periodo estudiado.

El índice de Lerner debería mostrar valores cercanos a cero cuando la competencia es efectiva y por lo tanto se observa fuerte similitud entre los precios y costos marginales reales registrados. En nuestro caso, el análisis de los índices estimados a partir del despacho teórico nos brindan una medida de “markup” teórico puesto que bajo el supuesto de despacho óptimo y curva de oferta a mínimo costo, las diferencias entre los precios de

⁹/Es importante aclarar que las restricciones de transporte, fallas y congestión, tienen poca importancia en el sistema eléctrico del El Salvador.



mercados reales y los costos marginales teóricos determinan una medida de pérdida de bienestar que estarían sufriendo los consumidores debido a que el mercado no actúa bajo el supuesto de competencia perfecta.

Bajo los supuestos considerados en el modelo, la competencia perfecta se fundamenta en que cada máquina generadora no tiene la posibilidad de afectar el precio de mercado de la electricidad. En efecto, nuestro primer escenario soslaya, para las máquinas térmicas, indisponibilidades y desperfectos en la red. Por otro lado, se garantiza el combustible de mínimo costo. De esta forma cada generadora no tiene poder de mercado en el mercado.

Un índice de Lerner (IL) alto estará indicando la presencia de un grado importante de poder de mercado y de la posibilidad de fijar por lo tanto, precios significativamente por encima que los costos marginales. Por el contrario un índice bajo estará indicando lo opuesto, es decir la ausencia de poder de mercado y la presencia de un mercado próximo a la competencia perfecta.

6. Análisis desde el punto de vista de la competencia de las Reformas en Proceso de Implementación

6.1 Comentarios a Contratos de Largo Plazo y Despacho de costos

6.1.1 Normas sobre contratos de largo plazo

El rol de los contratos de largo plazo (CLP) está centrado en:

- aminorar la volatilidad del precio spot de la electricidad,
- disminuir la incertidumbre regulatoria para estimular la entrada de nuevos operadores y,
- limitar la posibilidad de ejercicio de poder de mercado de los productores existentes.

La clave para una exitosa introducción de CLPs es la competencia efectiva por el mercado al momento de licitar los mismos. En este sentido, el diseño del mecanismo de licitación (claridad de las reglas, transparencia, evitar prácticas discriminatorias, asegurar la mayor participación) resulta crucial.

Si los costos de los CLPs no pueden ser traspasados a tarifas finales (sólo puede hacerse pass-through del precio en el mercado spot) las distribuidora afrontan el riesgo de contratar a precios altos, y por lo tanto tienen incentivos a realizar un cuidadoso procedimiento de contratación. En caso contrario, las distribuidoras podrían no tener mayor incentivo para efectuar una licitación eficiente.



Sin embargo, en un contexto donde aparece el problema de falta de inversiones en capacidad de generación, tal cual ocurre en El Salvador, lo mencionado en el punto anterior pierde importancia relativa. En este sentido, el proceso debería impulsar no sólo la contratación de generadores existentes sino que además debería enfatizar fuertemente en la participación de nuevos entrantes.

Si los nuevos entrantes fueran del mismo grupo inversor que los compradores (las distribuidoras) estos últimos podrían aprovechar para hacer *léverage*. Es decir, tomar beneficios por intermedio de la empresa no regulada (generación) pasando los costos a la parte regulada. Para evitar esto es imprescindible contar con reglas que eviten la discriminación de otros oferentes. En particular, es preferible que la generación asociada a las distribuidoras este ubicada en un nodo de la red de transporte (que no sea generación distribuida). En un contexto con poca competencia el probable problema de *leverage* a través de la integración vertical distribución-generación se vería compensado por los beneficios derivados de la menor posibilidad de ejercer poder de mercado por parte de los generadores restantes.

6.2 Modelo de despacho basado en costos para la Red Eléctrica de El Salvador para su utilización en Defensa de la Competencia

En el presente modelo se supone que las decisiones de producción del sistema son tomadas en forma centralizada. El coordinador del mercado realiza el despacho óptimo a partir de información de costos de generación que revelan los productores y de las restricciones de capacidad -generación y transporte- y tecnológicas -leyes de Kirchoff.

Cabe acotar que a la fecha no se cuenta con la reglamentación para el despacho de costos y por lo tanto no se cuenta con información fehaciente sobre cómo va a ser el diseño definitivo del mecanismo de cálculo de precios spot. Sin embargo, de las entrevistas surgieron los lineamientos básicos de los reglamentos. El sistema es un tradicional sistema de declaración de costos, que serán auditados y/o tendrán un valor de referencia basado en el costo de los combustibles y la eficiencia de las máquinas. En este sentido el modelo que se presenta en esta sección es adecuado para representar una visión prospectiva del mercado spot de energía basado en un despacho de costos tal cual como se está organizando en El salvador.



7. Conclusiones y Recomendaciones

7.1 Conclusiones

En retrospectiva: que existe ejercicio de poder de mercado por los generadores, es una conclusión unánime de todos los especialistas, corroborada por este estudio. Los precios del MRS están por encima del precio competitivo de manera sostenida, esto sería violatorio de la LDC, solo si existen:

- Acciones coordinadas entre generadores (artículo 25 de la LDC);
- Acciones de exclusión de la entrada de nuevos generadores o expansión de los existentes (artículo 30 de la LDC).

En prospectiva:

- la propuesta de reformas, deben dar mayor certidumbre regulatoria, para atraer inversiones: sostenibilidad de las reformas en el largo plazo;
- El proceso de los CLPs debería impulsar no sólo la contratación de generadores existentes sino, además, estimular fuertemente la participación de nuevos entrantes;
- La clave para una exitosa introducción de los CLPs es la competencia efectiva POR el mercado al momento de licitarlos, esto es el diseño del mecanismo de licitación;
- Los nuevos generadores pertenecen al grupo de las distribuidoras, éstas podrían tomar beneficios en el segmento no regulado (generación) pasando los costos al regulado (distribución).

Para evitarlo, deben establecerse reglas que eviten la discriminación de otros oferentes, preferible que la generación asociada a las distribuidoras esté ubicada en un nodo de la red de transporte (que no sea generación distribuida).

La regla de despacho en base a costos elimina un instrumento importante del comportamiento estratégico de los generadores (retiro económico de capacidad), no elimina la posibilidad de los generadores de ejercer poder de mercado mediante el retiro físico de capacidad, pero se vuelve más fácil de controlar. El monitoreo y la capacidad de sancionar son claves.



7.2 Recomendaciones

En prospectiva:

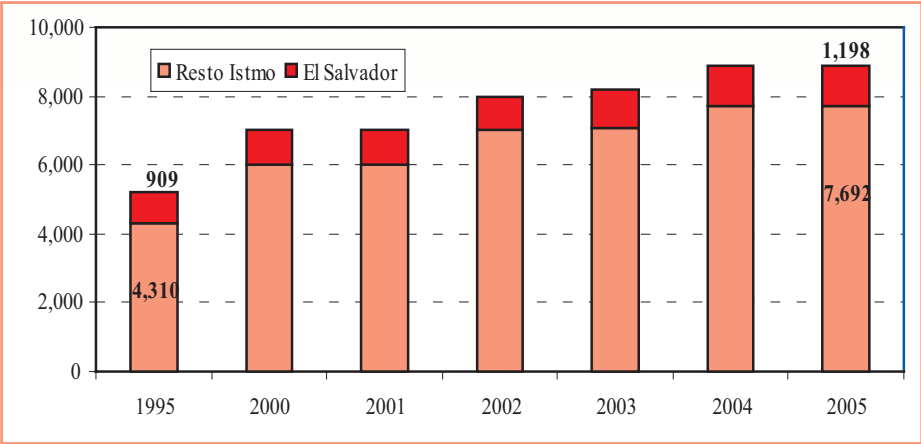
Como las inversiones en generación limitarán las posibilidades de ejercer poder de mercado de los generadores, es clave para la autoridad de competencia, trabajar con el regulador sectorial en: el diseño del marco regulatorio de los CLPs, particularmente en el mecanismo de licitación, el traspaso a tarifas de los precios de los CLPs, las limitaciones a la integración vertical entre generación y distribución:

- El avance la integración energética regional;
- El establecimiento de la regla de despacho en base a costos;
- El mejoramiento de los instrumentos de monitoreo y control, en particular de las conductas estratégicas de retiro físico de capacidad;

La implementación de un mecanismo de TARIFA SOCIAL para enfrentar cambios inesperados en el mercado, sin alterar el marco regulatorio, promoviendo la certidumbre y las inversiones

ANEXOS No. 1

Gráfico 1:
Evolución de la capacidad instalada de generación en El Salvador
y resto del Istmo 1995-2005 (En MW.)



Fuente: CEPAL (2006).

Tabla 1:
Evolución de la cobertura de la demanda máxima,
El Salvador y resto de los sistemas del Istmo

Período	El Salvador			Resto de los países del itmo		
	Capacidad instalada (MW)	Demanda máxima (MW)	Capacidad de reserva (%)	Capacidad instalada (MW)	Demanda máxima (MW)	Capacidad de reserva (%)
1995	909	592	34.9	4,310	3,039	29.5
2000	1,114	758	32.0	6,143	4,014	34.7
2001	1,192	734	38.4	6,207	4,221	32.0
2002	1,136	752	33.8	6,762	4,418	34.7
2003	1,197	785	34.4	7,097	4,619	34.9
2004	1,198	809	32.5	7,672	4,879	36.4
2005	1,198	829	30.8	7,692	5,123	33.4

Fuente: CEPAL (2006).

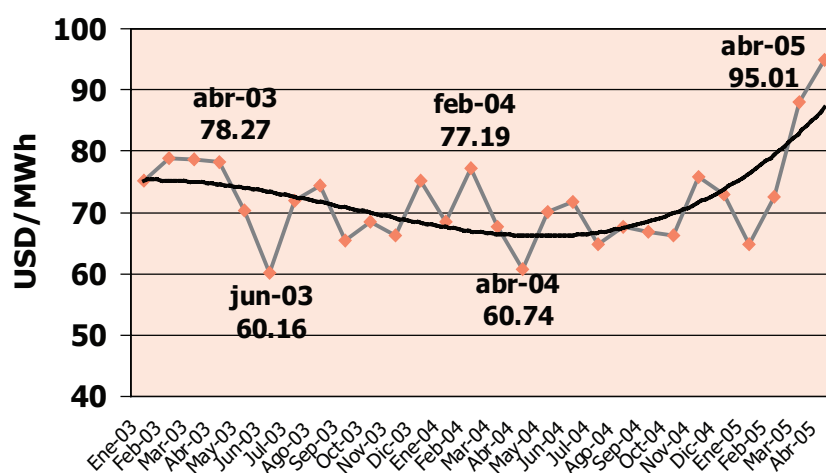


Tabla 2:
Comparación de precios de electricidad en el Istmo Centroamericano
(Centavos de dólar / kWh)

País	Precios corrientes			Precios constantes (1990)	
	1990	1998	2002	1998	2002
Guatemala	4.8	7.8	13.0	6.3	9.6
El Salvador	3.3	9.8	11.2	8.0	8.3
Honduras	4.5	8.5	8.6	6.9	6.4
Nicaragua	4.6	11.6	11.4	9.5	8.4
Costa Rica	5.8	6.7	7.4	5.5	5.5
Panamá	11.3	11.1	11.2	9.1	8.3

Fuente: CEPAL (2006).

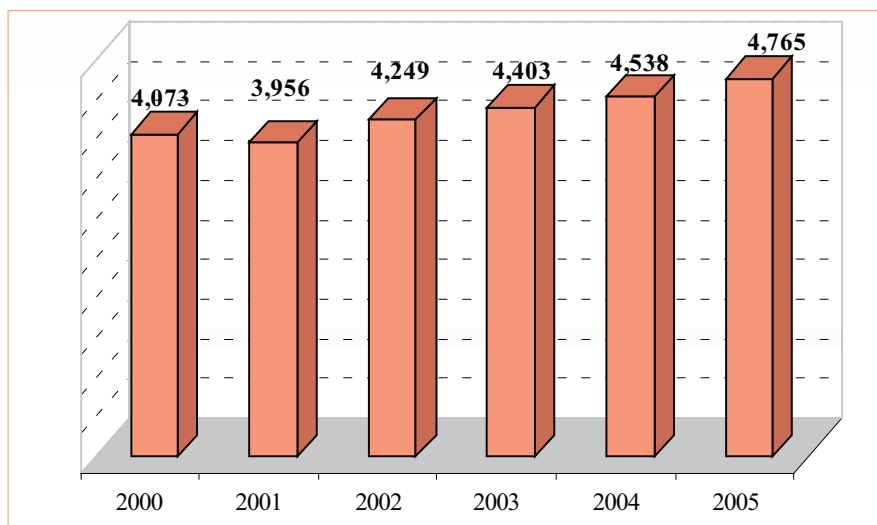
Gráfico 2:
Precios de la electricidad en el mercado regulador del sistema, promedios mensuales enero 2003 a diciembre de 2004.



Fuente: Unidad de Transacciones S.A.



Gráfico 3:
Evolución de la demanda nacional neta anual en el mercado mayorista, años 2000 a 2005, en miles de MWh



Fuente: Boletín Estadístico SIGET 2005.

Tabla 3:
Tasas de crecimiento de la demanda de energía 2000-2006

Mes/Año	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Enero	3.60	2.90	-0.60	7.30	3.50	3.30	5.70
Febrero	3.50	2.00	0.20	7.30	3.50	3.10	6.30
Marzo	3.90	1.00	1.00	8.00	3.00	3.00	7.00
Abril	3.70	0.90	2.00	7.20	2.70	3.90	6.40
Mayo	4.10	0.50	2.90	6.80	2.40	4.20	6.90
Junio	4.40	0.00	3.50	6.70	2.50	4.40	7.00
Julio	4.50	-0.70	4.50	6.10	2.40	4.90	
Agosto	4.50	-1.20	5.30	5.40	2.90	4.90	
Septiembre	4.30	-1.40	6.10	4.90	2.90	5.20	
Octubre	4.20	-1.50	6.60	4.50	2.90	5.10	
Noviembre	4.40	-2.00	7.40	4.30	2.80	5.10	
Diciembre	4.00	-2.00	7.90	3.70	3.30	5.10	

Fuente: Boletín Estadístico UT.



Tabla 4:
Inyección nacional por operador (GWh), mercado mayorista, 2005

Grupo	Inyección	Participación
Cel	1,667.0	37.20%
Duke	982.1	21.90%
Lageo	951.8	21.20%
Nejapa	765.6	17.10%
Cessa	63.2	1.40%
Cassa	51.1	1.10%
Total	4,480.7	100%

Fuente: Boletín Estadístico 2005 SIGET.

Tabla 5:
**Capacidad instalada y disponible de generación en el
mercado mayorista, diciembre 2005**

Grupo	Plantas	Tipo	Capacidad Instalada (MW) a Dic. 2005	
Cel	4	Hidroeléctricas	448.6	40%
Duke	3	Térmicas	318.0	28%
Lageo	2	Geotérmicas	151.2	14%
Nejapa	1	Térmicas	144.0	13%
Cessa	1	Térmicas	33.0	3%
Cassa	1	Térmicas	25.0	2%
Total	12		1,119.4	100%
Capacidad Disponible:				971.1

Fuente: Boletín Estadístico 2005 SIGET.

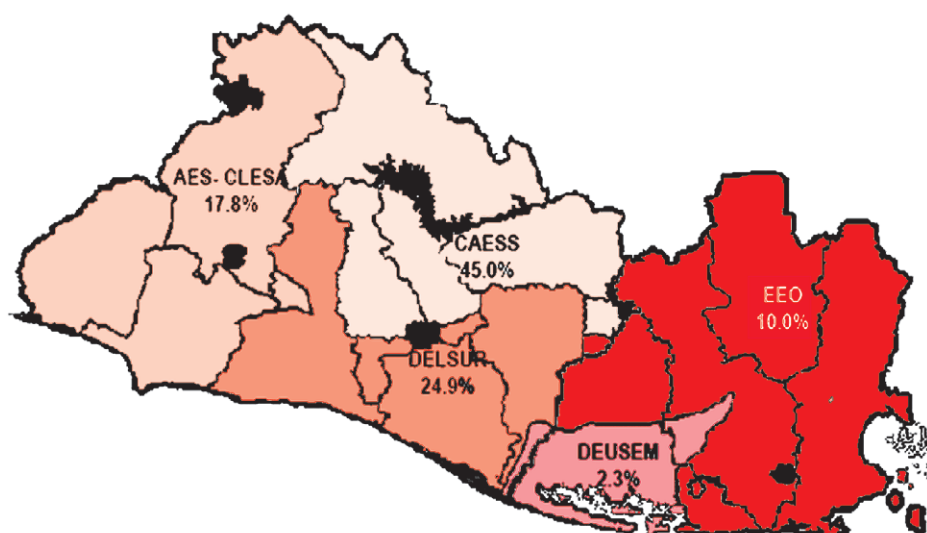


Tabla 6:
Distribuidoras. Consumo de energía y número de clientes 2005

Distribuidora	Facturación energía eléctrica (GWh)		Número de clientes	
AES	3,046.80	75%	1,015,500	79%
CAESS	1,824.80		487,670	
CLESA	722.2		273,160	
EEO	405		200,720	
DEUSEM	94.7		53,950	
DELSUR	1,007.90	25%	277,760	21%
Total	4,054.70	100%	1,293,260	100%

Fuente: SIGET.

Ilustración 1:
Áreas de influencia y participación en las ventas de las distribuidoras, 2005



Fuente: Boletín Estadístico 2005 SIGET.



Tabla 7:
Comercializadores independientes.
Demanda de energía eléctrica en el mercado mayorista 2005

Comercializadores	Demanda	
	GWh	%
Excelergy	136.1	85.5%
Origem	21.4	13.5%
Mercados Eléctricos	1.6	1.0%
Total	159.1	100%
Total Mercado Mayorista	3618.0	
Participación de los comercializadores en el Mercado mayorista		4.4%

Fuente: Estadísticas UT.

Tabla 8:
Transacciones de energía en el mercado regional, 2005.

	Total (GWh)		Neto (GWh)	
	Inyecciones	Retiros	Inyecciones	Retiros
Costa Rica	69.8	80.3		10.6
El Salvador	22.2	300.2		278.0
Guatemala	322.8	14.8	308.0	
Honduras	2.8	58.3		55.5
Nicaragua	8.4	22.2		13.9
Panamá	104.2	54.2	49.9	

Fuente: CEPAL (2006).



Tabla 9:
Grado de concentración en capacidad instalada, 2005

	Capacidad Instalada (MW)	Tipo	Participación %
Cel	448.6	Hidro	40%
Duke	318.0	Térmica	28%
Lageo	151.2	Geotérm.	14%
Nejapa	144.0	Térmica	13%
Cessa	32.6	Térmica	3%
Cassa	25.0	Térmica	2%
Índice De Herfindahl-Hirschman (HHI)			2,774

Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de SIGET/UT.

Tabla 10:
**Generación. Participaciones de mercado e índices de
concentración promedio y dispersión 2003-2006**

	Participaciones de Mercado con respecto a la inyección nacional, en %.							HHI
	Textufil	CEL	NPC	DUKE	LAGEO	CESSA	CASSA	
Promedios 2003/06	3	36	19	20	23	1	2	2,696
Coef. de Var. ¹⁰ , en %.	20%	26%	18%	25%	8%	49%	65%	17%

Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos: SIGET/UT.

10/Coeficiente de Variación, en %: desvío estándar dividido la media, multiplicado por 100.

Tabla 11:
Índices de concentración económica en hora pico,
valle y resto de las horas, año 2004

Mes	Demanda en hora pico		Demanda en resto horas 8hs a		Demanda en hora valle 10	
	18hs a 21 hs	HHI	17hs	HHI	hs a 7 hs	HHI
Ene	128,327	2,426	283,843	2,242	180,884	2,267
Feb	120,874	2,418	278,258	2,258	176,706	2,159
Mar	133,929	2,553	319,793	2,359	195,847	2,080
Abr	124,281	2,814	291,252	2,446	193,571	2,357
May	123,271	2,863	302,834	2,391	196,350	2,509
Jun	116,858	2,950	296,257	2,620	188,266	2,526
Jul	124,265	2,643	312,257	2,533	198,294	2,391
Ago	121,358	2,753	291,694	2,495	187,301	2,331
Sep	113,805	3,382	281,978	3,100	181,115	3,386
Oct	128,391	3,420	319,699	3,238	242,811	3,704
Nov	117,707	2,792	285,633	2,367	179,363	2,115
Dic	127,451	2,273	279,218	2,082	181,351	1,981

Fuente: Elaboración propia sobre la base a datos de inyección de SIGET/UT.

Tabla 12:
Concentración del mercado de distribución, 2005.

	Consumo Final de Energía (GWh)		Número de Clientes	
Grupo AES	3,046.8	75%	1,015,500	79%
Delsur	1,007.9	25%	277,760	21%
Índice de Herfindahl				
Hirschmann (HHI)		6,264		6,627

Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de SIGET.

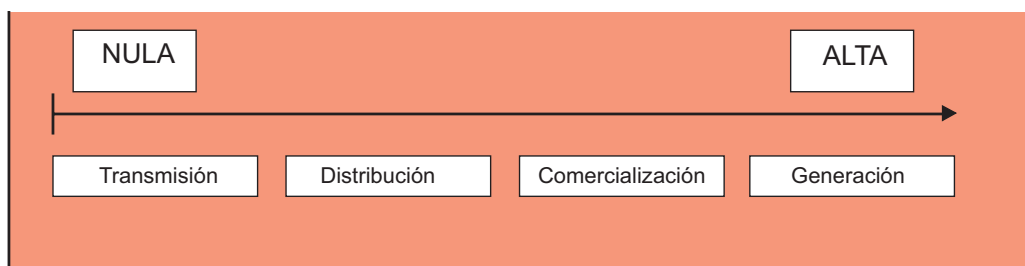


Tabla 13:
Grado de concentración de la comercialización, 2005

Operador	Tipo ¹¹	Demanda Neta ¹² al Mercado Mayorista 2005 GWh	%
Excelergy	Ci	136.1	4.1%
Origem	Ci	21.4	0.6%
Mdos Eléctricos	Ci	1.6	0.0%
Conec-Es	Ci	0	0.0%
Poliwatt	Ci	0	0.0%
Total Independientes		159.1	4.7%
El Paso	Cv	14.7	0.4%
Cel C+G	cv ; g	83.0	2.5%
Lageo C+G	cv ; g	10.4	0.3%
Duke C+G	cv ; g	1.6	0.0%
Cassa	G	0.9	0.0%
Cessa	G	0.5	0.0%
Total Generadores		111.1	3.2%
Grupo AES	D	2,256.2	68.5%
Delsur	D	769.6	23.3%
Total Distribuidoras		3,025.8	91.8%
Total ¹³		3,296.0	100.0%
Índice De Herfindahl Hirschmann (HHI)			5,255

Cálculos propios en base a datos UT.

Ilustración 2:
Esquema de contestabilidad en los mercados relevantes del sector eléctrico



11/ci: comercializador independiente; cv: comercializador vinculado a generador; g: generador; d: distribuidor; cv; g: indica que se opera en el MEM a través de una firma comercializadora y una generadora.

12/Suma de demanda en el Mercado de Contratos y demanda en el Mercado Regulador del Sistema.

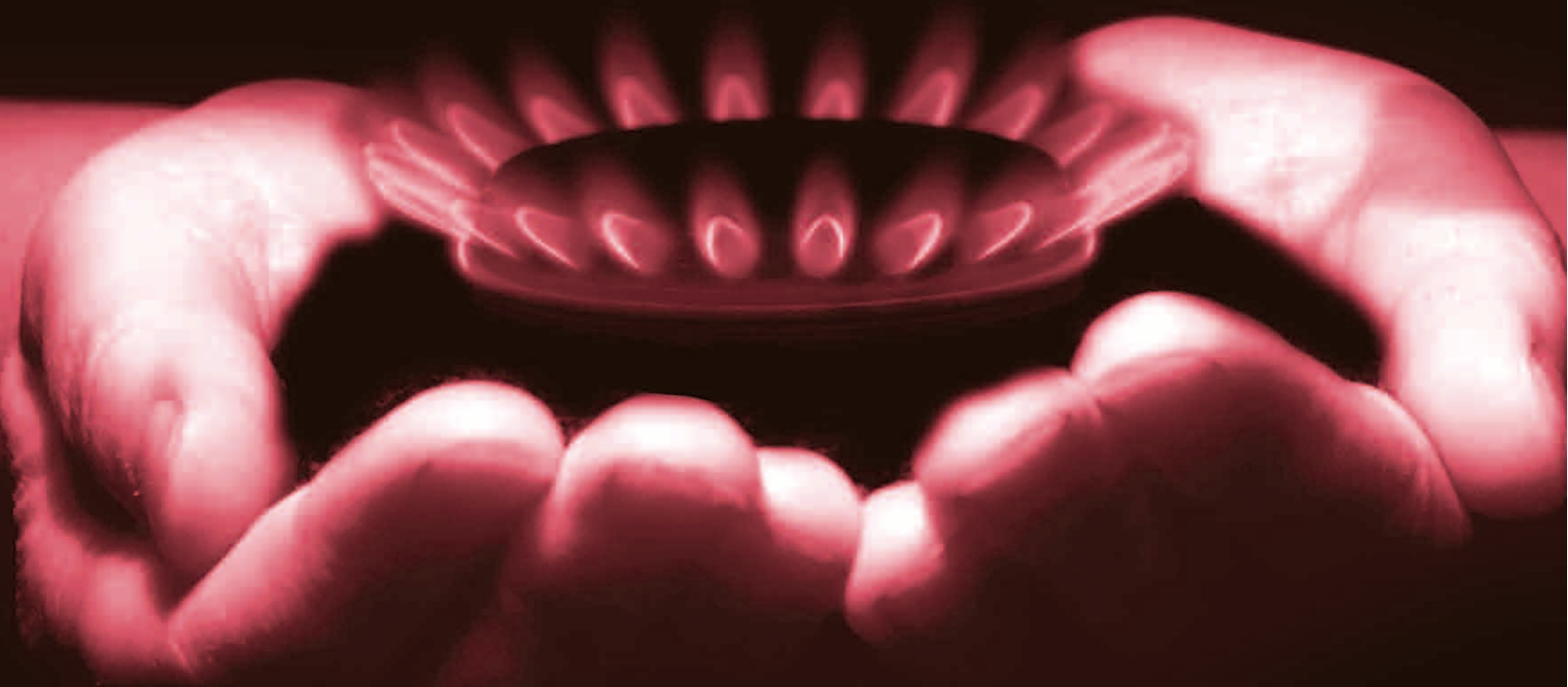
13/Excluye demanda de usuarios finales: ANDA e Inwinter.



CONDICIONES DE COMPETENCIA EN EL SECTOR DE GAS LICUADO DE PETRÓLEO EN EL SALVADOR

Informe de Resultados

Enero 2008





**“Condiciones de Competencia en el Sector de Gas Licuado
de Petróleo en El Salvador”
Resultados del Estudio
Enero 2008**

Estudio contratado por la SUPERINTENDENCIA DE
COMPETENCIA DE LA REPÚBLICA DE EL SALVADOR, en
el marco del PROGRAMA COMPAL de la Conferencia de las
Naciones Unidas Sobre Comercio y Desarrollo (UNCTAD)

“Los puntos de vista expresados en este documento son del consultor responsable y no representan necesariamente los puntos de vista del Gobierno de El Salvador, la Superintendencia de Competencia, o de otra institución”.



Resultados del Estudio

I. Introducción

1. El presente documento constituye el informe de resultados del Estudio “Condiciones de Competencia en el Sector de Gas Licuado de Petróleo (GLP)” cuyo objetivo es analizar las características económicas de las distintas etapas de la cadena productiva de la industria del gas licuado de petróleo y evaluar las condiciones de competencia prevalecientes. El Estudio se realizó en el marco del programa COMPAL (“Fortalecimiento de Instituciones y Capacidades en el área de Políticas de Competencia y Protección del Consumidor en América Latina”), que es un programa de la UNCTAD (Conferencia de las Naciones Unidas sobre Comercio y Desarrollo) que brinda asistencia técnica en las áreas de Políticas de Competencia y Protección del Consumidor a Nicaragua, Costa Rica, El Salvador, Perú y Bolivia.
2. Para ello se desarrollará la metodología estándar en el análisis de defensa de la competencia, que podrá ser aplicada como marco analítico para la evaluación de casos o conflictos que pudieran presentarse en el futuro.
3. Adicionalmente, se formularán recomendaciones donde se detecten posibilidades de mejorar las condiciones de competencia existentes. En este sentido, el análisis no presupone la existencia de determinado tipo de conducta ni persigue fines sancionatorios.
4. Luego de la presente Introducción, en el Capítulo II se efectúa una caracterización general del sector de GLP en El Salvador, destacando el lugar que ocupa dicho producto en relación con los demás hidrocarburos derivados del petróleo. En el Capítulo III se identifica y analiza el marco normativo aplicable al sector de GLP, así como sus implicaciones respecto de las condiciones de competencia. El Capítulo IV caracteriza la oferta en el sector, describiendo la cadena productiva del GLP hasta llegar al domicilio del consumidor final. En el Capítulo V se caracteriza la demanda de GLP, detallándose sus diferentes usos y modalidades de comercialización. El Capítulo VI describe la evolución de los principales indicadores del sector de GLP, a través del análisis de ventas y precios, participaciones y concentración de mercado, subsidio y márgenes de comercialización, y desabastecimiento. En el Capítulo VII se analiza el concepto, función, y método de definición del mercado relevante, el problema de los precios no competitivos en el análisis de sustitución. Asimismo se procede a definir los mercados relevantes en el sector de GLP para las distintas etapas, tanto en la dimensión del producto como geográfica. En el Capítulo VIII se calculan y analizan los índices de poder de mercado y la concentración de los diferentes mercados relevantes



del sector, distinguiéndose entre mercado de producción e importación (“upstream”) y de comercialización, diferenciando en este último caso entre envasado y granel. En el Capítulo IX se identifican y analizan las barreras de entrada en el sector de GLP. En el Capítulo X se analiza el grado de contestabilidad en los diferentes mercados relevantes definidos. El Capítulo XI detalla el grado de integración horizontal y vertical presente en este sector. El Capítulo XII se encuentra dedicado a la descripción y análisis del sistema de distribución y comercialización y sus implicaciones en las condiciones de competencia, siendo este uno de los puntos respecto del cual el presente Estudio efectúa una recomendación pro-competitiva. En el Capítulo XIII se identifican las posibles prácticas anticompetitivas, primero en forma general, y luego se analiza cuáles de dichas prácticas podrían con mayor probabilidad presentarse en el sector de GLP. Asimismo se realizan determinadas sugerencias sobre cómo encuadrar en la Ley de Competencia de El Salvador determinados tipos de prácticas y –en base a las mejores prácticas internacionales- se sugieren ciertos criterios para distinguir las prácticas anticompetitivas exclusorias de las que excluyen en base a competencia por mérito. En el Capítulo XIV se describen en términos generales las condiciones de competencia de Costa Rica y Argentina en el sector de GLP. Finalmente, en el Capítulo XV se realizan conclusiones y se efectúan algunas recomendaciones pro-competitivas.

II. Caracterización general del sector de gas licuado de petróleo de El Salvador.

5. El Gas Licuado de Petróleo (GLP) es una mezcla de hidrocarburos, principalmente propano y butano, que se presentan en estado gaseoso a temperatura ambiente. Proviene básicamente de dos fuentes: por un lado se le encuentra asociado con el gas natural en los yacimientos, y por otro lado, se obtiene como un subproducto en el proceso de la refinación del petróleo en las destilerías. Cuando el GLP se presenta en forma asociada con el gas natural (principalmente metano) en el yacimiento, luego es separado de aquél en plantas específicas, obteniéndose propano y butano como productos distintos. En las refinerías lo que se obtiene en primera instancia es una mezcla de propano, butano y otros gases, que posteriormente es separada en sus componentes. En ese sentido, el proceso se inicia cuando el petróleo crudo procedente de los pozos petroleros llega a una refinación primaria, donde se obtienen diferentes cortes (destilados) entre los cuales figuran naftas o gasolinas, turbosina, queroseno, gasóleo o diesel, gas húmedo y gasóleos atmosféricos y de vacío. Estos últimos (gasóleos) son la materia prima para la producción de gasolinas en los procesos de craqueo catalítico. El proceso se inicia cuando estos se llevan a una planta “FCC” (destilación fraccionada catalítica) y mediante un reactor primario a base de un catalizador a alta temperatura se obtiene el GLP, gasolinas y otros productos más pesados. Esta mezcla luego se separa en trenes de destilación.¹

1/ Página web de la Cámara de Empresas Argentinas de Gas Licuado: www.cegla.org.ar



6. El GLP es producido en diferentes países alrededor del mundo y comercializado internacionalmente, por lo cual puede caracterizarse como un commodity. Utilizando una presión moderada es almacenable en forma de líquido en tanques o cilindros, y en ese estado ocupa menos del 0.4% del volumen ocupado en estado gaseoso, por lo cual su transporte se puede efectuar en forma económicamente conveniente.²
7. El Salvador importa el 100% del petróleo que consume, ya que el país no cuenta con yacimientos petrolíferos. Existe producción local de derivados del petróleo, pero la mayor parte de lo que se consume localmente proviene de las importaciones. En ese sentido, en el año 2006 la producción local de derivados del petróleo representó el 39% del consumo, mientras que la importación representó el 68%.
8. Dentro del total del consumo de productos derivados del petróleo, el GLP ha mostrado una tendencia creciente en los últimos años, representando el 15.9% en el año 2006. Las ventas totales de GLP ascendieron a 98,564,958 galones en 2006, exhibiendo una tasa promedio de incremento anual del 8% para el período 1995-2006. Este crecimiento ha ido acompañado de un incremento relativo de las importaciones de GLP como proporción de las importaciones de hidrocarburos, las cuales han pasado de representar el 13.2% en el año 1995 al 24.4% en el año 2006 (ver cuadro 1, anexo 1). Incluso se ha verificado un incremento de las exportaciones, que en el año 2006 representaron el 59.4% de las exportaciones de hidrocarburos.
9. A la industria del GLP usualmente se le visualiza como un sector que guarda cierta independencia en relación con otros combustibles líquidos como la gasolina, el fuel oil, el diesel, el kerosene y el turbo fuel. En efecto, a diferencia de lo que sucede con estos últimos, que son utilizados preponderantemente en la propulsión de vehículos y en la industria, el GLP se utiliza en buena parte para la calefacción (aunque no en el caso de El Salvador por las características de su clima) y cocción de alimentos en los hogares. Este uso domiciliario en los hogares, envasado en cilindros portátiles, genera a su vez una especificidad en la cadena de comercialización del producto, que también coadyuva a visualizar el sector en forma separada del de los otros combustibles líquidos.
10. Por otra parte, el GLP es considerado una fuente de energía que atenúa el impacto negativo sobre el ambiente y la salud humana, en particular si se lo compara con los sustitutos más cercanos utilizados en El Salvador, como puede ser la leña para la cocción de alimentos. El uso de la leña, especialmente para cocción en El Salvador, tiene impactos negativos sobre la salud humana y la preservación de las fuentes de agua potable.³ El gas natural (metano) resulta ser uno de los principales sustitutos del GLP en aquellos países que cuentan con el servicio de gas natural domiciliario distribuido a través de cañerías, pero no es ese el caso de El Salvador.
11. Las razones mencionadas precedentemente son la base de la política de subsidios y precios máximos que el Gobierno de El Salvador mantiene respecto del GLP destinado al uso doméstico, siendo este el único caso que ha quedado fuera del proceso de

2/Página web de la World LP Gas Association: www.worldlpgas.com

3/Gobierno de El Salvador. Política Energética, mayo de 2007, pág. 22.



desregulación iniciado a partir del año 2001 en el sector de productos derivados del petróleo. A dicha política gubernamental puede, entonces, atribuirse buena parte del crecimiento en importancia relativa que ha ido ganando el GLP.

III. Identificación y análisis del marco normativo aplicable, y sus implicaciones en las principales condiciones de competencia.

12. A manera de referencia de carácter general cabe señalar que la Ley de Competencia de El Salvador (Decreto Legislativo N° 528, del 26/11/2004) contiene disposiciones, como las del Título III, que prohíben la realización de prácticas anticompetitivas: entre competidores, Capítulo I (acuerdos de precios, cantidades, división de mercados, etc.); entre no competidores, Capítulo II (ventas condicionadas, imposición de exclusividad), cuando las empresas que las llevan a cabo posean en forma individual o conjunta posición dominante en el mercado relevante definido; de abuso de posición dominante por parte de una empresa, Capítulo III (creación de obstáculos a la entrada de nuevos competidores o expansión de los existentes, precios predatorios, discriminación de precios). Además, dicha norma establece el control previo de concentraciones económicas, Capítulo IV.
13. Las mencionadas disposiciones, interpretadas en conjunción con el artículo 1 de la mencionada ley, resumen el objetivo primordial de preservar el bienestar de los consumidores y la eficiencia económica en la aplicación del régimen de competencia a situaciones concretas, que deberán ser evaluadas y meritadas caso por caso, según los hechos y detalles que se presenten a consideración en cada investigación en particular. Por esa misma razón, el presente estudio sólo puede avanzar en aportes metodológicos y en la descripción de la conformación del sector, pero sin pronunciarse en forma concluyente respecto de alguna conducta o hecho en particular de los agentes económicos que participan en el sector, que deberá ser materia de investigación en los términos fijados por dicha ley y su reglamento (Decreto Ejecutivo 126/2006).
14. La Ley Reguladora del Depósito, Transporte y Distribución de Productos de Petróleo (Decreto Legislativo N° 169/70, reformado por Decretos Legislativos N° 450/70 y N° 1113/03), y su Reglamento (Decreto Ejecutivo N° 46/03), regula varios aspectos del funcionamiento del sector.
15. Por un lado, establece la necesidad de obtener autorización del Ministerio de Economía (MINEC) para la construcción y funcionamiento de los depósitos de aprovisionamiento de GLP, envasadores y distribuidores, quienes deben cumplir con aspectos técnicos relacionados con la normativa de calidad y seguridad establecida en las Normas Salvadoreñas Obligatorias o Normas Internacionales aplicables.



16. Por otra parte, como fuera mencionado en otra sección de esta Consultoría, la ley obliga a los envasadores e importadores de GLP a mantener un inventario mínimo de seguridad del producto, relacionado con el nivel de ventas, a efecto de mantener una oferta continua de productos al mercado nacional.
17. En lo que respecta al régimen aplicable a los cilindros, la Ley Reguladora del Depósito, Transporte y Distribución de Productos de Petróleo consagra la diferenciación marcaria de los envases, disponiendo el registro en la DHM del color distintivo para su reconocimiento y la obligación de los titulares de cada marca de pintar la totalidad de sus cilindros. Cada titular de una marca es responsable del mantenimiento y seguridad de los cilindros de dicha marca (Art. 9).
18. Al mismo tiempo, la ley establece que las personas propietarias o titulares de determinada marca y las que intervengan en los diferentes canales de distribución de la misma, tienen prohibido llenar envases cilíndricos portátiles de GLP que correspondan a una marca de otro titular, excepto en casos de desabastecimiento y con la debida autorización de la DHM (Art. 9). En la práctica la medida excepcional contemplada en la ley ha sido aplicada en varias ocasiones con relación a los cilindros de Tropigas, permitiendo a las restantes empresas envasadoras llenar por un lapso determinado los cilindros (amarillos) cuya marca pertenece a la mencionada empresa.
19. En conexión con el régimen de diferenciación marcaria y prohibición de rellenado de envases de otra marca, la ley establece un Sistema de Intercambio de Cilindros entre propietarios o titulares de marcas de GLP (Art. 10). Originalmente la ley no contemplaba el derecho del usuario a intercambiar los envases que se encontraban en su poder por el envase de otro proveedor. Sin embargo, en el año 2003 se produjo una reforma de dicha norma otorgándole al usuario el derecho al intercambio, por lo cual el proveedor de una marca diferente a la del envase del usuario no puede exigirle a aquél compensación alguna por la entrega del envase de su propia marca.
20. El marco normativo no resulta preciso respecto de las reglas para el intercambio de envases que es necesario realizar cuando los distribuidores/ensadores reciben cilindros de otras marcas, lo cual ha derivado en demoras y conflictos entre las empresas, a las que se hará referencia en la sección de este Estudio dedicada a la identificación de posibles prácticas anticompetitivas.
21. En la Ley Reguladora del Depósito, Transporte y Distribución de Productos de Petróleo, se establece que en los casos en que una compañía envasadora tuviere un mayor número de cilindros que sobrepase el número a intercambiar con determinada compañía, deberá pactar libremente el mecanismo de devolución de los mismos (Art. 10).



22. La Ley de Protección al Consumidor (Decreto Legislativo N° 776, del 18/08/2005) consagra los derechos fundamentales del consumidor y crea la Defensoría del Consumidor. Sin embargo, dicho organismo no tiene competencia específica en el sector de GLP, aunque actúa a partir de sus facultades generales difundiendo información de precios y características del producto, recibiendo y gestionando denuncias por ventas de GLP en tiendas a precios superiores al regulado, y representando a los consumidores en instancias judiciales.⁴ El control del peso de los cilindros en los establecimientos de envasadores y distribuidores corresponde al MINEC. Según la Defensoría del Consumidor, en el 63% de las inspecciones realizadas por el MINEC entre enero y marzo del 2006, se encontró infracción por inexactitud en el contenido neto, dentro de las cuales el 58% de los cilindros inspeccionados presentaron un peso inferior al ofrecido.
23. También se aplican a la industria del GLP los Reglamentos Técnicos Centroamericanos (RTCA) sobre fabricación de cilindros, seguridad, calidad del gas, transporte y otros. Dichas normas exigen el estampado en la válvula y en la cabeza del cilindro, pero no fijan tope de vida útil del cilindro.
24. Los RTCA han uniformado la válvula de los envases, por lo cual actualmente todos los envases nuevos deben contar con las especificaciones de válvula única establecidos. En el mismo sentido, la Ley Reguladora del Depósito, Transporte y Distribución de Productos de Petróleo establece el sistema de válvula universal en los envases cilíndricos portátiles de GLP para consumo doméstico (Art.11).

IV. Caracterización de la oferta

25. La cadena productiva del GLP puede incluir una serie de agentes económicos que desarrollan distintos roles hasta llegar al domicilio del consumidor final, aunque en la práctica las empresas pueden asumir más de uno de estos roles, los que, en consecuencia, quedan unificados en un mismo agente económico:
 - Los productores locales y extranjeros, quienes, respectivamente, venden el producto en grandes volúmenes en la refinería local, o en la terminal de exportación para ser enviado al país de destino.
 - Los transportistas, quienes llevan el producto en grandes volúmenes desde la planta de producción (situada localmente o en el extranjero) hasta las instalaciones de importadores y comercializadores.

4/Fuente: Defensoría del Consumidor. Política Nacional de Protección al Consumidor. San Salvador, El Salvador, agosto de 2007.



- Los importadores y comercializadores mayoristas, quienes adquieren el producto en grandes volúmenes a los productores extranjeros y a los productores locales, y lo almacenan para posteriormente venderlo a los distribuidores/fraccionadores.
 - Los envasadores/fraccionadores, quienes adquieren el producto a los importadores, productores locales, y comercializadores mayoristas, el que luego es transportado a la planta de envasado o fraccionado del producto.
 - Los distribuidores minoristas, quienes adquieren el producto envasado y lo distribuyen a las tiendas.
 - El comercio minorista, quien adquiere el producto a los distribuidores minoristas y lo vende al consumidor final.
26. En el anexo a este informe, se presenta el esquema de la cadena de valor del GLP en El Salvador, cuyos principales componentes se explican en las secciones siguientes.

IV.1. Producción e importación de GLP

27. En El Salvador, el GLP comercializado internamente proviene en su mayor parte de la importación (más del 90 %) y en una pequeña porción de la producción local (menos del 10 % restante).
28. El único productor local de GLP a granel es la Refinería Petrolera Acajutla, S. A. (RASA), que está situada en el puerto que da origen a su nombre. Es propiedad de las transnacionales ESSO y Shell. El negocio principal de la refinería, y el eje en torno al cual se toman las decisiones estratégicas de producción, es el de los combustibles líquidos, obteniéndose el GLP como un subproducto del proceso de producción. RASA vende el GLP principalmente a ESSO, quien no vende el producto en cilindros, ni en forma mayorista ni al detalle, sino que lo comercializa a granel a la industria, y también a Total. Ocasionalmente RASA también compra a Zeta Gas y Tomza en oportunidad de realizar paradas técnicas por mantenimiento o desperfectos, y también ocasionalmente vende a estas empresas.
29. Las importaciones se realizan por vía terrestre y a través de terminales marítimas. La principal terminal marítima de importación de GLP se encuentra situada en Puerto Cutuco, en el Golfo de Fonseca, al oriente del país, y pertenece a Terminales de Gas del Pacífico, S.A. de C.V.(TGP), empresa controlada por el mismo grupo económico del que forma parte Tropigas, al que se hará referencia más adelante. Desde allí la empresa también abastece a sus operaciones en Nicaragua, Belice, y Guatemala,



aunque a partir del surgimiento de problemas de abastecimiento al mercado nacional se le ha prohibido la reexportación. Total tiene celebrado con RASA un contrato por el cual le alquila dos esferas para almacenar producto (butano) importado vía marítima, aunque no las utiliza en la actualidad.

30. El resto de las importaciones se realizan por vía terrestre, principalmente desde los países en los cuales los envasadores tienen terminales marítimas o terrestres, o plantas de producción, especialmente desde Guatemala, Honduras y México. En ese sentido, Zeta Gas importa el producto vía terrestre desde Guatemala, donde posee una importante terminal marítima en Puerto Quetzal (ubicada aproximadamente a tres horas de San Salvador). Total importa aproximadamente el 50% del GLP que comercializa, el cual proviene de Honduras y Guatemala, donde les compra a los competidores en el extranjero, generalmente en la modalidad “spot”. Tomza importa desde Honduras y también desde Guatemala, donde el grupo empresarial al que pertenece posee terminales. Tropigas importa vía terrestre a través de la frontera con Guatemala (La Hachadura), recibiendo GLP desde México.

IV.2. Almacenamiento

31. La totalidad de la capacidad de almacenamiento, incluyendo terminales marítimas y terrestres, corresponde a las mismas empresas envasadoras o a los grupos a las que pertenecen dichas empresas.
32. La capacidad de almacenaje resulta equivalente al consumo de 25 días, si se toma en cuenta que las ventas totales de GLP para el año 2006 fueron de 98,564,958 galones.⁵ Si se considera que la capacidad de RASA no se utiliza, el total se reduce a 4.9 millones de galones, lo que equivale al consumo de 18 días. Ello implica que para satisfacer la demanda nacional de GLP sin que se produzcan episodios de desabastecimiento, se requiere que la logística de importación funcione en forma continua.
33. Por otro lado, la mayor parte de la capacidad de almacenaje se concentra en las terminales marítimas, según se observa en el cuadro 2 del anexo 1. La capacidad de almacenamiento de las terminales terrestres representa un 22% del total (un 30% si se excluye la capacidad de RASA).

5/Página web del Ministerio de Economía de El Salvador: www.minec.gob.sv.



IV.3. Fraccionamiento/emplasado y distribución

34. Una vez que el producto es adquirido al único productor local o introducido al país desde el extranjero, es trasladado a las plantas de emplasado donde permanece en tanques de diversas capacidades, hasta que finalmente es emplasado en cilindros portátiles o transportado en camiones cisterna, según se trate del consumidor residencial o del consumidor comercial/industrial, respectivamente. Vale aclarar que el término “fraccionador” es el adecuado para englobar la actividad de aquellas empresas que se dedican al llenado de cilindros portátiles de GLP o a la comercialización de dicho producto a granel en tanques estacionarios, porque en ambos casos el producto se “fracciona” para ser destinado a los consumidores finales en los diversos formatos.
35. En ese sentido, pueden distinguirse dos modalidades de comercialización: emplasado y a granel. En la distribución a granel los destinatarios son la industria y el comercio, y en forma incipiente se utiliza para carburación. En esta modalidad se instalan tanques fijos, generalmente dados en comodato por la empresa, y tuberías en los locales del demandante del producto. En razón de que los tanques pertenecen a las compañías, existe exclusividad en la provisión del producto. Hasta allí el GLP es transportado en camiones cisterna que descargan el producto en los tanques.
36. Una de las empresas oferentes, ESSO Standard Oil, S.A. Ltd. no vende gas emplasado y sólo participa en el mercado de comercialización de gas a granel, distribuyendo el producto con sus propios medios de transporte, sin intervención de terceros intermediarios. Las restantes compañías venden gas emplasado y gas a granel.
37. En el caso de la distribución de gas emplasado, el producto se comercializa en cilindros de diversas capacidades (10 Lbs., 25 Lbs., 35 Lbs. y 100 Lbs.) y en su mayor parte está destinado al consumo en los hogares, aunque también se utiliza en actividades comerciales de pequeña escala. En el caso de esta modalidad de comercialización la cadena de distribución hasta el consumidor final es en general más larga que en el caso del granel. Efectivamente, luego del proceso de emplasado los cilindros pueden ser transportados a centros de distribución, y desde allí a su vez distribuidos a tiendas o al consumidor final.
38. Según ha sido señalado en la Sección II, a pesar de existir diferenciación marcaria en el parque de envases, el consumidor tiene derecho a entregar el envase que posea por uno de marca diferente, sin que el nuevo emplasador/distribuidor pueda exigirle compensación alguna por la entrega del envase de su propia marca. El emplasador/distribuidor que ha ganado un nuevo cliente y, en consecuencia tiene en su poder el envase de la marca que le ha sido entregado por ese nuevo cliente, no puede rellenarlo, y debe proceder a intercambiarlo con el distribuidor desplazado quien a su vez debe entregar un envase de la marca de aquél. Los intercambios de envases se realizan de



manera bilateral entre las empresas, pues no existen centros de canjes de envases.

39. Se han presentado conflictos en relación con el intercambio de envases, especialmente en aquellas situaciones en las que un envasador ha introducido nuevos cilindros al mercado, sea porque es un entrante o porque ha comenzado un plan de expansión, y en consecuencia ha acumulado cilindros de sus competidores, quienes no cuentan con cilindros de aquel envasador para concretar el intercambio. Esta situación se ha presentado entre las empresas ingresantes como Zeta Gas y Tomza y las previamente establecidas, Tropigas y Total, aunque con diferentes características caso por caso. Las entrantes han pretendido obtener una compensación de parte de las otras empresas como condición para entregarle los cilindros de su marca acumulados.
40. Tropigas es la empresa con mayor participación de mercado e históricamente ha sido la envasadora más importante, con más de 50 años de presencia en El Salvador. Su liderazgo en el mercado sólo ha comenzado a ser desafiado con la entrada de Zeta Gas y el grupo Tomza a comienzos de la presente década. Actualmente pertenece a un grupo económico de origen Mexicano, que también participa en el fraccionamiento y distribución de GLP en otros países de Centroamérica, como Nicaragua, Panamá y Costa Rica. La empresa tiene 14 plantas de envasado en El Salvador, y algunas las operan concesionarios. Dichas plantas tienen distintas escalas de capacidad, y algunas son terminales terrestres y plantas envasadoras a la vez. Esta empresa comercializa principalmente a través de distribuidores independientes, que llevan el producto desde las plantas hasta la tienda o hasta el domicilio del consumidor final. Sin embargo, en algunas zonas cuenta con distribución propia, pero no llegan al consumidor final sino a la tienda. Los cilindros de la empresa son distribuidos en prácticamente todo el territorio del país.⁶
41. Zeta Gas es una empresa de origen Mexicano con importantes operaciones en otros países de Centroamérica, como Costa Rica, Guatemala, Belice y Nicaragua, que ingresó a El Salvador en el año 2000. El GLP es importado desde diferentes orígenes (Noruega, África, Venezuela, otros) hasta su terminal ubicada en Puerto Quetzal, Guatemala, en la que cuenta con 18 esferas que totalizan una capacidad de 18 millones de galones. Desde allí el gas es enviado a El Salvador por vía terrestre mediante camiones cisterna.⁷
42. Tomza es también una empresa de origen Mexicano, con operaciones en otros países de Centroamérica (Honduras, Guatemala y Costa Rica). Ingresó al mercado de El Salvador en el año 2002 a través de la compra de Coinver.
43. Zeta Gas tiene una única planta de envasado con una capacidad de almacenamiento de 264,000 galones. La planta cuenta con envasado automático. La distribución es propia y la empresa introdujo una innovación con la modalidad de entrega a domicilio, que no existía antes de la entrada de esta empresa en el año 2000. En ese sentido la

6/Fuente: entrevista con el Ingeniero Marco Martínez, Gerente General de Tropigas, S.A. de C.V..

7/Fuente: www.grupozeta.com.



empresa cuenta con los denominados “Centros Express”. Esta modalidad comenzó a ser implementada primero en Guatemala. En El Salvador actualmente hay 205 Centros Express, y la empresa ha manifestado tener proyectado llegar a 400. La modalidad consiste en arrendar o comprar el terreno y dar una franquicia, cuyo titular sólo puede suministrar productos Zeta Gas, cobrando una comisión por cilindro distribuido. Los Centros Express son los encargados de llevar los cilindros al domicilio del consumidor o a la tienda. La empresa también distribuye a tiendas (unas 1600). En el área oriental la empresa comercializa a través de distribuidores independientes porque todavía no ha implementado ahí la modalidad de “Centros Express”.⁸

44. Tomza, al igual que Zeta Gas, posee una sola planta de envasado de 264,000 galones y tiene una estrategia de llegar al consumidor final en forma directa a través de su propia flota vehicular que llega hasta el domicilio del cliente (un 80% de sus ventas se realizan mediante este canal), aunque también opera mediante distribuidores mayoristas independientes (5%) y realiza ventas en rutas o tiendas (15%). En el caso del servicio a domicilio la empresa cuenta con un “call center” para la recepción de pedidos y la entrega se hace sin costo adicional.⁹
45. Total es una empresa multinacional de gas y petróleo, de origen francés, situándose entre las cinco más importantes a nivel global. Sin embargo, en Centroamérica la empresa sólo tiene presencia en El Salvador y una pequeña posición en Honduras. A raíz de una transacción producida a nivel internacional Total y Elf fusionaron sus operaciones¹⁰. Esta última a su vez previamente había adquirido a Shell su empresa envasadora (Shellane) a nivel local. El negocio del GLP en El Salvador es desarrollado bajo la marca Elf Gas.

V. Caracterización de la Demanda

46. En el Salvador la demanda de GLP es fundamentalmente para uso energético como combustible en hogares, comercios e industrias. También existe una demanda incipiente como carburante para la propulsión de automotores, a la que se hará referencia más adelante.
47. En los hogares el GLP se utiliza básicamente para cocción de alimentos. Cuando el usuario adquiere una cocina, puede optar por adquirir el aparato con o sin el cilindro. El tamaño de cilindro de mayor demanda en los hogares es el de 25 libras.
48. Se ha estimado que el consumo promedio de gas para cocinar es cercano a 30 libras mensuales por hogar, sin considerar la zona geográfica o quintil de ingreso, lo cual indicaría que se consume un envase de gas en promedio por mes (algunos hogares

8/ Fuente: entrevista con Licenciado Luis Zavala, Gerente Administrativo de Zeta Gas, S.A. de C.V. e información proporcionada por Zeta Gas en respuesta al requerimiento de la Superintendencia de Competencia.

9/Fuente: entrevista con Licenciado Manuel Sevilla, Director General de COINVER, S.A. de C.V. e información proporcionada por COINVER en respuesta al requerimiento de la Superintendencia de Competencia.

10/Total es actualmente un grupo que surgió de dos grandes fusiones, una entre Total y la empresa belga PetroFina, que creó Total Fina, la cual luego se fusionó con Elf Aquitaine, creando TotalFinaElf. El grupo se renombró como Total en mayo de 2003.



deben comprar envases de 25 libras y otros de 35 libras). Asimismo, se ha estimado que en el año 2004 existían en El Salvador 530,818 hogares sin consumo de GLP de un total de 1,626,036 hogares, lo que equivale a prácticamente el 33%. La mayor parte de estos hogares, que no consumen GLP, podían ser caracterizados como hogares pobres situados en áreas rurales.¹¹

49. En el uso hogareño, el principal sustituto sobre todo en las áreas rurales es la leña. Los hogares pobres continúan utilizando este combustible en gran proporción, mientras que los hogares de ingreso medio y alto usan principalmente gas.
50. En equivalente calórico, es decir para generar una determinada cantidad de kilocalorías, el precio de la leña es muy superior al del GLP ya que el poder calorífico de aquella es marcadamente inferior a este último, y se ha estimado que los hogares que usan leña para cocinar gastan el doble de los que usan gas.¹² Sin embargo la leña puede adquirirse fraccionada. El fuerte subsidio al precio del GLP para uso doméstico hace que el precio relativo del GLP con respecto a la leña se haya reducido y en consecuencia que la sustitución de la leña resulte menos importante comparada con una situación en la que los precios relativos no se vieran afectados por el subsidio.
51. En las industrias y en el comercio se utiliza el GLP como combustible en los procesos productivos de agroindustrias, comedores, restaurantes, hoteles, hospitales, etc. En estos casos dado que se demandan volúmenes relativamente importantes de GLP, el abastecimiento es a través de tanques fijos o estacionarios, colocados en los locales de los usuarios. Existen tanques de diversas capacidades (en galones): 80, 120, 250, 500, 1000, 2000, 4200 y aun más grandes. Usualmente los mismos pertenecen a las empresas proveedoras, quienes los entregan en comodato a los usuarios; excepcionalmente resultan ser propiedad del usuario. Como fue notado, cuando los tanques son dados en comodato la provisión generalmente la efectúa en forma exclusiva la empresa dueña del tanque. En estos usos los sustitutos principales del GLP son el diesel o gas oil y el fuel oil, aunque debe señalarse que la leña también es utilizada en algunos usos industriales (ladrilleras) y comerciales (panaderías).¹³
52. De esta forma, se observa que en su mayor parte el GLP se comercializa envasado en cilindros (76%), aunque la proporción ha ido aumentando a favor del consumo a granel, llegando al 24% para los primeros ocho meses del año 2007. Del GLP comercializado a granel, prácticamente el 98% corresponde a comercio e industria.

11/Fuente: "El Salvador. Desarrollos Económicos Recientes en Infraestructura – Informe Estratégico (REDI-SR)", Banco Mundial.

12/Fuente: "El Salvador. Desarrollos Económicos Recientes en Infraestructura – Informe Estratégico (REDI-SR)", Banco Mundial.

13/Fuente: Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales (MARN). Dicha dependencia ha estimado que el consumo de leña en panaderías para el año 2003 en el Área Metropolitana de El Salvador representaba el 75% del consumo de combustibles en dichos establecimientos, correspondiendo el 25% restante al GLP.



VI. Evolución de los Principales Indicadores del Sector de Gas Licuado de Petróleo (GLP)

VI.1 Ventas y precios

53. Las ventas totales de GLP han seguido una tendencia creciente, que en promedio ha sido del 8% anual para el período 1995-2006.
54. A inicios de 1993 se instauró el Sistema de Precios Paridad de Importación (SPPI) para los hidrocarburos en general, mecanismo que se utilizaba para fijar los precios máximos de venta de los productos por la refinería. Sin embargo, mediante el Acuerdo 616 de 2003, los precios de toda la cadena de comercialización de los derivados (con excepción del GLP para uso doméstico) quedó liberalizada. La Dirección de Hidrocarburos y Minas (DHM) del Ministerio de Economía calcula los precios de referencia para dichos productos, con el propósito de comunicar los recargos que aplicarán a las gasolinas y al diesel, así como para monitorear el comportamiento de los precios de venta en el mercado local y su relación con el mercado internacional. La DHM también establece un precio de referencia para las ventas de GLP destinadas a consumo doméstico.
55. Los recargos que se aplican a las gasolinas y al diesel se encuentran establecidos y definidos en el Acuerdo Ejecutivo N° 232/05 (numeral 19°): Fondo de Estabilización y Fomento Económico (FEFE), y Contribución de Conservación Vial (FOVIAL). El FEFE se utiliza para compensar el subsidio al gas licuado de petróleo para uso doméstico, y es aplicado a las gasolinas. Resulta importante destacar que el GLP para consumo doméstico además de tener precios máximos también se encuentra subsidiado. Queda fuera del subsidio, por lo tanto, el GLP vendido a la industria y el comercio, u otros destinos que no sean el consumo doméstico.
56. La evolución de las ventas de los cilindros de 10 a 35 libras, presentando un incremento promedio anual de 7.39% para el período 1995-2006, levemente inferior al del total del mercado, que ha sido de 8% (cuadro 3, anexo1).
57. Las ventas de cilindros de 100 libras resultan marginales y han venido cayendo a lo largo del tiempo, llegando hasta el 0.3% de las ventas totales del 2006, mientras que la participación de las ventas a granel se ha ido incrementando dentro del total (24.6%).
58. La disminución de las ventas de envases de 100 libras puede encontrar una causa en que, por un lado, existe una gran diferencia de precios por galón entre el envase de 100 que no tiene subsidio y los demás (el subsidio implica que el precio unitario regulado



es aproximadamente 1/3 de su costo), por lo cual resulta más conveniente consumir 4 envases de 25 o 3 de 35 que 1 de 100. Por otro lado, esta diferencia también puede generar incentivos a sobrefacturar la venta de envases subsidiados y subfacturar la de envases de 100 (si se factura un envase de 100 como una venta de 4 envases de 25).

VI.1.1. Precios consumo doméstico

59. Las ventas de GLP para consumo doméstico efectuadas por los productores e importadores a las compañías envasadoras/distribuidoras autorizadas tienen un precio máximo que —como ya fuera mencionado— rige únicamente para el GLP a ser comercializado en envases de 35 Lbs., 25 Lbs., 20 Lbs. y 10 Lbs.; por lo tanto, no comprende al GLP a ser comercializado en envases de 100 Lbs. ni a las ventas a granel para comercios e industrias y tampoco al GLP para carburación, ya que para esas transacciones el precio se encuentra liberado en toda la cadena de comercialización (numeral 17°, Acuerdo Ejecutivo N° 232).
60. Semanalmente la DHM publica el precio de paridad de importación (PPI), que se calcula por el sistema aprobado según los términos prescritos en la actualidad por el Acuerdo Ejecutivo N° 232, del 02/03/2005, que toma como referencia el precio del GLP en Mont Belvieu, situado en el Golfo de México, Estados Unidos. Sin embargo, el precio que paga la envasadora/distribuidora a la terminal marítima, al productor o importador es de 45 centavos de dólar (US\$ 0.45) el galón. La diferencia entre el PPI publicado semanalmente y los 45 centavos de dólar (US\$ 0.45), constituyen el subsidio que posteriormente se le reembolsa al importador o al productor.
61. Una vez envasado el GLP en cilindros de 35 Lbs., 25 Lbs., 20 Lbs. y 10 Lbs., toda la cadena de comercialización “aguas abajo” hasta la tienda se encuentra sujeta a precios máximos. Es importante remarcar que el precio máximo al consumidor final se fija en tienda y no en el domicilio. Para el cilindro de 25 libras, que es el de mayor consumo doméstico (alrededor del 85% del volumen de GLP envasado correspondió a envases de 25 libras en el año 2006), existe un precio máximo regulado de distribuidor a tienda que es de US\$ 3.89, y de tienda al consumidor, que es de US\$ 4.15.
62. En razón de tratarse de precios máximos, existe la posibilidad de que el precio cobrado por el distribuidor a la tienda o al consumidor sea inferior a dicho máximo. En ese sentido la política comercial de Zeta Gas y Tomza al momento de ingresar al mercado incluyó la decisión de cobrar un precio inferior al máximo utilizando la modalidad de los Centros Express o venta directa a consumidores finales, mencionados anteriormente y vendiendo a domicilio incluso a un precio inferior al máximo fijado en tienda.



Actualmente, existe una limitación reglamentaria debido a que los Centros Express no han sido reconocidos en la misma categoría que las tiendas a los efectos de la regulación oficial de precios y no se les permite cobrar más de US\$ 3.89 por cilindro de 25 libras, pese a que el envase se entrega directamente al consumidor. Esta limitación, de ser removida, podría permitir una mayor flexibilidad en la fijación del precio y de esta forma una mayor expansión de esta modalidad de servicio implementada por Zeta Gas.

63. Desde el año 2001, los precios máximos de venta al público no han sufrido variación, y al mes de octubre de 2007 son US\$5.81 para los envases de 35 Lbs., US\$4.15 (25 Lbs.), US\$3.32 (20 Lbs.) y US\$1.66 (10 Lbs.)
64. En las entrevistas realizadas en el marco del presente Estudio, la Defensoría del Consumidor ha señalado que se ha verificado en diversas oportunidades el incumplimiento de los precios máximos, especialmente cuando se producen situaciones de desabastecimiento. La zona oriental es la región del país en la cual el incumplimiento de los precios máximos es más pronunciado, llegando a venderse a US\$6.00 el envase de 25 libras. Este elemento, junto con la distribución de las plantas y la capacidad de almacenamiento, podrían ser un indicio de que en esa región hay menos competencia.
65. Los precios finales del GLP en cilindros para uso doméstico resultan ser en El Salvador sustancialmente bajos en comparación con los precios vigentes en otros países, tanto de Centroamérica como de América del Sur. Tomando de referencia el precio por galón incluyendo impuestos, en El Salvador cuesta US\$0.74, mientras que en Honduras (US\$1.94), Nicaragua (US\$2.45), Guatemala (US\$2.57), Costa Rica (US\$2.82), Argentina (US\$1.45), Brasil (US\$2.67) y Chile (US\$3.13).
66. La principal explicación de la gran diferencia de precios que se registra entre el valor del producto en El Salvador y el resto de los países es el fuerte subsidio que recibe el consumo de GLP en envases entre 10 y 35 Lbs., que permite fijar precios máximos a niveles comparativamente bajos.

VI.1.2. Precios consumo en tanques estacionarios o fijos (granel)

67. En este mercado el precio es libre. En general las negociaciones entre oferentes y demandantes parten de la paridad de importación (PPI) publicada por la DHM y los precios se establecen en el entorno de dicha paridad, dependiendo de la empresa y del momento la relación respecto de dicha paridad (lo lógico es que sea por encima, si no implicaría que el distribuidor va a pérdida). A noviembre del 2007, los precios por galón se situaron en US\$1.86.



VI.2. Participaciones y concentración del mercado

68. Si bien Tropigas continúa siendo la empresa con mayor participación de mercado, la misma ha venido cayendo a lo largo de los años y en la actualidad se ubica en poco más del 51% de las ventas totales de GLP. Zeta Gas es claramente la segunda empresa en participación de mercado, con una tendencia creciente, y supera en forma bastante holgada el 20%. Por su parte Total muestra un descenso en su participación histórica de mercado, mientras que Tomza mantiene una participación en torno al 10%. La participación de ESSO es muy reducida (gráfico 1, anexo 1).
69. Puede observarse que el grado de concentración del mercado, medido a través del índice de Herfindahl – Hirschman (HHI), es alto, con valores en torno a los 3500 puntos¹⁴. La experiencia internacional muestra que los mercados de GLP, sobre todo en los segmentos downstream, vinculados con el envasado y distribución, suelen exhibir altos niveles de concentración.
70. La situación es bastante diferente en el segmento de venta a granel, ya que aquí las participaciones de mercado son más parejas, no obstante Tropigas sigue siendo la empresa con mayor participación (apenas por encima del 38%, según datos del año 2006). Zeta Gas, al igual de lo que sucede con las ventas totales, mantiene el segundo lugar (21%). No obstante, comparando los datos disponibles de 2007 con el año 2006, la tendencia muestra que Zeta Gas estaría ganando participación de mercado y Tropigas la estaría perdiendo. Los dos siguientes oferentes, Total y Tomza, con 17%, se encuentran más cerca de los valores de los primeros que en el caso del mercado de envasado. ESSO mantiene una participación relativamente pequeña (7%). (Cuadro 4, anexo 1).
71. En correlación con lo observado precedentemente, el HHI es menor que en el caso de las ventas totales, ascendiendo a alrededor de los 2500 puntos.
72. Tropigas posee asimismo la mayor parte de la capacidad de almacenamiento en plantas envasadoras, la cual corresponde a 19,110 barriles, un 53.5% del total. No obstante, su participación relativa disminuyó significativamente, ya que hasta el año 2000 poseía el 90% de la capacidad total. Esta reducción se debió a la entrada de Zeta Gas y Tomza, así como al crecimiento de la capacidad de Total (cuadro 5, anexo 1).
73. En el caso de las terminales marítimas, el grupo controlante de Tropigas opera el 71%, lo cual implica que sumando la capacidad en terminales terrestres y marítimas tiene el 61% del total. Si se excluye la capacidad de RASA, que no está siendo utilizada, el

¹⁴/El HHI se calcula como la suma del cuadrado de las participaciones de mercado de cada una de las empresas. El rango de este índice va de apenas por encima de cero -cuando se trata de un mercado sumamente atomizado- a 10,000 -correspondiente al caso de monopolio.



grupo controlante de Tropigas posee la totalidad de la capacidad de almacenamiento en terminales marítimas y el 86% del total de capacidad incluyendo las terminales terrestres.

VI.3. Subsidio y Márgenes de Comercialización

74. El gobierno de El Salvador subsidia desde el año 1974 el consumo doméstico de GLP. Dicho subsidio, si bien tiene el objetivo de destinarse al consumo doméstico, se aplica al gas vendido en envases de hasta 35 libras, independientemente del uso que luego se le de. El subsidio tiene dos componentes principales, uno correspondiente a la producción/importación del GLP, y otro correspondiente a la comercialización. La mayor parte del subsidio (90%) es pagada en la producción/importación mientras que el subsidio a la comercialización representa una porción bastante menor del monto total (10%).
75. La tendencia creciente del subsidio en el tiempo obedece a que el precio regulado se ha mantenido constante a lo largo del período detallado, mientras que el costo creciente del producto ha debido ser cubierto por el subsidio. En ese sentido, a partir del año 2004 el subsidio representa más de la mitad del costo unitario del producto, alcanzando el 63% hacia agosto de 2007 y superando el 70% según la última información disponible (noviembre de 2007) (cuadro 6, anexo 1).
76. Como fue mencionado, en la producción/importación el monto del subsidio se determina por la diferencia entre el precio de costo total de las empresas (Precio de Paridad de Importación) y el precio de referencia establecido por la DHM, siendo este último el precio efectivo que deben afrontar las compañías envasadoras/distribuidoras. El PPI es determinado por la DHM a través de un programa de computadora, por lo cual las empresas no pueden incluir costos adicionales no reconocidos por el software de la DHM. En el cuadro a continuación se observa la metodología de cálculo del subsidio en la etapa de producción/importación.

Subsidio GLP para uso doméstico: Importación

(1)	(2)	(3)	(4)= (1)-(2)*(3)
PPI	Precio Máx Facturación	Volumen	Monto subsidiado de importación

Fuente: Ministerio de Economía, Dirección de Hidrocarburos y Minas (DHM).



77. En la comercialización, el monto del subsidio se determina por la diferencia entre el costo de adquisición del GLP (\$0.46 /galón) y el valor de referencia fijado (precio base para envase) por la autoridad del sector para determinar los precios regulados downstream (\$0.35 /galón) y es cobrado por los envasadores. Es de destacar que el GLP producido en RASA, si es destinado a consumo doméstico, también es incluido en el subsidio, tomando la misma referencia de precios.

Subsidio GLP para uso doméstico: Comercialización

(1)	(2)	(3)	(4)= (1)-(2)*(3)
Precio Máx Facturación	Precio base para envase	Volumen	Monto subsidiio comercialización

Fuente: Ministerio de Economía, Dirección de Hidrocarburos y Minas (DHM)

78. El subsidio al consumo doméstico de GLP se financia con un recargo aplicado a las gasolinas denominado Fondo de Estabilización y Fomento Económico (FEFE), establecido por Acuerdo Ejecutivo N° 232 (numeral 19°), que cubre aproximadamente 30% del monto requerido, y con aportes del Estado, que cubren el restante 70%. Actualmente, el recargo cobrado por la venta de gasolina con destino al subsidio es de poco menos de 16 centavos de dólar por galón de gasolina –se exceptúa al diesel-facturado.
79. Según han consignado diversos actores del mercado, se han producido demoras en el mecanismo de liquidación y pago del subsidio, sucediendo ello en razón de que los fondos del FEFE se han mostrado insuficientes para cubrir el monto total del subsidio, debiendo recurrirse a refuerzos presupuestarios (cuadro 7, anexo 1). Recientemente se ha procedido a reducir los períodos de liquidación de mensuales a quincenales, pero las empresas sostienen que aún persisten demoras en los pagos. Esta situación genera una importante carga financiera sobre las empresas proveedoras.
80. Se han identificado varios efectos no deseados del subsidio. Por un lado, el contrabando de cilindros a otros países de Centro América, incentivado por las significativas diferencias de precios a los que se vende el GLP en El Salvador en comparación con los mayores valores de los países vecinos, según se ha visto anteriormente. Esto produce que se potencie el incremento en el monto del subsidio.
81. Por otro lado, se ha verificado la utilización de los cilindros domésticos para uso vehicular, lo que además de incrementar el subsidio resulta ser altamente peligroso en razón de que los tanques para el gas vehicular deben poseer características especiales, y también para uso industrial. Dado que los cilindros de 100 libras no se encuentran



subsidiados, existe espacio para sobrefacturaciones de cilindros de hasta 35 libras y correlativas subfacturaciones de cilindros de 100 libras para embolsar ilegalmente el subsidio. El uso comercial de cilindros de hasta 35 libras en restaurantes informales (pupuserías y comedores pequeños) también ha sido mencionado en las entrevistas realizadas en el marco de este Estudio. Obviamente, estos son efectos no deseados de la política del subsidio al GLP.

82. El cuadro 8 del anexo 1, desarrolla en forma completa la estructura de precios máximos, márgenes y subsidios establecidos regulatoriamente a lo largo de toda la cadena de comercialización del GLP en envases de hasta 35 libras, desde la etapa de importación/producción hasta la venta al consumidor final. Según datos proporcionados por el MINEC (DHM) para el año 2007 (julio), las ventas sujetas a precios máximos representaban alrededor del 75% del total de ventas en el mercado interno.
83. “Aguas arriba” la estructura de precios se inicia con el precio de paridad de importación (PPI), que es el valor máximo que los importadores/productores locales pueden cobrar por las ventas de GLP para ser envasado en el mercado interno. Sin embargo, las compañías envasadoras/ fraccionadoras no pagan a los importadores/productores locales el PPI, sino solamente US\$0.46 por galón, ya que la diferencia entre el PPI y el precio a envasadores es cubierto por el subsidio a la importación/producción local (US\$ 1.41/gl). Este monto unitario de subsidio varía en función de la variación del PPI, incrementándose en función del aumento este último.
84. En la etapa de distribución, el precio máximo de venta de los envasadores a los distribuidores minoristas no se forma a partir del precio que pagan los envasadores, sino a partir de un precio base regulado (US\$0.35 por galón), constituyendo la diferencia entre ambos precios el subsidio correspondiente a la etapa de comercialización (US\$ 0.11/gl).
85. Asimismo puede observarse en el cuadro 8, que el subsidio representa el 70% del precio sin impuestos ni subsidios, correspondiendo el 65% a la importación/producción y el 5% a la etapa de distribución.
86. Las empresas del sector han señalado que los márgenes de comercialización resultan bajos y que no tienen en cuenta algunos rubros, como los de logística derivados del intercambio de cilindros. Esta situación generaría un bajo incentivo a realizar inversiones.
87. La mencionada visión de las empresas no carece de una base objetiva pues al comparar los márgenes de comercialización prevalecientes en El Salvador con los de otros países de Centroamérica, Argentina, Brasil y Chile, puede comprobarse que es el más bajo, con mayor o menor diferencia según el país de que se trate, tal como se muestra en cuadro 9, anexo 1. En todos los casos el margen incluye el envasado y la distribución hasta la tienda.



VI.4 Desabastecimiento

88. A modo de apreciación de tipo general e introductoria basada en los principios microeconómicos básicos, debe señalarse que la fijación de precios máximos, por debajo de los que prevalecerían a partir del libre juego de la oferta y la demanda, puede generar situaciones de desabastecimiento en el mercado.¹⁵
89. Los precios máximos fijados por debajo del precio de equilibrio de mercado en condiciones desreguladas y competitivas, dan lugar precisamente a un exceso de demanda en el sentido de que las cantidades demandadas superan a las cantidades ofrecidas a dicho precio.
90. Una cuestión a tener en cuenta es la mecánica según la cual se forma el precio en el primer eslabón de la cadena de valor de la industria, es decir, a qué precio efectivamente pueden comprar el GLP las firmas importadoras.
91. El costo de oportunidad para una firma importadora¹⁶, representa el valor que dejarían de obtener por el GLP en otros mercados por el hecho de venderlo en El Salvador.
92. En un mercado netamente importador como lo es el mercado de GLP en El Salvador (donde la demanda supera ampliamente a la capacidad de producción local), existe una condición básica para que el mercado se encuentre en equilibrio y es que el precio no sea inferior al costo de oportunidad, caso contrario existen incentivos económicos para que la firma redirija el gas a destinos más rentables.
93. Si en un mercado con tales características se quiere establecer un precio regulado inferior al de importación, se requiere establecer un subsidio para compensar la diferencia con el costo de oportunidad para un importador.
94. En tales condiciones, para mantener los incentivos económicos a la importación de GLP se requiere establecer un subsidio que iguale el precio regulado con el costo de oportunidad. De esta manera la firma que decida vender en el mercado local obtendría un valor unitario similar al que podría obtener en otros destinos.
95. Es importante tener en cuenta que el precio de indiferencia o costo de oportunidad para el GLP incluye los costos financieros que pudieran surgir de rezagos entre el momento de compra del gas en el mercado internacional y el cobro del subsidio, costo que resulta más significativo cuando la participación del subsidio es mayor, tal como ha venido sucediendo en la práctica en un contexto de precios internacionales crecientes.

15/ Pindyk, R. – Rubinfeld, D. Microeconomics, Fourth Edition, Prentice Hall.

16/El costo de oportunidad incluye el precio de importación, flete marítimo o terrestre, los costos de importación e impuestos correspondientes.



96. En este sentido, si el subsidio no incluye todos los costos relevantes de internación del gas, el resultado podría ser que el valor unitario que reciban los oferentes de GLP (precio regulado+subsidio unitario [Sunit]) fuese inferior al costo de oportunidad de importación, lo cual derivaría en desequilibrios de mercado con excesos de demanda sin satisfacer, ya que en un mercado importador el plazo de ajuste ante cambios en los precios respecto de valores internacionales es muy corto.
97. En el mercado bajo estudio se han producido y son recurrentes los episodios de desabastecimiento. En esas situaciones se le ha adjudicado responsabilidad a la empresa Tropigas y a Terminales de Gas del Pacífico. Según surge de las entrevistas mantenidas con diversos actores de la industria, las causas del problema se ubicarían principalmente en la importación del producto y en forma complementaria en el intercambio de los envases o cilindros.
98. Ni la Ley Reguladora del Depósito, Transporte y Distribución de Productos de Petróleo ni ningún otro instrumento legal establece inventarios mínimos de cilindros o envases para las empresas envasadoras.
99. En cambio sí se encuentran establecidos inventarios mínimos de GLP para los envasadores y para la terminal marítima de importación Terminales de Gas del Pacífico, aunque no para el productor local RASA, siendo los volúmenes los que se observan en el cuadro a continuación.
100. El inventario mínimo de seguridad representa casi el 42% de la capacidad total de almacenamiento, que es de 4,895,316 galones. Asimismo el inventario mínimo de seguridad representa poco más de 7.5 días de consumo, teniendo en cuenta que para el año 2006 el consumo total fue de 98,564,958 galones.
101. Cuando se verifican episodios de desabastecimiento, el MINEC realiza inspecciones en las plantas de envasado de Tropigas o en la terminal marítima de importación (Terminales de Gas del Pacífico), y luego de constatar la insuficiencia de los inventarios decreta la autorización temporal (generalmente 4 ó 5 días) para el llenado de cilindros de dicha empresa por parte de sus competidores.
102. En lo que respecta al intercambio de cilindros, cuando hay desabastecimiento los competidores de Tropigas acumulan cilindros de Tropigas (amarillos), pero esta empresa no cuenta con cilindros del resto de los competidores para efectuar el canje. En estas circunstancias, es que la DHM autoriza en forma excepcional y temporal el llenado de cilindros de marca ajena.
103. En lo que se refiere a la importación, Tropigas ha aducido problemas financieros originados en la falta de pago o el pago tardío del subsidio. El desabastecimiento también ha afectado al mercado a granel en el caso de Tropigas, lo cual podría estar sugiriendo que las causas del problema de desabastecimiento exceden lo referente a la regulación a través de precios máximos -puesto que dicho segmento no se encuentra alcanzado por dicha regulación-, o bien que los problemas de abastecimiento en el segmento de envasado afectaron la capacidad del principal proveedor de abastecer también el mercado de granel.



104. Finalmente, nótese que cuando hay precios regulados, es menos probable que una situación de desabastecimiento se relacione con una conducta de restricción de oferta por parte de una empresa con posición dominante, ya que dicha restricción no generaría incremento en los beneficios por incremento de precios.

VII. Determinación de los mercados relevantes de productos y geográficos

VII.1 Mercado relevante: concepto, función y método de definición

105. La metodología más difundida para la definición de mercados relevantes para el análisis de defensa de la competencia¹⁷ es la conocida como “test del hipotético monopolista” y trata de definir el área más estrecha (ya sea en términos de espacio geográfico como de producto) en la cual un monopolista podría ejercer poder de mercado sin que la demanda se traslade a otro producto o área en forma significativa. Cuando el ejercicio de poder de mercado se refiere a la posibilidad de aumentar los precios sobre los niveles de competencia, esta metodología implica la selección del producto (o área) candidato a integrar el mercado relevante y luego ir agregando productos sustitutos o ampliando el área del mercado relevante en la medida en que con la definición más estrecha al “hipotético monopolista” no le resulte rentable efectuar un incremento de precios pequeño pero significativo y no transitorio.
106. Esta metodología está orientada a determinar el grado de sustitución entre los diferentes productos que podrían integrar el mercado relevante. Para que el grado de sustitución sea considerado suficiente como para que los productos integren el mismo mercado relevante no es necesario que los productos tengan características físicas muy similares ni que se ofrezcan a igual precio. Tampoco se requiere que todos los consumidores desplacen su demanda ante cambios de precios. Lo que se requiere es que ante un aumento de precios (SSNIP) el desplazamiento de demanda entre los productos sea de una magnitud suficiente como para desalentar al monopolista (hipotético) de uno de los productos a realizar dicho aumento.¹⁸
107. Una vez determinados los productos y el área geográfica que comprenden el mercado relevante, pueden determinarse los oferentes y demandantes que participan del mismo.

¹⁷Esta metodología se originó en el Departamento de Justicia de los Estados Unidos de América y ha sido ampliamente utilizada por las agencias de competencia a nivel internacional. Las Horizontal Merger Guidelines del año 1992 incorporan esta metodología.

¹⁸Un problema típico en la definición del mercado relevante de producto para el análisis de conductas, en contraposición con la evaluación de fusiones y adquisiciones es el de determinar si los precios prevalecientes, con los cuales se efectúa el análisis, son precios competitivos o no: si los precios observados fuesen superiores a los de competencia puede encontrarse sustitución con productos que no deberían incluirse en el mercado relevante a los precios de competencia (Este problema se conoce como la “falacia del celofán” debido a un caso contra la firma DuPont que llegó a la Corte Suprema de Estados Unidos). Más adelante, en un apartado especial, se hará referencia a esta cuestión.



108. En lo referente al lugar que ocupa el concepto de mercado relevante dentro del análisis antitrust, debe señalarse que su papel es instrumental. Es decir, no constituye un fin en sí mismo. Básicamente, la función que cumple la definición del mercado relevante es la de permitir evaluar de una manera indirecta la existencia (y magnitud) de poder de mercado en una industria, un conjunto de empresas o una empresa.
109. La noción de poder de mercado hace referencia a una situación en la que la o las firmas se encuentran en cierta medida aisladas de presiones competitivas, sea porque no existen sustitutos suficientemente cercanos desde el punto de vista de la demanda, desde el punto de vista de la oferta, o por ambas circunstancias a la vez. Frecuentemente se define el poder de mercado como la capacidad de una firma de fijar, en forma rentable y sistemática, el precio por encima del nivel competitivo¹⁹.
110. El ejercicio de definición del mercado relevante a través de este método comienza usualmente con la dimensión del producto, para lo cual considera un conjunto pequeño de bienes tentativos, a los que a veces se denomina el “mercado candidato”. Respecto de dicho mercado candidato se formula el test SSNIP. Si la respuesta a la pregunta contenida en dicho test es positiva, entonces ha quedado definido el mercado relevante. Si, en cambio, la respuesta es negativa, lo cual significa que el incremento de precios no le resultaría rentable al hipotético monopolista, entonces corresponde agrandar el mercado candidato sumando otros bienes. Así hasta que la respuesta a la pregunta contenida en el test SSNIP resulte positiva, pues en ese momento habrá quedado definido el mercado relevante.
111. Por otra parte, debe tenerse presente que cada etapa en la cadena productiva de un bien en general se presenta como un mercado relevante específico a los efectos del análisis. Ello es así por cuanto en cada etapa son diferentes los agentes económicos que se encuentran involucrados en la transacción económica y/o las posibilidades de sustitución tanto desde el punto de vista de la demanda como desde la oferta pueden resultar bien distintas, sea en la dimensión del producto o en la dimensión geográfica.
112. Asimismo, debe tomarse en cuenta el hecho de que la existencia de precios subsidiados introduce un sesgo hacia una definición más amplia del mercado, al afectar la sustitución entre bienes respecto de la que podría existir si rigieran precios competitivos.
113. Finalmente conviene señalar que el test SSNIP sirve antes que nada como un marco de referencia conceptual para la definición del mercado relevante, pero que su instrumentación en forma precisa exige una gran cantidad de información cuantitativa. Cuando esta información cuantitativa no se encuentra disponible, el test

19/ OECD. Glossary of Industrial Organization Economics and Competition Law, 1993.



sigue resultando útil como herramienta conceptual, pero debe recurrirse a evidencia de tipo cualitativa, como características de los productos, usos, costos de cambio (“switching costs”), la percepción de los productores sobre quiénes resultan ser sus competidores directos.

VII.2. Definición de los Mercados Relevantes y análisis de los mercados conexos.

VII.2.1. Producción e importación

114. Como se ha señalado en la Sección IV – “Caracterización de la Oferta”, en la primera etapa del proceso productivo los demandantes del producto son las compañías envasadoras/distribuidoras, que luego distribuyen el producto en la modalidad a granel o envasado en cilindros. Los oferentes en esta etapa resultan ser el único productor local de GLP (la refinadora RASA) y los exportadores de los países desde donde El Salvador importa el producto, que preponderantemente resultan ser las filiales extranjeras del grupo de pertenencia de las compañías envasadoras/distribuidoras que operan en el país o proveedores internacionales para las importaciones realizadas a través de Terminales de Gas del Pacífico.
115. En esta etapa del proceso productivo, el GLP demandado por las empresas envasadoras/distribuidoras constituye en sí mismo un mercado relevante del producto.
116. En lo que respecta a la dimensión geográfica del mercado del producto en esta etapa, debe tenerse en cuenta que El Salvador es un importador neto de GLP, con importaciones que representan más del 90% del producto comercializado localmente, y que las mismas provienen de mercados internacionales por vía marítima, en lo que respecta a las de TGP, y de los países limítrofes –que a su vez importan el producto– de México. En consecuencia, la dimensión geográfica del mercado relevante en esta etapa puede considerarse al menos de alcance regional (Centroamérica).

VII.2.2 Envasado / fraccionamiento

117. Las empresas envasadoras/fraccionadoras luego de que adquieren el producto en grandes volúmenes (“a granel”) a los importadores y productores, lo venden fraccionado a los usuarios finales, ya sea bajo la modalidad de cilindros portátiles o en tanques estacionarios.



118. Cabe destacar, sin embargo, que en el caso de los cilindros portátiles, pueden sucederse etapas de comercialización intermedia hasta llegar al consumidor final. Por ello, aún cuando existe un grado importante de integración vertical entre la etapa de fraccionamiento/emplasado y la distribución “aguas abajo” de cilindros portátiles, resultaría posible diferenciar ambas etapas como mercados relevantes diferentes.
119. En consecuencia, en la etapa de fraccionamiento/emplasado los oferentes son las empresas fraccionadoras/emplasadoras, mientras que los demandantes son los distribuidores minoristas en el caso de los cilindros portátiles, y los consumidores finales en el caso de la comercialización con tanques estacionarios situados en el domicilio del usuario (también denominada comercialización “a granel”).
120. Suponiendo que el mercado de comercialización con tanques estacionarios situados en el domicilio del usuario conformara un mercado del producto en sí mismo, debería luego establecerse el alcance geográfico de dicho mercado. En ese sentido, cabría preguntarse si un hipotético monopolista de dicho producto que dominara una cierta región alrededor de cada planta de emplasado podría implementar un SSNIP. Si la respuesta fuera negativa entonces debería ampliarse la región considerada hasta que la pregunta tenga una respuesta positiva, en cuyo caso esa región o zona conformará el alcance geográfico del mercado. No obstante ello, si se produjera un solapamiento de diversas zonas o áreas geográficas, entonces el mercado debería observarse con mayor amplitud, posiblemente comprendiendo varias o todas las zonas involucradas.
121. El mismo ejercicio debería realizarse con relación a los cilindros portátiles, e interrogar si ante un SSNIP implementado por un hipotético monopolista emplasador de GLP, los distribuidores sustituirían en una cantidad suficiente el producto en cuestión por otro producto de manera de tornar no rentable el mencionado incremento del precio. Por tratarse la demanda de los distribuidores de una demanda derivada, en realidad la cuestión de la sustitución debe plantearse en última instancia a nivel de los consumidores finales.

VII.2.3. Distribución minorista

122. Como se ha mencionado precedentemente, en el caso de los cilindros portátiles existe un eslabón intermedio entre el fraccionador/emplasador y la tienda o consumidor final, ya que estos últimos son servidos por distribuidores minoristas. En consecuencia, en esta etapa los oferentes son los distribuidores minoristas, mientras que los demandantes son las tiendas y los consumidores finales.



123. Desde el punto de vista de la demanda de cilindros portátiles y de tanques estacionarios (denominada granel), no cabe duda de que se trata de mercados distintos puesto que dichos segmentos atienden diferentes demandas. La demanda del producto en tanques estacionarios proviene fundamentalmente de la industria y el comercio, quienes precisan cantidades sustancialmente mayores que la demanda originada en los hogares, los que típicamente alcanzan a satisfacer sus necesidades con las cantidades que contienen los cilindros portátiles. En consecuencia, no resulta esperable una sustitución significativa entre el segmento de distribución en cilindros y distribución en granel, y viceversa.
124. Desde el punto de vista de la oferta, las posibilidades de sustitución entre ambos segmentos parecen mayores en relación con lo que sucede desde el punto de vista de la demanda, y de hecho, con la sola excepción de ESSO, las restantes empresas actúan tanto en el segmento de distribución de cilindros como en el de granel. Sin embargo, para una empresa que únicamente opere en el segmento de granel ingresar en el segmento de distribución de cilindros le implicaría incurrir en una serie de inversiones considerables: línea de envasado, un inventario mínimo de cilindros, red de distribución, etc.
125. Por otra parte, el mercado geográfico en el caso de distribución de cilindros a la tienda o consumidor final podría estar más regionalizado que la etapa de envasador/fraccionador a distribuidor minorista, o la etapa envasador/fraccionador a cliente de granel, puesto que típicamente el consumidor no se traslada más allá de un radio cercano a su domicilio para obtener el producto, y los distribuidores minoristas cubren áreas geográficamente acotadas.
126. En el caso del granel en teoría el mercado debería ser más extenso en relación con la distribución minorista de cilindros portátiles por la disminución del costo de transporte por galón transportado. También en el caso de la etapa de envasador/fraccionador a distribuidor minorista, el ámbito geográfico debería ser más extenso por cuanto se supone que el distribuidor tiene mayores posibilidades de trasladarse y elegir un envasador alternativo en caso de un incremento en los precios por parte del envasador de su zona.
127. Por lo mencionado previamente, y por la circunstancia de que los segmentos de granel y distribución en cilindros portátiles se encuentran sujetos a diferentes regímenes en cuanto a precios (regulados y subsidiados en el segmento de los cilindros, y libres y sin subsidios en el segmento del granel) es que se considera apropiado evaluar ambos segmentos como mercados relevantes distintos.



VIII. Cálculo y análisis de los Índices de Poder de Mercado y de la Concentración de los mercados relevantes.

VIII.1. Upstream (producción e importación)

128. Como fue mencionado, la producción de GLP es realizada exclusivamente por la refinería de Acajutla (RASA), mientras que la importación de GLP la realizan, Terminales de Gas del Pacífico (TGP) por vía marítima y las envasadoras por vía terrestre. Si se considera el total de importación y producción de GLP, la participación en la oferta se muestra en el gráfico 2, anexo 1.
129. El principal oferente es TGP, con un 57% del total de la oferta, participación que ha decrecido en el tiempo, desde valores superiores a 70% antes de 2002, paralelamente al incremento de las importaciones de Zeta Gas y Tomza. La participación de la RASA cae en la medida en que su capacidad de producción no ha variado sustancialmente y el mercado ha crecido.
130. La concentración también ha disminuido desde valores superiores a los 6000 puntos de HHI hasta un valor de 3863 si se toman las participaciones del año 2007 (datos de enero a julio).
131. Un aspecto relevante a analizar es el nivel de concentración en la capacidad de almacenamiento. En este caso, el grupo Tropigas (cuadro 10, anexo 1) (que suma la capacidad de TGP y las terminales terrestres de Tropigas) posee un 61% de la capacidad total si se computa la capacidad para almacenamiento de butano existente en las instalaciones de RASA en el puerto de Acajutla. Dado que dichas instalaciones, arrendadas por Total, no se están utilizando, la participación del grupo Tropigas sobre el total de la capacidad de almacenamiento operativa es del 86%²⁰
132. El índice de concentración (HHI) de la capacidad resulta en valores superiores a los observados en los volúmenes de producción e importación anuales. En 2006 el HHI alcanzó un valor de 4609 puntos sobre la capacidad instalada pero que asciende a 7438 de la capacidad operativa (excluyendo RASA).

20/ Hasta 1997 la mayor participación en la capacidad instalada de almacenamiento correspondía a RASA.



VIII.2. Comercialización (envasado y distribución)

133. El grado de concentración del sector ha venido disminuyendo en forma persistente a lo largo de los años. En el gráfico 3, anexo 1, que comprende tanto la comercialización en envases como a granel (tanques estacionarios) puede observarse dicha circunstancia en la tendencia declinante del índice HHI. Los valores de concentración dado el tamaño del mercado de El Salvador resultan comparativamente bajos.
134. Del mismo modo, y correlativamente, el número de participantes en el mercado se ha incrementado, pasando de 2 empresas en los años 1995-97 a cuatro empresas a partir del año 1999. En el segmento de granel el número de participantes también se ha incrementado, pasando de 3 en los años 1995-96 a 5 desde el año 2002 hasta la actualidad.
135. Si bien la competencia en precios es limitada en El Salvador, debido a que los mismos se encuentran regulados para la mayor parte de las ventas (GLP envasado en envases menores a 100 libras), ello no impidió que se desarrollaran otras estrategias comerciales de competencia. Por ejemplo, gran parte del crecimiento de la participación de mercado de Zeta Gas y Tomza se ha basado en incorporar nuevas modalidades de comercialización, con entrega directa del envase al usuario final.
136. En el caso del GLP a granel, las empresas sí pueden competir en precios, pero también en las condiciones de financiamiento de los equipos y en calidad del servicio y reputación.

VIII.2.1 Mercado de comercialización de GLP envasado

137. En el mercado de comercialización de GLP envasado la concentración es relativamente más elevada que en el segmento de comercialización a granel, según se desprende de la comparación de los HHI de esos segmentos. Por lo demás, las ventas de GLP envasado han crecido en forma continua durante la última década, aunque a una tasa menor que las ventas a granel (cuadro 11, anexo 1).
138. Evidentemente, el hecho de que el precio del GLP envasado se encuentre regulado y no haya variado en los últimos 5 años, en un contexto de precios crecientes de los bienes energéticos, es un factor relevante que explica el incremento de la demanda. De todos modos, es razonable esperar que la elasticidad precio de la demanda de GLP envasado sea menor que para el caso de GLP a granel, que corresponde a consumidores de mayor tamaño y con más opciones de sustitución, comparado por ejemplo con el uso doméstico.



VIII.2.2. Mercado de comercialización de GLP a granel

139. Este segmento se ha mostrado más dinámico que el del GLP envasado, ya que actualmente representa un cuarto de la demanda total de GLP, mientras que hasta 1997 representaba un 15%.
140. Si bien como puede observarse en el gráfico 4, anexo 1. Tropigas continúa siendo el líder del mercado, las participaciones son más homogéneas, exhibiendo un importante crecimiento de Tomza y Zeta Gas en los últimos años.
141. El HHI en este mercado promedia los 2500 puntos desde 2003, con cinco oferentes importantes, lo cual es un valor relativamente bajo, tomando en cuenta la escala del mercado y la concentración en el sector de GLP en otros países (cuadro 12, anexo 1).
142. El menor grado de concentración en el segmento a granel en comparación con el segmento de envasado puede atribuirse a diversos factores. En primer lugar, debe mencionarse la desregulación del segmento a granel a partir del año 2001, que al liberar los precios torna más atractivo este segmento en comparación con el envasado, que continúa sujeto a precios máximos. En segundo lugar, en el sector de granel no se presenta, a diferencia del envasado, la necesidad de montar una logística de distribución tan compleja (ya sea a través de distribuidores propios o independientes), y en algunos aspectos conflictiva por la cuestión del intercambio de envases, y con requerimientos de inversión de capital importantes en cilindros portátiles, lo cual hace posible participar de este segmento con una logística e inversión menor (por ejemplo el caso de ESSO, que no participa en el segmento de envasado). En tercer lugar, los clientes en el segmento de granel son básicamente industrias y comercios grandes, es decir clientes con un grado mayor de sofisticación que el consumidor residencial, y por ende con una mayor elasticidad o versatilidad para seleccionar al proveedor que más les convenga, en términos de precio, calidad del servicio, y condiciones de crédito.

IX. Identificación y análisis de las barreras de entrada al mercado

IX.1. Significado de las barreras de entrada en el análisis de competencia.

143. El análisis de las barreras de entrada busca determinar el grado en que un mercado es desafiante o contestable. Aun si el nivel de concentración existente en el mercado relevante fuera elevado, es posible que ello no afecte negativamente la eficiencia



económica o el bienestar de los consumidores, en la medida que en ese mercado no existan barreras que impidan el ingreso de nuevos competidores. La amenaza del ingreso de nuevos competidores constituye un freno a la capacidad de las empresas existentes de ejercer su poder de mercado (por ejemplo subir sus precios por sobre el nivel competitivo). Para ello es necesario que el ingreso de nuevos competidores al mercado puede realizarse en forma rápida, probable y significativa.

144. Debe destacarse que para que el mercado sea desafiante no se requiere necesariamente que se instalen nuevos oferentes en el mercado local, las importaciones pueden constituir una fuente de competencia efectiva.

IX.2. Análisis de las barreras de entrada en el Sector de GLP

145. En el Sector de GLP, los principales elementos que se han identificado pueden constituir barreras de entrada al mercado son los siguientes:

- *la regulación de precios y márgenes;*
- *el alto grado de integración vertical entre importadores y envasadores/distribuidores;*
- *las economías de escala en la etapa de producción/importación;*
- *las prácticas relacionadas con el uso e intercambio de envases;*
- *en menor medida las economías de escala en la etapa de envasado, vinculadas con la instalación de una planta y la inversión en un stock inicial de envases.*

146. En lo referente a la regulación a través de precios y márgenes máximos en toda la cadena productiva del GLP, sumada a los problemas con el reintegro del subsidio, puede implicar que los incentivos al ingreso de nuevos competidores o la expansión de los existentes, se vean reducidos en comparación con lo que ocurriría en una situación de libre determinación de precios, por una disminución en la rentabilidad esperada de la participación en un mercado con esas características por debajo del costo de oportunidad del capital. En ese sentido es que la regulación a través de precios y márgenes máximos puede verse como una barrera a la entrada.

147. En la etapa de producción no resulta imaginable que una empresa instale una refinería guiada únicamente por las perspectivas de ingresar al mercado de GLP, sino que la decisión abarcaría una evaluación principalmente del mercado de combustibles líquidos. En lo que respecta a la instalación de una terminal de importación, por



los costos del emprendimiento debería estar pensada para abastecer no sólo a El Salvador sino también a otros países de Centroamérica, tal como sucede con las terminales existentes en la región.

148. En lo que respecta a la integración vertical que se presenta entre importadores y envasadores, la misma hace que una empresa que quisiera ingresar sólo a la etapa de envasado y distribución encuentre difícil asegurarse un abastecimiento del producto en cantidad y con la continuidad adecuada. En ese sentido, la cuestión referente a las condiciones de acceso a las terminales de importación puede ser un elemento relevante para el desarrollo de la competencia en la medida que permita el ingreso de nuevos actores en el mercado de envasado y distribución.
149. De acuerdo con el análisis del mercado realizado, se ha verificado que el nivel de concentración en cuanto a capacidad de almacenamiento es mayor que en las ventas. En este sentido, la utilización por parte de un potencial entrante de capacidad disponible de almacenamiento en terminales marítimas podría reducir la barrera a la entrada proveniente de las condiciones de aprovisionamiento. Esta cuestión puede ser considerada con el objeto de evaluar potenciales recomendaciones de política pública en el ejercicio del rol de abogacía de la competencia que puede desarrollar la Superintendencia.
150. Si bien la normativa salvadoreña no exige un inventario mínimo de envases a las compañías envasadoras/distribuidoras, para la comercialización del GLP, el reconocimiento de la diferenciación marcaria y la ausencia de un parque de envases de uso común, obliga a un eventual entrante a disponer de un stock mínimo de cilindros para ingresar al mercado. Esta circunstancia eleva el costo de ingreso al mercado, aunque por otra parte el hecho de que no exista un parque de uso común puede implicar menores costos para las empresas actantes en el mercado.

X. Estimación del Grado de Contestabilidad de los Diferentes Mercados del Sector

151. El grado de contestabilidad o desafiabilidad del mercado se encuentra estrechamente vinculado con la existencia y magnitud de las barreras a la entrada.
152. Una manera de evaluar la contestabilidad es a través del análisis de la evolución del mercado. Las participaciones de mercado han sufrido modificaciones a lo largo del tiempo. Hasta la entrada de Zeta Gas en el año 2000, Tropigas y Shellane eran los únicos oferentes de GLP envasado, con participaciones cercanas al 80% y 20% del mercado, respectivamente. En la actualidad dichas participaciones han cambiado de forma apreciable, como se ha expresado previamente.



153. En ese sentido la entrada de las empresas Zeta Gas y Tomza ha producido una merma en las participaciones de mercado de Tropigas y Total, y asimismo de ESSO en el segmento de granel, reduciendo los niveles de concentración. Esta situación debe enmarcarse en las estrategias de presencia regional de las empresas en Centroamérica.
154. En conclusión, en la etapa “upstream” (importación y producción), la contestabilidad del mercado puede calificarse de “baja” por la existencia de regulaciones de precios y subsidios que disminuyen el atractivo del sector, y dado que existen economías de escala importantes que hacen que la entrada a este mercado sólo se justifique en caso de formar parte de una estrategia regional.
155. En el caso de la etapa “downstream” la contestabilidad del mercado también es baja, aunque con potencialidad de que pueda incrementarse. Los motivos de la baja contestabilidad también se relacionan con la regulación de precios y márgenes y con la dificultad de abastecimiento competitivo para los envasadores no integrados verticalmente. El sector de granel presenta un mayor atractivo que el segmento regulado por no encontrarse sujeto a precios máximos, sin embargo al representar una proporción pequeña del mercado total de GLP, tampoco resulta muy probable el ingreso de nuevos competidores para participar únicamente en este segmento. Dado que las economías de escala en la etapa de envasado son menores que en el “upstream”, el establecimiento de reglas de acceso de terceros a terminales de importación marítimas podría contribuir a incrementar la contestabilidad²¹. Finalmente, en el caso de la distribución minorista, la contestabilidad es más alta que en el envasado, la escala requerida es menor, existe una importante cantidad de distribuidores independientes y, de acuerdo con la información recibida, no habría restricciones de exclusividad relevantes.

XI. Integración Horizontal y Vertical

156. Según se desprende de lo señalado en secciones previas del presente informe, la industria del GLP en El Salvador presenta una fuerte integración vertical entre la producción/importación y el envasado/distribución mayorista, y en algunos casos también con la distribución minorista.

²¹/Sobre este punto se abunda en la sección de recomendaciones.



157. En ese sentido, en lo que respecta a la etapa “aguas arriba”, de las cuatro empresas envasadoras (Tropigas, Zeta Gas, Tomza y Total) sólo esta última adquiere el producto importado a sus competidores, aunque debe señalarse que cuenta con dos esferas de almacenaje alquiladas a RASA. El resto de las empresas se abastecen mediante la adquisición del producto al mismo grupo al que pertenecen, ya sea importándolo vía terrestre (Zeta Gas y Tomza) o a través de la única terminal de importación situada en el país (Tropigas).
158. Aguas abajo también se presenta una situación de integración vertical en la distribución, aunque esta no es tan acentuada en la medida que las cuatro empresas envasadoras, en mayor o menor grado, cuentan con distribuidores independientes, compartiendo incluso algunos de ellos (el caso de Tropigas, Tomza, y Total). Por otro lado, la integración vertical hacia la etapa de distribución minorista, incentivada por el interés del envasador de proteger la reputación de su propia marca, resulta un factor coadyuvante a la formalización del sector (por ejemplo en el caso de los Centros Express implementados por Zeta Gas).
159. Esta situación de fuerte integración vertical es un rasgo del mercado que no necesariamente implica ausencia de competencia, y por el contrario la experiencia en El Salvador ha demostrado que es compatible con un mercado en donde la competencia se desarrolla en forma creciente. En ese sentido, dada la dimensión del mercado de El Salvador, la existencia de cuatro empresas que participan en el sector de envasado, agregándose una más en el segmento de granel, representa un número de competidores relativamente alto para la escala del mercado.
160. Un mercado relacionado verticalmente con el envasado y distribución de GLP es el de la fabricación de cilindros. La empresa Cilindros Zaragoza (CILZA), perteneciente al grupo Tomza, tiene instalada una planta de producción de cilindros en el Municipio de Chalchuapa, Departamento de Santa Ana, siendo la única planta de este tipo existente en El Salvador.

XII. Sistemas de Distribución y Comercialización y Sus Implicaciones en las Condiciones de Competencia e Incidencia sobre el Consumidor.²²

XII.1. Consideraciones sobre los canales de distribución

161. Una de las innovaciones que se produjeron en el mercado con el ingreso de competidores fue la introducción de innovaciones en logística y comercialización que mejoran la calidad del servicio para los consumidores, como ha sido el caso

22/Se incluyen en esta sección las implicaciones de la venta de gas a través de los cilindros por marca y el esquema de intercambio de cilindros.



de la distribución directa al cliente a través del sistema “Centros Express” o de la recepción de pedidos en “Call Centers”. Estas innovaciones pueden caracterizarse como pro-competitivas, en la medida en que han contribuido a que los entrantes ganen participación de mercado con beneficios para los consumidores finales.

162. En la medida en que subsista una masa crítica considerable de distribuidores independientes o, alternatively, si los distribuidores exclusivos no tienen trabas importantes para dejar sus contratos y cambiar de envasadora, el sistema de distribución exclusiva no es preocupante.

XII.2. Sistemas de distribución, comercialización e intercambio de envases

163. Existen básicamente dos sistemas para organizar la distribución y comercialización de cilindros. Por un lado se encuentra la opción de conformar un parque de envases de uso y responsabilidad común o general, y por otro lado, la opción de conformar el parque con cilindros con marca distintiva de la empresa que lo introduce al mercado, es decir con diferenciación marcaria. En el primero de los sistemas no existe diferenciación marcaria y los cilindros pueden ser llenados por cualquiera de las empresas envasadoras. En el segundo de los sistemas la marca del envase pertenece a la empresa que introduce el cilindro al mercado, aunque, según sean las reglas vigentes, la propiedad puede pertenecer a dicha empresa o al usuario si este último adquiere el envase. La consecuencia práctica más importante de un sistema de diferenciación marcaria es que únicamente se encuentra autorizado a llenar el envase el titular de la marca o un tercero a su vez autorizado por aquél. En cambio, como se mencionara anteriormente, en el sistema de envases de uso común el llenado de los mismos es libre en el sentido de que, cumplidos los requisitos de seguridad y conservación de los mismos, cualquiera de las empresas autorizadas puede llenar cualquiera de los envases en circulación.
164. Estos sistemas presentan cada uno sus pros y sus contras. El sistema de envases de uso y responsabilidad común se enfrenta con el problema de la falta de incentivos a renovar y mantener el parque, que es una situación propia de los “bienes comunes”, en la cual cada agente espera que el otro realice la inversión para aprovecharse de ella, y a su vez no invierte debido a la posibilidad cierta de que los otros aprovechen su inversión. Otra desventaja es que la responsabilidad por accidentes o calidad deficiente tiende a diluirse.
165. A su vez, el sistema de uso y responsabilidad general tiene como ventajas la circunstancia de que reduce posibles incentivos a perjudicar a los competidores a través del daño o retención de envases; el hecho de que al no existir necesidad de intercambio y las mayores o menores demoras que ello conlleva, se requiere un menor stock total de cilindros para atender el mercado. También se presenta como ventajoso en cuanto a que se reducen los costos de entrada al mercado, puesto que un entrante no precisará contar con un stock de intercambio.



166. El sistema de diferenciación marcaría presenta ventajas en lo que se refiere a la individualización del responsable en casos de accidente, pues aun en caso de explosión es posible identificar al titular de la marca. Asimismo, dado que el usuario puede distinguir y comparar entre marcas, el sistema genera un incentivo al desarrollo de la competencia en la calidad del producto y del servicio. En este sentido, el desarrollo de la marca y su reputación genera incentivos a invertir en seguridad y confiabilidad del producto y del servicio. También tiende a favorecer la formalización del sector, pues para llenar los cilindros se debe contar con una marca y envases propios o encontrarse autorizado por el titular de la marca.
167. Por otra parte, más allá de las ventajas o desventajas que pueda presentar cada uno de los sistemas mencionados, lo cierto es que el cambio de un sistema a otro representa importantes costos, de diversos tipos. Finalmente, existen mecanismos para mitigar o aliviar las posibles consecuencias adversas del sistema de diferenciación por marca, a los que se hará referencia posteriormente. Por ello, dado que en El Salvador ya se encuentra implementado el sistema de diferenciación marcaría de los envases, lo aconsejable sería perfeccionar el funcionamiento del mismo.
168. En el orden de ideas expresadas anteriormente, la organización de centros de canje se presenta como una posibilidad cierta de mejorar el funcionamiento del mercado. Los centros de canje son puntos de intercambio a donde los distribuidores llevan los envases vacíos de las marcas diferentes a la suya que han recibido cuando entregaron cilindros de marca propia.
169. En ese sentido pueden extraerse ciertos lineamientos generales de la experiencia Argentina, que ha demostrado que este tipo de arreglo tiende a bajar los costos de transacción, haciendo más rápida y efectiva la recuperación de los envases por parte de cada empresa, y además, contribuye a minimizar o mitigar conflictos relacionados con el intercambio de envases.
170. En ese esquema, las empresas envasadoras se encontrarían obligadas a participar en los centros de canje, los cuales funcionarían de acuerdo a un reglamento específico, aprobado por la autoridad reguladora del sector.
171. Una pauta central para que los centros de canje funcionen de manera eficiente es que se encuentren bajo la responsabilidad de un tercero independiente de las empresas del sector, pero sujeto a control de la autoridad regulatoria. Es decir que no debe tratarse de una empresa que desarrolle actividades propias de la producción, envasado o comercialización de GLP, ni de talleres de fabricación y/o reacondicionamiento de envases. El operador cobraría un cargo por los servicios prestados. Esto garantizaría que la operatoria de los centros de canje no sea utilizada para implementar maniobras anticompetitivas.



172. Para posibilitar el funcionamiento de los centros de canje, cada empresa envasadora debe realizar un aporte de envases al centro, para formar un stock (denominado stock operativo), que es la cantidad mínima de envases que debe aportar cada empresa envasadora, determinada en función de los volúmenes de GLP que comercializa cada planta de envasado en la zona de influencia de cada centro de canje. A su vez, el denominado stock operativo puede ser también tomado como referencia para determinar la cantidad máxima admisible de envases en el box del centro de canje correspondiente a la firma envasadora en cuestión.
173. Cuando una empresa supera su cantidad máxima admitida de envases por más de cierto número de días hábiles consecutivos, debe abonar en concepto de cargo por estadía, un monto dinerario por cada envase en existencia excedido por día transcurrido. Este cargo puede incrementarse cuando se supera determinado umbral de envases y de días de exceso.
174. En el centro de canje los intercambios se realizarían con la entrega de envases individualizados con marcas o leyendas pertenecientes a otros envasadores y llevándose a cambio igual cantidad de envases; de acuerdo a determinado orden: en primer término los envases vencidos individualizados con marcas o leyendas inscritas a su favor, en segundo lugar el resto de los envases individualizados con marcas o leyendas inscritas a su favor, y por último los envases pertenecientes al parque de envases de uso común y/o los que determine la autoridad de aplicación.
175. La conformación de un parque común de envases a ser aportado por las empresas envasadoras (en Argentina es aproximadamente 10% del parque total), permitiría la realización de intercambios en situaciones de captación asimétrica de envases, que se verifica cuando un competidor introduce nuevos envases al mercado, sea porque es un entrante o porque tiene una política agresiva de crecimiento, y en consecuencia no es posible pretender que las empresas de las marcas desplazadas tengan cantidades semejantes de cilindros para proceder a un intercambio de uno a uno.²³

23/Algunos estudios han propuesto que a la empresa con excedentes de envases de sus competidores sólo le sean reconocidos los costos asociados con la devolución del envase (costo de referencia fijado por la Autoridad Regulatoria). Véase: Contreras, Alejandro. Procedimiento para facilitar la comercialización de gas licuado de petróleo envasado y el tránsito de cilindros en Centroamérica (Informe Ejecutivo), Documento de Trabajo, CEPAL, 2003.



XIII. Identificación de Posibles Prácticas Anticompetitivas Efectuadas por los Agentes Económicos del Sector. Principales Recomendaciones de Solución.

176. Las prácticas anticompetitivas resultan susceptibles de diversas clasificaciones, según la doctrina. Una de las más importantes de dichas clasificaciones distingue entre prácticas colusorias (acuerdos entre competidores para restringir la competencia) y prácticas exclusorias (exclusión de competidores en forma unilateral²⁴ o concertada). Otra clasificación importante distingue entre prácticas horizontales (las realizadas con o respecto de competidores) y prácticas verticales (las realizadas con o respecto de empresas ubicadas en diferentes etapas de la cadena productiva). Finalmente, puede traerse a colación la distinción entre prácticas explícitas y prácticas ocultas, siendo estas últimas aquellas diseñadas para que el conocimiento de su existencia quede reservada únicamente a los sujetos que participan de la misma, mientras que las primeras son aquellas en que los participantes no esconden o niegan su existencia.
177. En este contexto, se expondrán los principales tipos de prácticas que podrían generar preocupación desde el punto de vista de la defensa de la competencia, y se analizarán diversos factores y elementos presentes en el Sector de GLP de El Salvador que deben tenerse en cuenta para evaluar la probabilidad de ocurrencia de dichas conductas.
178. Asimismo, se analizará, a partir del análisis de la evolución del Sector de GLP, la existencia de obstáculos o restricciones a la competencia que pudieran dar origen a recomendaciones pro-competitivas tendientes a mejorar las reglas de funcionamiento del mercado de modo de incrementar la eficiencia económica.

XIII.1. Prácticas horizontales coordinadas

179. En el caso del sector del GLP en El Salvador, existen algunos elementos que favorecen las prácticas coordinadas y otros que actúan en sentido contrario, reduciendo la probabilidad de encontrar prácticas de coordinación entre competidores cuyo objeto o efecto fuese limitar la competencia entre dichas firmas.
180. La mayor homogeneidad del producto es un factor que contribuye a la aparición de conductas coordinadas puesto que en ese caso prácticamente la única dimensión de competencia es el precio, sin embargo, la diferenciación marcaría de modalidades comerciales y calidad de servicio que se observan en El Salvador van en sentido contrario.

24/ Conductas unilaterales son aquellas que pueden ser desarrolladas por una sola firma y que no requieren la participación o concurrencia de otras firmas, ni su reacción o respuesta coordinada, para generar efectos en el mercado. Contrariamente las prácticas coordinadas o concertadas sí requieren la participación de otras firmas para ser efectivas, y se clasifican entre las prácticas colusorias. Véase: International Competition Network (Unilateral Conduct Working Group), Report on the Objectives of Unilateral Conduct Laws, Assessment of Dominance/Substantial Market Power, and State-Created Monopolies, mayo 2007; Australian Competition and Consumer Commission (ACCC) Merger Guidelines, June 1999; y U.S. Department of Justice and Federal Trade Commission. 1992 Horizontal Merger Guidelines (With April 8, 1997, Revisions To Section 4 On Efficiencies).



181. El alto grado de concentración y la existencia de determinadas barreras de entrada al mercado, analizadas en la sección IX del presente informe, pueden constituir elementos facilitadores de prácticas coordinadas. En sentido contrario, el nivel de competencia en el mercado ha sido creciente, sobre todo si se tienen en cuenta los cambios en los “market shares” que se han producido especialmente a partir del año 2000, ya que la inestabilidad de las participaciones de mercado dificultan la formación de acuerdos.
182. Otros elementos que reducen la probabilidad de prácticas coordinadas son el incremento de la capacidad de almacenamiento, el crecimiento de las ventas, y la reducción en el nivel de concentración, que ha mostrado una tendencia decreciente a lo largo del tiempo, siendo inferior en el segmento de granel en comparación con el segmento de consumo doméstico.
183. La existencia de precios máximos regulados para una porción importante del sector hace innecesario o inefectivo un acuerdo entre competidores al respecto²⁵. En el mercado a granel, en el cual no hay precios regulados, existen algunos elementos como la existencia de clientes grandes y con alta elasticidad de demanda, que reducen los incentivos a la colusión.

XIII.2. Prácticas Verticales

184. Una de las categorías más importantes dentro de las prácticas verticales es la que agrupa a las denominadas restricciones verticales, que son las relaciones económicas establecidas entre agentes económicos que se encuentran en diferentes etapas de la cadena productiva, guardando una relación de comprador /vendedor de determinado bien o servicio, y en virtud de las que se limitan la autonomía o el accionar de dichos agentes.
185. En el caso del GLP en El Salvador, potencialmente podrían presentarse restricciones verticales para los comercializadores no integrados hacia arriba (es decir que no posean u operen instalaciones de producción o importación). Ello se debe a que existe un elevado nivel de concentración de la capacidad de las instalaciones de importación y un alto grado de integración vertical de los principales comercializadores.
186. Esta situación se encuentra relacionada con la extensión del mercado relevante en dicha etapa de la cadena productiva. En ese orden la dimensión geográfica del mercado excede al territorio del país, pudiéndose interpretar como de alcance regional, ya que gran parte del aprovisionamiento de los comercializadores se realiza por vía terrestre desde terminales de importación en Honduras y Guatemala. Si bien

25/ Nótese que en ciertos casos los precios regulados podrían sustituir un acuerdo entre competidores si se fijan en niveles supracompetitivos. Sin embargo, no es este el caso de El Salvador en el cual los precios son significativamente menores que los que surgirían en un mercado competitivo.



no se han identificado problemas de negativa de venta de un insumo esencial -en este caso el GLP a granel es la materia prima de la industria-, en el caso de Total, que es el único comercializador no integrado, éste ha manifestado encontrar dificultades para aprovisionarse en condiciones competitivas.

187. Por otro lado, no se ha detectado que existan problemas significativos de cierre de mercado en los canales de distribución, y en ese sentido, según lo que han informado en las entrevistas realizadas, Tropigas, Tomza, y Total no impondrían exclusividad a sus distribuidores independientes. Incluso Zeta Gas cuenta con distribuidores que sólo trabajan para dicha empresa, pero esta exclusividad se verifica como una situación de hecho y no en virtud de una obligación contractual. Tampoco se ha puesto de manifiesto la existencia de contratos entre envasadoras y clientes que fijen períodos mínimos de permanencia o exclusividad, salvo en el caso de los tanques estacionarios al ser éstos propiedad de la envasadora.
188. En función de lo expuesto, y en vista de que la mayoría de los grupos que participan en el sector de envasado y distribución a granel de GLP en El Salvador tienen una importante presencia en el resto de la región de Centroamérica, resulta recomendable estudiar la aplicación del principio de acceso abierto a la capacidad de almacenaje e importación en las terminales de importación de GLP existentes en el país (básicamente la terminal de la empresa Terminales de Gas del Pacífico, y las instalaciones del puerto de Acajutla), así como la posibilidad de extender el acceso de terceros a las demás terminales que formen parte del mercado regional. De esta forma, un posible entrante o participante del mercado no vinculado a alguna de las empresas que cuentan con terminales de importación en el país o en los países vecinos tendrían la posibilidad de acceder al aprovisionamiento de la materia prima.

XIII.3. Prácticas horizontales unilaterales²⁶

189. Los riesgos de que surjan este tipo de prácticas restrictivas de la competencia pueden tener distintas causas y orígenes. Una de las prácticas hipotética o potencialmente anticompetitivas –para cuya determinación, valga la repetición, en cualquier caso debería instruirse la investigación pertinente para corroborar o desechar la hipótesis– es la referida a las situaciones en las que el intercambio de cilindros portátiles de las respectivas marcas entre las empresas no tiene lugar por discrepancias comerciales en el valor de rescate de dichos cilindros. Estas prácticas podrían llegar a constituir conductas unilaterales de carácter exclusorio.

26/Existen ciertos tipos de prácticas unilaterales que han sido sancionadas en otros países (véase la experiencia Argentina) o que han sido postuladas como probables (Véase Vázquez Cordano, A.: “La Organización Económica de la Industria de Hidrocarburos en el Perú: Mercado del Gas Licuado de Petróleo”; Indecopi), que son relevantes para países exportadores, ya que podrían implicar abusos de posición dominante con restricción de oferta interna y discriminación de precios y que podrían resultar en precios domésticos superiores a los de exportación por la existencia de restricciones al arbitraje competitivo. Sin embargo tales prácticas no son aplicables al caso de El Salvador, que requiere importar aproximadamente el 90% del consumo interno.



190. Las disposiciones del artículo 1° y los incisos a) y b) del artículo 30 de la ley resultan ser los candidatos naturales a los que se debería recurrir para ensayar un posible encuadre de la mencionada conducta, junto con los criterios orientadores para la valoración de acciones constitutivas de abuso de posición dominante proporcionados por el Art. 17 del Reglamento de la Ley de Competencia, Decreto Ejecutivo N° 126/2006.
191. Finalmente, debe destacarse que puede suceder que las previsiones normativas – como también suele ocurrir con frecuencia en la legislación de competencia de otras jurisdicciones- no brinden una pauta clara que permita distinguir aquellos casos en los que las acciones de las empresas tienen por finalidad incrementar la productividad o mejorar su producto y ello perjudica a los competidores (conducta que no debería ser sancionada) de aquellos en los que la empresa incurre en pérdidas con el sólo o principal propósito de perjudicar a un competidor.
192. En otras palabras, en el marco de conductas unilaterales se precisan criterios específicos que permitan distinguir la exclusión legítima de competidores de la exclusión ilegítima o anticompetitiva. En ese sentido resulta de utilidad reseñar brevemente los principales criterios utilizados en las jurisdicciones de relieve internacional para distinguir la competencia en base al mérito en contraposición con las prácticas unilaterales exclusorias de carácter anticompetitivo. En ese orden de ideas cabe señalar que los test más difundidos para la evaluación de conductas anticompetitivas unilaterales son tres: el test del sacrificio de ganancias, el test de la ausencia de sentido económico, y el test de la firma igualmente eficiente. Ninguno de estos tests resulta superior al otro en términos de consistencia con el objetivo de protección del bienestar del consumidor, sino que dependiendo del tipo de caso bajo estudio uno u otro test resultará más adecuado a dichos efectos.²⁷
193. Según el Test del sacrificio de ganancias (“profit sacrifice test”), la conducta debería ser considerada anticompetitiva cuando involucre un sacrificio de ganancias que resultaría irracional si no tuviera una tendencia a eliminar o reducir la competencia.
194. De acuerdo al Test de la ausencia de sentido económico (“no economic sense”), la conducta debería ser condenada si no tuviera sentido económico realizarla a menos que no fuera por su tendencia a eliminar o disminuir la competencia. Este test, a diferencia del anterior, no exige sacrificio económico, por lo cual en un sentido resulta más estricto.

27/ Al respecto consultar OECD. Competition on the merits. DAF/COMP(2005)27.



196. El Test de la firma igualmente eficiente (“as efficient competitor test”), la conducta debería ser considerada anticompetitiva si probablemente excluyera a un rival igualmente eficiente que la firma dominante.

XIV. Resumen de las condiciones de competencia en el sector de GLP en Costa Rica y Argentina

197. El análisis de la experiencia comparada en Costa Rica y Argentina permite tener una referencia de los indicadores principales y el funcionamiento del sector bajo estudio en un país importador neto del producto, como es el caso del primero de los mencionados, y en un país exportador neto, como es el caso del segundo. En cuanto a la comercialización, ambos países cuentan con un sistema de diferenciación marcaria (no pueden llenarse envases de otra marca) y derechos de los consumidores a intercambiar envases de distintas marcas sin costo, lo cual ha derivado en conflictos en el intercambio de cilindros que fueron abordados de diferente manera y que permiten extraer conclusiones importantes que se exponen en las recomendaciones del presente estudio.
198. La experiencia internacional en general muestra altos niveles de concentración en el sector de GLP. En tal contexto, El Salvador exhibe una oferta menos concentrada que en los demás países de Centroamérica.

XV. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

199. El análisis realizado del Sector de GLP en El Salvador permite arribar a conclusiones respecto de las condiciones de competencia imperantes y del funcionamiento del mercado.
200. En primer lugar, el sector se ha mostrado dinámico, con una expansión de la oferta, la capacidad instalada y de la cantidad de empresas participantes en el mercado, lo cual permite a El Salvador contar con una de las ofertas más diversificadas de la región.
201. La competencia se ha mostrado creciente, aún en el segmento regulado, con incorporación de nuevos servicios y modalidades de comercialización y pese a que el nivel de precios y márgenes resulta significativamente bajo si se compara con el prevaleciente en otros países de Centroamérica y Suramérica.
202. Además, el segmento desregulado ha evidenciado un crecimiento más alto que el resto, aún con precios internacionales y locales crecientes, y con una concentración menor.



203. De todas maneras, es necesario aclarar que en una industria con alta intervención regulatoria en materia de precios y subsidios, el desarrollo de la competencia encuentra importantes limitaciones. En particular, el mantenimiento de los precios y márgenes sin variación desde inicios de la década, en un contexto de precios internacionales crecientes y con dificultades financieras derivadas de la mayor participación del subsidio en los ingresos de las empresas y de los retrasos en su pago, han generado un ascenso continuo en el riesgo de abastecimiento y ameritan una revisión del esquema de precios y subsidios vigente. Una alternativa razonable sería promover la competencia, tanto en el mercado de granel como en el de envasado, llevando adelante políticas pro-competitivas que permitan corregir las distorsiones existentes, así como políticas sociales específicas para proteger a los consumidores de menores recursos, para lo cual se realizan recomendaciones en los apartados posteriores de esta sección.
204. En cualquier caso, el análisis realizado ha permitido detectar diversos elementos que han afectado el funcionamiento del mercado y que a su vez dificultan el desarrollo del proceso competitivo.
205. Por una parte, se han verificado problemas y conflictos en el intercambio de envases, con alta litigiosidad, y que implican un impedimento para el desenvolvimiento del mercado en condiciones competitivas.
206. Adicionalmente, se ha evidenciado la existencia de algunas barreras de entrada para nuevos competidores, vinculadas con la concentración y la integración vertical en términos de capacidad de almacenamiento.
207. Finalmente, se han generado situaciones de insuficiencia en el abastecimiento al mercado, que si bien su análisis excede el alcance de este Estudio, tienen un impacto significativo en el mercado y en el análisis de competencia (aún cuando el origen de la falta de abastecimiento no necesariamente proviene de conductas penadas por la legislación de competencia).
208. A continuación, se realizan algunas recomendaciones, a modo de contribución a mejorar el funcionamiento del mercado de GLP y fortalecer su potencial competitivo.

XV.1. Intercambio de cilindros y centros de canje

209. Una de las problemáticas de mayor notoriedad en el sector bajo estudio es la referida al intercambio de los cilindros de las marcas de cada empresa. En particular dicha problemática proviene de la falta de mecanismos y reglas transparentes para el intercambio de envases entre las empresas.



210. El primer paso que se requiere es contar con información adecuada, para lo cual debería constituirse un registro de envases, de modo que todos los envases en el mercado estén identificados. Al respecto, la DHM no cuenta con información del parque de envases existente.
211. También se recomienda estudiar la posibilidad de organizar centros de canje independientes de las empresas envasadoras, lo cual podría constituir un factor que favorezca la recuperación rápida y sin demoras de los envases por parte de cada una de las empresas. En este aspecto, la experiencia en Argentina resulta una referencia interesante para extraer conclusiones y alternativas que permitan resolver o mitigar los conflictos surgidos en relación con el intercambio de envases.
212. La participación en estos centros debería ser obligatoria para toda empresa envasadora que opere en el mercado. De esta forma, cada vez que una empresa capte un envase de la marca de un competidor no podrá retenerla en sus instalaciones, debiendo entregarlo al centro de canje en el plazo que al efecto se fije. Por otra parte, las empresas tampoco tendrán incentivos a demorar el retiro de los envases de su marca, ya que el exceso de días de permanencia en el centro de canje generaría cargos por estadía.
213. Para la implementación de los centros de canje es preciso que cada empresa envasadora entregue al centro un stock de los envases de su marca, que sirva como colchón operativo.
214. Dada la extensión geográfica de El Salvador pudiera resultar suficiente con la implementación de uno o dos centros, uno de ellos ubicado en la Zona Central del país y el otro en la Zona Oriental, aunque el detalle de la ubicación debería ser materia de un estudio por separado.
215. La administración y operación de los centros debería quedar a cargo de un operador independiente, que cobraría un cargo por los servicios prestados, y sujeto a supervisión de la autoridad reguladora del sector.
216. La creación de estos centros de canje, sin embargo, no resuelve de por sí las situaciones en las que se verifican captaciones asimétricas de envases, es decir cuando una empresa gana mercado a costa de otra u otras y por ello entra en posesión de envases que no puede cambiar por los suyos. En ese caso una vez agotado o reducido por debajo de cierto límite el stock operativo de los envases de su marca entregado al centro, la empresa deberá asumir como un costo de entrada o expansión la compra de nuevos envases.
217. Una propuesta complementaria para resolver o amortiguar las situaciones de captación asimétricas mencionadas consiste en la creación de un parque transitorio de envases de uso común, que corresponda a un determinado porcentaje del parque total²⁸, aportado en forma proporcional a las participaciones de las empresas en el total. Resulta importante aclarar que los envases del parque de uso común continuarían

28/ En Argentina es alrededor del 10% y con una duración de 10 años, tras lo cual los envases regresan al uso exclusivo de las empresas de la marca respectiva.



llevando la marca de la empresa envasadora, con lo cual su responsabilidad por el mantenimiento y seguridad del envase no se modificaría, pero podrían ser llenadas por cualquiera de las otras empresas envasadoras. A los efectos de distinguir los envases del parque de uso común de los envases de uso exclusivo de cada empresa, aquellos envases serían pintados de un color destinado específicamente a dicho parque.

218. El parque de envases de uso común permite, por un lado, reducir las barreras a la entrada de nuevos competidores, al reducir el stock inicial de envases requerido para ingresar al mercado, y por otro, permite resolver problemas derivados de asimetrías transitorias en la cantidad de envases en poder de diferentes empresas, producto de cambios en las participaciones de mercado, lo cual contribuye a implementar la organización de los centros de canje y reducir la litigiosidad.

Acceso abierto a la capacidad de almacenaje en las terminales marítimas

219. Dado que la capacidad de almacenamiento se encuentra concentrada e integrada verticalmente, una firma independiente que quisiera comercializar GLP podría encontrar dificultades para lograr un abastecimiento competitivo en comparación con las firmas integradas hacia arriba (es decir aquellas que operan capacidad de almacenamiento en terminales marítimas, tanto en El Salvador como en otros países de la región).
220. En este sentido es que se propone establecer el principio de acceso abierto para las instalaciones de importación y almacenaje en terminales marítimas.²⁹ El principio de acceso abierto tiene el objetivo de permitir el desarrollo de la competencia entre agentes económicos vinculados por una infraestructura que no puede ser replicada en forma eficiente. Las normas de acceso abierto, también denominadas normas de acceso de terceros (distintos al operador de la infraestructura de transporte o sus empresas vinculadas) pueden adoptar diferentes modalidades.³⁰
221. Una alternativa sería que dicho principio rija sobre la capacidad disponible o no utilizada³¹ de almacenamiento e importación en las terminales marítimas de GLP existentes en el país (básicamente las terminales de TGP y de RASA). De esta forma, un posible entrante o participante del mercado no vinculado a alguna de las empresas que cuentan con terminales de importación en el país o en los países vecinos tendrían la posibilidad de acceder al aprovisionamiento de la materia prima.³²

29/ Según se analizó en la experiencia Argentina, la Ley que regula el GLP establece el principio de acceso abierto a este tipo de instalaciones. Esta legislación refleja en parte el análisis realizado por la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia cuando analizó el mercado de GLP.

30/ Para un análisis de la problemática del acceso y su aplicación a la industria del Gas Natural véase Greco, Esteban, "Regulación y Competencia en la Industria del Gas. Las condiciones de acceso a los servicios de transporte y distribución", publicado en "Problemas de defensa de la competencia en sectores de infraestructura en la Argentina", Petrecolla, D. y Ruzzier, C., editores, Editorial Temas, febrero 2004.

31/ Este mecanismo suele ser denominado "use it or lose it".

32/ Un elemento a considerar es que existen economías de escala en el aprovisionamiento, originadas en el tamaño de los buques que transportan el GLP. En este sentido, según lo informado por Total, existe un volumen mínimo de compra del orden de las 5000 toneladas por buque, por debajo del cual los precios dejan de ser competitivos.

222. Una distinción respecto de las modalidades de acceso es si se trata de acceso regulado o negociado: en el primer caso, el acceso se da sobre la base de tarifas o cargos conocidos y preestablecidos por la autoridad regulatoria mientras que en el segundo caso, el regulador sólo actúa ante conflicto. La tendencia internacional en materia de acceso de terceros se dirige hacia formas de acceso regulado, que fijen reglas claras en forma previa a las transacciones (por ejemplo las directivas europeas).³³
223. Otro aspecto importante del régimen de acceso abierto es la necesidad de balancear objetivos en el caso del desarrollo de nueva infraestructura de magnitud. En ciertos casos, el acceso abierto puede dificultar el financiamiento de nuevos proyectos si involucra el riesgo de “free Redding”: competidores de los “sponsors” del proyecto que utilicen la capacidad excedente que normalmente tienen las instalaciones nuevas. Cuando el financiamiento del proyecto se encuentra vinculado al negocio estructurado de venta de gas, pueden requerirse restricciones al acceso de modo de reducir el riesgo de que un tercero que no esté involucrado en el financiamiento desplace a los “sponsors” en sus ventas de gas e impida la recuperación de la inversión. En estos casos, la excepción temporal al acceso abierto puede ser útil para viabilizar un proyecto que no se realizaría en otras condiciones, y es por ello que la legislación de acceso suele prever excepciones. De todos modos, las excepciones deben estar condicionadas, tanto para su aprobación (que requisitos debe cumplir para calificar) como para su implementación (principios tarifarios, duración).
224. Por último, la cuestión del acceso de terceros a la infraestructura podría formar parte de negociaciones en el marco de los procesos de integración centroamericana, ya que gran parte de los jugadores en el mercado de GLP tienen escala regional, la aplicación del principio de acceso abierto en las diferentes terminales de la región podría favorecer la competencia en los mercados de comercialización, permitiendo el desarrollo de competidores independientes.

XV.3. Subsidio, asignación de recursos y focalización

225. Un aspecto que resulta relevante mencionar a fin de explorar alternativas de política pública es que un subsidio generalizado al consumo de GLP genera al menos dos tipos de problemas económicos. El primero es un problema de asignación de recursos, dado que induce un consumo superior al óptimo de un bien escaso, lo cual además genera problemas de abastecimiento. Este efecto puede medirse como la diferencia entre el costo de importación y la disposición a pagar por los consumidores (dada por la curva de demanda). El otro problema es distributivo, ya que el subsidio no se focaliza en los más pobres. Un subsidio generalizado al GLP envasado (envases con

33/ Véase la Directiva 2003/55 de la Comisión Europea, el National Third Party Access Code for Natural Gas Pipeline Systems de Australia o la Ley de Hidrocarburos de España. También “Consideration of Applications for Resolution of Disputes over Third Party Access to Infrastructure: Guidance to Parties in Dispute”, Department of Trade and Industry, UK. Algunas propuestas de acceso abierto han sido realizadas en Colombia, aunque referidas a las plantas envasadoras (véase Urbiztondo, Santiago. Regulación y competencia en la industria del GLP: diagnóstico y propuestas, 26 de enero de 2007. Estudio encomendado por la CREG de Colombia).



menos de 100 libras) implica que el subsidio tiene un alto error de inclusión, es decir que la proporción de beneficiarios no pobres es muy alta.

226. Finalmente, en cuanto al rol de la Superintendencia de Competencia con relación con las recomendaciones precedentes, existen dos tipos de actividad que podrían instrumentarse: por un lado, la contribución a la elaboración de políticas que favorezcan el desarrollo de la competencia, así como el análisis y recomendaciones respecto de regulaciones que pudieran afectarla (“abogacía de la competencia”); por otro lado, la eventual evaluación de iniciar de oficio investigaciones acerca de la conducta de las firmas para evaluar si se ajusta a la normativa de competencia vigente, en particular en lo referente a las prácticas que se han mencionado como más probables o más restrictivas de la competencia en el mercado de GLP, ya sea horizontales, vinculadas con el intercambio de cilindros, o verticales relacionadas con restricciones de acceso que pudieran excluir o evitar la entrada de un nuevo competidor o el aprovisionamiento de un competidor existente.

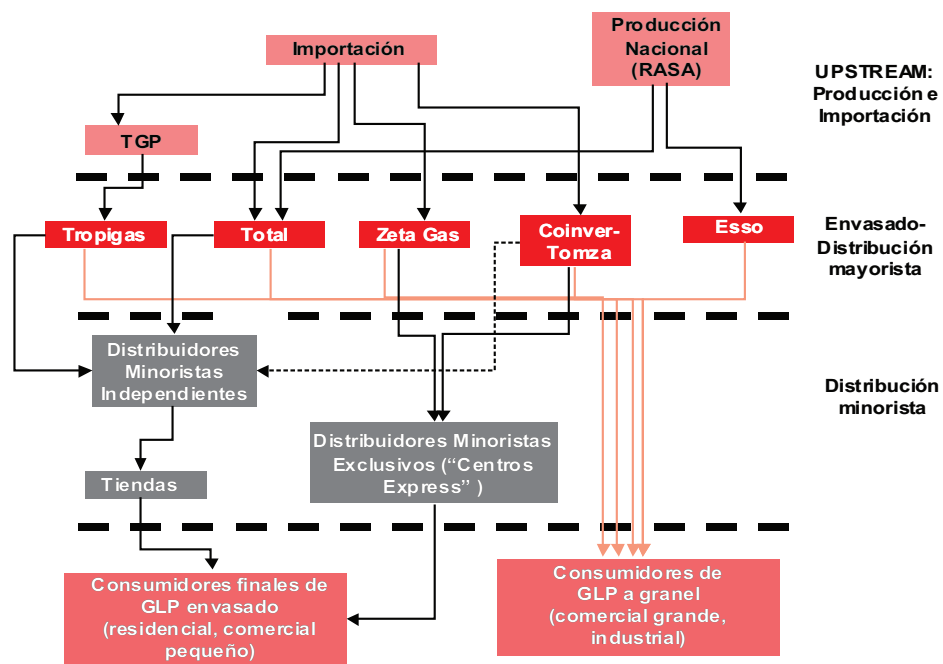
ANEXOS No. 1

Cuadro 1:
Producción y Comercio Internacional de Gas Licuado de Petróleo
(1995 - 2007)

Años	PRODUCCION		IMPORTACIONES		EXPORTACIONES	
	barriles	var %	Barriles	var %	barriles	var %
1995	194.921		846.533			
1996	165.261	-15,2%	944.729	11,6%		
1997	169.468	2,5%	1.086.474	15,0%		
1998	186.156	9,8%	1.148.849	5,7%	9.831	
1999	214.792	15,4%	1.329.322	15,7%	12.984	32,1%
2000	164.002	-23,6%	1.487.889	11,9%	9.021	-30,5%
2001	176.739	7,8%	1.609.869	8,2%	53.410	492,1%
2002	167.635	-5,2%	1.820.423	13,1%	34.663	-35,1%
2003	134.250	-19,9%	1.992.884	9,5%	322.640	830,8%
2004	162.974	21,4%	2.359.980	18,4%	499.517	54,8%
2005	191.952	17,8%	2.616.959	10,9%	651.294	30,4%
2006	201.841	5,2%	2.541.275	-2,9%	458.485	-29,6%
2007	97.768	-51,6%	1.456.081	-42,7%	182.295	-60,2%

Fuente: Elaboración propia en base a datos de Ministerio de Economía, Dirección de Hidrocarburos y Minas (DHM).
Los datos de 2007 corresponden en importaciones hasta julio, en producción y exportaciones hasta junio.

Esquema de la Cadena de Valor del GLP





Cuadro 2:
Capacidad de almacenaje de plantas envasadoras de GLP,
por zonas geográficas
(2006)

LOCALIDAD	MARCA	NOMBRE DE LA PLANTA	CAPACIDAD 100% DE ALMACENAJE (GALONES DE LOS EEUU)					
			TK 1	TK 2	TK 3	TK 4	TK 5	TOTAL
ZONA OCCIDENTAL								
Ahuachapán, Ahuachapán	Tropigas	Ahuachapán	12.000	-	-	-	-	12.000
Ahuachapán, Ahuachapán	Tropigas	Sol Gas	10.500	-	-	-	-	10.500
Turín, Ahuachapán	Elf-Total	Segapro	-	-	-	-	-	46.200
Puerto de Acajutla, Sonsonate	Elf-Total	RASA (*)	-	-	-	-	-	1.976.100
Izalco, Sonsonate	Tropigas	Sonsonate	12.000	7.610	-	-	-	19.610
Chalchuapa, Santa Ana	Tomza	Chalchuapa	66.050	66.050	66.050	66.050		264.200
Santa Ana, Santa Ana	Tropigas	Santa Ana	12.000	-	-	-	-	12.000
Cand. De la Front., Santa Ana	Tropigas	Tropicentro	18.000	-	-	-	-	18.000
Subtotal								2.358.610
ZONA CENTRAL								
San Juan Opico, La Libertad	Zeta	Evangelina	66.050	66.050	66.050	66.050	-	264.200
San Juan Opico, La Libertad	Tropigas	Opico	66.050	66.050	66.050	66.050	66.050	330.250
Quezaltepeque, La Libertad	Elf-Total	Quezaltepeque	20.000	30.000	30.000	30.000	-	110.000
Soyapango, San Salvador	Tropigas	Soyapango	30.000	29.950	29.950	-	-	89.900
San Pedro Perulapán, Cuscatlán	Tropigas	El Caafé	66.050	66.050	-	-	-	132.100
Zacatecoluca, La Paz	Tropigas	Zacatecoluca	6.157	10.580	-	-	-	16.737
Subtotal								943.187
ZONA ORIENTAL								
Usulután, Usulután	Tropigas	Usulután	11.500	-	-	-	-	11.500
Moncagua, San Miguel	Elf-Total	La Paz	6.565	6.565	-	-	-	13.130
Moncagua, San Miguel	Tropigas	El Rodeo	66.050	30.000	-	-	-	126.050
El Jute, San Miguel	Tropigas	El Jute	12.000	-	-	-	-	12.000
El Jute, San Miguel	Tropigas	Ruth M. Ventura	12.000	-	-	-	-	12.000
Subtotal								174.680
Punta Gorda, La Unión	Tropigas	Term. De Gas	32 TANQUES (ESFERAS Y SALCHICHAS)					3.395.939
Total General								6.872.416

Fuente: Ministerio de Economía, Dirección de Hidrocarburos y Minas - Subdirección de Hidrocarburos.
(*) El tanque es propiedad de RASA y se lo arrienda a Total El Salvador (ex ELF Gas).

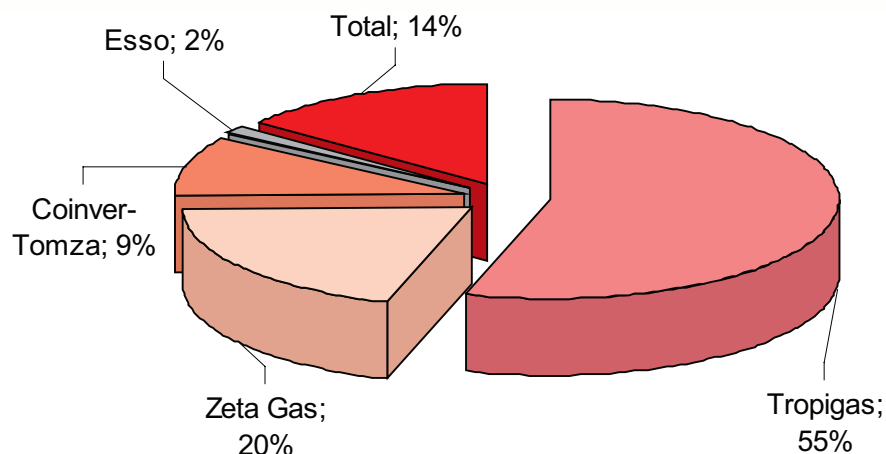
Cuadro 3:
Ventas totales de GLP, envasado y granel
(galones) (1995- 2007)

Años	Envases 100 lb	Envases de 10 a 35 lb	Granel: Com. e Ind. + Hosp. Instit. Benef. Públ + Carburación	Ventas totales	Tasa de crecimiento anual
1995	1.151.033,00	34.535.685,18	6.702.924,95	42.389.643,13	
1996	1.078.777,00	37.949.266,19	6.498.047,10	45.526.090,29	7,40%
1997	954.784,00	42.750.779,85	7.892.265,03	51.597.828,88	13,34%
1998	914.644,00	47.222.253,16	9.789.830,27	57.926727,43	12,27%
1999	947.632,00	51.656.287,23	11.451.630,88	64.055.550,11	10,58%
2000	634.975,11	55.030.670,71	11.941.556,72	67.607.202,54	5,54%
2001	482.618,00	57.825.784,00	13.230.487,00	71.538.889,00	5,82%
2002	486.630,00	60.201.833,00	14.730.549,00	75.419.012,00	5,42%
2003	459.489,00	65.432.186,00	15.842.295,00	81.733.970,00	8,37%
2004	436.060,00	69.623.937,00	16.582.326,00	86.642.323,00	6,01%
2005	423.244,00	73.025.335,00	18.175.463,00	91.624.042,00	5,75%
2006	335.162,00	75.394.647,00	22.835.149,00	98.564.958,00	7,58%
2007(julio)	165.515,00	45.312.331,00	14.843.418,00	60.321.264,00	

Fuente: Ministerio de Economía, Dirección de Hidrocarburos y Minas (DHM).



Gráfico 1:
El Salvador – GLP, Participación en las ventas totales.
(porcentajes) (2006)



Fuente: Elaboración propia en base a datos del Ministerio de Economía, Dirección de Hidrocarburos y Minas (DHM).

Cuadro 4:
Participaciones de mercado en Ventas a granel de GLP y HHI
(millones de galones y porcentajes) (2006-2007)

	2006		Enero Mayo 2007	
Tropigas	8,5	38%	3,6	34%
Zeta Gas	4,6	21%	3,0	29%
Coinver-Tomza	3,8	17%	1,6	16%
Esso	1,5	7%	0,6	5%
Total	3,9	17%	1,6	16%
Total del mercado	22,3	100%	10,5	100%
HHI		2520		2536

(1) Comprende los meses de enero a julio. Fuente: Ministerio de Economía, Dirección de Hidrocarburos y Minas (DHM).



Cuadro 5:
Estructura de Capacidad de almacenamiento en plantas envasadoras
(porcentaje del total) (1995-2006)

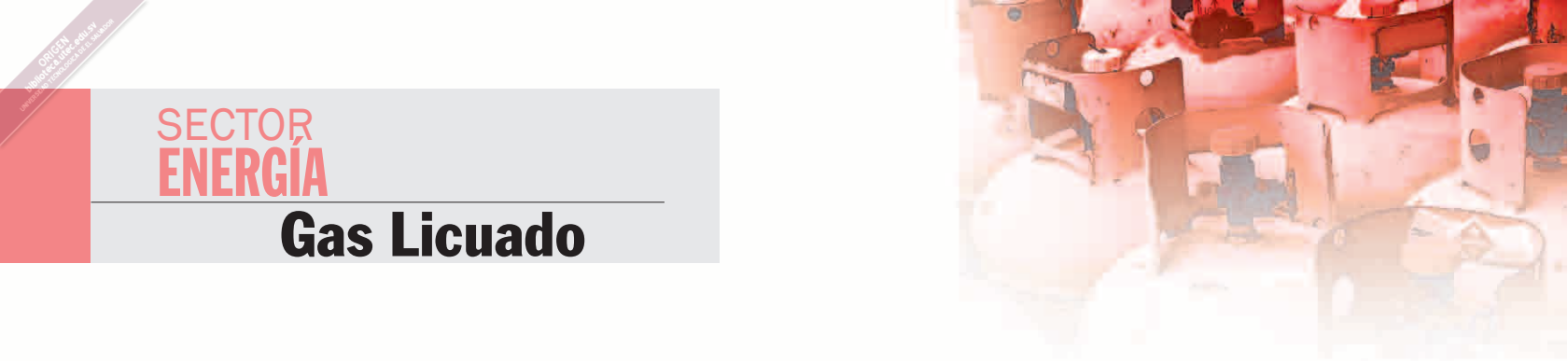
Año	Tropigas	Shell - Elf -Total	Coinver - Tomza	Zeta	TOTAL
1995	90,1%	9,9%	0,0%	0,0%	100,0%
1996	90,1%	9,9%	0,0%	0,0%	100,0%
1997	90,1%	9,9%	0,0%	0,0%	100,0%
1998	90,1%	9,9%	0,0%	0,0%	100,0%
1999	89,0%	9,8%	1,2%	0,0%	100,0%
2000	57,1%	6,3%	0,8%	35,9%	100,0%
2001	57,1%	6,3%	0,8%	35,9%	100,0%
2002	71,6%	5,1%	0,5%	22,8%	100,0%
2003	54,2%	11,0%	17,6%	17,2%	100,0%
2004	54,2%	11,0%	17,6%	17,2%	100,0%
2005	54,2%	11,0%	17,6%	17,2%	100,0%
2006	53,5%	11,3%	17,6%	17,6%	100,0%

Fuente: Elaboración propia en base a información del Ministerio de Economía, Dirección de Hidrocarburos y Minas (DHM).

Cuadro 6:
Evolución del Subsidio al GLP
(US\$ por galón y porcentajes) (1996-2007)

Año	Subsidio unitario	Precio Regulado (sin IVA)	Costo unitario (p.regulado +subsidio)	Participación subsidio	Subsidio comercialización	Subsidio importación/ refinación
	\$/Gal	\$/Gal	\$/Gal	%	\$/Gal	\$/Gal
1996	0,39	0,66	1,04	37%	0,11	0,27
1997	0,32	0,66	0,98	33%	0,11	0,21
1998	0,18	0,66	0,84	22%	0,11	0,07
1999	0,29	0,66	0,95	31%	0,11	0,18
2000	0,57	0,66	1,23	47%	0,11	0,46
2001	0,43	0,66	1,09	39%	0,11	0,31
2002	0,34	0,66	1,00	34%	0,11	0,23
2003	0,54	0,66	1,20	45%	0,11	0,43
2004	0,76	0,66	1,42	54%	0,11	0,65
2005	0,98	0,66	1,64	60%	0,11	0,87
2006	1,09	0,66	1,75	62%	0,11	0,98
2007 ⁽¹⁾	1,14	0,66	1,80	63%	0,11	1,03

Fuente: Elaboración propia en base a información del Ministerio de Economía, Dirección de Hidrocarburos y Minas (DHM).
(1) Con datos al 15 de agosto de 2007.



Cuadro 7:
Evolución del Subsidio al GLP y sus fuentes de financiamiento (1994-2007)

AÑO	Volumen subsidiado	Monto subsidio	FEFE	Proporción Financiamiento FEFE	Proporción otras fuentes
	Miles Gal	Miles \$	Miles \$	%	%
1994	28.966	9.183	13.718,99	149%	-49%
1995	34.680	12.105	15.032,88	124%	-24%
1996	37.949	14.692	15.705,29	107%	-7%
1997	42.751	13.715	17.264,00	126%	-26%
1998	48.137	8.737	19.087,09	218%	-118%
1999	51.653	15.187	20.446,54	135%	-35%
2000	55.019	31.635	19.863,96	63%	37%
2001	57.826	24.724	20.322,74	82%	18%
2002	60.202	20.694	21.944,33	106%	-6%
2003	65.432	35.309	22.873,70	65%	35%
2004	69.444	52.813	23.363,81	44%	56%
2005	73.305	71.747	22.765,66	32%	68%
2006	75.395	82.120	23.358,63	28%	72%
2007(1)	48.643	55.420	14.827,13	27%	73%

Fuente: Ministerio de Economía, Dirección de Hidrocarburos y Minas.

(1) Observación: para el 2007, los datos son al 15 de agosto.

Cuadro 8:
Estructura de precios, márgenes y subsidios del GLP en El Salvador (envases hasta 35 lbs.)

Conceptos	Valores unitarios	Según Envase			
		35 libras	25 libras	20 libras	10 libras
	\$/gal	\$/envase	\$/envase	\$/envase	\$/envase
1. Precio Paridad de Importación	1,86	14,57	10,41	8,33	4,16
2. Subsidio importación/refinación	1,41	10,98	7,84	6,28	3,14
3. Precio a envasadores (2)	0,46	3,59	2,56	2,05	1,02
4. Subsidio comercialización	0,11	0,88	0,63	0,51	0,25
5. Precio base regulado (3+4)	0,35	2,70	1,93	1,54	0,76
6. Margen envasado	0,13	1,02	0,73	0,58	0,30
7. Flete	0,04	0,33	0,24	0,19	0,09
8. Precio a distribuidores (5+6+7)	0,52	4,06	2,90	2,30	1,15
9. Margen distribución	0,10	0,76	0,54	0,45	0,22
10. Precio a tiendas (8+9)	0,62	4,82	3,44	2,75	1,36
11. Margen tienda	0,04	0,32	0,23	0,19	0,11
12. Precio final sin IVA (10+11)	0,66	5,14	3,67	2,94	1,47
13. IVA	0,09	0,67	0,48	0,38	0,19
14. Precio final con IVA (12+13)	0,74	5,81	4,15	3,32	1,66
Precio sin impuestos ni subsidios	2,18	17,01	12,15	9,72	4,86
Participación subsidio					
. Importación/refinación	65%	65%	65%	65%	65%
. Comercialización	5%	5%	5%	5%	5%
. Total subsidio	70%	70%	70%	70%	70%
Galones por envase		7,81372	5,58123	4,46498	2,23249

Nota: para las zonas del interior de la República el margen de envasado (6) se encuentra desdoblado en dos componentes margen compañía (¢8.6 por galón) y margen envasado (¢4.4 por galón).

Fuente: Elaboración propia en base a información del Ministerio de Economía, Dirección de Hidrocarburos y Minas (DHM).
Precio PPI semana 20 al 26 de noviembre de 2007.

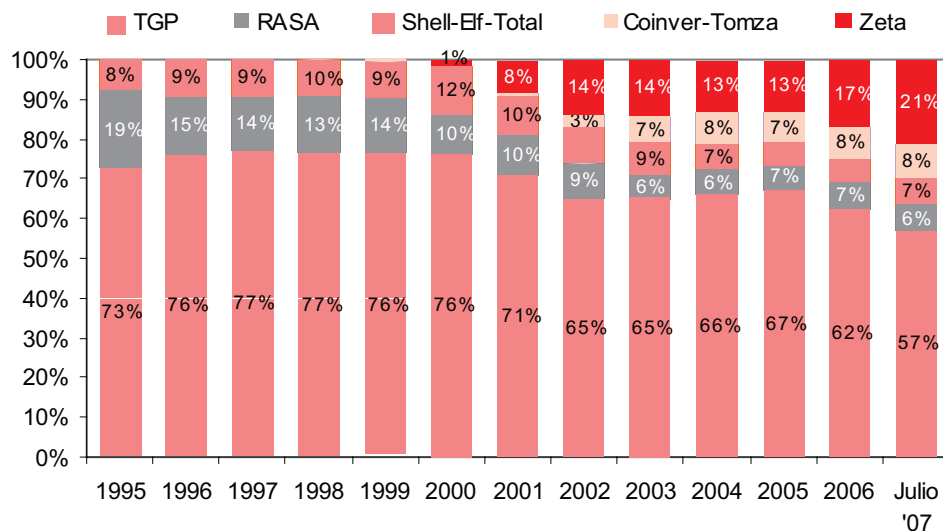


Cuadro 9:
Comparación de márgenes de la cadena de comercialización de GLP
para países seleccionados
(US\$/galón)

País	Margen	Envase de referencia	Fecha
Argentina	0,81	10 kg	Oct-07
Brasil	1,22	13 kg	Ago-07
Chile	1,00	11 kg	Dic-06
Costa Rica	1,12	17.195 lt	Oct-07
El Salvador	0,31	25 lb	Oct-07
Guatemala	0,67	25 lb	Oct-07
Honduras	0,49	25 lb	Oct-07
Nicaragua	0,90	25 lb	Oct-07

Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría, Argentina; ANP, Brasil; CNE, Chile; Aresep, Costa Rica; DHM, El Salvador; DGH, Guatemala; CAP, Honduras; INE, Nicaragua.

Gráfico 2:
Evolución del Mercado de Importación y Producción de GLP
(porcentajes) (1995-2007)



Fuente: Elaboración propia en base a Ministerio de Economía, Dirección de Hidrocarburos y Minas (DHM).

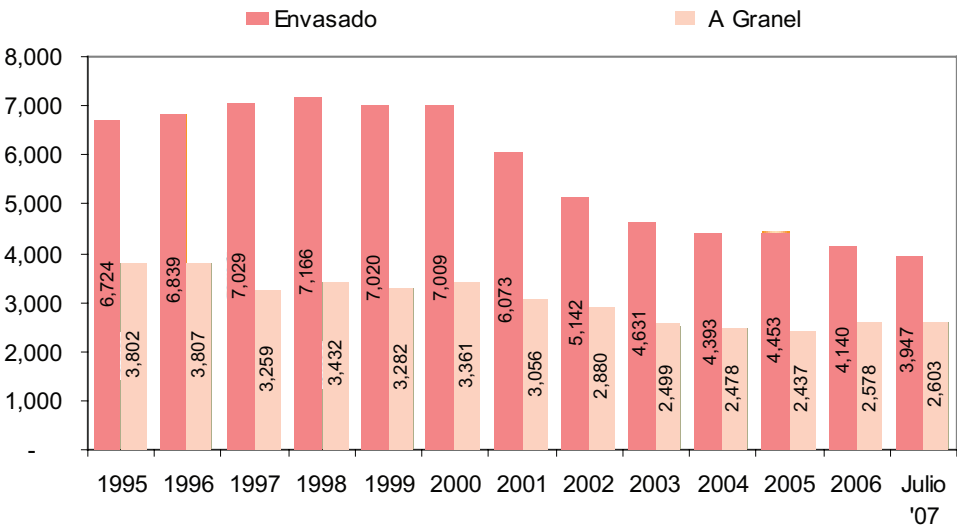


Cuadro 10:
Capacidad de almacenamiento total (terminales terrestres y marítimas)
(porcentajes) (1995-2006)

Año	Grupo Tropigas	RASA	Shell-Elf-Total	Coinver-Tomza	Zeta	TOTAL
1995	17%	81%	2%	0%	0%	100%
1996	17%	81%	2%	0%	0%	100%
1997	54%	44%	1%	0%	0%	100%
1998	54%	44%	1%	0%	0%	100%
1999	54%	44%	1%	0%	0%	100%
2000	60%	35%	1%	0%	5%	100%
2001	60%	35%	1%	0%	5%	100%
2002	62%	32%	1%	0%	4%	100%
2003	61%	28%	2%	4%	4%	100%
2004	61%	28%	2%	4%	4%	100%
2005	61%	28%	2%	4%	4%	100%
2006	61%	29%	2%	4%	4%	100%

Fuente: Elaboración propia en base a información del Ministerio de Economía, Dirección de Hidrocarburos y Minas (DHM).

Gráfico 3:
Evolución de la concentración en el mercado de GLP – HHI
(1995-2007)



Fuente: Elaboración propia en base a datos del Ministerio de Economía, Dirección de Hidrocarburos y Minas (DHM).

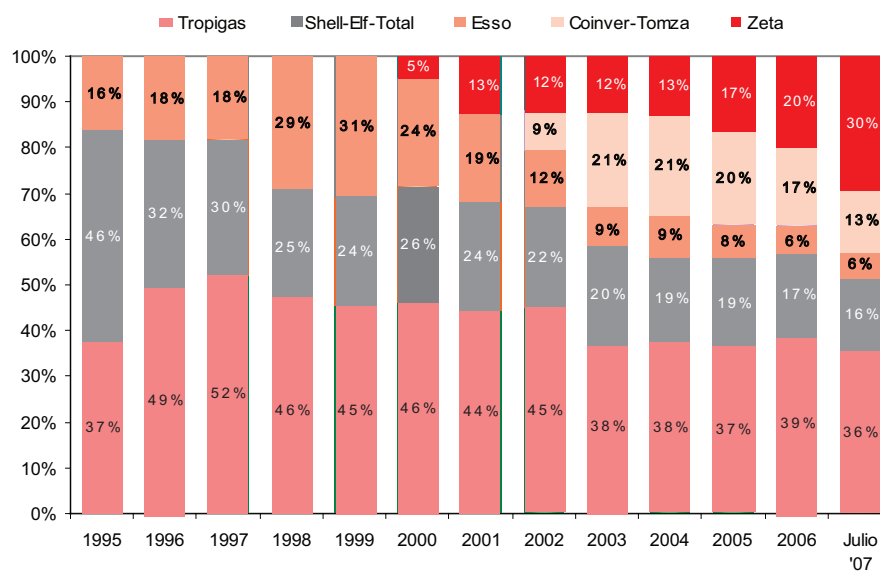


Cuadro 11:
Mercado de GLP Envasado
(volumen en galones) (1995-2007)

			Coinver- Tomza	Zeta	TOTAL
1995	28.319.469	7.367.249	-	-	35.686.718
1996	31.348.942	7.679.101	-	-	39.028.043
1997	35.772.901	7.932.663	-	-	43.705.564
1998	39.924.952	8.159.668	52.277	-	48.136.897
1999	43.636.683	8.748.745	218.492	-	52.603.919
2000	45.656.919	9.333.923	260.873	413.931	55.665.646
2001	44.249.356	9.263.475	219.708	4.575.863	58.308.402
2002	41.637.562	9.072.300	1.243.917	8.734.684	60.688.463
2003	42.235.182	9.176.070	2.887.784	11.592.639	65.891.675
2004	43.525.176	9.259.689	4.980.666	12.294.466	70.059.997
2005	46.017.000	9.585.567	4.840.282	13.005.730	73.448.579
2006	44.796.515	10.264.393	5.395.949	15.272.952	75.729.809
2007 (julio)	25.803.623	5.901.251	3.655.334	10.117.638	45.477.846

Fuente: Elaboración propia en base a información del Ministerio de Economía, Dirección de Hidrocarburos y Minas (DHM).

Gráfico 4:
Evolución del Mercado de GLP a Granel
(porcentajes) (1995-2007)



Fuente: Elaboración propia en base a Ministerio de Economía, Dirección de Hidrocarburos y Minas (DHM).



Fuente: Elaboración propia en base a información de DHM (El Salvador), Cuevas (CEPAL, 2005), RECOPE y ARESEP (Costa Rica)

Los estudios sectoriales de condiciones de competencia que lleva a cabo la Superintendencia de Competencia de El Salvador son informes cuyo contenido se centra en el análisis de un sector de la economía en particular, siendo su objetivo principal describir y analizar el desempeño de los diversos sectores de la economía, a efecto de conocer y evaluar su composición, tamaño, participantes, regulaciones y otros aspectos relevantes, a fin de establecer su incidencia en el nivel de competencia, que permita diagnosticar y proponer las medidas necesarias para fortalecer y mejorar las condiciones de competencia en los mismos.



Superintendencia de
Competencia

