



*Ministerio de la Producción
Secretaría de la Competencia, la Desregulación
y la Defensa del Consumidor*

62



BUENOS AIRES, 12 MAY 2003

VISTO el Expediente N° S01:0257793/2002 del Registro del MINISTERIO DE LA PRODUCCION, y

CONSIDERANDO:

Que en las actuaciones referidas en el VISTO, caratuladas: "FUNDACION PEREZ COMPANC, GOYAIKE S.A. Y OTROS Y PETROLEO BRASILEIRO S.A. S/NOTIFICACION ART. 8° LEY N° 25.156", tramita la notificación de la operación mediante la cual PETROLEO BRASILEIRO S.A. -a través de PETROBRAS PARTICIPAÇÕES S.L.-, en adelante "PETROBRAS", adquiere el CINCUENTA Y OCHO CON SESENTA Y DOS POR CIENTO (58,62%) del capital accionario de PEREZ COMPANC S.A. y el CINCUENTA Y OCHO CON OCHENTA Y OCHO POR CIENTO (58,88%) de la empresa PETROLERA PEREZ COMPANC S.A., éstas últimas y/o sus subsidiarias cuando corresponda, en adelante "PECOM".

Que, de conformidad a lo dispuesto y por la integración armónica de los artículos 6° a 16° y 58° de la Ley N° 25.156, la referida operación de concentración económica debió notificarse ante la autoridad de aplicación de la Ley de Defensa de la Competencia, ello por cuanto la transacción configura una toma de control de conformidad a lo dispuesto en los incisos c) y d) el artículo 6 de la Ley N° 25.156; el volumen de negocios de las empresas involucradas supera el umbral establecido en la normativa; y no se configura ninguna de las excepciones previstas.

Que las presentes actuaciones dan cuenta de la notificación



Handwritten signatures and initials.



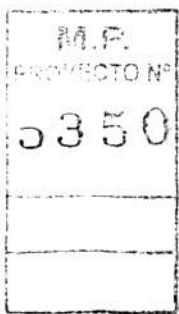
*Ministerio de la Producción
Secretaría de la Competencia, la Desregulación
y la Defensa del Consumidor*

62



presentada el día 23 de octubre de 2002 en los términos del artículo 8° de la Ley N° 25.156, por los vendedores –FUNDACION PEREZ COMPANC, GOYAIKE S.A. y los Señores Jorge Gregorio PEREZ COMPANC, María del Carmen SUNDBLAD DE PEREZ COMPANC, Jorge PEREZ COMPANC, Rosario PEREZ COMPANC, Pilar PEREZ COMPANC, Luis PEREZ COMPANC, Cecilia PEREZ COMPANC, Catalina PEREZ COMPANC y Pablo PÉREZ COMPANC- por una parte y PETROBRAS en su carácter de compradora, por la otra.

Que, una vez perfeccionada la operación sometida a notificación, PETROBRAS será titular de participaciones accionarias en las sociedades PECOM ENERGIA S.A.; PECOM HISPANO ARGENTINA S.A.; ENECOR S.A.; GENERACION ELECTRICA BUENOS AIRES S.A. (GENELBA); PECOM ENERGIA INTERNACIONAL S.A.; WORLD ENERGY BUSINESS S.A.; COMPAÑÍA DE INVERSIONES DE ENERGIA S.A. (CIESA); ENRON DE INVERSIONES DE ENERGIA S.C.A.; TRANSPORTADORA GAS DEL SUR S.A. (TGS); TELCOSUR S.A.; CITELEC S.A.; COMPAÑÍA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION – TRANSENER S.A.; TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE BUENOS AIRES S.A. – TRANSBA; DISTRILEC INVERSORA S.A.; EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR S.A. – EDESUR S.A.; HIDRONEUQUEN S.A.; HIDROELECTRICA PIEDRA DEL AGUILA S.A.; OLEODUCTOS DEL VALLE S.A. – OLDELVAL; PROPYME S.G.R.; PETROQUIMICA CUYO S.A.; REFINERÍA DEL NORTE S.A.; URUGUA-I S.A.; YACYLEC S.A. y GAS LINK S.A..



[Handwritten signature]

[Handwritten signature]



*Ministerio de la Producción
Secretaría de la Competencia, la Desregulación
y la Defensa del Consumidor*

62

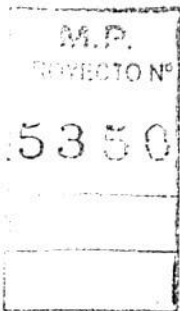


control conjunto con los restantes accionistas, control éste que pasaría a ejercer PETROBRAS.

Que en esas condiciones, la estimación relativa a los efectos de la operación sobre la competencia contempla dos escenarios: uno que sólo toma en cuenta a las empresas bajo control exclusivo de PECOM, que tiene como resultado subestimar los efectos de la operación y otro que comprende, además de las empresas bajo control exclusivo, a aquéllas bajo control conjunto de PECOM, análisis que inevitablemente sobreestima los efectos de la operación y resulta más restrictivo en punto a determinar si aquélla posee virtualidad suficiente como para afectar la competencia en los mercados considerados.

Que el estudio profundo y detallado a que se sometió la operación notificada responde a la trascendencia que ella reviste, así como a la importancia de los sectores económicos involucrados, ello sin perjuicio del conocimiento estrecho que las operaciones de conglomerado -como la que tramita en estas actuaciones en los mercados petroquímico, de transporte de gas y de generación, transporte y distribución de energía eléctrica- ameritan, conforme los Lineamientos para el Control de las Concentraciones Económicas, aprobados como ANEXO de la Resolución de la SECRETARIA DE LA COMPETENCIA, LA DESREGULACIÓN Y LA DEFENSA DEL CONSUMIDOR N° 164, del 27 de noviembre de 2001.

Que la adquisición del control de PECOM por parte de PETROBRAS producirá, en el territorio de la República Argentina y desde el punto de vista de la competencia, una concentración horizontal en la industria de exploración y



JM
Cuf
St



*Ministerio de la Producción
Secretaría de la Competencia, la Desregulación
y la Defensa del Consumidor*

62

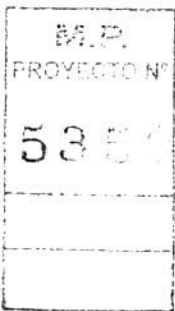


Que, asimismo, adquirirá participaciones en uniones transitorias de empresas de explotación y exploración de petróleo y gas, conforme el detalle de fojas 2233 y 2234 del expediente citado en el VISTO.

Que, con base en un estudio exhaustivo de la totalidad de los mercados involucrados en la operación notificada para su aprobación –es decir, la industria de exploración y producción de petróleo y gas; refinación de petróleo y comercialización de sus derivados; el transporte y distribución de gas natural; la industria petroquímica; y la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica-, la COMISION NACIONAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA concluye que aquélla no tiene como objeto o efecto restringir o distorsionar la competencia en tales mercados, de modo que pueda resultar perjuicio para el interés económico general.

Que a fines de encuadrar correctamente los hechos sometidos a su consideración, la COMISION NACIONAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA analizó los convenios de accionistas vigentes en varias de las sociedades involucradas; celebró numerosas audiencias testimoniales con sujetos representativos de cada uno de los mercados; y contempló las implicancias regionales de la operación notificada, entre otras herramientas analíticas.

Que las precisiones relativas al control de las sociedades comprendidas en la operación asume gran trascendencia por cuanto, en los mercados en que la transacción tiene efectos, operan empresas en las cuales PECOM, no obstante poseer participaciones accionarias minoritarias, ejerce el



[Handwritten signatures]



Ministerio de la Producción
Secretaría de la Competencia, la Desregulación
y la Defensa del Consumidor

62



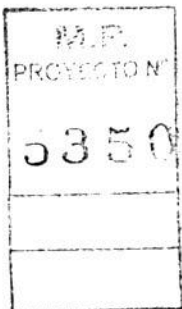
producción de petróleo y gas y en la producción y comercialización de combustibles líquidos; y una concentración de conglomerado que importa el ingreso de PETROBRAS en la actividad petroquímica, el transporte y distribución de gas natural y la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

Que, respecto de la industria petroquímica, debe resaltarse que en fecha 29 de abril de 2003 la empresa PBB POLISUR S.A. presentó un escrito solicitando que se condicionara la operación bajo análisis con argumentos similares a los oportunamente planteados en las actuaciones mientras tramitaban por ante la COMISION NACIONAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA.

Que respecto de dicha industria, debe resaltarse que los industriales, los expertos y la bibliografía consultados por la COMISION NACIONAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA coinciden en considerar a las firmas argentinas y brasileñas como competidoras directas.

Que por lo anterior la COMISION NACIONAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA evaluó la operación notificada teniendo en consideración el mercado regional para los productos petroquímicos finales –excepto la urea donde la participación de las importaciones originadas en Brasil es marginal- y nacional para las materias primas petroquímicas –nafta petroquímica, propanos, butanos, etano y metano- y productos petroquímicos básicos e intermedios, concluyendo que no alterará las condiciones nacionales o regionales de competencia, no implicando afectación al interés económico general.

Que, respecto del sector de las materias primas petroquímicas, cabe



[Handwritten signatures]



Ministerio de la Producción
Secretaría de la Competencia, la Desregulación
y la Defensa del Consumidor

62

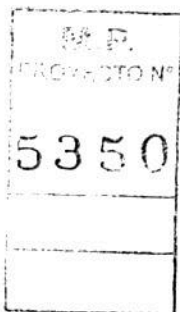


destacar especialmente que la COMISION NACIONAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA concluye que no cabe esperar alteraciones significativas a las condiciones vigentes de suministro de etano al Polo Petroquímico Bahía Blanca ("PPBB").

Que dicho organismo analizó con suficiente profundidad las objeciones que la empresa PBB POLISUR S.A. realizara respecto de la operación notificada, ello a pesar de no resultar contradictorio el procedimiento en cuestión, a los fines de contar con la mayor información disponible para adoptar una decisión sustentada adecuadamente en los hechos, a la vez que en el derecho aplicable.

Que, habiendo meritado las presentaciones interpuestas y la declaración testimonial que su representante hiciera, las que expresaban la preocupación de la referida empresa frente a un probable comportamiento anticompetitivo de la empresa TGS en la provisión de etano al PPBB, y en concordancia con lo sostenido por la COMISION NACIONAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA en los numerales 1482 a 1489 de su Dictamen, al que esta instancia se remite *brevitatis causae*, cabe concluir que resulta poco probable que exista riesgo de alteración de las condiciones de competencia en las que se desenvuelve actualmente el sector.

Que, en todo caso, en el supuesto hipotético -y, como señalara la propia COMISION NACIONAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA, poco probable- de que las potenciales prácticas manifestadas por PBB POLISUR S.A. tuvieran lugar en el futuro, la autoridad de aplicación de la Ley de Defensa de la Competencia N° 25.156 se encuentra ampliamente facultada para remediarlas en



J.M.
Ley
[Signature]



*Ministerio de la Producción
Secretaría de la Competencia, la Desregulación
y la Defensa del Consumidor*

62



a un trato discriminatorio en contra de las empresas constructoras y proveedoras argentinas y en favor de sus competidoras brasileñas en los procesos de adjudicación que TRANSENER puede llevar a cabo para la ampliación de las redes de transmisión; (ii) que TRANSENER goza de una ventaja competitiva de tipo financiera respecto a las firmas que se conforman *ad hoc* para una licitación, debido a que por su condición de empresa en marcha se encuentra en mejor situación para liquidar el Impuesto al Valor Agregado; y (iii) que cuando TRANSENER participa como oferente en las licitaciones para la expansión de la red goza de otra ventaja competitiva por cuanto percibe, en concepto de control y supervisión de las obras de ampliación, un TRES POR CIENTO (3%) sobre el monto de las mismas.

Que las objeciones formuladas fueron analizadas oportunamente por la COMISION NACIONAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA, quien ha realizado las consideraciones pertinentes para cada una de las cuestiones planteadas y que esta instancia hace suyas en el sentido de que no conmueven el criterio de no objetar la aprobación de la operación tal como fuera notificada.

Que, sin perjuicio de lo anterior, cabe poner de resalto que –tomando en consideración los argumentos de esa COMISION NACIONAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA- podría sostenerse, respecto de la remuneración del TRES POR CIENTO (3%) que la empresa TRANSENER percibe por el control y supervisión de las obras de ampliación de la red de transporte eléctrico, que ello mejora su posición relativa como contratista en tanto aquél constituye un precio de transferencia para la firma, que diverge del precio real que pagarían las restantes empresas.

Que en sentido concordante, podría verificarse un mejoramiento



[Handwritten signatures]



*Ministerio de la Producción
Secretaría de la Competencia, la Desregulación
y la Defensa del Consumidor*

62

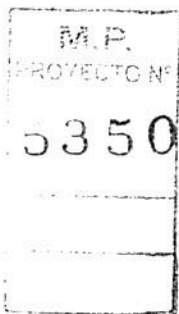


cualquier tiempo, por denuncia de parte o bien de oficio, pudiendo hacer cesar dicha práctica aún en forma cautelar, razón por la cual –y coincidiendo con lo expresado por la COMISION NACIONAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA- no se estima oportuno adoptar medida alguna en estas actuaciones.

– Que en cuanto al mercado de generación, transporte y distribución de energía eléctrica cabe tener presente que el 30 de abril de 2003 la ASOCIACION DE INDUSTRIALES METALURGICOS DE LA REPUBLICA ARGENTINA (“ADIMRA”) presentó un escrito solicitando que se adopten las medidas necesarias para proteger los intereses nacionales, restringiendo la transferencia de las empresas COMPAÑÍA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION - TRANSENER S.A. (“TRANSENER”) y TGS, con argumentos similares a los oportunamente planteados el 12 de diciembre de 2002, mientras las actuaciones tramitaban por ante la COMISION NACIONAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA.

Que respecto del transporte de energía eléctrica en alta tensión, en general, cabe destacar que se trata de un servicio público, altamente regulado por su cualidad de monopolio natural, ello en lo relativo a las tarifas, el acceso abierto y las limitaciones a las tenencias accionarias, todo lo cual, y en concordancia con lo sostenido por la COMISION NACIONAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA, permite sostener la poca probabilidad de que las condiciones de competencia vigentes se vean alteradas como efecto de la operación notificada.

Que, en lo que incumbe a esta autoridad en el marco de las competencias emergentes de la Ley N° 25.156, fundamentalmente las objeciones se centran en torno a: (i) que la presencia de PETROBRAS en TRANSENER conduciría



JH
luf
SH



Ministerio de la Producción
Secretaría de la Competencia, la Desregulación
y la Defensa del Consumidor

62



relativo de la posición de TRANSENER frente a otras sociedades creadas *ad hoc* para la ampliación de las redes de transmisión, respecto del impacto financiero diferencial que el Impuesto al Valor Agregado pudiere causarles.

Que por lo anterior, esta instancia comparte la recomendación que efectuara la COMISION NACIONAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA de remitir las actuaciones a la SECRETARIA DE ENERGIA para la revisión del marco regulatorio, en lo referente a los puntos señalados precedentemente.

Que en relación con el mercado de transporte de energía eléctrica y puntualmente en cuanto a la empresa TRANSENER, cabe poner de resalto que en fecha 29 de abril de 2003 la empresa PECOM ENERGIA S.A. presentó un compromiso unilateral e irrevocable de desinvertir la totalidad de la participación accionaria que posee en CITELEC S.A., controlante de la citada TRANSENER.

Que, asimismo, en fecha 7 de mayo de 2003 se presentó ante esta SECRETARIA DE LA COMPETENCIA, LA DESREGULACION Y LA DEFENSA DEL CONSUMIDOR la empresa PETROBRAS a fin de informar que, estando en conocimiento de la decisión adoptada por la empresa PECOM ENERGIA S.A. y comunicada a este órgano conforme lo expuesto en el considerando anterior, prestaba su conformidad, quedando entonces definitivamente obligada a transferir la totalidad de su participación accionaria en la citada transportista una vez perfeccionada la operación notificada.



Que las manifestaciones unilateralmente vertidas reseñadas *supra*, deben ser tenidas presentes en vista de su trascendencia institucional y, en esas



*Ministerio de la Producción
Secretaría de la Competencia, la Desregulación
y la Defensa del Consumidor*

62



condiciones, es deber de esta SECRETARIA DE LA COMPETENCIA, LA DESREGULACIÓN Y LA DEFENSA DEL CONSUMIDOR hacerlas saber a las autoridades con competencia material e interés estratégico en su ejecución conforme lo comprometido.

Que asimismo, y de conformidad a lo establecido en el artículo 16 de la Ley N° 25.156 de Defensa de la Competencia, en tanto la concentración económica en cuestión involucra mercados regulados por el ESTADO NACIONAL, la citada COMISION NACIONAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA dio intervención al ENTE REGULADOR DEL GAS (ENARGAS) y al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

Que el ENARGAS, por una parte, manifestó no tener objeciones a la inclusión de PETROBRAS en TGS, advirtiendo sin embargo que las partes deberían solicitar la aprobación expresa de la transferencia accionaria por parte de ese ente regulador, de conformidad a lo previsto en las normas contractuales y legales vigentes.

Que, por otra parte, el ENRE emitió su opinión acompañando un informe de su Area de Análisis Regulatorios y Estudios Especiales, el que no objeta la operación notificada y contribuye a un análisis más informado de sus implicancias.

Que se requirió, asimismo, la intervención de la SECRETARIA DE ENERGIA quien, no obstante no tener observaciones con relación a las competencias propias de esta SECRETARIA DE LA COMPETENCIA, LA DESREGULACION Y LA DEFENSA DEL CONSUMIDOR, procedió a destacar algunos aspectos que podrían merecer consideraciones de otros organismos, razón

M.P.
PROYECTO N°
5350

JH
Ry
JH



*Ministerio de la Producción
Secretaría de la Competencia, la Desregulación
y la Defensa del Consumidor*

62



por la cual fueron giradas a éstos oportunamente.

Que la presente Resolución, así como su antecedente preparatorio, tiene como exclusivo objeto resolver en definitiva acerca de la aprobación, rechazo o condicionamiento de la operación de concentración económica sometida a consideración de la autoridad de aplicación de la Ley N° 25.156, con sustento en la protección del interés económico general.

Que asimismo la COMISION NACIONAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA aconsejó al SEÑOR SECRETARIO DE LA COMPETENCIA, LA DESREGULACION Y LA DEFENSA DEL CONSUMIDOR que remitiera copia del presente acto administrativo y del Dictamen por aquélla emitido a la SECRETARIA DE ENERGIA DE LA NACION, al ENRE y al ENARGAS, en el entendimiento de que la información recogida en la investigación podría ser útil para el desempeño de sus competencias específicas.

Que el suscripto resulta competente para el dictado del presente acto en virtud de lo establecido en los artículos 13 y 58 de la Ley N° 25.156.

M.P. PROYECTO N° 5350

Por ello,

EL SECRETARIO DE LA COMPETENCIA, LA DESREGULACIÓN
Y LA DEFENSA DEL CONSUMIDOR

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°.- Autorizar la operación de concentración económica mediante la cual
PETROLEO BRASILEIRO S.A. -a través de PETROBRAS PARTICIPAÇÕES S.L.-

JWB
Cup
[Signature]



*Ministerio de la Producción
Secretaría de la Competencia, la Desregulación
y la Defensa del Consumidor*

62



adquirirá de la FUNDACION PEREZ COMPANC, GOYAIKE S.A. y los Señores Jorge Gregorio PEREZ COMPANC, María del Carmen SUNDBLAD DE PEREZ COMPANC, Jorge PEREZ COMPANC, Rosario PEREZ COMPANC, Pilar PEREZ COMPANC, Luis PEREZ COMPANC, Cecilia PEREZ COMPANC, Catalina PEREZ COMPANC y Pablo PEREZ COMPANC el CINCUENTA Y OCHO CON SESENTA Y DOS POR CIENTO (58,62%) del capital accionario de PEREZ COMPANC S.A. y el CINCUENTA Y OCHO CON OCHENTA Y OCHO POR CIENTO (58,88%) de la empresa PETROLERA PEREZ COMPANC S.A., de acuerdo a lo previsto en el artículo 13 inciso a) de la Ley N° 25.156, con las especificaciones y aclaraciones que resultan de fojas 2628 y 2638, que se tienen presentes y se agregan como parte integrante de esta Resolución como Anexo I.

ARTÍCULO 2°. – Considérese parte integrante de la presente el Dictamen emitido por la COMISION NACIONAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA N° 346, de fecha 28 de abril de 2003, que en TRESCIENTAS OCHENTA Y NUEVE (389) fojas autenticadas se agrega como Anexo II.

ARTICULO 3°.- Téngase presente el compromiso irrevocable de desinversión asumido por la empresa PECOM ENERGIA S.A. en la nota de fecha 29 de abril de 2003 agregada a fojas 2628 y la ratificación de PETROBRAS de fojas 2638, en las que se denuncia que su ejecución será supervisada por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD en atención a sus competencias y deberá ser aprobada por la SECRETARIA DE ENERGIA DE LA NACION.

ARTICULO 4°.- Ténganse presente las notas agregadas de PBB POLISUR S.A. de fecha 29 de abril de 2003 y la de ASOCIACION DE INDUSTRIALES



[Handwritten signatures]



*Ministerio de la Producción
Secretaría de la Competencia, la Desregulación
y la Defensa del Consumidor*



METALURGICOS DE LA REPUBLICA ARGENTINA (ADIMRA) de fecha 30 de abril de 2003, en los términos expuestos en los párrafos pertinentes del CONSIDERANDO de la presente Resolución.


ARTICULO 5°.- Gírense las actuaciones a la SECRETARIA DE ENERGIA DE LA NACION con fundamento en la revisión que se propone del marco regulatorio del sector eléctrico, de conformidad con lo que se expresa en los párrafos correspondientes del CONSIDERANDO de la presente Resolución y a los fines expuestos en el ARTICULO 3°.

ARTICULO 6°:- Notifíquese a la SECRETARIA DE ENERGIA DE LA NACION, al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y al ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), a los efectos que estimen corresponder.

ARTICULO 7°.- Regístrese, comuníquese y archívese.

JF
luf

RESOLUCIÓN N° 62


Lic. Gustavo J. Stafforini
Secretario de la Competencia, la Desregulación y la
Defensa del Consumidor

M.P. PROYECTO N° 5350

62

ANEXO I



Ref. desinversión de Pecom Energía S.A. en Transener S.A.
 Aprobación de la venta del paquete accionario de control de
 Pérez Companc S.A., a favor de Petrobrás S.A. a través de su
 controlada Petrobrás Participaciones S.A.

BUENOS AIRES, 29 abril de 2003

Pecom Energía S.A.
 Maipú 1
 C1084ABA Buenos Aires
 Argentina
 Tel. (54-11) 4344-6000
 www.pecom.com

SEÑOR MINISTRO:

Tenemos el agrado de dirigirnos al Señor Ministro con el objeto de satisfacer las inquietudes que le genera al Gobierno Nacional la inclusión de Transener S.A. en la operación de venta del control accionario de Pérez Companc S.A. a Petrobrás.

Al respecto en representación de Pecom Energía S.A. ponemos de manifiesto que, conforme al Plan de Negocios aprobado por la compañía, hemos resuelto desinvertir la participación accionaria que esta posee en Citelec S.A., controlante de Transener S.A., de 42,4390% de acciones clase "B" y 7,500% de acciones clase "D".

La implementación de la desinversión depende de la aprobación de la operación de cambio de control de Pérez Companc S.A. actualmente a consideración de la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia tal como fue previsto en el acuerdo de compra de acciones celebrado entre Petrobrás y la Familia Pérez Companc.

Asimismo, la efectivización de la mencionada desinversión se llevará a cabo teniendo en cuenta el interés nacional de manera compatible con la Ley N° 24065 del marco Regulatorio Eléctrico y de su contrato de concesión a los efectos de preservar la prestación del servicio publico en condiciones de calidad y eficiencia.

La ejecución de la desinversión será supervisada por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD conforme a su competencia y deberá ser aprobada por la SECRETARIA DE ENERGIA DE LA NACIÓN.

En consecuencia, en el marco reseñado y con la aprobación del cambio de control mencionado en la referencia, Pecom Energía S.A. se compromete, en forma irrevocable, a desinvertir la totalidad de su participación en Citelec S.A. controlante de Transener S.A.

Sin otro particular y a la espera de una acogida favorable al compromiso asumido en los términos indicados, saludamos al Señor Ministro con nuestra mayor consideración.

AL SEÑOR MINISTRO DE LA PRODUCCIÓN
 DOCTOR D. ANIBAL FERNÁNDEZ

S _____ D.

Secretaría de la Competencia, la Desregulación y la Defensa del Consumidor Secretaría Privada	
ENTRO	SALIÓ
29-04-2003	

ALBERTO GUIMARÃES
 DIRECTOR

Antonio Tramonti
 Director



PETROBRAS PARTICIPAÇÕES S.L. ("PETROBRAS"), accionista controlante de la voluntad social de PEREZ COMPANC S.A., sociedad controlante de PECOM ENERGIA S.A., al Señor Secretario de la Competencia, la Desregulación y la Defensa del Consumidor respetuosamente me presento y digo:

- (i) Que Petrobras está en conocimiento del Plan de Negocios aprobado por la citada PECOM ENERGIA S.A. que incluye la desinversión de la totalidad de la participación accionaria que aquélla posee en CITELEC S.A., controlante de COMPAÑÍA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION - TRANSENER S.A.; y
- (ii) Que, en consecuencia, PETROBRAS presta conformidad y nada tiene que observar a lo decidido por PECOM ENERGIA e informado a esa Secretaría el 29 de abril de 2003, ello por resultar funcional a los intereses de esa Compañía.

Sírvase tener presente lo manifestado, a sus efectos.

Michael Ditchfield

MICHAEL DITCHFIELD

CHAIRMAN

PETROBRAS PARTICIPAÇÕES S.L.

Secretaría de la Competencia, la Desregulación y la Defensa del Consumidor Secretaría Privada	
ENTRÓ	SALIÓ
7-5-03	

[Handwritten signature]

DICTAMEN CONC. N° 346 /2003

BUENOS AIRES, 28 de abril de 2003

SEÑOR SECRETARIO:

Elevamos para su consideración el presente dictamen referido a la operación de concentración económica que tramita en el Expediente del Registro del Ministerio de la Producción N° S01:0257793/02 caratulado "FUNDACION PEREZ COMPANC, GOYAIKE S.A. Y OTROS Y PETROLEO BRASILEIRO S.A. S/ NOTIFICACION ART. 8° LEY N° 25.156".

I. DESCRIPCION DE LA OPERACION

1. La operación notificada consiste en la adquisición, por parte de PETROLEO BRASILEIRO S.A., a través de PETROBRAS PARTICIPAÇÕES S.L. (en adelante "PETROBRAS"), del 58,62% del capital accionario de PEREZ COMPANC S.A. y del 58,88% de las acciones de PETROLERA PEREZ COMPANC S.A. (en adelante conjuntamente con PEREZ COMPANC S.A. "PECOM"), tomando en consecuencia el control exclusivo sobre las mismas.
2. La compra referida ha sido realizada a la FUNDACION PEREZ COMPANC, a GOYAIKE S.A. y a los Sres. Jorge Gregorio Perez Companc, María del Carmen Sundblad de Perez Companc, Jorge Perez Companc, Rosario Perez Companc, Pilar Perez Companc, Luis Perez Companc, Cecilia Perez Companc, Catalina Perez Companc y Pablo Perez Companc (en adelante conjuntamente "LOS VENDEDORES").
3. El día 23 de octubre de 2002, LOS VENDEDORES, y PETROBRAS, en su carácter de comprador, se presentaron en el Expediente de referencia a fin de efectuar la notificación establecida en el artículo 8° de la Ley N° 25.156.

4. Luego del cierre de la operación descrita, PETROBRAS será titular, en forma indirecta, de las siguientes participaciones accionarias y áreas de exploración y explotación de hidrocarburos:

I.1. Participaciones accionarias

- a) PECOM ENERGIA S.A. 98,21%;
- b) PECOM HISPANO ARGENTINA S.A., 100%
- c) ENECOR S.A. 69,99%;
- d) GENERACION ELECTRICA BUENOS AIRES S.A. (GENELBA) 100%;
- e) PECOM ENERGIA INTERNACIONAL S.A. 100%;
- f) WORLD ENERGY BUSINESS S.A. 100%;
- g) COMPAÑÍA DE INVERSIONES DE ENERGIA S.A. (CIESA) 50%;
- h) ENRON DE INVERSIONES DE ENERGIA S.C.A. 24,08%;
- i) TRANSPORTADORA GAS DEL SUR S.A. (TGS) 35,03%;
- j) TELCOSUR S.A. 32,02%;
- k) CITELEC S.A. 49,99%;
- l) COMPAÑÍA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION – TRANSENER S.A. 32,49%;
- m) TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE BUENOS AIRES S.A. – TRANSBA 29,24%;
- n) DISTRILEC INVERSORA S.A. 48,50%;
- o) EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR S.A. – EDESUR S.A. 27,33%;
- p) HIDRONEUQUEN S.A. 9,19%;
- q) HIDROELECTRICA PIEDRA DEL AGUILA S.A. 5,42%;

- r) OLEODUCTOS DEL VALLE S.A. – OLDELVAL 23,10%;
- s) PROPYME S.G.R. (antes PECOMFIANZA S.G.R.) 43%;
- t) PETROQUIMICA CUYO S.A. 40%;
- u) REFINERÍA DEL NORTE S.A. 28,50%;
- v) URUGUA-I S.A. 29,33%; y
- w) YACYLEC S.A. 22,22%.
- x) GAS LINK S.A. 49%

I.2. Participaciones en UTES de explotación de petróleo y gas

- a) 25 de Mayo – Medanito S.E. (La Pampa / Río Negro), 100%;
- b) Catriel Oeste (Río Negro), 85%;
- c) Jagüel de los Machos (Río Negro / La Pampa), 100%;
- d) Faro Vírgenes – UTE (Santa Cruz), 50%;
- e) Puesto Hernández – UTE (Mendoza / Neuquén), 38,45%;
- f) Bajada de Palo – La Amarga Chica – UTE (Neuquén), 80%;
- g) Santa Cruz II (Santa Cruz), 100%;
- h) Río Neuquén (Río Negro / Neuquén), 100%;
- i) Entre Lomas (Neuquén / Río Negro), 17,90%;
- j) Aguada de la Arena (Neuquén), 80%;
- k) Veta Escondida y Rincón de Aranda – UTE (Neuquén), 55%; y
- l) Santa Cruz I – UTE (Santa Cruz), 71%.

I.3. Participaciones en UTES de exploración de petróleo y gas.

- a) Río Turbio (Santa Cruz), 96,88%;

- b) Santa Cruz I Oeste (Santa Cruz), 100%;
 - c) Santa Cruz II Oeste (Santa Cruz), 100%;
 - d) Cuenca Marina IIA Norte (Santa Cruz), 50%; y
 - e) Añelo, 80%.
5. Según luce a fs. 726, el día 22 de julio de 2002 las partes firmaron un Memorandum de Entendimiento no vinculante relacionado con la venta por parte de PECOM de sus participaciones en CERRO VANGUARDIA S.A., PECOM FORESTAL S.A., PECOM AGROPECUARIA S.A. y activos forestales de PECOM ENERGIA S.A.
6. Desde la celebración del Memorandum referido PECOM ha vendido CERRO VANGUARDIA S.A. y PECOM AGROPECUARIA S.A., encontrándose en trámite ante esta Comisión Nacional la operación referida a la transferencia de la División Forestal de PECOM ENERGIA S.A.¹
7. Según lo informado por las partes a fs. 56, PECOM ha enajenado su participación en COMBUSTIBLES NUCLEARES ARGENTINOS S.A. (CONUAR S.A.) con anterioridad a la presente operación de concentración económica. En consecuencia, dicha participación accionaria no se encuentra involucrada en las presentes actuaciones.
8. El día 17 de octubre de 2002 las partes celebraron un contrato de compraventa de acciones que establece los términos de la operación descripta precedentemente. (fs. 645/813).

II. ENCUADRAMIENTO JURIDICO.

9. Las empresas involucradas notificaron la operación de concentración económica de acuerdo a lo dispuesto por el artículo 8° de la Ley N° 25.156, dando cumplimiento a los requerimientos efectuados por esta COMISION NACIONAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA en uso de las facultades conferidas por el artículo 58 de la misma ley.

¹ Dicha operación tramita en el Expediente N° S01:0025168/03 (Conc. N° 400), caratulado "PECOM ENERGIA S.A. Y ALTO PARANA S.A. S/ NOTIFICACION ART. 8 LEY N° 25.156"

10. La operación notificada configura una toma de control en los términos de los artículos 6°, incisos c) y d) de la Ley de la materia.
11. La obligación de efectuar la notificación obedece a que el volumen de negocios de las empresas involucradas supera el umbral establecido en el artículo 8° de la Ley N° 25.156, y a que la operación bajo análisis no se encuentra alcanzada por las excepciones establecidas en dicha norma.

III. ACTIVIDAD DE LAS PARTES Y NATURALEZA DEL CONTROL

III.1. Los vendedores.

12. Jorge Gregorio Perez Companc, María del Carmen Sundblad de Perez Companc, Jorge Perez Companc, Rosario Perez Companc, Pilar Perez Companc, Luis Perez Companc, Cecilia Perez Companc, Catalina Perez Companc y Pablo Perez Companc son personas físicas, titulares de participaciones accionarias en PEREZ COMPANC S.A. y PETROLERA PEREZ COMPANC S.A.
13. GOYAIKE S.A. es una sociedad constituida bajo las leyes de la República Argentina. Sus accionistas son: (i) Jorge Gregorio Perez Companc (37,3050172149%); (ii) IRHE HOLDINGS (GC) (62,6949533971%); y (iii) María del Carmen Sundbland de Perez Companc (0,00002938792%).
14. FUNDACION PEREZ COMPANC es una entidad benéfica constituida bajo las leyes de la República Argentina.
15. PEREZ COMPANC S.A. es una sociedad holding constituida bajo las leyes de la República Argentina. Sus accionistas son: (i) familia Perez Companc 29,45%; (ii) Fundación Perez Companc (29,17%); y (iii) Público Inversor (41,38%).
16. PEREZ COMPANC S.A. desarrolla actividades vinculadas a: (i) la exploración y producción de petróleo y gas mediante la participación en áreas concesionadas directa o indirectamente a la misma; (ii) refinería, mediante la operación de la Refinería San Lorenzo, su participación en Refinería del Norte S.A. y en Empresa Boliviana de Refinación S.A.; (iii) petroquímica, a través de las operaciones de la división PSA y sus participaciones en INNOVA S.A. y PETROQUIMICA CUYO S.A.; (iv) comercialización y transporte de energía, compuesta principalmente por las operaciones de trading de hidrocarburos, y por las tenencias accionarias en

CONUAR S.A., FAE S.A., EDESUR S.A., TRANSENER S.A., ENECOR S.A., YACYLEC S.A. e HIDRONEUQUEN S.A.; y (v) operaciones en áreas de exploración minera, agricultura, ganadería y explotación forestal.

17. A su vez, PEREZ COMPANC S.A. ejerce el control directo sobre PECOM ENERGIA S.A., sociedad constituida en la República Argentina, a través de la tenencia del 98,21% de sus acciones, encontrándose la porción restante en manos del público inversor. PECOM ENERGIA S.A. desarrolla las siguientes actividades: exploración, producción y comercialización de petróleo y gas; refinación y comercialización de productos de refinería; producción petroquímica; y generación de energía termoeléctrica e hidroeléctrica.
18. PECOM ENERGIA S.A. es titular del 49,993% de COMPAÑÍA INVERSORA EN TRANSMISION ELECTRICA - CITELEC S.A.², sociedad de inversión constituida en la República Argentina. A su vez, CITELEC es titular del 65% de COMPAÑÍA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION - TRANSENER S.A.³, quien es a su vez dueña del 90% del capital accionario de EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES S.A. - TRANSBA S.A.⁴
19. TRANSENER S.A., es una sociedad constituida bajo las leyes de la República Argentina cuya actividad principal consiste en la prestación del servicio de transporte de energía eléctrica en alta tensión. Esta sociedad fue constituida en el mes de mayo de 1993 como consecuencia de las Leyes Nº 23.696 y 24.065 y el Decreto Nº 2473/92, mediante los cuales se dispuso la privatización del sistema argentino de transporte de energía eléctrica en alta tensión, prestados hasta esa fecha por las empresas AGUA Y ENERGIA ELECTRICA SOCIEDAD DEL ESTADO (AyEE), HIDROELECTRICA NORPATAGONICA S.A. (HIDRONOR) y SERVICIOS ELECTRICOS DEL GRAN BUENOS AIRES S.A. (SEGBA). La privatización se perfeccionó a través del Contrato de Transferencia suscripto por el Estado Nacional, actuando en representación de las empresas mencionadas y CITELEC, controlante de TRANSENER.

² La restante participación accionaria de **CITELEC S.A.** es: National Grid B.V. (42,493%) y The Argentine Investment Company (7,514%).

³ La restante participación accionaria de **TRANSENER S.A.** es: Público Inversor (25%) y empleados (10%).

⁴ El 10% del capital social de TRANSBA S.A. se encuentra bajo el Programa de Propiedad Participada del Personal, de acuerdo a lo dispuesto por el Pliego de Bases y Condiciones para la venta de acciones de la compañía.

20. TRANSBA S.A., es una sociedad constituida bajo las leyes argentinas que dedica a la prestación del servicio de transporte de energía eléctrica por distribución troncal.
21. Asimismo, PECOM ENERGIA S.A. es titular del 38,50% de DISTRILEC INVERSORA S.A.⁵, sociedad de inversión constituida conforme a las leyes de la República Argentina, quien a su vez es titular del 56,36% de EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR S.A. (EDESUR S.A.)⁶. Por otra parte, PCI POWER EDESUR HOLDING LTD., sociedad totalmente controlada por PEREZ COMPANC INTERNACIONAL S.A., es titular del 10% del capital social de DISTRILEC INVERSORA S.A.
22. EDESUR S.A. es una de las sociedades surgidas del proceso de transformación del sector eléctrico, desarrollado por el Poder Ejecutivo Nacional entre los años 1991/1992 a efectos de permitir el ingreso de capital privado a la operación del sistema, al privatizar y concesionar la actividad de distribución y comercialización de energía a cargo de SEGBA.
23. Las principales actividades de EDESUR S.A. consisten en: la prestación del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica en la zona sur de la Capital Federal y doce partidos de la Provincia de Buenos Aires (Almirante Brown, Avellaneda, Berazategui, Cañuelas, Esteban Echeverría, Ezeiza, Florencio Varela, Lanús, Lomas de Zamora, Presidente Perón, Quilmes y San Vicente); la adquisición de propiedad de acciones de otras empresas distribuidoras de energía eléctrica en forma individual o asociada con terceros; y la prestación de servicios vinculados con la distribución y comercialización de energía eléctrica. Asimismo, y previa autorización del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), EDESUR S.A. podrá prestar servicios a terceros y realizar actividades de asesoramiento y de operación, accesorias, afines o relacionadas con la industria de la energía eléctrica.
24. Por otra parte, PECOM ENERGIA S.A. es titular del 100% del capital social de PECOM HISPANO ARGENTINA S.A., quien posee el 25% del capital accionario

⁵ La restante participación accionaria en DISTRILEC S.A. es: CHILECTRA (3,62%), CHILECTRA S.A.-CAYMAN (19,79%), ENERSIS S.A. (0,64%), ENERSIS S.A. CAYMAN (19,79%), ENERSIS INTERNATIONAL LTD. (6,76%) y EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A. – CHILE (0,9%), PCI POWER EDESUR HOLDING LTD. (10%).

⁶ La restante participación accionaria de EDESUR S.A. se encuentra en poder de: ENERSIS S.A. (16,025%), CHILECTRA S.A. (16,025%), EDESUR S.A. (6,224%), CHILECTRA INTERNATIONAL LTD. (4,823%) y accionistas minoritarios (0,545%).

de COMPAÑÍA DE INVERSIONES DE ENERGIA S.A.⁷ (CIESA), sociedad de inversión constituida bajo las leyes de la República Argentina. PECOM ENERGIA S.A. es titular en forma directa del 25% del capital social de CIESA. A su vez, CIESA es titular del 55,022% del capital social de TRANSPORTADORA GAS DEL SUR (TGS), sociedad que posee el 99,98% del capital accionario de TELCOSUR S.A. y el 49% del capital social de GAS LINK S.A.⁸

25. TRANSPORTADORA GAS DEL SUR S.A. (TGS), es una sociedad constituida bajo las leyes de la República Argentina cuyo capital se distribuye de la siguiente forma: CIESA (55,022%); PECOM ENERGIA S.A. (3,31%); PECOM HISPANO ARGENTINA S.A. (1,668%); ENRON DE INVERSIONES DE ENERGIA S.C.A. (10%); y Público Inversor (30%). Esta empresa es una de las que surgieron como consecuencia de la privatización de Gas del Estado S.E., y se dedica al transporte y procesamiento de gas natural en Argentina.
26. El sistema de gasoductos que opera TGS conecta los principales yacimientos gasíferos del sur y oeste de nuestro país con las distribuidoras de gas en esas áreas y en el Gran Buenos Aires. La licencia para operar este sistema le fue otorgada en forma exclusiva por un período de 35 años, prorrogable por diez años, siempre que haya cumplido con las obligaciones impuestas en la normativa vigente la misma y por el ENARGAS.
27. Asimismo, TGS opera el Complejo de Procesamiento de General Cerri, ubicado en las cercanías de Bahía Blanca, Provincia de Buenos Aires, en el que se efectúa el procesamiento de gas natural para la obtención de productos tales como etano, propano, butano y gasolina.
28. TELCOSUR S.A., es una sociedad constituida bajo las leyes de la República Argentina que se dedica a la prestación de servicios de telecomunicaciones.
29. GAS LINK S.A., es una sociedad constituida bajo las leyes de la República Argentina que tiene por objeto la construcción, propiedad y explotación del sistema de transporte de gas natural que conecta el sistema de TGS con el gasoducto de propiedad de Gasoducto Cruz del Sur S.A. Este gasoducto de vinculación se extenderá desde Buchanan en Bs. As. hasta Punta Lara.

⁷ La restante participación accionaria de CIESA se encuentra en poder de: Enron Pipeline Company Argentina (25%) y Enron Argentina Ciesa Holding S.A. (25%).

⁸ El 51% del capital social restante corresponde a la firma DINAREL S.A.

30. PECOM ENERGIA S.A. también posee la totalidad del capital social de GENERACION ELECTRICA BUENOS AIRES S.A. (GENELBA S.A.), sociedad constituida bajo las leyes de la República Argentina que actualmente no desarrolla actividad alguna por encontrarse en liquidación. Tiene por objeto la fabricación de aparatos electromecánicos en general, celdas y tableros de alta y baja tensión y generación, intermediación y comercialización de energía eléctrica.
31. Asimismo, PECOM ENERGIA S.A. es titular del 12,04% del capital social de ENRON DE INVERSIONES DE ENERGIA S.C.A.⁹, sociedad constituida en la República Argentina, quien a su vez posee el 10% del capital accionario de TGS.
32. Por otra parte, PECOM ENERGIA S.A. posee el 70% del capital accionario de ENECOR S.A.¹⁰, sociedad que fue constituida en el año 1994 con el objeto de llevar a cabo la construcción, operación y mantenimiento de las obras necesarias y de los servicios de electroducto correspondientes a la obra “Estación Transformadora 500/132/33 Paso de la Patria” en la Provincia de Corrientes, su vinculación con la Estación Transformadora Santa Catalina en dicha provincia y obras complementarias, incluyendo su explotación por concesión bajo la modalidad de transportista independiente en dicho tramo. Para cumplir con su objeto social, la sociedad participó de la Licitación Pública Internacional N° 01/94 y su contrato fue aprobado por el Poder Ejecutivo de la Provincia de Corrientes. Asimismo, cabe mencionar que la sociedad presta el servicio de transporte de energía eléctrica durante el plazo de vigencia de los contratos de concesión de TRANSENER S.A. y TRANSNEA S.A.
33. PECOM ENERGIA S.A. es titular del 99% del capital social de PECOM ENERGIA INTERNACIONAL S.A., sociedad constituida conforme a las leyes de la República Argentina, quien posee el 99% de las acciones de WORLD ENERGY BUSINESS.
34. WORLD ENERGY BUSINESS S.A. (hasta el año 2001 denominada PECOM ENERGY S.A.), es una sociedad constituida en la República Argentina. Desde su constitución en 1998 no ha desarrollado actividad alguna. Esta sociedad tiene por objeto realizar actividades relacionadas con el comercio de hidrocarburos y electricidad.

⁹ La restante participación accionaria de **ENRON DE INVERSIONES DE ENERGIA S.A.** corresponde a: PEREZ COMPANC INTERNACIONAL S.A. (12,0362%), ENRON ARGENTINA CIESA HOLDING S.A. (24,3977%), ENRON PIPELINE COMPANY ARGENTINA S.A. (45,2928%), EPCA CIESA INVERSIONES LTDA. (6,2372%).

¹⁰ La restante participación accionaria de **ENECOR S.A.** es: Impregilo International Infrastructures NV (30%).

35. PECOM ENERGIA S.A. también posee el 29,33% del capital social de URUGUA-I S.A.¹¹, sociedad constituida bajo las leyes de la República Argentina, que tiene por actividad principal la provisión de servicios a la represa hidroeléctrica homónima.
36. Asimismo, PECOM ENERGIA S.A. es titular del 9,19% del capital social de HIDRONEUQUEN S.A.¹², sociedad constituida de conformidad con las leyes de la República Argentina que es titular del 59% del capital accionario de HIDROELECTRICA PIEDRA DEL AGUILA S.A., empresa dedicada a la producción de energía.
37. PECOM ENERGIA S.A. también posee el 22,22% de YACYLEC S.A.¹³, sociedad constituida bajo las leyes de la República Argentina cuya actividad principal es la transmisión de electricidad de alta tensión entre Yaciretá y Resistencia (Provincia de Chaco).
38. Asimismo PECOM ENERGIA S.A. es titular del 23,099% del capital social de OLEODUCTOS DEL VALLE S.A.¹⁴, sociedad constituida en la República Argentina que tiene como actividad principal el transporte de petróleo crudo.
39. Por otra parte, PECOM ENERGIA S.A. posee el 40% del capital de PETROQUIMICA CUYO S.A.I.C.¹⁵, sociedad constituida bajo las leyes de la República Argentina que tiene por actividad principal la industrialización de productos químicos, petroquímicos, sus derivados y compuestos, y la comercialización de los mismos y de las materias primas y materiales objeto de su procesamiento industrial.
40. PECOM ENERGIA S.A. también posee el 19,21% del capital social de PETROLERA PEREZ COMPANC S.A., sociedad constituida en la República Argentina cuya actividad principal consiste en el desarrollo del Area Entre Lomas. Sus accionistas son: Fimaipú S.A. (1,579%); Jorge Gregorio Perez Companc

¹¹ La restante participación accionaria de **URUGUA-I S.A.** es: Sideco Americana (50,20%), IMPSA (17,12%) y IECSA S.A. (3,35%).

¹² La restante participación accionaria de **HIDRONEUQUEN S.A.** se encuentra en poder de: Total Austral -Sucursal Argentina-(70,02%), Emerging Markets Growth (10,00%), The Argentine Investment Co. (7,35%), Administración Nacional de Usinas y Transmisión Eléctrica (UTE) (3,44%).

¹³ La restante participación accionaria de **YACYLEC S.A.** es: Empresa Nacional de Electricidad S.A. (22,222%), IMPREGILO INTERNACIONAL INFRAESTRUCTURE N.V. (18,666%), DUMEZ S.A. (1,777%), DYCKERHOFF & WIDMANN (1,777%), SIDECO AMERICANA SACIIF (5,333%) y SISTRANYAC S.A. (16,888%), CFI (11,111%).

¹⁴ La restante participación accionaria de **OLEODUCTOS DEL VALLE S.A.** es: Chevron San Jorge S.A. (13,999%), Panamerican Energy Holdings Ltd. (11,899%), Pluspetrol Exploración y Producción S.A. (11,899%), Tecpetrol S.A. (2,099%) e YPF S.A. (37,005%).

¹⁵ La participación accionaria restante de **PETROQUIMICA CUYO S.A.** es: Admire Trading Company S.A. (50,50%), Bocker Internacional Ltd. (9,5%) y Alfredo J. L. Daverede (0,000063%).

(21,763%); María C.S. de Perez Companc (0,632%); Goyaike S.A. (17,908%); Pecom Energía S.A. (19,21%); Alfonso Pascual Porrino (0,158%); Sudacia S.A. (4,908%); Sucesión de Alvarez Poli (0,158%); y Apco Arg. Inc. (33,684%).

41. Asimismo, PECOM ENERGIA S.A. es titular del 28,50% del capital social de REFINERIA DEL NORTE S.A. (REFINOR)¹⁶, sociedad constituida en 1992 con el objeto de llevar a cabo la industrialización y comercialización de hidrocarburos líquidos y gaseosos y sus derivados directos e indirectos, mediante la explotación comercial de la unidad económica Campo Durán, que comprende la Destilería Campo Durán, el poliducto Campo Durán-Montecristo, las plantas de almacenaje General Mosconi, Chachapoyas y Tucumán, así como la distribución minorista de sus productos a través de una red de centros de servicios.
42. Por último, PECOM ENERGIA S.A. posee el 43% de las acciones PROPYME S.G.R.¹⁷ (antes denominada PECOMFIANZA S.G.R.), sociedad de garantías recíprocas constituida bajo las leyes de la República Argentina.

III.2. El comprador.

43. PETROLEO BRASILEIRO S.A. (PETROBRAS), es una sociedad mixta constituida bajo las leyes de la República Federativa de Brasil que tiene por actividad la producción de petróleo y producción de gas natural.
44. Según surge del Balance presentado por Petrobras, obrante a fs. 542, el capital social está integrado por: UNIAO FEDERAL (Estado Federal Brasileiro-32,53%); BNDES PARTICIPACOES S.A. – BNDESPAR (7,95%); ADR Nivel III – acciones ordinarias (13,26%); ADR Nivel III – acciones preferidas (14,16%); FMP – FGTS PETROBRAS (4,31%); FUNDACAO PETROBRAS (0,28%); CUSTODIA FIDUCIARIA BOVESPA (13,05%); EXTRANJEROS (9,79%); y OTROS (4,67%).
45. Sin embargo, cabe destacar que, en idéntica foja, se informa que el derecho de voto se encuentra representado de la siguiente forma: UNIAO FEDERAL (Estado Federal Brasileiro - 55,71%); BNDES PARTICIPACOES S.A. – BNDESPAR (2,02%); ADR Nivel III – acciones ordinarias (22,71%); FMP – FGTS PETROBRAS (7,37%); FUNDACAO PETROBRAS (0,14%); CUSTODIA FIDUCIARIA BOVESPA (4,59%); EXTRANJEROS (3,36%); y OTROS (4,10%).

¹⁶ La restante participación accionaria de **REFINERIA DEL NORTE S.A.** es: Pluspetrol Exploración y producción (21,50%) e YPF S.A. (50%).

¹⁷ La participación accionaria restante de **PROPYME S.G.R.** corresponde a: Conuar (1%) y Pymes diversas (56%).

46. PETROBRAS ejerce el control directo sobre: (i) PETROBRAS INTERNACIONAL S.A. (99,99%), sociedad dedicada a desarrollar fuera del territorio brasileño actividades de exploración, producción, refinación y comercialización de hidrocarburos; y (ii) DOWNSTREAM PARTICIPACOES S.A. (100%), sociedad holding que desarrolla principalmente actividades de refinación y comercialización de combustibles.
47. Asimismo, PETROBRAS posee el control directo (32,5%) e indirecto (67,5%) sobre 5283 PARTICIPACOES LTDA., sociedad que explota, refina, comercializa y exporta petróleo y sus derivados.
48. Por otra parte, PETROBRAS controla en forma indirecta a las siguientes sociedades: (i) BRASPETRO OIL COMPANY (99,4%), quien desarrolla actividades de inversión fuera del territorio brasileño, entre las cuales se encuentra la de compraventa de sociedades con actividades relacionadas a la exploración, producción, refinación y comercialización de hidrocarburos; (ii) PETROBRAS ARGENTINA S.A. (99,99%), que tiene por actividad principal la exploración, desarrollo y explotación de yacimientos de hidrocarburos en la República Argentina; (iii) EG3 S.A., empresa que se dedica a la refinación de combustibles y lubricantes y distribución de los mismos; (iv) EG3 RED S.A. que se dedica a la distribución de combustibles por medio de la explotación de una red de 61 estaciones de servicio propias; (v) EG3 ASFALTOS S.A., dedicada a la comercialización de asfaltos; (vi) LA PAMPA S.A. (100%); (vii) ALVISA S.A., (100%); y (viii) CARLOTA COMBUSTIBLES S.A. (100%), estas tres últimas, comercializadoras de combustibles en estaciones de servicio que son de su propiedad.
49. Cabe destacar que PETROBRAS controla en forma indirecta a PETROBRAS PARTICIPACOES S.L., a través de PETROBRAS INTERNATIONAL BRASPETRO B.V., una sociedad controlada en su totalidad por BRASPETRO OIL COMPANY. A su vez, BRASPETRO OIL COMPANY se encuentra controlada en forma directa por PETROBRAS INTERNACIONAL S.A.
50. PETROBRAS PARTICIPACOES S.L. es una sociedad constituida bajo las leyes de España a través de la cual PETROBRAS realizará la operación que se notifica. El objeto social de esta sociedad es adquirir, poseer la propiedad, arrendar, alquilar, abrir, explorar, examinar, desarrollar, trabajar, mejorar, mantener y gestionar minas, pozos de petróleo y gas natural, permisos, concesiones, reservas, terrenos

y propiedades, derechos territoriales ya sean sobre la tierra o mar, susceptibles de contener o producir minerales, petróleo, gas natural, carbón u otros hidrocarburos por sí solos o conjuntamente con otros. Realizar la perforación de búsqueda, de arrancar, obtener, refinar, destilar, fabricar y preparar para el mercado, alterar en cualquier forma o modo, almacenar, transportar, conducir, transmitir, comercializar en minerales, petróleo crudo, productos derivados del petróleo o productos petroquímicos y gas natural y los componentes derivados y subproductos de los mismos, por sí solos o conjuntamente con otros. Comprar, adquirir, ejecutar, administrar o controlar refinerías, oleoductos, gasoductos, equipos para la explotación de petróleo en el mar, instalaciones de depósito para el almacenamiento, embarcaderos marítimos, terminales, plataformas de perforación submarina, ya sean para la sociedad o para la venta o arrendamiento. Prestar servicios de generación, distribución, transporte y comercialización de energía eléctrica, así como prestar servicios de operación y asesoramiento en el sector eléctrico.

51. Además, PETROBRAS posee participaciones accionarias en (i) COMPAÑÍA MEGA S.A. (34%), sociedad constituida en la República Argentina que tiene por objeto principal la separación de líquidos del gas natural y su fraccionamiento, almacenaje y transporte, incluyendo la fabricación de etano, propano, butano, gasolina y otros subproductos; y (ii) MADEGAS S.A. (25%), sociedad constituida bajo las leyes de la República Argentina comercializadora de combustibles a través de una estación de servicio.

III.3. El control conjunto y la influencia sustancial en las sociedades vinculadas los vendedores

III.3.1. El concepto de control

52. El principio general desde el punto de vista del derecho societario es que los derechos y poderes de los socios se determinan en función de la participación en el capital social. No obstante ello, la Ley N° 19.550 de Sociedades Comerciales establece que hay dos vías para obtener el control societario: i) la interna, caracterizada por la tenencia de votos necesarios para formar la voluntad social; y ii) la externa, que se da en razón de los vínculos existentes entre la sociedad controlada y la controlante, mediante los cuales ésta última domina a la primera y logra dirigir los negocios sociales. En ese aspecto, el artículo 33 de la Ley N°

19.550 de Sociedades comerciales, en su texto reformado mediante la Ley N° 22.903, establece que “Se consideran sociedades controladas aquellas en que otra sociedad, en forma directa o por intermedio de otra sociedad a su vez controlada:

- 1) Posea participación, por cualquier título, que otorgue los votos necesarios para formar la voluntad social en las reuniones sociales o asambleas ordinarias;
- 2) Ejercer una influencia dominante como consecuencia de acciones, cuotas o partes de interés poseídas, o por los especiales vínculos existentes entre las sociedades”.

53. Por otra parte, la existencia de grupos societarios es una realidad insoslayable que no ha recibido una regulación especial en nuestra Ley de Sociedades, ya que como se ha señalado precedentemente, la misma apunta a la idea de control, que es una figura conexas, pero conceptualmente diversa de la de grupo societario¹⁸. En ese sentido, desde el punto de vista económico, el grupo societario es una empresa unitaria, pero jurídicamente hablando nos hallamos frente a una pluralidad de sociedades que opera bajo el control y dirección de una sociedad madre o central.

54. A su vez, el artículo 6 de la Ley N° 25.156 asimila el concepto de concentración económica al de toma de control. En ese sentido establece que “...se entiende por concentración económica la toma de control de una o varias empresas, a través de la realización de los siguientes actos: a) La fusión entre empresas; b) La transferencia de fondos de comercio; c) La adquisición de la propiedad o cualquier derecho sobre acciones o participaciones de capital o títulos de deuda que den cualquier tipo de derecho a ser convertidos en acciones o participaciones de capital o a tener cualquier tipo de influencia en las decisiones de la persona que los emita cuando tal adquisición otorgue al adquirente el control de, o la influencia sustancial sobre la misma; d) Cualquier otro acuerdo o acto que transfiera en forma fáctica o jurídica a una persona o grupo económico los activos de una empresa o le otorgue influencia determinante en la adopción de decisiones de administración ordinaria o extraordinaria de una empresa.”

55. Como se puede advertir, el concepto de control establecido en la Ley N° 25.156 no difiere del regulado en la Ley N° 19.550. En efecto, ambas establecen la posibilidad de que nos encontremos frente a un control interno o a un control externo, y además, que éste último puede basarse en relaciones de hecho o de

¹⁸ No obstante ello, es útil manifestar que la existencia de “grupos económicos” ha sido reconocida por otras normas de nuestro ordenamiento jurídico. Entre ellas se encuentra la Ley 24.522 de Concursos que entre otras cuestiones regula, por ejemplo, el concurso en caso de agrupamientos.

derecho, es decir, situaciones que resulten de la existencia de relaciones contractuales o de la influencia dominante, sustancial o determinante de otra persona o, como lo establece la Ley N° 25.156, de un grupo económico.

56. En este punto es útil destacar que aplicando el segundo inciso del artículo 33 de la Ley N° 19.550, la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Civil y Comercial Federal, tribunal de alzada en la Capital Federal para las cuestiones reguladas por la Ley N° 25.156, resolvió que “El rechazo de la excepción de falta de legitimación y la condena solidaria de “International Enterprise Group, S.A.” ha sido correctamente discernido por el magistrado interviniente, a poco que se repare en que esta empresa tiene una fuerte vinculación con la emisora de la guía, de tal modo que permite atribuirle responsabilidad en su carácter de “controlada” (art. 33, ley de sociedades). Ello es así toda vez que los especiales vínculos entre ambas han quedado acreditados mediante los siguientes indicios coincidentes y concordantes; a) la similitud de nombre comerciales,; b) el objeto social de la codemandada coincide, entre otras actividades, con la realización de negocios referentes al transporte de cargas por vía aérea (fs. 284) y precisamente esta fue la tarea realizada por IEG Inc. en Miami; c) se registran considerables remesas de dinero hacia aquella empresa en los EE.UU. imputados a pagos de terceros hacia aquella, que mediante esta operatoria, los tiene por acreditados y saldadas las cuentas de quienes pagan; d) también se registran dos envíos de aquella por un total de U\$S 314.990,24, que sin imputación a operación alguna resulta verosímil atribuirlo a inversión o aporte de capital; e) respecto de la operación de marras, en especial, el perito ha advertido un ingreso de \$ 20 en concepto de gastos, por lo cual, si no era representante de “Millon Air”, ¿a que puede atribuirse este ingreso sino a su intervención en una operación de “IEG Inc”, con la cual se encuentra vinculada?; y f) no demostrada la representación de “Millon Air” ¿con que otro carácter que su vínculo con la extranjera intervino “IEG S.A.”, en el Acta de fs. 200?. En tales condiciones, tengo para mí que se encuentra acreditada la “vinculación especial” de la codemanda como subsidiaria o controlada por la empresa extranjera.....”¹⁹

57. Asimismo, en lo atinente al tema del control societario, esta Comisión Nacional en la Opinión Consultiva N° 124²⁰ sostuvo que la doctrina establecida por la Comisión Europea acerca de la existencia de una toma de control era de aplicación al

¹⁹ CNCiv. y Com. Fed., sala I, Febrero 25-1999 – La Holando Sudamericana Cia. Argentina de Sgueros S.A. c. Millon Air y otros s/faltante y/o avería de carga transporte aéreo- con el voto de los Dres. Jorge Pérez Delgado, Francisco de las Carreras y Martín Diego Farrell.

análisis efectuado en el marco de nuestra la Ley de Defensa de la Competencia. En dicha Opinión, esta Comisión Nacional desarrolló los conceptos de control exclusivo y común o conjunto, sosteniendo que la adquisición de cualquier tipo de control depende de una serie de circunstancias de hecho o de derecho que deben ser analizadas caso por caso.

58. El control exclusivo es aquel que posee aquella persona que, por razones de hecho o de derecho, tiene capacidad para determinar por si sola la voluntad social. Desde este punto de vista podría suceder que un accionista minoritario calificado posea el control de una sociedad. En efecto, determinados elementos o derechos específicos inherentes a la participación minoritaria pueden permitir que este tipo de accionistas decidan la estrategia competitiva de la empresa afectada, es decir, gestionen las actividades de la empresa y determinen su política comercial. A modo de ejemplo puede sostenerse que un accionista minoritario podría ejercer el control exclusivo de hecho cuando las acciones restantes se encuentren repartidas entre múltiples accionistas, ya que en ese caso es poco probable que éstos últimos se presenten en las reuniones sociales o en las asambleas ordinarias, órganos de gobierno y centros de toma de decisiones de las sociedades.
59. Por otra parte, existe control común o conjunto cuando en virtud de los derechos de voto, los accionistas deben llegar a un acuerdo sobre las decisiones importantes que afectan a la empresa controlada. También nos encontramos frente a un control conjunto cuando dos o más empresas o personas tienen la posibilidad de ejercer una influencia determinante, dominante o sustancial sobre otra empresa, ya sea como consecuencia de acciones, cuotas o partes de interés poseídas, o por los especiales vínculos existentes esta última y las primeras.

III.3.2. Análisis de los acuerdos de accionistas presentados.

60. En el marco de las presentes actuaciones, y con la finalidad de analizar el tipo de control existente en algunas de las sociedades en las que PECOM posee participaciones accionarias, esta Comisión Nacional requirió a las notificantes que presentaran los acuerdos de accionistas vigentes. En ese sentido se solicitaron dichos convenios respecto de las empresas: i) Refinería del Norte S.A.; ii) Transportadora de Gas del Sur; iii) Elcosur S.A.; iv) Oleoductos del Valle S.A.; v)

²⁰ Ver Opinión Consultiva N° 124 del 6 de julio de 2001.

Yacilec S.A.; vi) Transener S.A.; vii) Transba S.A.; viii) Edesur S.A.; ix) Uruguay I; x) Hidroeléctrica Piedra del Aguila; y xi) Petroquímica Cuyo.

61. A fs. 1193 las partes informaron que tanto en Uruguay I como en Petroquímica Cuyo no se han celebrado convenios de accionistas, por lo que las relaciones de los mismos se rigen por las disposiciones de los estatutos y la Ley de sociedades comerciales.
62. A continuación se detallarán los aspectos más importantes de los acuerdos de accionistas presentados y se efectuará un breve análisis de los mismos, en el que se tendrá en cuenta lo expresado precedentemente acerca del control societario.

El Acuerdo de Accionistas en REFINERIA DEL NORTE S.A. (REFINOR)

63. Este convenio (fs. 889- 911) fue suscripto el día 15 de febrero de 2001, entre los accionistas clase "A" :PECOM ENERGÍA S.A. (28.5%), PLUSPETROL EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN S.A (21.5%), y los accionistas clase "B" YPF REPSOL S.A. (50%).
64. El directorio de REFINOR está compuesto por cuatro miembros. A los accionistas clase "A", es decir PECOM y PLUSPETROL, les corresponde designar a cada uno un Director Titular y su Suplente, mientras que al accionista clase "B", es decir, YPF, le corresponde designar dos Directores Titulares y sus Suplentes. El Presidente y el Vicepresidente son elegidos por PECOM y PLUSPETROL entre los miembros del Directorio.
65. Asimismo se convino que, en caso de transferencia de acciones tendrán "derecho de primera negociación" los accionistas clase "A", como así también que la operación técnica de REFINOR corresponderá a los accionistas clase "A", PECOM y PLUSPETROL.
66. Las mayorías que regirán en las Asambleas Ordinarias y Extraordinarias serán del noventa por ciento de los votos presentes. Cuando la Asamblea deba tomar resoluciones que afecten a una clase de acciones, se requerirá el consentimiento de esa clase, expresado en asamblea especial. Las votaciones en las Asambleas Ordinarias y Extraordinarias, para las decisiones que afecten a los accionistas clase "A", son conjuntas entre PECOM Y PLUSPETROL

67. Por otra parte se dispuso que el quórum del Directorio se conformará con la totalidad de sus miembros en primera convocatoria, y mayoría absoluta de sus miembros en segunda convocatoria. Al órgano de administración de la sociedad le corresponde decidir sobre: i) Aquellos contratos, compromisos o acuerdos cuyo monto sea superior al 7.5% del valor total del activo según el último balance trimestral de REFINOR; o, independientemente de su monto, cuyo plazo sea superior a un año; ii) Todo contrato, transacción o acuerdo a celebrarse entre REFINOR y las Partes; iii) El endeudamiento de la Sociedad por un monto superior al 40% del valor total de su activo; iv) La transmisión de acciones de la Sociedad; v) El presupuesto anual, financiero y operativo de la Sociedad.
68. El Gerente General es designado por el Directorio a propuesta de PECOM; el Gerente Comercial Petróleo es designado por el Gerente General con aprobación del Directorio a propuesta conjunta de PECOM y PLUSPETROL; y el Gerente Comercial GLP es designado por el Gerente General con aprobación del Directorio a propuesta de PECOM. No obstante ello, se convino que el plan de negocios debe ser aprobado por todos los accionistas.
69. De lo precedentemente expuesto surge claramente que PECOM, PLUSPETROL e YPF tienen el control conjunto de REFINOR. Esto es así ya que si bien PECOM tiene a su cargo la gestión general de la sociedad y la gestión comercial en lo referente a GLP, mientras que PLUSPETROL tiene a su cargo la gestión comercial en lo que hace al petróleo; los tres socios poseen la facultad de bloquear las decisiones de los restantes toda vez que el plan de negocios debe ser aprobado por todos los accionistas.
70. Asimismo hay que destacar que el quórum del Directorio se conforma con la totalidad de sus miembros en primera convocatoria, y con mayoría absoluta de sus miembros en segunda convocatoria. Si tenemos en cuenta que el directorio está compuesto por 2 directores de YPF, 1 de PECOM y 1 de PLUSPETROL, de ello se sigue que ninguno de los accionistas está en condiciones de tomar decisiones en forma unilateral.

El Acuerdo de Accionistas en DISTRILEC INVERSORA S.A. y EDESUR S.A.

71. El grupo PECOM (PECOM ENERGIA S.A. + PCI POWER EDESUR HOLDING) es titular del 48.5% de las acciones de DISTRILEC INVERSORA S.A. La restantes

acciones corresponde al grupo ENERSIS (CHILECTRA, CHILECTRA S.A., ENERSIS S.A. ENERSIS INTERNATIONAL LTD, EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.). DISTRILEC es a su vez titular del 56.36% de las acciones de EDESUR S.A. y la restante participación corresponde al GRUPO ENERSIS.

72. El día 21 de febrero de 2001 fue suscripto el convenio entre el grupo ENERSIS y el grupo PECOM (fs 912/936).
73. El Directorio está integrado por 10 miembros: cinco (5) son nombrados por el Grupo PECOM, y 5 por el grupo ENERSIS. El presidente y el vicepresidente serán designados por un período de dos años alternadamente por el grupo PECOM y el grupo ENERSIS. Cuando uno designe al presidente, el otro designará al vicepresidente, y viceversa.
74. El Directorio sesionará con la presencia de por lo menos la mitad más uno de todos sus miembros. Adoptará sus decisiones con el voto de la mayoría de los directores presentes con excepción de los denominados “Asuntos Especiales” y “Asuntos Unánimes”.
75. Los “Asuntos Especiales” necesitan la aprobación del grupo PECOM y del grupo ENERSIS; o la aprobación del grupo ENERSIS y todos los restantes accionistas que no pertenezcan al grupo PECOM; o la aprobación del grupo PECOM y todos los restantes accionistas que no pertenzcan al grupo ENERSIS. Dichos Asuntos Especiales son: i) cualquier acto jurídico que comprometa los activos de DISTRILEC por valores que excedan los U\$ 500.000; ii) las compras de la concesionaria que excedan los U\$ 1.000.000; iii) la reforma de los estatutos; iv) la celebración de contratos con sociedades vinculadas a las partes; v) la aprobación del presupuesto anual y de las políticas económico- financieras y comerciales; vi) la aprobación de los planes de inversión y las políticas de endeudamiento y cobertura patrimonial; y vii) las instrucciones los directores que representen a DISTRILEC en la Concesionaria (EDESUR S.A), entre otros.
76. Los denominados “Asuntos Unánimes” requieren la aprobación unánime de todos los directores. Estos Asuntos comprenden, entre otros, a: i) cualquier gravamen sobre las acciones de la concesionaria; ii) la transformación, fusión, escisión, disolución o liquidación anticipada según los estatutos de DISTRILEC.

77. Asimismo se convino que las asambleas de accionistas sesionarán con las mayorías establecidas por la ley y los estatutos; pero respecto de los denominados “Asuntos Especiales”, se estableció que no podrán sesionar en la primer convocatoria sin la presencia de los grupos ENERSIS y PECOM.
78. Del análisis de este convenio de accionistas se desprende que los grupos PECOM y ENERSIS tienen el control conjunto de las decisiones en DISTRILEC., destacando que a consecuencia del mismo, cada grupo posee poder de bloquear las decisiones estratégicas a tomar por el Directorio de DISTRILEC, y en consecuencia, por el Directorio de su controlada EDESUR. Esto último es así ya que los Directores de DISTRILEC en EDESUR deben cumplir las instrucciones emanadas del Directorio de la primera²¹.

El Acuerdo de Accionistas en CITELEC S.A. y TRANSENER S.A.

79. El capital social de CITELEC S.A. se encuentra integrado de la siguiente forma: PECOM ENERGIA (49,99%); NATIONAL GRID (42,493%); y THE ARGENTINE INVESTEMENT COMPANY (TAICO) (7,513%). A su vez CITELEC es titular del 65% de las acciones de la COMPAÑÍA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA DE ALTA TENSIÓN TRANSENER S.A. (fs. 1428).
80. El día 11 de junio de 1997, NATIONAL GRID FINANCE B.V. (42.49%), PECOM ENERGIA S.A.(49.99%), TAICO (7.5140%) firmaron un acuerdo de accionistas que establece que PECOM nombra a 4 Directores titulares y sus suplentes, NATIONAL GRID a cuatro Directores titulares y sus suplentes y TAICO a un Director titular y un suplente.
81. Asimismo, con relación a la designación de Presidente se convino que PECOM y NATIONAL GRID elegirán en forma rotativa, al Presidente del Directorio de TRANSENER y de CITELEC. Ahora bien, también se dispuso que cuando en TRANSENER dicho cargo sea designado a propuesta de PECOM, el Presidente de CITELEC será designado a propuesta de NATIONAL GRID.
82. El quórum para las reuniones del Directorio se constituye con la presencia de seis o más de directores. Las resoluciones se toman con el voto favorable de cinco de

²¹ Las partes informaron la existencia de un procedimiento arbitral iniciado por PECOM ante el desconocimiento del GRUPO ENERSIS del derecho de PECOM a designar un quinto director. PECOM obtuvo un laudo favorable sobre este tema, el que se encuentra tachado de nulidad por ENDESA, del GRUPO ENERSIS.

sus miembros, si hay ocho presentes, o con el voto favorable de cuatro en el caso de que los presentes sean seis o siete.

83. Respecto de la toma de decisiones en la Asamblea de Accionistas de CITELEC, del convenio surge que se requiere el 70% de los votos correspondientes a todas las acciones de la sociedad respecto de las siguientes cuestiones: i) cualquier oferta de acciones existentes o nuevas de CITELEC; ii) el aumento del capital, la modificación de los estatutos, la fusión, transformación, escisión, disolución anticipada y liquidación tanto de CITELEC o de TRANSENER; y iii) la modificación de los derechos correspondientes a cualquier clase de acciones de CITELEC.
84. En el convenio bajo análisis las partes introdujeron una cláusula de “first refusal”²² conforme a la cual, cuando cualquiera de las partes se proponga transferir la totalidad de sus acciones de capital a otra parte o a un tercero deberá cursar previamente una notificación a las demás partes, quienes tendrán un plazo de 21 días para solicitar la compra de alguna o de todas las acciones ofrecidas conforme a los términos notificados por la parte vendedora. En el caso de que más de un accionista ejerza el derecho de preferencia conferido, y las acciones en venta no lleguen a satisfacer todas las solicitudes cursadas por las partes notificadas, las acciones ofrecidas se deberán adjudicar a los solicitantes en proporción a sus tenencias accionarias en el capital de CITELEC. Si transcurrido el plazo de 21 días, las partes no ejercen su derecho de preferencia, la vendedora quedará en libertad de transferir las acciones en conforme a los términos y condiciones que haya notificado a las partes restantes.
85. Respecto de la cláusula mencionada en el numeral precedente se debe destacar que el derecho de preferencia o “first refusal” sólo podrá ser ejercido por las partes en tanto no violen el marco regulatorio. Es decir, una vez que los accionistas de CITELEC pongan en marcha el procedimiento acordado en el acuerdo parasocietario bajo análisis, el ENRE, en su carácter de Autoridad de Aplicación de la Ley N° 24.065 deberá analizar si esa adquisición no viola las disposiciones de dicha norma.
86. En relación a la designación del Directorio de TRANSENER, se acordó que el mismo estará integrado por 9 Directores, de los cuales 5 serán designados por CITELEC, 2 por PECOM y 2 por NATIONAL GRID. Un director será propuesto por

²² El denominado “first refusal” no es más que un derecho de preferencia en la compra de las acciones de la sociedad.

los Accionistas inversores en conjunto en tanto cada uno posea como mínimo el 7,5% de las acciones de CITELEC.

87. Asimismo, se estableció que las partes del convenio de accionistas de CITELEC realizarán todo lo que se encuentre a su alcance para garantizar que los Directores designados por CITELEC en TRANSENER ejerzan su derecho de voto de acuerdo con las instrucciones impartidas y las decisiones adoptadas por el Directorio de la primera. Cualquier Director que no cumpliera en llevar adelante las instrucciones y decisiones del Directorio de CITELEC será removido de su cargo de inmediato.
88. Con relación a los gerentes de TRANSENER, se acordó que su designación será por mutuo acuerdo entre PECOM y NATIONAL GRID. Asimismo se estableció que se designará un comité ejecutivo integrado por dos personas, una en representación de PECOM y la otra en representación de NATIONAL GRID, quienes serán miembros del directorio de CITELEC y TRANSENER e impartirán directivas al Gerente General de TRANSENER, quien a su vez será designado a propuesta de PECOM pero deberá contar con la aceptación de NATIONAL GRID.
89. Adicionalmente, se convino que NATIONAL GRID es quien designa al gerente responsable de las Operaciones de Sistemas y las Cuestiones Técnicas Regulatorias; mientras que PECOM es quien designa al gerente responsable de Desarrollo de Negocios y de las relaciones con el Gobierno Argentino, incluidas las Cuestiones Regulatorias Políticas y Comerciales. Por otra parte, NATIONAL GRID es el que propone el candidato para el Gerente Administrativo y Financiero, que a su vez debe contar con la aceptación de PECOM.
90. Finalmente, en un convenio de cooperación suscrito entre ambos grupos simultáneamente al de accionistas, NATIONAL GRID y PECOM reconocen que es intención de ambos participar en partes iguales en la gestión de las actividades de CITELEC y TRANSENER, desarrollar el negocio, optimizar la financiación y maximizar la rentabilidad, principalmente en forma de dividendos. En dicho convenio las partes también acordaron que en el caso de que cualquiera de ellas desee vender o enajenar la totalidad de su tenencia accionaria en CITELEC a un tercero, la otra parte tendrá derecho de “acoplarse”²³, y que la parte que desee vender garantizará que ese derecho se encuentre disponible para la otra parte.

²³ El término “acoplarse” significa que tiene derecho a realizar una venta o enajenación simultánea de su tenencia accionaria al mismo comprador y en idénticos términos.

Asimismo, la parte que no desee vender podrá vetar la venta a un tercero si considera que los términos de la operación no son reales.

91. Habiendo analizado los acuerdos obrantes en las presentes actuaciones, esta Comisión Nacional concluye que PECOM y NATIONAL GRID ejercen control conjunto en las sociedades CITELEC y TRANSENER, y en consecuencia en TRANSBA (controlada por TRANSENER). Esto es así ya que en CITELEC tienen igual número de directores, eligen el Presidente y el Vicepresidente de CITELEC y TRANSENER en forma rotativa, y tanto PECOM como NATIONAL GRID tienen poder para bloquear las decisiones en el directorio de CITELEC y, en consecuencia en el de TRANSENER.

El Acuerdo de Accionistas en COMPAÑÍA DE INVERSIONES DE ENERGÍA S.A. –CIESA- y TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR S.A. -TGS-

92. PECOM posee el 50% de las acciones de CIESA a través de PECOM ENERGIA S.A. (25%) y de PECOM HISPANO ARGENTINA S.A. (25%). Las acciones restantes se encuentran en manos del grupo ENRON. Por su parte, CIESA es titular del 55,022% de las acciones de TGS.
93. Conforme al instrumento obrante a fs, 1584/1606, el día 13 de noviembre de 1992²⁴ se constituyó CIESA con el objeto de adquirir y ejercer la titularidad del capital mayoritario de TGS.
94. Respecto de CIESA se estableció que el Directorio estará integrado por siete miembros, de los cuales cada accionista designa tres directores, mientras que el cuarto se alterna anualmente entre ENRON y PECOM. Asimismo se dispuso que PECOM designa al Presidente de dicho órgano social, mientras que ENRON hace lo propio con respecto a los cargos de Vicepresidente y Gerente General. Por otra parte, del instrumento mencionado surge que el Gerente General es el principal funcionario ejecutivo de la sociedad y tiene facultades de dirigir las operaciones cotidianas de la misma.
95. Las decisiones del Directorio se toman con el voto de la mayoría absoluta. No obstante ello, las siguientes cuestiones requieren del voto unánime de los directores: i) cambios en la política de dividendos; ii) fusión o venta de la totalidad o

²⁴ Este acuerdo fue modificado el día 13 de mayo de 2002, la composición del Directorio, tanto de CIESA como así también de TGS que se realiza en este punto refleja lo establecido en este acuerdo.

sustancialmente la totalidad de los activos de CIESA; iii) reforma de sus Estatutos; y iv) su disolución.

96. Respecto TGS, se estableció que los Directores de CIESA serán simultáneamente directores de TGS. Dichos directores votarán unánimemente al Presidente de TGS a propuesta de PECOM, y al Vicepresidente y Gerente General a propuesta de ENRON. Este último será el principal funcionario ejecutivo de TGS y tendrá facultades para dirigir las operaciones cotidianas de la misma.²⁵
97. Para la adopción de las siguientes decisiones se requiere el voto de la mayoría absoluta de los directores: i) modificaciones significativas del Plan Comercial o el Plan Financiero Anual; ii) inversiones de capital que involucren una suma superior a U\$500.000 no aprobadas en el Plan Financiero Anual; y iii) modificaciones al contrato de asistencia técnica. Ante cualquier bloqueo en las decisiones de los directores se debe solicitar al Gerente General que realice una propuesta alternativa, la que obligatoriamente deberá ser aceptada.
98. Por último cabe señalar que conforme a lo dispuesto en el punto 2.2 del instrumento analizado, las partes acordaron que en el caso de alguna de ellas deje de ser controlada por su controlante final, debe realizar una oferta de venta a la otra parte. Esto es así ya que conforme a los términos del acuerdo “ningún propietario transferirá, venderá, cederá, prenda, gravará o de otro modo dispondrá de ninguna de las Acciones Clase A durante la vigencia del acuerdo a favor de ninguna “Persona” que no sea un “Propietario”, excepto con el consentimiento de la totalidad de los demás Propietarios según su criterio respectivo”. Toda vez que alguna de las partes le notifique la oferta de venta a la otra, ésta última tiene un plazo de 30 días para aceptarla y 30 días más para acordar con la otra parte el precio que abonará por las acciones. En el caso de que las partes no lleguen a un acuerdo sobre el precio, la parte vendedora debe designar cinco firmas evaluadoras internacionales y la parte compradora debe elegir una de esas firmas a fin de que determine el precio.
99. A lo reseñado en el punto anterior le es aplicable lo manifestado respecto del derecho de preferencia o “first refusal” en el convenio de CITELEC-TRANSENER, es decir, este derecho podrá ser ejercido en tanto no viole el marco regulatorio respectivo. (cf. párrafos 84 y siguiente).

²⁵ Conforme a lo informado por el Gerente General de TGS en audiencia testimonial, actualmente el Directorio de dicha sociedad se encuentra integrado siete miembros. Durante el período de un año cuatro de dichos directores corresponden a PECOM y tres a ENRON, mientras que al año siguiente sucede lo inverso.

100. Conforme al análisis efectuado, se concluye que PECOM y ENRON ejercen el control conjunto de TGS a través de CIESA, y por lo tanto toman las decisiones de estrategia competitiva de ambas sociedades. Asimismo, y dado que TGS es titular del 99,98% de Telcosur S.A, a esta última se aplica el mismo análisis realizado para la primera.

El Acuerdo de Participación en OLEODUCTOS DEL VALLE S.A.

101. Las acciones de esta sociedad están distribuidas de la siguiente forma: PECOM ENERGIA S.A. (23,099%); CHEVRON SAN JORGE S.A. (13.999%); PAN AMERICAN ENERGY HOLDING (11.899%); YPF S.A. (37,005%); TECPETROL EXP. Y PROD. S.A. (2.099%); y PLUSPETROL S.A. (11,899%). Conforme a las constancias obrantes en las presentes actuaciones, el día 22 de enero de 1993 los accionistas originales de OLDELVAL²⁶ celebraron un convenio a fin de regular sus relaciones societarias.

102. En relación al Directorio dicho órgano se encuentra integrado por siete Directores Titulares e igual número de Suplentes: Por los accionistas Clase A PECOM ENERGIA S.A. tiene un Director Titular, CHEVRON SAN JORGE S.A. un Director, PAN AMERICAN ENERGY H. Ltd. un Director Titular, PLUSPETROL EXP. Y PROD. S.A. un Director, YPF S.A. un Director Titular. Por los accionistas Clase B YPF S.A. tiene dos Directores Titulares.

103. La dirección estratégica de la sociedad estará a cargo de un Comité integrado por un representante de cada una de las partes. El derecho de voto en dicho Comité es fijado en función a la participación accionaria de cada uno de los socios, y el Directorio sólo podrá actuar una vez que el Comité haya aprobado las decisiones conforme a lo que a continuación se detalla.

104. De acuerdo al contrato bajo análisis el Comité debe contar con el 85% de los votos favorables a fin de tomar las siguientes decisiones: i) el aumento del capital social; ii) la no distribución de dividendos; iii) la escisión, fusión, transformación. liquidación, disolución anticipada de OLDELVAL; iv) la modificación del Estatuto; v) la venta o transferencia de una parte sustancial de los activos; vi) la celebración de contratos entre OLDELVAL y cualquier accionista y sus afiliadas.

²⁶ Los accionistas originales de OLDELVAL son: BOLLAND y CIA. S.A., PECOM S.A., PLUSPETROL S.A., BRIDAS S.A., ASTRA C.A.P.S.A y TECPETROL S.A.

105. Por otra parte se convino que dicho órgano debe contar con el 60% de los votos favorables a fin de aprobar las siguientes materias: i) la aprobación de los presupuestos anuales y los correspondientes planes de trabajo; ii) la aprobación de inversiones y contratos cuyo valor sea superior a los u\$s 100.000, la designación y/o remoción del personal de gerencia y dirección, todo plan o programa cuya duración prevista supere un ejercicio, la aprobación del control presupuestario que se efectuará con una periodicidad no superior a tres meses.
106. Asimismo se conviene que PECOM designará al Gerente General, dicha designación será aprobada por el Comité, no pudiendo ser rechazada, salvo por razones fundadas.
107. En virtud de los términos en que ha sido celebrado el contrato analizado precedentemente, se concluye que PECOM, siendo un accionista minoritario, posee el control conjunto de OLDELVAL. Ello es así ya que, teniendo en cuenta la distribución de las participaciones accionarias y las mayorías establecidas a fin de aprobar materias tales como el presupuesto anual, las inversiones y contratos de monto superior a u\$s 100.000 y la designación de los gerentes, ningún accionista posee los votos necesarios para formar por si sólo la voluntad social.

III.4. CONCLUSIÓN: las sociedades controladas por PECOM que forman parte de la presente operación.

108. En base a lo desarrollado en las secciones precedentes, esta Comisión Nacional concluye que PECOM posee el control exclusivo de las siguientes sociedades que son objeto de la presente operación: i) PECOM ENERGÍA S.A.; ii) WORLD ENERGY BUSINESS S.A.; iii) ENECOR S.A.; iv) GENELBA, S.A.; v) PECOM ENERGIA INTERNACIONAL S.A.; y vi) PECOM HISPANO ARGENTINA S.A.
109. Por otra parte, PECOM posee el control conjunto en: i) TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR S.A.; ii) CITELEC S.A. ; iii) TRANSENER S.A.; iv) TRANSBA S.A.; v) DISTRILEC S.A.; vi) EDESUR S.A.; vii) OLEODUCTOS DEL VALLE S.A.; viii) REFINERÍA DEL NORTE S.A.; ix) TELCOSUR S.A.; x) COMPAÑÍA DE INVERSIONES DE ENERGIA S.A. (CIESA), y xi) PETROQUIMICA CUYO S.A.

IV. DERECHOS A TRANSFERIRSE EN LAS ÁREAS DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS EN LAS QUE PECOM ES EL OPERADOR.

110. Como se señaló en el punto referido a la descripción de la operación notificada, PECOM transferirá PETROBRAS las áreas de exploración y explotación de hidrocarburos en las que la primera posee participación, y adicionalmente reviste el carácter de Operador.
111. A fin de explotar o explorar alguna de dichas áreas, PECOM constituyó junto con sus respectivos socios Uniones Transitorias de Empresas (en adelante UTE) de conformidad con las disposiciones de la Ley N° 19.550²⁷. En el contexto de dichos contratos se estableció que PECOM sería el Operador de las mismas.
112. Debido a ello, a través de la presente operación, al transferir sus derechos en los respectivos contratos de UTE, también transferirá el carácter de Operador de las mismas. Por lo que a fin de determinar cual es la actuación de PECOM conforme a los contratos oportunamente suscriptos, esta Comisión Nacional requirió a las notificantes que los anexaran a las presentes actuaciones.
113. En principio cabe señalar que conforme a lo dispuesto en la Ley N° 19.550, las UTE tienen una regulación especial. En efecto, este es uno de los denominados “contratos de colaboración empresaria” que se introdujeron mediante la reforma efectuada por la Ley N° 22.903, la otra forma de “agrupación” regulada en el Capítulo III de dicha Ley son las de colaboración.
114. Conforme a lo establecido en el artículo 377 de la Ley mencionada, todas las sociedades constituidas en la República Argentina, los empresarios individuales que tengan domicilio en nuestro país, como así también las sociedades constituidas en el extranjero que hayan dado cumplimiento a lo dispuesto en el 3er párrafo del artículo 118 de dicha Ley podrán, mediante un contrato de unión transitoria, reunirse para el desarrollo o ejecución de una obra, servicio o suministro concreto.
115. La característica fundamental de este tipo de contratos, es decir, tanto de las UTE como de las agrupaciones de colaboración es que “no constituyen sociedades ni son sujetos de derecho”, por lo que dichos contratos y los derechos y

²⁷ Artículos 377 a 383, introducidos por la Ley N° 22.903.

obligaciones que surgen de los mismos, se rigen por las disposiciones que especialmente regulan a cada uno de ellos.

116. En el caso de las UTE, el artículo 378 de la Ley N° 19.550 establece la forma y contenido del contrato constitutivo, mientras que el artículo 379 dispone que el representante de la UTE tendrá los poderes suficientes de todos y cada uno de sus miembros para ejercer los derechos y contraer las obligaciones que hagan al desarrollo o ejecución de la obra, servicio o suministro.
117. En cumplimiento del requerimiento efectuado por esta Comisión Nacional, PECOM presentó los contratos de las siguientes UTE: a) Santa Cruz I (fs. 1429/1548); b) Añelo (fs. 2046/2126); c) Amarga Chica y Bajada del Palo (fs. 2127/2241); d) Puesto Hernández (fs. 2242/2322); e) Faro Vírgenes (fs. 2323/2436); y f) Veta Escondida y Rincón de Aranda (fs. 2437/2580).
118. Del análisis de dichos contratos surge que en todos los casos, si bien PECOM es el Operador, las decisiones las toma un Comité Ejecutivo compuesto por representantes de cada una de las partes, quienes tienen derecho a voto en forma proporcional al porcentaje de participación de la parte que representan en la UTE. Asimismo, se ha establecido que las decisiones de estos Comités Ejecutivos son obligatorias y definitivas tanto para las partes como para el Operador.
119. Por otra parte, en dichos contratos se han establecido claramente las funciones que debe cumplir el Operador. Entre dichas funciones se encuentran las siguientes: a) representar a las partes; b) ejecutar las decisiones del Comité Ejecutivo; c) realizar las operaciones conjuntas; c) contratar y adquirir todos los bienes, servicios, trabajos, materiales, equipos, empleados, suministros, permisos y derechos vinculados con las operaciones conjuntas; y d) proponer al comité ejecutivo el programa para la liquidación y la participación de la propiedad conjunta una vez finalizado el plazo de vigencia del permiso de exploración. Adicionalmente se ha establecido que al cumplir con sus obligaciones el Operador no tendrá ni ganancias ni pérdidas, por lo que deberá cargar a la cuenta conjunta todos los gastos incurridos por y en conexión con las operaciones de la UTE.
120. Asimismo, tal como se ha señalado en el punto referido al procedimiento que esta Comisión Nacional le ha dado a las presentes actuaciones, en el curso del mismo se han celebrados diversas audiencias testimoniales con representantes de empresas que participan en los mercados involucrados. En el curso de algunas de dichas audiencias se les ha preguntado a los testigos que digan cual es la función

del operador de las áreas de exploración y/o explotación de hidrocarburos. A continuación se hará una breve reseña de las declaraciones que los testigos realizaron al respecto.

121. En su declaración, el Sr. Yves Grosjean, Director General de TOTAL AUSTRAL S.A. (fs. 1624/1627) sostuvo que “El operador pone en marcha el programa. Luego cada socio dispone libremente de su cuota de producción. En algunos casos ..., las producciones de cada uno de los socios son demasiado pequeñas para lograr un precio adecuado, cuando se venden cantidades pequeñas en el mercado hay descuentos, entonces, para ese caso, se acuerda entre los socios de la UTE vender en conjunto el petróleo crudo. El operador tiene un mandato para la venta. ... El operador debería ser transparente e indiferente en su gestión. A veces, en algunos Joint se paga un management fee. Se paga una pequeña cantidad porcentual por las tareas generales de administración. Esto se pacta en cada situación particular. La práctica internacional tiende a que sea neutro el rol del operador, no gana ni pierde con la operación. El beneficio es conocimiento geológico del lugar, capacitación de personas. ... La producción es de cada participante y no del Joint Venture.”.
122. Por su parte, el Sr. Alejandro Pedro Bulgheroni, Presidente de Pan American Energy LLC (fs. 1637/1639) manifestó que “El operador tiene la función de manejar el área por cuenta y orden de los otros miembros del consorcio ... no tiene beneficio económico por la función que desarrolla. ... El operador tiene la función de socio gerente, es el que maneja el área ... emplea su tecnología, su gente, su capacidad operativa. Los gastos son incurridos por cuenta y orden de todas las empresas. El carácter de petrolera se lo da a una empresa el hecho de ser operadora, ya que si no operase sólo es inversora. La producción es de las empresas consorciadas. ... En general cada uno comercializa su hidrocarburo salvo que se haga un pool de manejo del mismo”.
123. En su declaración, el Sr. Juan Martín Siano, abogado interno del Departamento de Asuntos Legales de PLUSPETROL S.A. (fs. 1679/1681) manifestó que la empresa opera todas las áreas en las que participa y que en “las que estamos en consorcio cada consorcista vende por separado tanto el petróleo como el gas.”
124. Del testimonio del Sr. Marcelo Germán Martínez Mosquera, Vicepresidente Ejecutivo de TECPETROL S.A. (fs. 1720/1722) surge que la función del operador es “Administrar los recursos, sacar el petróleo en nombre de los otros socios y una

vez obtenido el petróleo repartirlo. No es extensivo a la comercialización de hidrocarburos salvo que haya un convenio especial. El operador petrolero pide el dinero para invertir, saca el crudo y una vez que lo saca lo reparte. El operador petrolero cobra para cubrir los gastos. La mayoría de los contratos petroleros a nivel mundial establecen que los operadores no tendrán ganancias ni pérdidas en su condición de operador. El operador comercializa su propio crudo pero no el crudo de los socios salvo en casos especiales.”

125. Por último, el Sr. Ricardo Horacio Morck, Gerente del Departamento de dominio Minero de REPSOL YPF S.A. (fs. 1945/6) manifestó que “operar significa encargarse de la producción del petróleo y gas, dar valor comercial al gas, despejarlo de lo que lo inhabilita al transporte u consumo e igual para el caso del petróleo y canalizar estos productos comercialmente. ... Es decir, operar significa sacar el petróleo, el gas y poder ponerlo en los canales adecuados para llevar al mercado así como mantener estos servicios. A cambio de estos servicios se cobra un fee. Esta sociedad operadora que tiene un beneficio directo también tiene un beneficio indirecto como el de sentarse en el directorio y conocer lo que sucede en el yacimiento por ser operador. Si bien las decisiones son proporcionales a la participación de cada uno de los socios, ser operador implica conocer el yacimiento mejor que nadie.”

126. En base a lo manifestado precedentemente se concluye que mediante la operación bajo análisis, PECOM sólo transferirá la participación que posee en cada una de las UTE mencionadas, y que el carácter de operador de las mismas no le otorga ningún derecho adicional. Dichas cuestiones serán tenidas en cuenta en el análisis de los efectos económicos de la operación notificada.

V. PROCEDIMIENTO

127. El día 23 de octubre de 2002 las partes efectuaron conjuntamente la notificación de la operación referida, mediante la presentación del Formulario F1 de notificación.

128. De conformidad con lo establecido por el artículo 16 de la Ley N° 25.156, esta Comisión Nacional solicitó al ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y a la COMISION NACIONAL DE ENERGIA ATOMICA (CNEA) su intervención. (fs. 925/930 y 943/944).

129. Tras analizar información presentada el día 30 de octubre de 2002 esta Comisión Nacional efectuó observaciones a los notificantes. (fs. 931/942).
130. En virtud de las facultades establecidas por el artículo 24, inciso b) de la Ley N° 25.156, y con la finalidad de recabar información útil para el análisis de la operación de concentración económica notificada, esta Comisión Nacional celebró audiencias con representantes de: PECOM S.A. (fs. 945/948); SHELL CAPSA (fs. 949/950-959/962-984/996); ESSO PETROLERA ARGENTINA S.A. (fs. 949-952-957/958-963-1003/1006); INSTITUTO ARGENTINO DEL PETROLEO (fs. 949-951-965/983); FEDERACION DE EMPRESARIOS DE COMBUSTIBLES DE LA REPUBLICA ARGENTINA (fs. 949-956-997/998); FEDERACION ARGENTINA DE EXPENDEDORES DE NAFTA DEL INTERIOR (FAENI) (fs. 949-953-999/1000); CONSUMIDORES ARGENTINOS (fs. 949-1008-1010-1015/1016); ACCION DEL CONSUMIDOR (fs. 949-955-964); UNION DE USUARIOS Y CONSUMIDORES (fs. 949-954-1007-1009-1017); PETROLEO BRASILEIRO S.A. (fs. 1033/1036); PECOM S.A. (fs. 1033/1036); CAMARA DE LA INDUSTRIA QUIMICA Y PETROQUIMICA (fs. 1097/1099); INSTITUTO PETROQUIMICO ARGENTINO (fs. 1100/1103); COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO S.A. (CAMMESA) (fs. 1120/1122); Lic. Marcelo Ramal (Experto en Industria Petroquímica) (fs. 1123/1127); DOW QUIMICA ARGENTINA S.A. (fs. 1134/1140); PETROBRAS S.A. (fs. 1141/1144-2201/2209); ASOCIACION DE GENERADORES DE ENERGIA ELECTRICA DE LA REPUBLICA ARGENTINA (fs. 1156/1158); ASOCIACION DE TRANSPORTISTAS DE ENERGIA ELECTRICA DE LA REPUBLICA ARGENTINA (fs. 1159/1164); ASOCIACION DE INDUSTRIALES METALURGICOS DE LA REPUBLICA ARGENTINA (fs. 1220/1222); TRANSENER S.A. (fs. 1229/1232); CENTRAL COSTANERA S.A. (fs. 1233/1235); TOTAL AUSTRAL S.A. (fs. 1624/1636); PAN AMERICAN ENERGY LLC (fs. 1637/1639); TRANSPORTADORA GAS DEL NORTE S.A. (fs. 1642/1644); PLUSPETROL S.A. (fs. 1655/1657 y 1679/1681); ASOCIACION DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELECTRICA DE LA REPUBLICA ARGENTINA (fs. 1661/1662); TOTALFINAELF GAS S.A. (fs. 1663/1664); CAMUZZI ARGENTINA S.A. (fs. 1672/1674); Lic. Carlos Adrián Romero (Economista) (fs. 1682/1684); Ing. Jorge Edgardo Lapeña (fs. 1685/1694); DIRECCION NACIONAL DE ECONOMIA DE LOS HIDROCARBUROS (fs. 1708/1710); ASOCIACION DE GRANDES USUARIOS DE ENERGIA ELECTRICA DE LA REPUBLICA ARGENTINA (fs. 1716/1719); TECPETROL S.A. (fs. 1720/1722); TRANSPORTADORA GAS DEL SUR S.A. (fs.

1723/1728 y 1729/1733); SOLVAY INDUPA S.A. (fs. 1734/1746); YPF S.A. (fs. 1945/1955) y EDESUR S.A. (Fs. 2220/2221).

131. El día 14 de noviembre de 2002 el ENRE solicitó una prórroga del plazo para contestar el requerimiento formulado por esta Comisión Nacional (fs. 1011/1012-1018).
132. Con fecha 18 de noviembre las partes respondieron las observaciones efectuadas el día 30 de octubre de 2002. (fs. 1019).
133. El día 19 de noviembre de 2002 la CNEA contestó el requerimiento oportunamente efectuado, informando que dado que dicho organismo no es regulador de las empresas o sociedades adquirentes o adquiridas en la operación de concentración informada, no posee atribuciones para opinar o efectuar observación alguna a la misma. Asimismo, hizo saber que la CNEA es socio en las firmas CONUAR S.A. y FAE S.A., en las que tiene participación decisiva la firma PECOM ENERGIA S.A. (fs. 1704/1705).
134. El día 21 de noviembre de 2002 esta Comisión Nacional efectuó observaciones a la información presentada por las notificantes (fs. 1020/1027).
135. Con fecha 21 de noviembre de 2002 el ENARGAS contestó el requerimiento de esta CNDC manifestando que la transferencia accionaria en cuestión no cuenta con la aprobación expresa por parte de la autoridad en los términos del artículo 8.4.4. del Pliego de Bases y Condiciones para la Licitación Pública Internacional que establece restricciones para la Sociedad Inversora y que TGS es quien deberá iniciar el trámite ante el ENARGAS de acuerdo al marco legal que rige la actividad. Asimismo, a los fines del análisis de los temas sobre competencia, dicho organismo manifestó no contar con documentación respaldatoria necesaria para emitir la opinión requerida en el marco del artículo 16 de la Ley N° 25.156, por lo cual solicitó a esta CNDC le provea información adicional a dichos efectos. (Fs. 1028/1029).
136. El día 28 de noviembre de 2002 los apoderados de los notificantes cumplimentaron el Formulario F1 de notificación de acuerdo a lo dispuesto en la Resolución SDCyC N° 40/01 (fs. 1037/1080).
137. El día 29 de noviembre de 2002 este organismo solicitó a las partes la presentación del Formulario F2 (fs. 1081/1089).

138. El día 3 de diciembre de 2002 el ENARGAS, mediante Nota N° 5752, solicitó a esta Comisión Nacional información adicional para emitir su opinión respecto de la operación en cuestión (fs. 10995/1096).
139. El día 10 de diciembre de 2002, mediante Nota N° 5947, el ENARGAS solicitó prórroga del plazo para emitir su opinión de acuerdo a lo estipulado por el artículo 16 de la Ley N° 25.156 (fs. 1104/1105). En la misma fecha, funcionarios de dicho organismo retiraron de esta Comisión Nacional la información solicitada mediante Nota N° 5752 (fs. 1106).
140. El día 13 de diciembre de 2002 esta Comisión Nacional libró un oficio a la SECRETARIA DE ENERGIA solicitando información para el estudio de la operación notificada en las presentes actuaciones (fs. 1129/1131).
141. En la misma fecha, la ASOCIACION DE INDUSTRIALES METALURGICOS DE LA REPUBLICA ARGENTINA presentó un escrito aportando información para el estudio de la operación notificada (fs. 1150/1151).
142. Con fecha 16 de diciembre de 2003, el Sr. Carlos Comi, Jefe de la Oficina Municipal del Consumidor del H. Consejo Municipal de Rosario efectuó una presentación ante esta Comisión Nacional brindando información sobre el expediente en cuestión. Su presentación obra a Fs. 1168/1180.
143. El día 23 de diciembre de 2002 las notificantes presentaron un escrito ante esta Comisión Nacional brindando información adicional para el análisis de la operación (fs. 1190/1992).
144. El día 27 de diciembre de 2002 las notificantes presentaron el Formulario F2 de notificación, de acuerdo a lo requerido oportunamente (fs. 1193).
145. El día 26 de diciembre de 2002 DOW QUMICA ARGENTINA S.A. efectuó una presentación brindando información (fs. 1195/1196).
146. El día 3 de enero de 2003, en virtud de que el Formulario F2 se encontraba incompleto, esta Comisión Nacional efectuó observaciones al mismo (fs. 1197/1205).
147. El día 3 de enero de 2003, mediante Nota 6289/02, el ENARGAS informó a esta Comisión Nacional que no existirían observaciones a la inclusión de PETROBRAS en TRANSPORTADORA GAS DEL SUR S.A. Sin perjuicio de ello,

informaron que la transferencia accionaria en cuestión no contaba con la aprobación expresa por parte de dicho organismo en los términos del artículo 8, .4.4. y 4.5. del Pliego de Bases y Condiciones para la Licitación Pública Internacional y de la Ley N° 24.076 (fs. 1209/1210).

148. El día 10 de enero de 2003, mediante Nota N° 0161, el ENARGAS manifestó que con posterioridad al envío de la Nota N° 6289/02 dicho organismo recibió una presentación de los apoderados de PETROLEO BRASILEIRO S.A., efectuando manifestaciones a fin de no someter la operación de referencia a la jurisdicción de dicho organismo. Asimismo, hizo saber a esta Comisión Nacional que ratificaba la necesidad de que la transferencia accionaria contara con la aprobación del ENARGAS de conformidad con lo dispuesto en la Ley N° 24.076 y su reglamentación. Debido a ello puso en conocimiento de esta Comisión Nacional que había procedido a intimar a TRANSPORTADORA GAS DEL SUR S.A. a fin de que cumpliera con la obligación de someter las variaciones en los controlantes finales de su sociedad inversora al análisis del ENARGAS conforme a las normas vigentes (fs. 1213/1214).
149. El día 20 de enero de 2003 las notificantes respondieron las observaciones efectuadas por esta Comisión Nacional con fecha 3 de enero de 2003, quedando en dicha fecha aprobado el Formulario F2.
150. El día 23 de enero de 2003 los apoderados de las firmas involucradas efectuaron una presentación a esta Comisión Nacional brindando información aclaratoria para el estudio de la operación (fs. 1658/1660 y 1666/1671).
151. El día 7 de febrero de 2003 las notificantes efectuaron una presentación ante esta Comisión Nacional (fs. 1750/1794).
152. El día fecha 19 de febrero de 2003 esta Comisión Nacional requirió las notificantes la presentación del Formulario F3 (Fs. 1795/1810).
153. El día 28 de febrero de 2003 las partes presentaron el Formulario F3 (fs. 1818/1931), el que fue observado con fecha 3 de marzo de 2003 (fs. 1932/1940).
154. Los días 7 y 10 de marzo de 2003 las notificantes respondieron parcialmente las observaciones efectuadas. (Fs. 1956/2002).
155. Con fecha 12 de marzo de 2003 esta CNDC notificó a las partes nuevas observaciones de acuerdo a la información presentada. (Fs. 2003/2007).

156. El día 14 de marzo de 2003 las partes contestaron parcialmente lo solicitado (Fs. 2008/2155).
157. El día 18 de marzo de 2003 las notificantes realizaron una presentación, dándose por aprobado en dicha fecha el Formulario F3. (Fs. 2156/2160).
158. Con fecha 20 de marzo de 2003, el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD, mediante Nota ENRE N° 45952, puso en conocimiento de esta Comisión Nacional, los términos del informe producido por su Área de Análisis Regulatorios y Estudios Especiales (fs 2165/2178), el cual no objeta la consecución de operación notificada y aporta elementos de utilidad a los fines del análisis de la operación notificada.
159. El día 20 de marzo de 2003 fue recibida la opinión de la SECRETARÍA DE ENERGÍA (Fs. 2163/2164), solicitada por este organismo con fecha 13 de diciembre de 2002. La SECRETARIA DE ENERGIA sugirió, a través de su presentación un conjunto de aspectos a tener en cuenta a fines de evaluar la operación notificada. Asimismo informó sobre lo conversado por las autoridades de la República Argentina y la República Federativa de Brasil acerca de la operación en cuestión.
160. Con fecha 20 de marzo de 2003 los apoderados de los notificantes efectuaron una presentación brindando información adicional para el estudio del expediente de referencia. (Fs. 2179/2183).
161. En virtud de lo informado por la SECRETARIA DE ENERGIA, con fecha 24 de marzo de 2003 esta Comisión Nacional requirió a los notificantes información adicional. (Fs. 2161/2162-2189).
162. Mediante la Resolución CNDC de fecha 25 de marzo de 2003 este organismo suspendió, conforme lo establecido por el artículo 24 inciso I) de la Ley N° 25.156, el plazo establecido en el artículo 13 de la Ley de la materia por el término de quince (15) días. (Fs. 2187/2188). Las partes fueron notificadas con fecha 26 de marzo de 2003. (Fs. 2190/2191).
163. El día 25 de marzo de 2003 las partes respondieron lo solicitado por esta CNDC con fecha 24 de marzo de 2003. (Fs. 2192/2195).

164. El día 2 de abril de 2003 el apoderado de PBB POLISUR S.A. efectuó una presentación ante esta Comisión Nacional solicitando tomar vista del expediente de referencia. (Fs. 2211/2217).
165. Con fecha 3 de abril de 2003 se libró un nuevo Oficio a la Secretaría de Energía en relación a la Nota S.E. N° 227 de fecha 20 de marzo de 2003.(Fs. 2196-2210).
166. El día 3 de abril de 2003 la SECRETARIA DE ENERGIA remitió a esta Comisión Nacional el Expediente N° S01:0298456/02 caratulado “TRANSFERENCIA DEL CAPITAL SOCIAL DE PEREZ COMPANC S.A. A FAVOR DE PETROLEO BRASILEIRO S.A. en PETROBRAS”, en relación a la presentación formulada ante ese organismo por la ASOCIACION DE INDUSTRIALES METALURGICOS DE LA REPUBLICA ARGENTINA, en el cual exponen la preocupación de la transferencia accionaria del capital social de PEREZ COMPANC S.A. a favor de PETROLEO BRASILEIRO S.A. (Fs. 2218/2219).
167. Con fecha 9 de abril de 2003 la SECRETARIA DE ENERGIA contestó el requerimiento formulado con fecha 3 de abril de 2003. (Fs. 2223/2225).
168. Con fecha 11 de abril de 2003 se notificó a PBB POLISUR S.A. que al no revestir el carácter de parte en estas actuaciones esta Comisión Nacional no hizo lugar al pedido de vista solicitada (Fs. 2222).

VI. OBJECIONES A LA OPERACIÓN FORMULADAS POR TERCEROS.

169. Tal como se ha señalado en el punto correspondiente al Procedimiento, con la finalidad de profundizar el análisis de la presente operación de concentración económica, esta Comisión Nacional celebró diversas audiencias, de conformidad con las facultades otorgadas en el artículo 24 de la Ley N° 25.156.
170. En el curso de las mismas, algunos de los testigos manifestaron objeciones acerca de la operación notificada. Debido a ello, en los siguientes párrafos se hará un resumen de las principales observaciones efectuadas.

Testimonio del Sr. Uberto Vignart – Presidente de PBB POLISUR S.A.

171. El día 17 de diciembre de 2002 (fs. 1134/40) el Sr. Oscar Uberto Vignart, en su carácter de Presidente de PBB POLISUR S.A., compareció en Audiencia Testimonial. En ella señaló que la empresa que preside se desempeña en la industria petroquímica en la producción de etileno y polietileno, y actúa en el denominado “Polo Petroquímico Bahía Blanca”, del que también forma parte SOLVAY INDUPA S.A. Sostuvo que su principal proveedor de etano es el Complejo General Cerri, que pertenece a TGS.
172. Cuando se le preguntó que contestara acerca del impacto de la operación notificada en el Polo Petroquímico Bahía Blanca, respondió que la misma implicará la participación de PETROBRAS en el 50% de las acciones de CIESA, que a su vez es controlante de TGS. Señaló que el socio de PETROBRAS en CIESA es ENRON, empresa que se encuentra en proceso de reestructuración o bancarrota en los Estados Unidos de América.
173. Debido a ello manifestó que dicha situación traería aparejada las siguientes consecuencias: 1) Concentración de la propiedad en el mercado argentino de GLP, ya que el Complejo General Cerri, junto con el de COMPAÑÍA MEGA, constituye la principal facilidad productiva de GLP de la República Argentina y la adquisición de TGS por parte de PETROBRAS significará el control de esa facilidad productiva. Debido a ello, y como consecuencia de otras adquisiciones derivadas de la compra de PECOM, PETROBRAS se constituiría en el dueño y comercializador del 40% de GLP producido en el país. Esta posición es aún más relevante si se tiene en cuenta que el otro gran actor del mercado, REPSOL – YPF, tiene vínculos especiales con PETROBRAS ya que son socios en COMPAÑÍA MEGA, y a su vez TGS procesa el GLP de REPOSOL – YPF; 2) Integración Vertical en el mercado de GLP: Por otro lado, PETROBRAS es actualmente el único comprador del GLP que se exporta a Brasil, por lo que, a través del control de la Planta Cerri, se daría una integración vertical que afectaría y restringiría la competencia; 3) Concentración de la oferta de polietileno y PVC a través de empresas brasileñas vinculadas societaria o contractualmente, como consumidoras de etileno, a PETROBRAS: Esta integración vertical también se verificaría en el caso del etano, de manera que esta situación plantearía en el sector de provisión de etano la posibilidad de una eventual restricción y limitación de posibles expansiones del mismo. Eso sería así debido a que PETROBRAS es una empresa que provee de insumos a todos los crackers brasileños productores de etileno (nafta petroquímica y etano en el 2004),

y que participa en algunos casos integrada verticalmente con los competidores de los productos que finalmente producen PBB POLISUR y SOLVAY INDUPA en el Mercosur (polietileno y pvc). De producirse la adquisición de TGS y Cerri, PETROBRAS participaría como proveedora relevante de todos los crackers que elaboran etileno en el Mercosur.

174. Debido a las objeciones planteadas, este testigo manifestó que la única solución integral es que se prohíba la transferencia de acciones de PECOM en CIESA a PETROBRAS, o que previamente se solicite a TGS que escinda, en una sociedad independiente, los activos de Cerri, y que PETROBRAS no participe en dicha sociedad. Al decir del testigo, la solución por él planteada impediría una concentración vertical en el mercado de los derivados petroquímicos del Mercosur; evitaría la concentración que se ha señalado en el mercado argentino de GLP; eliminaría el peligro de las restricciones futuras a la expansión de la oferta de etileno; y pondría fin a una situación fronteriza dentro del marco regulatorio del gas y la situación irregular derivada de contar en una misma sociedad con actividades reguladas (transporte de gas) y no reguladas (las que realiza la Planta de General Cerri).

Testimonio y presentación del Sr. Pedro Manfred Arheit – Presidente de ADIMRA

175. El 15 de enero de 2003 compareció en audiencia testimonial el Sr. Pedro Manfred Arheit, en su carácter Presidente de la ASOCIACION DE INDUSTRIALES METALURGICOS DE LA REPUBLICA ARGENTINA (fs. 1220), quien previamente había realizado una presentación por ante esta Comisión Nacional con fecha 13 de diciembre de 2002 (fs. 1150). Adicionalmente, con fecha 15 de abril de 2003 la SECRETARIA DE LA COMPETENCIA, LA DESREGULACION Y LA DEFENSA DEL CONSUMIDOR remitió a esta Comisión Nacional una nueva presentación efectuada por el Ing. Manfred Arheit, Presidente de ADIMRA ante dicho organismo, profundizando las inquietudes planteadas oportunamente.

176. En la audiencia testimonial manifestó que el análisis de la operación de concentración notificada debería extenderse más allá del mercado argentino, comprendiendo el Mercosur, dado que el Estado Brasileño participa en los mercados del petróleo y eléctrico de Brasil.

177. Asimismo sostuvo que las empresas brasileñas, con posterioridad a la operación, van a tener ventajas porque el Estado va a subsidiarlas, como de hecho lo hace, y esas empresas son competidoras de las argentinas. Como ejemplo de ello, citó el caso de la construcción de las torres de Yaciretá, que terminaron fabricándose en Brasil a pesar de que varias empresas argentinas cotizaron para la construcción de las mismas.
178. También manifestó que desde el punto de vista jurídico, las soluciones para las inquietudes que plantea la operación bajo análisis se encontraban reguladas en el Tratado Internacional del Mercosur, el Compre Argentino y la promesa de transparencia, pero que la realidad es otra ya que dichos instrumentos no se aplican. Por otra parte destacó que la operación “pone como partícipe en el mercado eléctrico a un sujeto extranjero (el estado Brasileño) que tiene una posición altamente ventajosa que desanima a los proveedores y a la competencia.”
179. Debido a lo manifestado, este testigo sugirió que esta transacción no debe llevarse a cabo en la parte eléctrica, o en su defecto hay que lograr que la industria local y la brasileña tengan reglas de juego similares.
180. En la presentación realizada por ADIMRA ante esta Comisión Nacional el día 13 de diciembre de 2002 y ampliada por la presentación de fecha 15 de abril de 2003, manifestó que el accionista mayoritario de TGS es CIESA, y que en esta última la participación accionaria es 50% de PECOM y 50% de ENRON, quien se encuentra en “Chapter 11” en los Estados Unidos. Debido a ello sostuvo que el control de CIESA es ejercido por PECOM, por lo que con posterioridad a la operación, PETROBRAS tendría derecho a ejercer la voluntad social de TGS.
181. Manifestó que conforme al convenio de accionistas de CIESA, que regula las relaciones entre ENRON y PECOM, si alguno de los socios se retira el otro puede adquirir su participación. Teniendo en cuenta la situación de ENRON, sostuvo que debe contemplarse la probabilidad de que PETROBRAS devenga en socio mayoritario de CIESA., aún cuando la regulación local no le permita a PETROBRAS adquirir el control de dicha sociedad. Asimismo señaló esa restricción podría ser fácilmente evitada por el Estado Brasileño, quien podría transferir esa participación accionaria a otra empresa que se encuentre alineada con su política y la estrategia de PETROBRAS.
182. Respecto del mercado petroquímico señaló que TGS posee la Planta General Cerri que separa etano y GLP, y que el etano es suministrado a PBB POLISUR,

para la elaboración de etileno, el cual, a su vez, es suministrado a SOLVAY INDUPA para la elaboración de PVC. Manifestó que PBB POLISUR está vinculada con TGS a través de un contrato de suministro que vence en el año 2005.

183. Sostuvo que la planta de Cerri provee a PBB POLISUR el 40% del etano que consume, y que el resto se lo provee COMPAÑÍA MEGA, empresa que también está relacionada con PETROBRAS. Manifestó que teniendo en cuenta que la producción de etano alternativo es prácticamente imposible, ya que requeriría la construcción de otra planta separadora y el complemento necesario de una interconexión con el sistema de transporte de gas, el complejo Petroquímico Bahía Blanca mantiene una dependencia absoluta con el sistema de transporte de gas y la planta separadora Cerri.
184. Por ello, argumenta que PETROBRAS va a tener una posición dominante en el mercado de provisión de etano al Polo Petroquímico de Bahía Blanca con actitud para limitar la competencia en el sector, por cuanto tendría intereses estratégicos en favorecer a la industria petroquímica brasileña.
185. Respecto de la competencia en el mercado petroquímico en el Mercosur expresó que dentro de la región, el Polo Petroquímico Bahía Blanca, es uno de los más importantes, compitiendo con otros que se encuentran en Brasil. Debido a ello señaló que debía tenerse en cuenta el papel estratégico que cumple PETROBRAS en la petroquímica brasileña, ya que es accionista en todas las plantas productoras de su principal insumo, el etileno, y es proveedor del mismo. Asimismo manifestó que con posterioridad a la operación, PETROBRAS tendría una posición dominante en la industria petroquímica de Argentina y de Brasil.
186. Por ello, el presentante objeta la transferencia de las participaciones accionarias de TGS a PETROBRAS.
187. En lo atinente al mercado eléctrico señaló que el ingreso de PETROBRAS, a través del control de TRANSENER, EDESUR, GENELBA y PICHÍ PICUN LEUFU, deja planteada la posibilidad de que las futuras obras de expansión de la red de transmisión y de la capacidad instalada de generación sean asignadas a empresas brasileñas en detrimento de las empresas constructoras argentinas. Sostuvo que ese supuesto descansa en la experiencia de las empresas argentinas en proyectos de infraestructura de Brasil, en los que sufrieron discriminaciones no arancelarias, señalando que es importante tener en cuenta que PETROBRAS siempre estimuló

a las empresas proveedoras brasileñas, adjudicándole más del 80% de sus compras.

188. Respecto de TRANSENER informó que posee la concesión de la transmisión de energía eléctrica en todo el país, con una red actual de 7000 Km., la que según la normativa vigente debe ser ampliada por transportistas independientes mediante el método de contratos de Construcción, Operación y Mantenimiento (contratos COM con múltiples oferentes). Sostuvo que TRANSENER, en su carácter de transportista independiente, está en condiciones de realizar dichas obras, y que en el caso de que no lo hiciese, está en condiciones de influir en la elección de los constructores ya que tiene la función de fijar las normas para la construcción de dichas expansiones. Debido a ello, manifestó que en el caso de que PETROBRAS tomara control de dicha empresa aumentarían significativamente las probabilidades de que las obras sean realizadas por empresas brasileñas.
189. Por otra parte señaló que como consecuencia de la operación, PETROBRAS contará con capacidad de generación (GENELBA, PICHÍ PICUN LEUFU), de transmisión (TRANSENER) y de reservas de gas para transformar en energía eléctrica.
190. Agregó que, como la generación de electricidad es considerada por el marco regulatorio “de interés público” y no “un servicio público” los generadores no están obligados a proveer al mercado local y por lo tanto, un generador puede retirarse del mercado eléctrico mayorista (MEM) para exportar su producción poniendo en riesgo el abastecimiento de nuestro país.
191. Por lo tanto, argumentó que los generadores de PECOM, bajo el control de PETROBRAS optarán por vender su generación directamente a los usuarios brasileños, lo que tiene un alto riesgo de generar desabastecimiento y un incremento del precio de la electricidad en el mercado local.
192. Debido a todo lo mencionado, objetó la transferencia a PETROBRAS de dichas generadoras a fin de que se garantice en forma prioritaria el abastecimiento interno, y se impidan las exportaciones de energía a valores diferentes que los que rigen en el mercado internacional.

Testimonio del Sr. Jorge Edgardo Lapeña – Presidente del Instituto Argentino de la Energía General Mosconi

193. El día 29 de enero de 2003 compareció en audiencia testimonial el Sr. Jorge Edgardo Lapeña, Presidente del Instituto Argentino de la Energía General Mosconi (fs. 1685).
194. Este testigo sostuvo que la operación de concentración notificada debe ser evaluada como una estrategia de política energética del Estado Brasileño, toda vez que PETROBRAS es una empresa con control estatal que ha visto una oportunidad concordante con su planeamiento estratégico de largo plazo.
195. Con respecto al mercado del petróleo, manifestó que la ley de Hidrocarburos N° 17.319 prevé que una empresa pública extranjera no puede acceder a la calidad de concesionario de explotación o permisionario de exploración, como lo es PECOM, por lo que señaló que, aún en el caso de que en esta operación no participa una empresa pública extranjera en carácter de tal, a su entender, la Secretaría de Energía, en su carácter de Autoridad de Aplicación de la Ley N° 17.319 debería formar parte de esta discusión.
196. Respecto de los mercados de transporte de gas y eléctrico (TRANSENER y TGS), sostuvo que se observan problemas de similares características ya que en ambos casos PECOM logra reunir prácticamente la voluntad social de las compañías.
197. En el caso de TGS, señaló que la operación puede tener consecuencias aguas abajo, y que por otro lado se puede entrar en la incompatibilidad prevista en la Ley N° 24.076 que establece que quien produce gas no puede transportar. Debido a ello manifestó que sobre este caso debería opinar el ENARGAS.
198. Por otra parte sostuvo que en el caso de que PETROBRAS lograra reunir la voluntad social de TGS, la situación de subordinación del Polo Petroquímico Bahía Blanca frente a la planta de General Cerri, que pertenece a TGS, sería evidente. Debido a ello manifestó que debería analizarse si la producción de etano de General Cerri, clave para la producción de etileno que es la materia prima del PVC y el polietileno, queda o no condicionada toda vez que PETROBRAS es una empresa del Estado Brasileño que tiene intereses en el área petroquímica en Brasil y en el Mercosur, por lo que podría transformar al Polo de Bahía Blanca en una planta que no crezca más, o que no sea competitiva.

199. En el caso de TRANSENER, indicó que PECOM maneja el control junto con NATIONAL GRID, pero que teniendo en cuenta que la primera ejerce la gerencia, se configura una situación donde se reúne la posibilidad de control. Debido a ello entiende que en este caso debería requerirse la opinión del ENRE a fin de que informe o dictamine si no se están violando las limitaciones del marco regulatorio eléctrico, que establece que quien genera o distribuye, no transmite.
200. Asimismo sostuvo que TRANSENER es un concesionario monopólico por el período de 95 años de la transmisión de 500 kv., y tiene garantizada durante todo ese período la exclusividad zonal para operar y mantener toda la red de 500 kv en Argentina. Sin embargo, señaló que los procedimientos de la ley 24.065 establecen que la ampliación de la red se debe realizar por medios competitivos, es decir, una vez decidida la ampliación de la red de acuerdo a la normativa vigente, se debe organizar una licitación entre todos los transportistas independientes, entre ellos TRANSENER, que estén interesados en construirla. El transportista independiente que gana la licitación, hace la ampliación por medio de un contrato COM, que significa construcción, operación y mantenimiento, señalando que en una primer etapa el pago se hace a través de un canon que el transportista independiente cobra durante 15 años, y que una vez finalizado dicho período el transportista opera y mantiene la línea a cambio de una tarifa de operación y mantenimiento que es similar para todo el sistema de transmisión. En ese esquema señaló que TRANSENER, como concesionario de transmisión, tiene una ventaja permanente sobre los demás interesados en construir ampliaciones, ya que cobra una comisión por cargo de supervisión que deben abonarle los transportistas independientes, lo que se suma al costo financiero del IVA con que cargan las empresas constructoras nuevas ya que TRANSENER puede hacer efectivos en el acto los correspondientes créditos fiscales. Debido a ello, sostuvo que esa ventaja llevaría a desalentar a empresas interesadas en la construcción, y que en el caso de que TRANSENER sea controlada por el Estado brasileño a través de PETROBRAS, esa ventaja permanente se traducirá en un beneficio concreto para la industria y las empresas brasileñas con el consiguiente perjuicio para las argentinas.

CONCLUSIONES

201. En base a lo reseñado precedentemente, esta Comisión Nacional entiende que las principales objeciones a la operación bajo análisis se pueden resumir en los siguientes puntos.

- 1) Concentración en el mercado de GLP.
- 2) Situación del Polo Petroquímico de Bahía Blanca.
- 3) Posible violación a la Ley N° 24.076 por la participación de PETROBRAS en la producción y el transporte de gas.
- 4) Posible de violación o fraude a la Ley N° 24.076 por la situación legal en que se encuentra ENRON, accionista de TGS.
- 5) Posibilidad de que PETROBRAS ejerza el control de TRANSENER.
- 6) Ventaja competitiva de TRANSENER en la construcción de ampliaciones de la red de transmisión de energía eléctrica.
- 7) Necesidad de contar con un dictamen de la Secretaría de Energía en su carácter de Autoridad de Aplicación de la Ley N° 17.319, respecto de la transferencia de los derechos que posee PECOM en las áreas de exploración y explotación de hidrocarburos.
- 8) Posibilidad de que el Estado Brasileño subsidie a las empresas radicadas en ese país, generando una desigualdad respecto de las empresas argentinas.

202. En lo que respecta a los puntos 1), 2), y 6), los mismos serán tratados en el presente dictamen como parte del análisis económico de la operación de concentración notificada, por lo que cada uno de ellos será tratado en el contexto de cada uno de los mercados involucrados.²⁸

203. En lo referente al punto 3), tal como se ha señalado en el capítulo destinado a describir el procedimiento que esta Comisión Nacional le ha dado a las presentes actuaciones, el ENARGAS, en su carácter de Autoridad de Aplicación de la Ley N°

²⁸ El punto sobre GLP se trata en los párrafos 625 y ss. y 846 y ss.; el punto sobre producción y transporte de gas en los párrafos 376 y ss.; el punto sobre el polo petroquímico de Bahía Blanca en los párrafos 904 y ss.; el punto sobre ampliación de la red de transporte eléctrico, en los párrafos 1190 y ss.

24.076 ha requerido a TGS que someta al análisis de dicho organismo la transferencia de las acciones de sus controlantes.

204. En lo referente al punto 4), el Director General y Vicepresidente del Directorio de TGS en audiencia testimonial obrante a fojas 1723/28 manifestó que las sociedades que están directamente vinculadas con CIESA no están bajo ningún proceso judicial y la voluntad societaria es libre y no está condicionada por decisiones judiciales ni acuerdo de acreedores y que sólo once sociedades del grupo Enron están entraron en el denominado "Chapter Eleven". No obstante, esta Comisión entiende que dicha cuestión es competencia del ENARGAS, en su carácter de Autoridad de Aplicación de la Ley N° 24.076, y, por lo tanto, le será remitida a sus efectos.

205. Respecto del punto 5), en la sección precedente que analiza los convenios de accionistas que regulan las relaciones de los socios de las sociedades en las que participa PECOM y que son objeto de la presente operación (párrafos 60 y ss.), esta Comisión Nacional ha concluido que dicha empresa controla a TRANSENER en forma conjunta con NATIONAL GRID.

206. En lo referente a la necesidad de contar con un dictamen de la Secretaría de Energía en su carácter de Autoridad de Aplicación de la Ley N° 17.319, tal como se ha señalado en el capítulo en el que se describe el procedimiento, el día 13 de diciembre de 2002, esta Comisión Nacional solicitó un informe a la mencionada Secretaría, que fue presentado el 20 de marzo de 2003. Dicho informe se presenta y analiza en la siguiente sección.

207. Finalmente, respecto a la posibilidad de que el Estado de la República Federativa de Brasil subsidie a las empresas que se encuentran radicadas en el territorio del mismo, o que tienen nacionalidad brasileña, esta Comisión Nacional entiende que el análisis de dicha objeción excede la competencia que le ha sido otorgada mediante la Ley N° 25.156.

VII. LA OPINIÓN DE LA SECRETARÍA DE ENERGÍA.

208. La presentación de la SECRETARÍA DE ENERGÍA obra a fs 2163 y consta de tres puntos que a continuación se presentan y comentan.

209. Primero: la SECRETARÍA DE ENERGÍA informa que "...debe tenerse en cuenta que la integración en la cadena productiva GAS-ELECTRICIDAD, en el

caso de PECOM abarca desde el yacimiento hasta la distribución al usuario final. El hecho de que ambas industrias estén reguladas bajo leyes e instituciones diferentes favoreció que este tipo de concentración no fuera objeto de la misma atención que los casos intrasectoriales. Sin embargo, constituye un elemento de política energética cuya importancia viene a ponerse de relieve a partir de la operación PECOM-PETROBRAS, y que debería ser tenida en cuenta en el marco de una negociación entre países".

210. La integración vertical previamente existente entre las empresas del grupo PECOM que operan en la producción y comercialización de gas, la generación de energía eléctrica, su transporte y distribución al usuario final es objeto de detallado análisis conforme a los Lineamientos para el Control de Concentraciones Económicas (Res. SCDyDC N° 164/2001) en la sección dedicada al Sector Eléctrico del presente Dictamen (párrafos 1104 y ss.).
211. Sin perjuicio de las acciones que otras autoridades gubernamentales puedan llevar a cabo conforme a sus respectivas competencias, el artículo 13 de la Ley 25.156 sólo habilita a la autoridad de competencia a rechazar o condicionar la operación notificada si del análisis específico que se realiza en el marco legal establecido, surge que la operación infringe el artículo 7° al "restringir o distorsionar la competencia, de modo que pueda resultar perjuicio para el interés económico general" (art. 7° Ley N° 25.156, modificado por el artículo 1° del Decreto N° 396/2001 B.O. 5/4/2001).
212. Segundo: la SECRETARÍA DE ENERGÍA propone un conjunto de pautas de acción a tener en cuenta por parte de las autoridades con responsabilidad de expedirse sobre la operación notificada, a saber:
- a) "el poder de mercado que podría ejercer PETROBRAS tomando en consideración los activos que incorpora con PECOM en el sistema de transporte gasífero y eléctrico, así como en la oferta gasífera regional como oferente en la REPÚBLICA DE BOLIVIA y la REPÚBLICA ARGENTINA y gran demandante regional en la REPÚBLICA FEDERATIVA DE BRASIL, pudiendo condicionar un despacho eléctrico regional con fuerte impacto en el mercado argentino de gas y electricidad";
 - b) "no se tiene constancia de que PECOM haya efectivizado la transferencia del CINCUENTA POR CIENTO (50%) de la parte que adquirió al IRHE HOLDINGS, de modo tal que tanto PECOM como NATIONAL GRID, posean

igual participación en el capital social de CITELEC S.A. (empresa controlante de TRANSENER S.A.). Para el caso de no haberse perfeccionada esa transferencia, el grupo PECOM estaría incumpliendo la Ley N° 24.065 (Marco Regulatorio Eléctrico), que prohíbe que un Generador sea controlante de una Transportista.

- c) "tanto en el caso de TRANSENER S.A., como de TRANSPORTADORA GAS DEL SUR S.A., queda la duda cuando las partes son socias al CINCUENTA POR CIENTO (50%) cada una, si no se está ejerciendo el control, dado que las decisiones empresarias deben ser tomadas obligadamente por unanimidad"
- d) "si en virtud del análisis anterior se debería determinar si caben limitaciones en la compra de activos de PECOM, por parte de PETROBRAS".

213. El punto a) es objeto de tratamiento conforme a los Lineamientos para el Control de Concentraciones Económicas (Res. SCDyDC N° 164/2001) en la sección dedicada Exploración y Explotación de Petróleo y Gas, en un apartado especial de la sección sobre exploración y producción de petróleo y gas (párrafos 362 y ss.) y en la sección dedicada al Sector Eléctrico, en lo relativo a la integración vertical entre los sectores de gas y electricidad y el despacho eléctrico regional (párrafos 1104 y ss.).

214. Los puntos punto b) y c) fueron tratados en la sección sobre la Actividad de las Partes y la Naturaleza del Control (párrafos 52 y ss.), donde:

- i) queda acreditado que el grupo PECOM es propietario del 49,99% del capital social de CITELEC (sociedad controlante de TRANSENER S.A.); y
- ii) se establece que a los efectos de la Ley 25.156 de Defensa de la Competencia se considera que PECOM ejerce el control conjunto de TRANSENER S.A. y TRANSPORTADORA GAS DEL SUR S.A.

215. El punto d) es, precisamente, el objeto del presente Dictamen: analizar conforme a los Lineamientos para el Control de Concentraciones Económicas (Res. SCDyDC N° 164/2001) los efectos de la operación notificada a lo largo de todos los sectores de la economía involucrados, para determinar si la operación infringe el mencionado artículo 7° de la Ley 25.156 y conforme a su artículo 13 recomendar, su autorización, su rechazo o el establecimiento de limitaciones en los activos a adquirirse.

216. Tercero: finalmente, la Secretaría de Energía expresa que "... una vez resuelto lo expresado en los puntos a) al d), se estaría en condiciones de establecer pautas de negociación entre ambos países...", pasando a informar un conjunto de puntos que fueron objeto de conversaciones en Brasilia por las autoridades de ambos países y que se resumen a continuación.

- i) Asegurar mediante un compromiso que no se practiquen políticas discriminatorias en favor de usuarios industriales brasileños de energía eléctrica, a través de contratos de dominio público aprobados por la SECRETARÍA DE ENERGÍA y controlados por el ENRE.
- ii) Asegurar mediante un compromiso que no se practiquen políticas discriminatorias en las exportaciones de gas hacia Brasil en favor de usuarios industriales brasileños, especialmente en lo relativo a las tarifas de transporte, a través de contratos de dominio público aprobados por la SECRETARÍA DE ENERGÍA y controlados por el ENARGAS.
- iii) Garantizar el abastecimiento al Polo Petroquímico de Bahía Blanca desde la planta de General Cerri en condiciones económicas que preserven la competitividad de PBB Polisor, mediante el control de las operaciones a cargo del ENARGAS.
- iv) Obtener un compromiso por parte de PETROBRAS de renuncia al ejercicio del derecho de "first refusal" en TRANSENER S.A. y TRANSPORTADORA GAS DEL SUR S.A. y adicionalmente establecer la obligación de PETROBRAS de requerir autorización previa del PEN para vender sus tenencias accionarias en dichas empresas.
- v) Asegurar mediante un compromiso y posiblemente mediante una reglamentación ad hoc de la legislación de Comercio Nacional las empresas en las que PETROBRAS será accionista ejecuten inversiones dando adecuada participación a contratistas y proveedores argentinos y se instrumenten mecanismos compensatorios para que en el caso de operar en Argentina firmas brasileñas, las firmas argentinas puedan operar en Brasil.
- vi) Asegurar mediante un compromiso que el management de las empresas en que PETROBRAS participará sea ejercido por argentinos.

vii) Procurar que sea asegurada una participación relevante de PyMes argentinas en la venta minorista de combustibles líquidos que se expenden bajo las marcas directa o indirectamente controladas por PETROBRAS.

217. Respecto de las referidas pautas de negociación, corresponde advertir que, como se dijo, conforme al artículo 13 de la Ley 25.156 de Defensa de la Competencia, la CNDC puede recomendar condicionar la autorización de la operación notificada sólo si del análisis realizado conforme a los Lineamientos para el Control de Concentraciones Económicas (Res. SCDyDC N° 164/2001) concluye que la operación infringe el artículo 7° de la Ley 25.156.

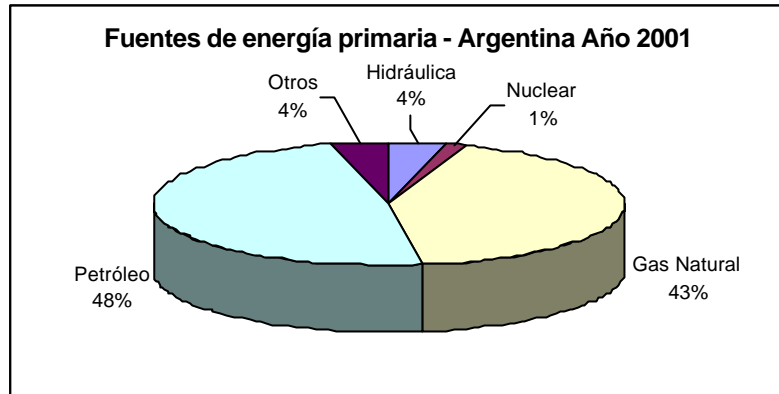
218. Sólo en tal caso corresponde a la Comisión avanzar en el estudio de las alternativas jurídicas que el instrumento legal autoriza y que son aquellas medidas remediales consideradas satisfactorias para contrarrestar los efectos distorsivos o restrictivos de la competencia producidos como efecto de la operación notificada.

VIII. LAS MATRICES ENERGÉTICAS DE ARGENTINA Y BRASIL.

219. La operación notificada involucra a los mercados energéticos de la República Argentina, siendo PETROBRAS una firma controlada por el Estado de la República Federativa de Brasil, que es el principal actor de los mercados energéticos de dicho país, por lo que se ha estimado pertinente hacer una breve consideración sobre la matriz energética de Argentina y Brasil.

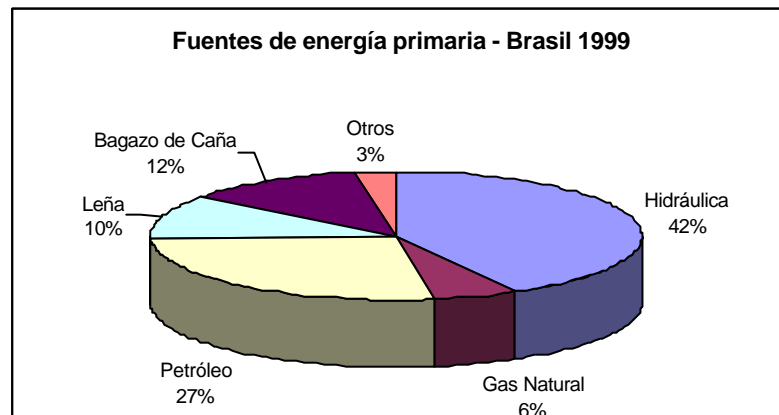
220. Las fuentes de energía de mayor presencia en la región son el petróleo, la hidroelectricidad y el gas natural. Este último se ha desarrollado como fuente de energía alternativa durante la década de los noventa, no sólo en aquellos países de la región que son principales productores (Argentina y Bolivia), sino también en los países que no lo poseen como recurso natural y lo importan (Brasil y Uruguay).

221. Las principales fuentes de energía primaria de la Argentina son el gas natural y el petróleo crudo (combustibles fósiles). Como puede observarse en el siguiente gráfico para el año 2001 la participación conjunta de estas dos fuentes de energía fue del 91%.



Fuente: CNDC en base a datos de la Secretaría de Energía.

222. En el caso de Brasil, las principales fuentes primarias de energía son la energía hidráulica y el petróleo. En el siguiente gráfico se presenta las participaciones de las fuentes de energía primaria para el año 1999.



223. En una primer aproximación los gráficos muestran las diferencias en cuanto a la estructura de fuentes energéticas primarias entre los dos países. Mientras Argentina concentra fuertemente sus recursos energéticos en petróleo y gas con participaciones que no son sustancialmente distintas, Brasil registra una estructura más diversificada donde la energía hidráulica es la primera fuente, el petróleo la segunda y el bagazo y la leña tienen cierta relevancia, no así el gas natural que tiene una participación menor.

224. Asimismo, la matriz energética de un país informa cómo sus necesidades energéticas son abastecidas con fuentes energéticas propias o de terceros. Argentina, a diferencia de Brasil presenta un alto grado de autoabastecimiento. Brasil realiza considerables importaciones de gas.

225. La demanda energética argentina consume principalmente gas natural (distribuido por red) y derivados del petróleo²⁹. A continuación se presenta la evolución de la matriz entre el año 1991 y el año 2001, en miles de toneladas equivalentes de petróleo.

	1991		2001	
	Miles tep	%	Miles tep	%
Electricidad	3635	11.6%	6527	16.2%
Gas por red	9701	31.0%	14923	37.1%
Gas Licuado	1245	4.0%	1539	3.8%
Derivados	13741	44.0%	14179	35.2%
No energético	1143	3.7%	2359	5.9%
Otros	1781	5.7%	728	1.8%
	31246	100.0%	40255	100.0%

Fuente: CNDC en base a datos de la Secretaría de Energía.

226. La demanda energética brasileña consume principalmente electricidad (básicamente derivada de la energía hidráulica) y derivados del petróleo³⁰. A continuación se presenta la evolución de la matriz entre el año 1992 y el año 1999, en miles de toneladas equivalentes de petróleo.

	1992		1999	
	Miles tep	%	Miles tep	%
Electricidad	66837	37.9%	91262	39.5%
Gas natural	3213	1.8%	5488	2.4%
Carbon vapor y Metal.	911	0.5%	2422	1.0%
Leña	14467	8.2%	13437	5.8%
Bagazo de caña	12546	7.1%	16383	7.1%
Derivados del petróleo	57781	32.8%	81011	35.1%
Alcohol etílico	6160	3.5%	7213	3.1%
Carbon Vegetal	4840	2.7%	3937	1.7%
Coque de carbon mineral	6114	3.5%	5819	2.5%
Otros	3427	1.9%	4114	1.8%
Total	176296	100.0%	231086	100.0%

227. Por ello, puede decirse que mientras la matriz energética de Brasil es más dependiente de la hidráulica, la de Argentina lo es en relación al gas natural.

IX. NATURALEZA ECONÓMICA DE LA OPERACIÓN

228. PETROBRAS es la empresa en términos de facturación más importante de Brasil. Es una firma verticalmente integrada desde la exploración y explotación de yacimientos de petróleo y gas hasta la comercialización de sus derivados, tanto

²⁹ Incluye a el gas de refinería, las naftas, el kerosene, el diesel oil, el fuel oil y el carbón residual.

³⁰ Incluye al diesel, el fuel oil, las gasolinas, las naftas, el kerosene, el gas licuado y otros.

combustibles líquidos como productos petroquímicos, adicionalmente participando en la generación y transporte de energía eléctrica.

229. En el año 2001, la empresa contaba con reservas por 9,3 miles de millones de boe (barriles de petróleo y gas equivalente), 8.813 pozos activos, 93 plataformas de producción, una producción diaria de 1.636 millones de barriles de crudo y 39,9 millones de m² de gas natural, 14 refinerías (11 en Brasil, 2 en Bolivia y 1 en Argentina) con una capacidad diaria de procesamiento de crudo de 1680 millones de barriles de crudo, 15.390 km de ductos (de su propiedad u operados), una flota tanquera de 119 buques, 7031 estaciones de servicio en Brasil y 2 plantas de fertilizantes con una producción de 1338 toneladas métricas de amoníaco y 1295 de urea.³¹

230. A nivel internacional, Petrobras desarrolla los negocios de: i) exploración y explotación de petróleo crudo y gas en nueve países (Angola, Argentina, Bolivia, Kazakhstan, Colombia, Guinea Ecuatorial, Nigeria, Trinidad y Tobago y Estados Unidos), a través de asociaciones con 54 compañías petroleras y con derechos en 130 contratos, 52 de los cuales son operados por la firma, ii) refinación de crudo y distribución de combustibles y lubricantes en Argentina y en Bolivia (a través de Empresa Boliviana de Refinación (EBR, Empresa Boliviana de Distribución (EBD) y Petrobras Bolivia S.A.), iii) transporte y comercialización internacional de petróleo en Argentina, Bolivia, Angola y Colombia, iv) procesamiento, transporte y comercialización internacional de gas en Argentina y Bolivia y v) generación y venta de energía eléctrica a través de participaciones en empresas termoeléctricas bolivianas.³²

231. Petrobras opera en la Argentina desde el 27 de octubre de 1993. Su presencia fue incrementándose paulatinamente y actualmente desarrolla las siguientes actividades: i) exploración y producción de petróleo y gas, contando con tres bloques en etapa de exploración (Cerro Manrique, Puesto Gonzalez y Puesto Zuñiga) y un bloque en explotación en sociedad con cinco compañías denominado Aguaragüe que produce principalmente gas natural; ii) refinación de crudo y distribución de combustibles líquidos y lubricantes a través de EG3, recientemente adquirida de Repsol-YPF, contando con una refinería y 700 estaciones de servicio; y iii) producción y exportación de gas licuado de petróleo a partir de gas natural a través de su participación en Compañía Mega, emprendimiento que consiste en

³¹ Fuente: sitio oficial en Internet de la empresa.

³² Fuente: sitio oficial en Internet de la empresa.

una planta separadora de gas natural en Loma de La Lata (Neuquén), un gasoducto de 600 km y una planta fraccionadora en Bahía Blanca, más las facilidades de almacenamiento en tanques y expedición de productos para exportación.³³

232. De la presentación institucional de la firma y otros documentos disponibles en su sitio oficial en internet surge que PEREZ COMPANC S.A. (Pecom) encabeza un conjunto de empresas dedicadas principalmente a la exploración y explotación de petróleo crudo y gas, petroquímica y refinación, sectores que representan, respectivamente el 45%, el 26%, y el 20% de sus ventas netas a setiembre del año 2002. Su actividad se desarrolla principalmente en la República Argentina que representa el 62% de sus ventas netas (35% ventas domésticas y 27% exportaciones), con actividad también en Venezuela, Brasil, Bolivia y Perú que, respectivamente representan el 16%, 12%, el 8% y el 2% de sus ventas netas.
233. PECOM cuenta con varias áreas en exploración en Argentina, Ecuador, Perú, Bolivia y Venezuela y con 19 áreas en etapa de producción, 12 en Argentina y las restantes situadas en los mencionados países. La firma es operadora de 38 de los 39 yacimientos de explotación en que participa, siendo sus principales socios Repsol - Ypf, Anadark, TotalfinaElf y Chevron. Pecom cuenta con un total de reservas probadas de petróleo y gas por 1.010 millones de boe (barriles de petróleo y gas equivalente), de las cuales el 42% se localizan en Argentina y el 58% en el exterior, a la vez que el 73% corresponden a reservas de petróleo y el restante 27% a gas. La producción diaria es de 179.500 boe.
234. A través de un amplio rango de modalidades en brokering y trading Pecom desarrolla actividades de comercialización de petróleo crudo desde Argentina, Bolivia, Ecuador y Perú, contando con una cartera de clientes localizados en Brasil, Chile, Estados Unidos y Lejano Oriente, haciendo lo análogo para el caso del gas natural desde Argentina, Bolivia y Perú y hacia Brasil y Chile.
235. La producción de petroquímicos de Pecom en Argentina se lleva a cabo en dos plantas, una planta propia en la provincia de Buenos Aires y otra en Mendoza propiedad de Petroquímica Cuyo S.A. donde Pecom tiene una participación del 40%. Los productos obtenidos son estireno monómero (buena parte utilizada por ella misma para a su vez obtener poliestireno GIPS/HIPS y caucho sintético), láminas de poliestireno biorientado (BOPS), elastómeros, polipropilenos y

³³ Fuente: sitio oficial en Internet de la empresa.

fertilizantes. Asimismo también desarrolla la actividad en Brasil a través de Innova donde produce estireno y poliestireno. Pecom es el único productor de estireno monómero, poliestireno y elastómeros de Argentina y el único verticalmente integrado desde la producción de petróleo y gas natural hasta la elaboración de productos plásticos, como las referidas láminas de poliestireno biorientado o la producción de fertilizantes.

236. En el segmento de refinación de crudo y comercialización de combustibles líquidos (naftas, gas oil, kerosene, fuel oil), Pecom cuenta con: i) una refinería propia (San Lorenzo) con una capacidad de 36 mil bbl/d ubicada en la provincia de Santa Fe y 101 estaciones de servicio; ii) participación minoritaria en Refinor S.A., refinería con una capacidad de 28 mil bbl/d - 600 miles de millones P3/d y 61 estaciones de servicios (la única refinería ubicada en el norte argentino, que recibe el petróleo crudo y el gas natural de los yacimientos de la cuenca del noroeste y Bolivia (el 40% de crudo y condensado y el 18% del gas natural proviene del yacimiento de Aguara Güe explotado en consocio por Petrobras) y que cuenta con un poliducto propio de 1100 km desde Campo Durán -Salta- hasta Córdoba); y iii) participación del 49% en Empresa Boliviana de Refinación (EBR) en la que Petrobrás tiene el restante capital accionario.
237. A su vez, también obtiene de su refinería productos asfálticos y produce solventes (aguarrás, solventes parafínicos y aromáticos para distintos usos, hexano, tolueno, xileno y high flash) en una planta ubicada en Puerto General San Martín (Santa Fe).
238. Asimismo, Pecom comercializa gases licuados de petróleo (GLP: propano y butano) producidos en su planta de separación de El Cóndor (Santa Cruz) y en la referida petroquímica de San Lorenzo, siendo en las áreas operadas por la firma su principal uso como combustible, por lo que su cartera de clientes está conformada por fraccionadores. Adicionalmente, a través de su participación en TRANSPORTADORA GAS DEL SUR (TGS)³⁴, que opera el mayor complejo de procesamiento de líquidos derivados de gas natural (Complejo Cerri - Bahía Blanca) y que se conecta a todos los gasoductos troncales de TGS, recupera y comercializa etano, propano, butano y gasolina natural con acceso y despacho a los mercados domésticos y regionales.

³⁴ Pecom participa directa e indirectamente con el 355 del capital social al igual que Enron Corp, estando el capital social restante en poder del público.

239. Otros negocios del grupo son i) el transporte de petróleo y gas y almacenaje y embarque de petróleo en Argentina, a través de la tenencia de participaciones en Oleoductos del Valle - OLDELVAL³⁵ - (sistema de 1.700 km de oleoductos para el transporte de crudo de la Cuenca Neuquina hacia el Océano Atlántico - terminal de embarque Puerto Rosales - Bahía Blanca - y por derivaciones hacia las refinerías de la zona, que transportó el 33% del total de la producción argentina en el 2000) y Transportadora Gas del Sur (7.400 km de gasoductos, el sistema de gasoductos más extenso de Sudamérica), y en Ecuador a través de participaciones en Oleoducto de Crudos Pesados construirá y operará un oleoducto en dicho país, ii) servicios relacionados con la construcción, operación y mantenimiento de gasoductos, a través de la precitada TGS, iii) la generación y comercialización de electricidad en Argentina, a través de las instalaciones propias de Pichi Picun Leufu (generación hidroeléctrica) y Genelba (generación térmica-ciclo combinado), que conjuntamente representan el 8% de la oferta de generación eléctrica, la operación y mantenimiento de la central hidroeléctrica de Urugua-i en Misiones, y participación en el consorcio que opera Hidroeléctrica Piedra del Águila, iv) la transmisión de energía eléctrica en Argentina a través de su controlada Enecor y el co-control de Yacylec, Transener, Transba y iv) la distribución de energía eléctrica a través de su participación minoritaria en Edesur, la distribuidora más importante de la Argentina.

240. Finalmente, corresponde destacar que el grupo comprende una empresa de telecomunicaciones (Telcosur S.A.), una división de explotación forestal en la mesopotamia argentina y dos empresas dedicadas a la producción de combustibles nucleares (Conuar S.A. y Fae S.A.). Tal como se ha señalado, estas tres últimas no son transferidas por la operación notificada.

241. En base a las consideraciones precedentes, la adquisición del control del grupo Perez Companc por parte de Petrobras comprende, en territorio de la República Argentina y desde el punto de vista de la competencia, los siguientes aspectos principales.

- a) Una concentración horizontal en la industria de exploración y producción de petróleo y gas.

³⁵ Pecom participa con el 23,10%, las restantes participaciones corresponden a Repsol-Ypf (30%, Chevron-San Jorge (14%), Pan American Energy (11,9%), Astra Capsa del EG3??(7%), y Tecpetrol (2,1%)

- b) Una concentración horizontal en la industria de refinación de petróleo y comercialización de sus derivados.
- c) Una concentración de conglomerado que importa el ingreso de Petrobras en el transporte y distribución de gas natural.
- d) Una concentración en términos generales de conglomerado que importa el ingreso de Petrobras en la industria petroquímica argentina. No obstante existe una concentración horizontal en algunas materias primas petroquímicas y en algunos productos petroquímicos, en este último caso y según se fundamentará oportunamente, al determinarse que el área geográfica relevante es el MERCOSUR.
- e) Una concentración de conglomerado que importa el ingreso de Petrobrás en la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

242. Debe notarse que en el caso de transporte de gas y de generación térmica de energía eléctrica, existe una relación vertical previa entre dichas actividades y la producción y comercialización de gas natural, por cuanto PECOM i) tiene participaciones accionarias en TGS; ii) posee la central térmica GENELBA y iii) desarrolla la actividad extractiva de gas a través de PECOM ENERGY.

243. Por la presente operación la mencionada actividad extractiva se ampliará al consolidarse con la actividad actual de PETROBRAS.

244. Como se demostrará, en la medida en que la participación de PECOM y de PETROBRAS en la producción y comercialización de gas es reducida, la operación notificada no altera significativamente la naturaleza de las referida relaciones verticales preexistentes.

245. Análoga consideración corresponde al transporte de petróleo crudo: existe una integración vertical previa dentro del grupo PECOM entre dicha actividad (a través de sus participaciones accionarias en OLEODUCTOS DEL VALLE) y la producción y comercialización de petróleo crudo (a través de PECOM ENERGÍA).

246. Cada uno de los aspectos precedentes así como las objeciones presentadas por terceros en contra de la operación notificada serán objeto de análisis a lo largo de las secciones desarrolladas a continuación, conforme a la aplicación a las particularidades del caso de los "Lineamientos para el Control de Concentraciones Económicas" (Anexo de la Res. SCDyDC 164/2001).

247. Nótese que, si bien conforme a dichos Lineamientos y a la práctica de la CNDC, los efectos de conglomerado reciben un tratamiento analítico somero, en este caso se ha procedido a efectuar un análisis detallado, dada la importancia de la operación notificada y de los sectores económicos involucrados.

248. Finalmente, corresponde indicar que la operación notificada involucra un conjunto de mercados altamente regulados. Los referidos Lineamientos no establecen metodologías específicas para el análisis de las operaciones de concentración económica en mercados regulados. En tales mercados, el análisis particularmente se focalizará en evaluar en qué grado los marcos regulatorios vigentes son eficaces para impedir la consecución de prácticas contrarias a la Ley 25.156 como resultado de la operación notificada.

X. EVALUACIÓN DE LOS EFECTOS DE LA OPERACIÓN NOTIFICADA SOBRE LA COMPETENCIA.

X.1. Advertencia Metodológica.

249. El análisis de los efectos de la operación notificada se desarrollará tomando en cuenta las empresas bajo control exclusivo y conjunto de las notificantes.

250. Cuando existe control conjunto de las partes involucradas en un operador del mercado, la estimación de la concentración económica producto de una operación se subestima si se ignora la existencia de operadores de mercado bajo control conjunto y se sobrestima si se atribuye totalmente la participación de mercado del operador bajo control conjunto a la empresa involucrada que lo controla conjuntamente con terceros.

251. No siendo posible generar una metodología no arbitraria³⁶ para desagregar la participación de mercado del operador bajo control conjunto atribuirla a cada uno de sus accionistas controlantes, la Comisión interpreta que el principio de realidad económica se cumplimenta si se evalúan los efectos de la operación bajo análisis conforme a los dos escenarios que pueden cuantitativamente determinarse: el escenario de mínima que no incluye a los agentes económicos bajo control

³⁶ Nótese que la simple ponderación de las participaciones de mercado del operador bajo control conjunto conforme a la participación accionaria de sus respectivas controlantes, no constituye una metodología adecuada por cuanto subestima o sobrestima el control de cada accionista según surja de cuestiones tales como la operación técnica y/o comercial de la empresa, el poder de bloqueo, entre otros. Atribuir ponderadores matemáticos a estas cuestiones cualitativas introduce un grado de arbitrariedad excesivo al análisis.

conjunto y un escenario de máxima que incluye los agentes económicos bajo control conjunto, atribuyéndose su participación de mercado a la parte notificante pertinente.

252. En consecuencia, esta Comisión advierte que los efectos reales de la operación notificada deben considerarse menores a los que se establecerán por el escenario de máxima, conforme a que las notificantes en cuestión no pueden determinar unilateralmente la estrategia competitiva del agente económico sujeto a control conjunto.

X.2. EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS.

253. Esta sección comprende una parte introductoria, donde se describe el marco regulatorio de la actividad de exploración y explotación de petróleo y gas y la actualidad del sector.

254. A continuación se analizan los efectos de la operación notificada sobre la competencia conforme a lo establecido en los "Lineamientos para el Control de las Concentraciones Económicas" (Anexo de la Res. SCDyDC N° 164/2001): en primer lugar se establecen los mercados relevantes, luego se calculan las participaciones de las firmas participantes y finalmente se estima el aumento de la concentración económica como efecto de operación notificada.

255. Habida cuenta que dicho aumento, según se mostrará, es poco significativo, conforme a los precitados Lineamientos, no se prosigue con el análisis de las barreras a la entrada y de las ganancias de eficiencia resultantes de la operación.

256. Finalmente se estudian los posibles efectos de la transferencia de la participación accionaria minoritaria de PECOM en OLEODUCTOS DEL VALLE, que opera en el segmento de transporte de crudo regulado por la Secretaría de Energía.

X.2.1. Introducción

257. La Ley N° 23.696 de Reforma del Estado dictada en el año 1989 inició un profundo proceso de privatizaciones que incluyó al sector de los hidrocarburos. En ese mismo año, el Poder Ejecutivo Nacional (PEN) dictó una serie de decretos (Decretos N° 1055/89, 1212/89 y 1589/89, los "Decretos de Desregulación") que

modificaron significativamente el régimen de la industria. El principal propósito del gobierno fue propiciar la reactivación de la exploración y producción de hidrocarburos mediante el aporte de moderna tecnología y capacidad económico-financiera por parte de capitales privados actuando a su exclusivo riesgo empresario. Los Decretos de Desregulación establecieron la libertad de precios del crudo y sus derivados en toda la cadena de comercialización. El precio del gas natural en boca de pozo se mantuvo regulado hasta enero de 1994. También se eliminaron las cuotas de asignación de producción estableciendo la libre disponibilidad de la producción; se eximió de todo arancel, derecho o retención presente o futuro a la importación y exportación de hidrocarburos; y se dispuso la desregulación respecto del establecimiento de nuevas refinerías y bocas de expendio (estaciones de servicio). También se adoptaron medidas adicionales tendientes a la desregulación, incluyendo entre ellas (i) la oferta de concesiones de explotación para ciertas áreas marginales anteriormente operadas por YPF; (ii) la oferta de convenios de asociación con YPF para la exploración y explotación de ciertas áreas productoras importantes en poder de YPF; (iii) la transformación de contratos de servicios vigentes en permisos de exploración y/o concesiones de explotación.

258. A través del denominado Plan Argentina (Decreto N° 2178/91 y sus modificatorios) dentro del marco de la Ley de Hidrocarburos N° 17.319 se dispuso un nuevo régimen de exploración. Asimismo, mediante el Decreto 1955/94 se permitió incorporar al Plan Argentina áreas cuyo traspaso a la jurisdicción provincial se producirá a partir del dictado de una nueva ley de hidrocarburos conforme se encuentra previsto en el artículo 22 de la Ley N° 24.145.

259. La Ley N° 24.145 dictada en el año 1992, transfirió el dominio público de los yacimientos de hidrocarburos a las Provincias en cuyos territorios se encuentren, con la excepción de ciertas áreas asignadas a YPF y aquellos permisos y concesiones otorgadas a esa fecha a YPF y empresas privadas o que se otorgaron posteriormente a dichas empresas en el marco de la reconversión de contratos de servicios bajo el denominado Plan Houston. Asimismo, dispuso la privatización de YPF mediante la cual el gobierno argentino y los gobiernos provinciales vendieron, en dos ofertas públicas, aproximadamente el 50,5% de las acciones de capital de YPF. Luego de dichas ofertas públicas, la propiedad del capital social de YPF era la siguiente: el 65% se hallaba en poder del público; el 20,3% estaba en poder del gobierno argentino; el 4,7% se hallaba en poder de gobiernos provinciales; y el

10% en manos del personal de YPF. De acuerdo con la Ley de Privatización de YPF y los Decretos de Desregulación del Petróleo, YPF enajenó participaciones en ciertas áreas de producción, yacimientos productores de gas, varias refinerías, oleoductos y gasoductos, instalaciones portuarias, equipos de perforación, equipos de relevamiento sísmico, buques cisterna y balsas.

260. En enero de 1999, Repsol adquirió al gobierno argentino el 14.99% del capital social de YPF y en abril de 1999, Repsol realizó una oferta pública por las restantes acciones de YPF, en poder del estado y de particulares. Como consecuencia de esta oferta, en junio de 1999 Repsol adquirió una participación adicional del 82,5% de las acciones de capital de YPF, convirtiéndose así en titular del 97,5% de las acciones de YPF. Con la fusión de las dos compañías se creó Repsol YPF S.A. ("Repsol YPF"), una empresa de petróleo y gas integrada y globalizada.

Marco Regulatorio

261. La industria Argentina del petróleo y gas opera en el marco de la referida Ley de Hidrocarburos de 1967. El transporte y distribución del gas natural se encuentran excluidos de dicha ley, y su regulación como servicio público corresponde a la Ley N° 24.076 de Regulación del Transporte y Distribución de Gas Natural.

262. En el marco de la Ley N° 24.145 de Provincialización de Hidrocarburos se dispuso, con las excepciones antes mencionadas, la transferencia a las provincias de la propiedad de las reservas de petróleo y gas ubicadas en sus territorios, incluyendo las áreas costa afuera hasta 12 millas marinas desde la línea de la costa. Las transferencias se instrumentarán una vez que (i) se sancione una nueva ley de hidrocarburos en reemplazo de la Ley de Hidrocarburos (condición que resultó modificada a partir de la reforma constitucional del año 1994) y, según corresponda, (ii) se extingan los derechos de los titulares de permisos de exploración y concesiones de producción vigentes. En estos últimos casos, la propiedad o dominio eminente de las reservas continuará correspondiendo al Estado Nacional hasta la extinción de los respectivos permisos, concesiones o contratos, en cuyo momento tendrá lugar la transferencia de la propiedad a las provincias. El Congreso Nacional se encuentra abocado al estudio y tratamiento de diversos proyectos de reforma de la Ley de Hidrocarburos.

263. La Ley de Hidrocarburos contempla el otorgamiento de permisos de exploración por parte del PEN, previo llamado a licitación. Asimismo, nuevos permisos de exploración fueron otorgados en el marco de la Ley de Hidrocarburos, bajo el régimen conocido como Plan Argentina.
264. El titular de un permiso de exploración posee el derecho exclusivo de llevar a cabo las operaciones necesarias o adecuadas para la exploración de petróleo y gas dentro del área especificada en el permiso. Cada permiso de exploración sólo podrá cubrir áreas no exploradas de hasta 10.000 kilómetros cuadrados (15.000 kilómetros cuadrados para exploración submarina) y su plazo de vigencia podrá ser de hasta 14 años (17 años para exploración submarina) según se fije en los respectivos concursos³⁷.
265. Si el titular de un permiso de exploración hallara cantidades comercialmente explotables de petróleo o gas, podrá solicitar, y tendrá derecho a obtener, una concesión exclusiva para la producción y explotación de hidrocarburos. La concesión de producción confiere a su titular el derecho exclusivo de extraer hidrocarburos en el área cubierta por la concesión por un plazo de 25 años (a los que se debe adicionar los plazos no utilizados del permiso de exploración al tiempo de convertirse cada lote), el cual puede ser prorrogado por 10 años adicionales, previa solicitud al PEN. La concesión de explotación otorga asimismo a su titular prioridad en la obtención de la concesión de transporte para la evacuación del petróleo y/o gas natural extraído.
266. Los titulares de permisos de exploración y concesiones de explotación están obligados a llevar a cabo todas las obras necesarias para hallar o extraer hidrocarburos, observando las técnicas más modernas, racionales y eficientes, y a realizar las inversiones especificadas en sus respectivos permisos o concesiones. Asimismo, tales titulares deben adoptar todas las medidas necesarias para evitar daños a los yacimientos, con motivo de la perforación, operación, conservación o abandono de pozos; evitar cualquier desperdicio de hidrocarburos; adoptar las medidas de seguridad aconsejadas por las prácticas aceptadas en la materia, a fin de evitar siniestros de todo tipo, dando cuenta a la autoridad de aplicación de los que ocurrieren; adoptar las medidas necesarias para evitar o reducir los perjuicios a las actividades agropecuarias, a la pesca y a las comunicaciones, como así también a los mantos de agua que se hallaren durante la perforación; y, en

³⁷ Por ejemplo, los concursos bajo el Plan Argentina establecen plazos de entre 3 y 6 años para exploración terrestre.

general, cumplir las normas legales y reglamentarias nacionales, provinciales y municipales que les sean aplicables.

267. Los titulares de concesiones de explotación están obligados asimismo a pagar regalías al gobierno de la provincia en la que se desarrolla la producción, cuyo monto oscila entre el 5% y el 12% del precio en boca de pozo (igual al precio FOB menos los costos de transporte y otras reducciones) del crudo y el gas natural producido. Las concesiones vigentes establecen el nivel de las regalías en un 12%. La extracción de hidrocarburos por el titular de un permiso de exploración con anterioridad al otorgamiento de una concesión de explotación se halla sujeto al pago de regalías del 15%.
268. Los permisos de exploración y las concesiones de explotación o transporte son susceptibles de caducidad en caso de infracción o incumplimiento de las leyes o reglamentaciones aplicables, falta de pago de regalías o en caso de quiebra del permisionario y/o concesionario. Operado el vencimiento o producida la caducidad de una concesión de explotación, los pozos e instalaciones de extracción, equipos de operación y mantenimiento y las instalaciones auxiliares revierten automáticamente al concedente, sin que medie pago alguno al concesionario.
269. La Ley de Hidrocarburos contempla la adjudicación, por parte del PEN, de concesiones de 35 años de plazo para el transporte de petróleo, gas y productos derivados del petróleo, tanto en el marco de licitaciones públicas como a quienes sean titulares de concesiones de explotación a fin de permitirles evacuar la producción del área respectiva. El plazo de la concesión de transporte puede ser prorrogado por un período adicional de diez años, previa solicitud al PEN. El concesionario de transporte tiene derecho a transportar petróleo, gas y productos derivados del petróleo y a construir y operar oleoductos y gasoductos, instalaciones de almacenamiento, estaciones de bombeo, plantas compresoras, rutas, ferrocarriles, y otras instalaciones y equipos que resulten necesarios para un eficiente sistema de transporte de petróleo, gas y derivados del petróleo. Si bien el concesionario de transporte está obligado a transportar hidrocarburos sobre una base no discriminatoria en nombre de terceros a título oneroso, tal obligación resulta de aplicación sólo en la medida en que registre excedente de capacidad disponible, y una vez satisfechos sus propios requerimientos de transporte.
270. Los precios del crudo y gas natural en boca de pozo se encuentran desregulados y sujetos a la oferta y demanda local e internacional. Los productores

tienen derecho a la libre disponibilidad del 100% de su producción tanto para su comercialización en el mercado doméstico como para su exportación.

Actualidad del Sector

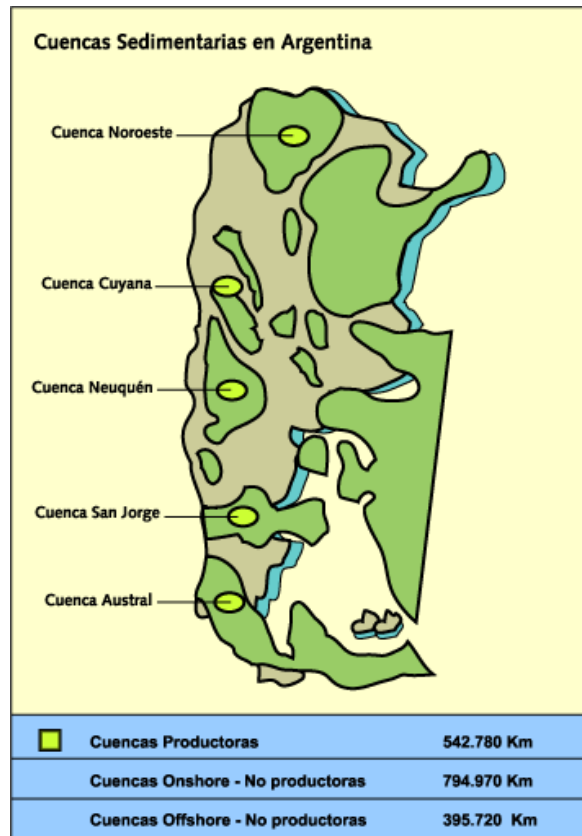
271. Argentina es el tercer productor de petróleo de América del Sur, después de Venezuela y Brasil; y el primer productor de gas natural seguido por Venezuela. Posee cerca de 3 MMbl³⁸ de reservas probadas de petróleo y 27.5 Tcf³⁹ de reservas probadas de gas natural. Con respecto al consumo de petróleo, Argentina se ubica en el tercer lugar detrás de Venezuela y Brasil, y en el primer puesto en el caso del consumo de gas natural⁴⁰.
272. Existen 24 cuencas sedimentarias⁴¹ prospectables para hidrocarburos en la República Argentina que representan el 54% de los 3.800.000 km² que posee de superficie el país (incluyendo a su plataforma submarina hasta la isobata de 200 metros). Las cuencas productivas alcanzan más del 30% del total útil prospectable y la superficie en explotación no supera el 3% del mismo. El siguiente gráfico presenta las distintas cuencas sedimentarias del país.

³⁸ MMbl = Millones de barriles.

³⁹ Tcf = Millones de millones de pies cúbicos.

⁴⁰ BP Statistical Review of World Energy, páginas 6 y 22, June 2002.

⁴¹ Una cuenca sedimentaria es un área en la cual se ha creado una formación de estratos de roca sedimentaria a través del tiempo y donde es probable que se encuentren hidrocarburos.



Fuente: Página Web de PECOM Energía, www.PECOM.com.ar.

273. La Argentina es exportador neto de petróleo crudo. En el año 2001, la producción total alcanzó a 785 MBBL/día, de los cuales aproximadamente el 66% se destinó al mercado interno y el resto a exportación, siendo los principales mercados Brasil, Chile y EE.UU. La producción se concentra en cinco cuencas: Neuquina con 380 MBBL/día; Golfo San Jorge con 270 MBBL/día; Austral con 70 MBBL/día; Cuyana con 45 MBBL/día; y Noroeste con 20 MBBL/día, teniendo todas las cuencas acceso a los mercados de exportación⁴².

274. El mercado argentino de gas natural tiene un importante grado de desarrollo, teniendo en cuenta que este hidrocarburo tiene una participación del 49% en la oferta energética total, mientras que el promedio mundial es del 23%. La demanda interna presenta una distribución equilibrada entre consumidores finales con moderada variación entre distintos años, siendo los sectores industrial, generación eléctrica y residencial los tres principales consumos. La producción se concentra en cinco cuencas, Noroeste en el norte de Argentina, con 757,15 MMcfd⁴³ en el

⁴² Página Web de Pecom Energía, www.pecom.com.ar.

⁴³ MMcfd = Millones de pies cúbicos de gas por día.

2001; Cuyana y Neuquina en el centro oeste, con una producción de 2.512,14 MMcfd; y Austral y Golfo San Jorge en el sur del país, con 1.172,27 MMcfd.

275. Las firmas que deseen iniciar la búsqueda de hidrocarburos deben contar con un permiso de exploración. Este confiere el derecho de ejecutar todas las tareas que requiera la búsqueda de hidrocarburos dentro del perímetro delimitado por el permiso y durante los plazos establecidos por la ley⁴⁴. A todo titular de un permiso de exploración corresponde el derecho de obtener una concesión exclusiva de explotación de los hidrocarburos que descubra en el área sobre la cual tiene el permiso.
276. A través del Plan Argentina el Estado Nacional otorga las licencias de exploración y explotación de las distintas áreas en las que se han subdividido las regiones explorables del país. La superficie total disponible que ofrece el Plan Argentina es de 1.554.825 Km², de los cuales han sido asignados para exploración y explotación 192.486 Km², menos del 13% del total disponible⁴⁵.
277. Debido a la naturaleza propia de la actividad (grandes inversiones con alta exposición al riesgo), la exploración y producción de petróleo y gas se llevan a cabo en la Argentina a través de joint ventures⁴⁶, como es usual en la industria a nivel internacional. Este tipo de acuerdos generalmente se rigen por un contrato de operación que estipula que los costos, derechos sobre la producción y obligaciones deben ser compartidos de acuerdo con el porcentaje de participación de cada una de las partes en el joint venture. Una de estas partes es designada conjuntamente como operador para llevar a cabo las actividades bajo la supervisión y control global de un comité operativo formado por representantes de cada uno de los integrantes del joint venture. Si bien los contratos de operación generalmente estipulan que los miembros son responsables conforme a sus respectivos porcentajes de participación, las licencias otorgadas por las autoridades gubernamentales pertinentes estipulan que los participantes de joint ventures son responsables solidarios respecto de sus obligaciones frente a dicha autoridad gubernamental en virtud de la licencia aplicable.

⁴⁴ La ley N° 17.319 de Hidrocarburos establece en el art.23 que el plazo básico de los permisos de exploración es de nueve años, subdividido en tres períodos de hasta cuatro, tres y dos años respectivamente, previendo un eventual período de prórroga de hasta cinco años. Para las concesiones de explotación, la misma ley establece una vigencia de veinticinco años, a los que deben adicionarse los pendientes del permiso de exploración al tiempo de convertirse cada lote, con una prórroga adicional de hasta diez años.

⁴⁵ Secretaría de Energía y Minería. Datos al 30 de Junio de 2001.

⁴⁶ Por lo general estos consorcios se perfeccionan bajo la forma contractual denominada Unión Transitoria de Empresas (UTE).

278. Tanto el petróleo crudo como el gas son recursos naturales no renovables que requieren una serie de transformaciones y acondicionamientos para su posterior utilización. Sus demandas se derivan de la demanda de otros bienes y servicios debido a su carácter de insumo básico en la producción.
279. El proceso productivo por el que atraviesa el petróleo puede descomponerse en cinco etapas bien definidas: i) la exploración y posterior extracción; ii) el transporte hasta las refinerías; iii) la refinación del mismo para la obtención de derivados, iv) la distribución mayorista de los productos obtenidos en la refinación; y v) la comercialización minorista de los mismos. Estas cinco etapas pueden ser ejecutadas por empresas integradas que operan en distintos segmentos o por diferentes agentes. Inclusive, puede ocurrir, como de hecho sucede, que empresas totalmente integradas vendan sus productos a varios clientes, y que estos a su vez alternen entre adquirirlos en el país y/o importarlos. Asimismo, las tareas de almacenamiento y transporte por ductos, barcos, camiones u otros medios pueden ser llevadas a cabo por las propias empresas o por terceros dedicados exclusivamente a las mismas.
280. Por su parte, la industria del gas natural también puede analizarse a partir de las diferentes etapas de su proceso productivo: i) producción (que abarca la exploración y extracción); ii) transporte por gasoductos troncales de alta presión desde las áreas de producción –boca de pozo- hasta los centros de consumo –city gate-; y iii) su distribución a través de redes de media y baja presión hasta los usuarios finales. En cuanto a la comercialización del gas, puede ser efectuada en el mercado mayorista, por los productores en forma directa o por los comercializadores, estando la demanda constituida por las distribuidoras y los grandes usuarios (industrias y usinas eléctricas). La comercialización a los usuarios de menor consumo (comercios y clientes residenciales, entre otros) es actualmente realizado por las distribuidoras, conforme a lo establecido en la Ley Nº 24.076.
281. El gas natural tiene diversos usos y múltiples demandantes. Se puede mencionar en primer lugar un uso “intermedio” del mismo, el cual viene dado por los propios productores (quienes lo pueden reinyectar al yacimiento) y por los operadores de los gasoductos (quienes lo utilizan como combustible para hacer funcionar las baterías de los compresores o para mantener el inventario operativo en los ductos y loops como gas natural retenido). Por otra parte, el uso principal del gas natural es como combustible, ya sea para la generación de electricidad, calor y

vapor en la industria, para la refrigeración y calefacción en el comercio y los servicios y para uso domiciliario en las residencias urbanas. El gas natural comprimido (GNC) es empleado para el transporte y uso automotor.

X.2.2. Mercados relevantes

282. Tanto PECOM como PETROBRAS poseen activos para la exploración, extracción y producción de petróleo crudo y gas en el país. De esta forma, la operación notificada, presenta relaciones horizontales en la producción y comercialización de petróleo crudo y gas.
283. El petróleo crudo es un bien básico, cuya producción local, desde hace aproximadamente diez años, no sólo abastece al mercado interno sino que produce excedentes exportables, los que encuentran en Brasil y Chile sus principales destinos.
284. Por su propia naturaleza de commodity, el petróleo puede ser colocado en cualquier parte del mundo a precios internacionales. Por esta razón los precios del petróleo crudo en la República Argentina se forman por su exposición directa a estos mercados; dado que hay libertad para exportar e importar el producto exento del pago de aranceles⁴⁷.
285. En el mercado local los precios se ubican dentro de una banda definida por el export parity (alternativa del productor) y el import parity (alternativa del refinador). En la determinación del precio influyen múltiples factores, como la seguridad del suministro, las limitaciones logísticas, los requerimientos de calidad de las refinerías, los riesgos medioambientales de las operaciones de transporte marítimo y fluvial, por citar solamente algunos ejemplos.
286. Los precios del crudo argentino se referencian a la cotización del WTI (West Texas Intermediate) con las correcciones de calidad y la diferencia que impone la condición de sobreoferta del mercado local⁴⁸. La variación de precios es el resultado de complejas fuerzas de oferta y demanda en el ámbito internacional, destacándose entre ellas, por el lado de la demanda, a su principal consumidor: Estados Unidos de América, y por el lado de la oferta, a los acuerdos vertebrados por los principales países productores de petróleo (Organización de los Países

⁴⁷ Con la Ley de Emergencia Económica dictada por el Poder Ejecutivo en el año 2002 se produjeron desajustes en el mercado de combustibles, situación que derivó en la imposición de retenciones a la exportación de crudo y derivados.

⁴⁸ Carta Petrolera, Montamat & Asociados, N° 50, Junio de 1998, "La microeconomía del petróleo y sus derivados".

Exportadores de Petróleo - OPEP), por lo que resulta absolutamente independiente de los acontecimientos locales.

287. Sin perjuicio de que el petróleo se comercializa a escala mundial, dado que la operación consiste en la transferencia de áreas dentro del territorio argentino, el presente análisis estará circunscripto al mercado nacional de petróleo crudo. De no presentar efectos desde el punto de vista de la competencia en esta región, tampoco será relevante considerando una zona geográfica de mayor alcance.
288. En lo que respecta al gas natural, su manipulación no cuenta con sistemas logísticos que lo conviertan en un bien transable internacionalmente, por lo que su precio no se forma a nivel internacional, sino que surge de la interacción de la demanda en Buenos Aires (citygate) y por el lado de la oferta, de las cuencas productoras que se encuentran interconectadas con este centro de consumo.
289. El transporte, la distribución y el almacenamiento involucran grandes inversiones que ameritan en todo proyecto la certificación de reservas comprobadas de largo plazo y la seguridad de una demanda mínima con un horizonte de crecimiento.
290. La existencia de una restricción estructural constituida por el alto costo de transporte del gas natural, debido a la necesidad de transporte por gasoducto, determina que el gas se comporte como un bien de baja "transabilidad".
291. No obstante, la existencia de un sistema nacional de transporte que alcanza a las distintas cuencas productoras, permite que en los principales centros de consumo pueda optarse por el gas de diferentes productores. En el caso de la zona del Gran Buenos Aires, donde se concentra la mayor parte del consumo nacional, es posible adquirir gas proveniente de cualquiera de las cuencas productoras.
292. Por lo tanto, el mercado relevante para la evaluación de esta operación de concentración económica es el mercado nacional tanto de petróleo crudo como de gas natural.

X.2.3. La actividad de PECOM

293. PECOM, a través de PECOM Energía y de su participación accionaria en Petrolera Perez Companc, produce y comercializa petróleo crudo y gas en el país y en el exterior^{49 50}.

294. De las 39 yacimientos de explotación en las que participa en América Latina, 32 se encuentran en Argentina. En el siguiente mapa se presentan las operaciones de PECOM en el país y en el exterior.



Fuente: Página Web de PECOM Energía, www.PECOM.com.ar.

295. PECOM es uno de los cuatro principales comercializadores de petróleo crudo en la Argentina, con volúmenes negociados por un total de 64 MBBL/día en el año 2001.

296. En el upstream, PECOM ha concentrado sus negocios en las cuencas Neuquina y Austral. Como parte de esta estrategia en el año 2001 PECOM vendió su áreas de producción en la Cuenca de San Jorge (Pampa del Castillo y La

⁴⁹ La actividades de E&P de petróleo y gas es el negocio más importante del grupo y representó, en el año 2000, el 68% de su Operating EBITDA (Ganancias antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones) según la consultora especializada John S. Herold Inc., Company Profile: PC, Herold Comparative de Octubre de 2001.

⁵⁰ En sentido ver Audiencia Testimonial del Ing. Oscar Anfbal Vicente, Director de Pecom, fs. 946.

Guitarra)⁵¹. En la actualidad, sus áreas claves de producción son Santa Cruz I y Santa Cruz 2 en la cuenca Austral y 25 de mayo-Medanito S.E., Puesto Hernández y Río Neuquén. Produce los siguientes tipos de petróleo crudo: Medanito⁵², Rincón de los Sauces⁵³, Escalante⁵⁴, María Inés⁵⁵ y Santa Cruz⁵⁶.

297. PECOM comenzó sus operaciones gasíferas en el año 1991 con la adquisición de una participación en el yacimiento Faro Vírgenes, realizando desde entonces una cantidad de adquisiciones que le permitieron alcanzar 10 años después, el 9% de la producción total de gas del país.
298. En la actualidad, PECOM es uno de los seis principales comercializadores de gas natural de Argentina, con volúmenes negociados por un total de 300 MMcfd⁵⁷ en el año 2001. Sus operaciones se concentran en Cuenca Neuquina y la Cuenca Austral. La Cuenca Neuquina es la mayor fuente de suministro del sistema y representa el 48% de las reservas de gas comprobadas del país y con una localización geográfica estratégica con respecto al mayor centro de consumo: Buenos Aires.
299. PECOM y sus sociedades relacionadas integran las áreas, uniones transitorias de empresas y consorcios de exploración y explotación de petróleo y gas que se indican en el siguiente cuadro.

⁵¹ John S. Herold, Inc., Company Profile: PC, Upstream Strategy, Octubre de 2001.

⁵² Se produce en las provincias de La Pampa, Mendoza, Río Negro y Neuquén. Se trata de un crudo de 36° API y bajo azufre, consumido en forma mayoritaria por las refinerías locales y utilizado fundamentalmente como productor de bases de lubricantes.

⁵³ Se produce en las provincias de Mendoza y Neuquén. Se trata de un crudo de 36° API y bajo azufre, y es utilizado fundamentalmente como base de lubricantes.

⁵⁴ Se produce en la provincia de Chubut. Es un crudo pesado que posee 24° API y bajo azufre, y se destina en un 50% a mercados de exportación (EEUU, Lejano Oriente, Nueva Zelanda) y el resto a las refinerías domésticas.

⁵⁵ Se produce en la provincia de Santa Cruz. Se trata de un crudo de baja densidad (52° API) y bajo azufre, que es requerido por las refinerías locales y de Brasil.

⁵⁶ Se produce en la provincia de Santa Cruz, es de muy baja densidad (49° API) y bajo azufre, con alto contenido de mercurio: En su mayor parte es vendido a los mercados de exportación (EEUU, Nueva Zelanda, Lejano Oriente).

⁵⁷ Millones de pies cúbicos de gas por día.

**Participación indirecta de PECOM en
Áreas de E&P de petróleo y gas en Argentina**⁵⁸

Producción	Ubicación	Participación	Operador
25 de Mayo - Medanita S.E.	La Pampa y Río Negro	100%	Pecom Energía
Catriel Oeste	Río Negro	85%	Pecom Energía
Jagüel de los Machos	Río Negro y La Pampa	100%	Pecom Energía
Faro Vírgenes - U.T.E.	Santa Cruz	50%	Pecom Energía
Puesto Hernández - U.T.E.	Mendoza y Neuquén	38.45%	Pecom Energía
Bajada del Palo - La Amarga Chica - U.T.E.	Neuquén	80%	Pecom Energía
Santa Cruz II - U.T.E.	Santa Cruz	100%	Pecom Energía
Río Neuquén	Neuquén y Río Negro	100%	Pecom Energía
Entre Lomas	Neuquén y Río Negro	17.90%	Pet. Perez Companc
Aguada de la Arena	Neuquén	80%	Pecom Energía
Veta Escondida y Rincón de Aranda - U.T.E.	Neuquén	55%	Pecom Energía
Santa Cruz I - U.T.E.	Santa Cruz	71%	Pecom Energía
Exploración			
Río Turbio	Santa Cruz	96.68%	Pecom Energía
Santa Cruz I - Oeste	Santa Cruz	100%	Pecom Energía
Santa Cruz II - Oeste	Santa Cruz	100%	Pecom Energía
Cuenca Marina 2A Norte - U.T.E.	Santa Cruz	50%	Pecom Energía
Añelo	Neuquén	80%	Pecom Energía

X.2.4. La actividad de PETROBRAS

300. La estrategia actual de PETROBRAS en las actividades de E&P, según la Consultora Internacional John S. Herold Inc.⁵⁹, es aumentar la producción y reservas brasileñas de crudo a través de un plan de inversión de 15 mil millones de dólares (2001-2005) en exploración y desarrollo, focalizándose en el área Campos (off-shore) ubicada en la costa brasileña. Adicionalmente, PETROBRAS busca oportunidades internacionales de E&P concentrándose en tres áreas: la costa oeste de Africa (Nigeria), en el Golfo de Mexico y en Sudamérica.

301. En Argentina, las actividades de PETROBRAS en el upstream corresponden a la participación del 15% que posee la sociedad en la UTE Aguara güe, que opera Tecpetrol, desde el año 1992. La UTE opera 9 áreas con producción de gas y petróleo y se encuentra localizada en la provincia de Salta, en la cuenca del Noroeste. Sierra de Aguara güe es un yacimiento mayoritariamente gasífero. Asimismo, posee la concesión para explorar las áreas Puesto Zuñiga (CNQ-32), Cerro Manrique (CNQ-33), Puesto González (CNQ-34) y Mata Mora.

⁵⁸ Estados Contables de Perez Companc S.A., Reseña Informativa al 30 de Septiembre de 2002, Anexo J, pág. 80.

⁵⁹ John S. Herold, Inc., Company Profile: Petrobras, Noviembre de 2002.

302. En el año 2002 PETROBRAS adquirió Petrolera Santa Fe⁶⁰ continuando con su estrategia de incremento de su portfolio de reservas fuera de Brasil y ingresando en las actividades del upstream de la cuenca neuquina. Con dicha adquisición, PETROBRAS mantiene participaciones en las siguientes áreas de exploración y explotación en el país:

**Participación de Petrolera Santa Fe
en Áreas de E&P de petróleo y gas en Argentina.**

Producción	Ubicación	Participación	Operador
Sierra Chata (Chihuidos)	Neuquén	20%	Pet. Santa Fe
Refugio Tupungato	Mendoza	100%	Pet. Santa Fe
Atamisqui	Mendoza	100%	Pet. Santa Fe
El Tordillo - UTE	Chubut	22%	Tecpetrol
La Tapera y Puesto Quiroga	Chubut	22%	Tecpetrol
Atuel Norte	Mendoza	50%	Tecpetrol
Exploración			
El Mangrullo	Neuquén	100%	Pet. Santa Fe
Chuidos/Parva Negra (CNQ-10)	Neuquén	47.62%	Pet. Santa Fe
Cerro Arena (CNQ-10)	Neuquén	0.74%	Pet. Santa Fe
Gobernador Ayala (CNQ-7)	Mendoza y La Pampa	22.51%	Pet. Santa Fe
Lote Cerro Hamaca	Mendoza	36.64%	Pet. Santa Fe

303. En la actualidad, PETROBRAS vende un petróleo condensado que tiene una gravedad API de 44° (proveniente de Sierra de Aguarague). Dicho condensado, previo a ser enviado a la refinería de Refinor S.A., pasa por un proceso de secado (extracción de agua y sedimentos) donde es acondicionado para su despacho. El transporte del petróleo condensado se realiza a través de oleoducto Cornejo Ballivian, el cual es contratado directamente por Refinor S.A.

304. Con respecto al gas, este es acondicionado en las plantas de tratamiento (Dew Point) y enviado a Refinor S.A. donde se le extraen los productos pesados (GLP y gasolina) para luego ser entregado a los Puntos de Medición (fiscales) donde, a partir de allí, son los compradores los responsables de su transporte.

X.2.5. Efectos de la operación en la exploración de petróleo y gas.

305. Conforme al Cuadro: "Áreas en Actividad y en Trámite de Adjudicación"⁶¹ de la Secretaría de Energía, existen en el país 50 áreas de exploración de petróleo y gas en tales condiciones. La información allí obrante no refleja totalmente la

⁶⁰ La compra de Petrolera Santa Fe fue aprobada por esta Comisión el pasado 13 de Septiembre de 2002 mediante el Dictamen N°325, Expte. N°: SO1: 0214177/2002.

⁶¹ Disponible en <http://energia.mecon.gov.ar>.

actualidad del sector por cuanto el mismo tiene una dinámica muy cambiante. Por ello, algunas de las áreas que están siendo exploradas por las Partes y sus competidoras no se encuentran aún consignadas.

306. La operación notificada implica la enajenación a favor de PETROBRAS de cinco áreas de exploración de petróleo y gas en donde participa y es operador PECOM, a saber: Cuenca Austral Marina 2A Norte⁶², Santa Cruz I Oeste, Santa Cruz II Oeste (denominación que utiliza PECOM para referirse a las áreas en proceso de exploración situadas en las áreas de explotación Santa Cruz I y II⁶³), Rio Turbio y Añelo⁶⁴.
307. PETROBRAS desarrolla actividades de exploración en cinco (5) áreas: Puesto Zuñiga, Cerro Manrique, Mata Mora, Chihuidos CNQ-10 (Parva Negra y Cerro Arena) y Lote CNQ-7 (Gobernador Ayala y Cerro Hamaca), éstas dos últimas a través de su controlada Petrolera Santa Fe.⁶⁵
308. En consecuencia, PETROBRÁS desarrollará actividades de exploración en diez (10) áreas de exploración de petróleo y gas.
309. Sobre el total de 50 áreas que informa la Secretaría de Energía, dichas áreas representarían el 20%. Sin embargo debe tenerse en cuenta que dicha participación sobrestima la incidencia de la operación en el segmento de exploración por cuanto el total de áreas actualmente en exploración es algo mayor (conforme al referido atraso del relevamiento en relación a la situación actual de la industria).

⁶² Cuenca Austral Marina II A Norte es la única área que figura como adjudicada para su exploración por la Secretaría de Energía (Dto 355/99).

⁶³ PECOM es cesionaria de YPF de la totalidad de los derechos y obligaciones sobre los permisos de exploración relativos a las referidas áreas no explotadas de Santa Cruz I y Santa Cruz II. Dicha cesión fue notificada a la Secretaría de Energía para su aprobación por parte del Jefe de Gabinete, conforme establece la ley 17.319, tramitación que se encuentra pendiente. Asimismo, gran parte de los permisos sobre Santa Cruz I Oeste y Santa Cruz II Oeste, han sido devueltos al Gobierno para que los vuelva a adjudicar, continuando PECOM sólo con la exploración en las zonas conocidas como El Martillo, El Campamento y Chali Aike de dichas áreas.

⁶⁴ Las áreas que no figuran actualmente como adjudicadas por la Secretaría de Energía son Chihuidos CNQ-10 y Cerro Manrique. En la primera, Petrolera Santa Fe sólo retuvo los derechos de exploración sobre las zonas conocidas como Cerro Arena y Parva Negra. Dichas zonas actualmente se encuentran bajo el régimen de explotación con comercialidad suspendida, dado que la exploración resultó exitosa. En la segunda, aún no se han completado los trámites de adjudicación. El bloque Mata Mora corresponde a bloques licitados por la Provincia de Neuquen y fue firmado el contrato de Exploración en febrero del 2002.

X.2.6. Efectos de la operación en las reservas de petróleo y gas.

310. Las reservas comprobadas se definen como aquellas cantidades de hidrocarburos que, se estima, pueden ser recuperadas en forma económica y con la tecnología y las técnicas vigentes a partir de los datos disponibles al momento de la evaluación.
311. De aquí que toda reserva tenga un cierto grado de incertidumbre ya que depende principalmente de la cantidad y confiabilidad de los datos y de la ingeniería disponible. Estas reservas pueden ser desarrolladas o no, en función de la disponibilidad y el estado de las instalaciones o pozos.
312. Asimismo, las reservas probables se definen como aquellas a las que tanto los datos geológicos como los de ingeniería dan una razonable probabilidad de ser recuperadas, aunque no alcanzan el grado de comprobadas.
313. En el cuadro a continuación se indican las cantidades y porcentajes de reservas probadas y probables en las áreas hidrocarburíferas donde poseen participación las empresas involucradas.

Reservas probadas y probables de PETROBRAS y PECOM . Año 2001.

Area	Empresa	Part.	Reservas Probadas				Reservas Probables			
			Petróleo		Gas		Petróleo		Gas	
			(Mm3)	Part./Total	(MMm3)	Part./Total	(Mm3)	Part./Total	(MMm3)	Part./Total
Sierra de Aguaragüe	Petrobras	15%	4833	1.06%	31714	4.15%	4130	2.60%	33347	10.92%
Sierra Chata (Chihuidos)	Pet. Santa Fe	20%	290	0.06%	11536	1.51%	139	0.09%	5267	1.73%
Refugio Tupungato	Pet. Santa Fe	100%	703	0.15%	0	0.00%	805	0.51%	0	0.00%
Atamisqui	Pet. Santa Fe	100%	92	0.02%	0	0.00%	0	0.00%	0	0.00%
El Tordillo	Pet. Santa Fe	22%	21228	4.64%	2144	0.28%	8100	5.11%	1400	0.46%
La Tapera y Puesto Quiroga	Pet. Santa Fe	22%	0	0.00%	0	0.00%	95	0.06%	0	0.00%
Atuel Norte	Pet. Santa Fe	50%	6	0.00%	0	0.00%	0	0.00%	0	0.00%
Subtotal Petrobras - Pet. Santa Fe			27152	5.93%	45394	5.95%	13269	8.37%	40014	13.11%
Total Reservas Argentina			457674	100%	763526	100%	158582	100%	305236	100%

Area	Empresa	Part.	Reservas Probadas				Reservas Probables			
			Petróleo		Gas		Petróleo		Gas	
			(Mm3)	Part./Total	(MMm3)	Part./Total	(Mm3)	Part./Total	(MMm3)	Part./Total
25 de Mayo - Medanito	Pecom	100%	12193.7	2.66%	2197.4	0.29%	3509.8	2.21%	691.3	0.23%
Catriel Oeste	Pecom	85%	1763	0.39%	307.2	0.04%	680	0.43%	244.2	0.08%
Jagüel de los Machos	Pecom	100%	873.2	0.19%	46.1	0.01%	0	0.00%	0	0.00%
Faro Vírgenes	Pecom	50%	150	0.03%	2137.6	0.28%	0	0.00%	0	0.00%
Puesto Hernández	Pecom	38,45%	26674	5.83%	2131.8	0.28%	4708.1	2.97%	308.1	0.10%
Bajada del Palo - La Amarga Chica	Pecom	80%	165	0.04%	43.8	0.01%	386	0.24%	38.6	0.01%
Santa Cruz II*	Pecom	100%	3935	0.86%	5072.3	0.66%	971	0.61%	5389.66	1.77%
Río Neuquén	Pecom	100%	787.3	0.17%	7828.3	1.03%	410.6	0.26%	14948.8	4.90%
Entre Lomas	Pet. Perez C.	17.90%	6691	1.46%	3863	0.51%	4080	2.57%	1191	0.39%
Aguada de la Arena	Pecom	80%	246	0.05%	6817.6	0.89%	75	0.05%	2195.4	0.72%
Veta Escondida y Rincon de Aranda	Pecom	55%	0	0.00%	0	0.00%	0	0.00%	0	0.00%
Santa Cruz I**	Pecom	71%	4555	1.00%	14182.4	1.86%	1575	0.99%	4431.8	1.45%
Subtotal Pecom - Pet. Perez C.			58033.2	12.68%	44627.5	5.84%	16395.5	10.34%	29438.86	9.64%
Total Reservas Argentina			457674	100%	763526	100%	158582	100%	305236	100%

*Incluye las áreas: An-Aike, Barda Las Vegas, María Inés, María Inés Oeste, Cerro Redondo, Cha-Norte, Chimen Aike, Condor Oeste, El Condor, Hito V, La Esperanza, La Leona, Las Buitreras, Punta Loyola y Sur Río Chico.

**Incluye las áreas: Bajada Fortaleza, Campo Indio, Cañadon Deus, Dos Hermanos, El Cerrito, Estancia Librun, La Menor, La Paz, La Porfiada, Laguna del Oro, Puesto Peter, Campo Bola, Campo Boleadoras Oeste, Cañadon Salto, Estancia La Maggie y Ototel Aike.

314. El área en la que participa PETROBRAS (15%) cuenta con 1% del total de reservas probadas de petróleo de país y el 2,6% de las reservas probables. Con relación al gas natural, la Sierra de Aguaragüe posee el 4.15% de las reservas probadas y el 10.92% de las probables.

315. Las áreas en las que participa Petrolera Santa Fe, cuentan con el 4,87% y 5,77% de las reservas de petróleo probadas y probables, respectivamente y el 1,8% y 2.19% de las reservas de gas probadas y probables, respectivamente.

316. Las reservas probadas de las áreas de PECOM alcanzan el 12.68% del total del país en el caso del petróleo y el 5.84% en el caso del gas natural. Con respecto a las reservas probables, PECOM tiene participación en las áreas que representan el 10.34% del total de país, en el caso del petróleo crudo y 9.64% en el caso del gas natural.

317. Dado que algunas de dichas áreas son explotadas por PECOM en consorcio con otras firmas petroleras, los derechos que posee sobre las mismas

corresponden a su participación porcentual en las UTEs que realizan la explotación.

318. Por tanto, la adecuada medición de los derechos que efectivamente se transferirán a PETROBRAS como efecto de la operación notificada impone ponderar las reservas de cada área por la participación de PECOM en cada UTE. Análoga medición corresponde efectuar respecto de la participación de PETROBRAS en las áreas en las que participa a través de UTEs.
319. Nótese que, de lo contrario, se estarían sobrestimando los derechos a adquirir por PETROBRAS y la participación de esta última en las áreas de exploración y explotación en Argentina.
320. En base a la metodología precedente, como resultado de la operación notificada PETROBRAS controlará el 8,88% y el 5,38% del total de reservas probadas de petróleo y gas del país, respectivamente, y del 5,38% y 10,76% del total reservas probables de petróleo y gas, respectivamente.

X.2.7. Efectos de la operación en la producción y comercialización de petróleo y gas

321. La producción de petróleo y gas en la Argentina es realizada por los operadores designados en cada área. PECOM opera 12 áreas de producción de petróleo y gas. PETROBRAS, a través de Petrolera Santa Fe opera 3 áreas de producción de petróleo y gas.
322. En las actividades de exploración y producción (E&P) de petróleo y gas en el país participan varias empresas, muchas de ellas filiales de las principales petroleras del mundo. En el siguiente cuadro se presentan las participaciones en la producción de petróleo y gas por operador de las principales empresas en el mercado doméstico⁶⁶.

⁶⁶ Las respectivas participaciones sólo representan la cantidad producida por cada operador en las diferentes áreas de explotación del país, lo cual no implica que el petróleo y gas producido sea de su propiedad o comercializado en su totalidad por la misma empresa. Aunque existen excepciones que obligan a realizar un análisis caso a caso, en general, la función del operador es la de extraer los productos del subsuelo (cobrando sus respectivos honorarios), el cuál posteriormente es repartido entre los propietarios del área de acuerdo a su respectiva participación.

Participaciones en la producción de petróleo y gas por operador. Total Argentina - Año 2002⁶⁷.

	Petróleo	Gas
AJAX	0.18%	0.00%
ALBERTA ENERGY	0.01%	0.00%
C. HERRADOS	0.12%	0.00%
CAPEX	0.15%	1.93%
CAPSA	1.35%	0.06%
CGC	0.01%	0.02%
CHEVRON SAN JORGE	9.90%	2.89%
CLEAR	0.01%	0.01%
COLHUE HUAPI	0.09%	0.02%
CUTRAL-CO	0.01%	0.00%
DONG WON	0.01%	-
EPP	0.15%	0.01%
GAS MEDANITO	0.03%	0.03%
ING. ALPA	0.04%	0.03%
OILGENER	0.00%	0.00%
P. C. RIVADAVIA	0.17%	0.34%
PAN AMERICAN	10.71%	10.50%
PECOM ENERGIA	10.98%	8.13%
PET. PECOM	1.24%	0.91%
PET. SANTA FE	0.26%	1.99%
PETSUD-NECON	0.22%	0.18%
PIONEER	0.97%	1.07%
PLUSPETROL	2.19%	11.53%
RIO ALTO	0.24%	0.00%
RME ARGENTINA	0.05%	0.00%
ROCH	0.20%	0.35%
SILSY	0.00%	-
SIPETROL	2.59%	1.42%
TECNICAGUA	0.02%	0.01%
TECPETROL	4.45%	7.54%
TOTAL AUSTRAL	4.37%	18.76%
VINTAGE OIL	4.02%	1.30%
YPF	45.28%	30.96%
Total	100.00%	100.00%

Fuente: Secretaría de Energía

323. Como resultado de la operación notificada, PETROBRAS, a través de Pecom Energía y de Petrolera Santa Fe operará 15 áreas de producción de petróleo y gas, representativas del 12.48% y del 11.03%, respectivamente, de la producción total de dichos hidrocarburos.

324. Por tanto, el aumento de la concentración en la producción de petróleo y gas se estima en 6 y 36 puntos del HHI, respectivamente.

⁶⁷ Los datos disponibles abarcan el período Enero de 2002 a Noviembre de 2002.

325. En forma consistente con lo establecido para las reservas de petróleo y gas, siendo que la titularidad de algunas de las áreas en que participan las notificantes corresponde a UTEs y que tal como se ha señalado en la sección sobre ese tipo de asociaciones de colaboración empresaria (párrafos 110 y ss.) cada socio de las UTEs comercializa de modo independiente los hidrocarburos obtenidos por el operador, la estructura de la producción de petróleo y gas no es equivalente a la estructura de su comercialización.
326. Por tanto, la adecuada medición de los volúmenes de petróleo y gas comercializados por PECOM y PETROBRAS y sus competidoras impone ponderar la producción de cada área por la participación de los socios en cada UTE.
327. Nótese que, de lo contrario, se estarían sobrestimando los volúmenes de petróleo y gas comercializados por PECOM, a la vez que subestimando los correspondientes a PETROBRAS (ya que participa en áreas que no opera).
328. Conforme a dicha metodología, en los siguientes cuadros se presenta la evolución de los volúmenes comercializados de petróleo crudo y gas, junto a las respectivas participaciones de PECOM⁶⁸ y PETROBRAS en la República Argentina.

Evolución de las participaciones en la comercialización de petróleo crudo⁶⁹

		Petrobras	Pet. Santa Fe	Pecom Energía	Pet. Perez Companc
P e t r ó l e o	Total Año 1999				
	Volúmenes comercializados - m3	65355	334838	3022000	435000
	% sobre el total del país	0.14%	0.72%	6.50%	0.94%
		0.86%		7.43%	
	Total Año 2000				
	Volúmenes comercializados - m3	65249	357463	3004000	454000
	% sobre el total del país	0.15%	0.80%	6.70%	1.01%
		0.94%		7.71%	
	Total Año 2001				
	Volúmenes comercializados - m3	66107	393406	3761000	451000
	% sobre el total del país	0.15%	0.87%	8.32%	1.00%
		1.02%		9.32%	

*En el caso de Perez Companc los datos fueron auditados por Gaffney, Cline & Associates.

329. La participación de PETROBRAS y de Petrolera Santa Fe en la comercialización de petróleo alcanza en conjunto el 1.02% para el año 2001,

⁶⁸ Según la información aportada por las partes, el expediente, Perez Companc no terceriza ni toda ni parte de la comercialización y producción de petróleo y gas, al ser el operador tanto de las áreas que posee en exclusividad, como de las áreas que posee en consorcio. En los yacimientos tales como Santa Cruz I, Faro Vírgenes, Puesto Hernández, etc. que funcionan como Utes donde el operador es Perez Companc, los distintos socios obtienen una parte proporcional de la producción en función de su participación en los mismos. (Cuerpo 14, foja 98)

⁶⁹ Incluye a volúmenes de líquidos comercializados (Condensado y Gasolina Natural).

mientras que la participación de Pecom Energía y Petrolera Perez Compañía alcanza el 9.32%.

330. De concretarse la operación de concentración entre PETROBRAS y PECOM, la primera alcanzará el 10.34% de participación en el mercado de comercialización de petróleo crudo.

331. El índice de concentración Herfindahl-Hirschmann registrará un incremento poco significativo de 19 puntos⁷⁰.

Evolución de las participaciones en el mercado de comercialización de gas natural

		Petrobras	Pet. Santa Fe	Pecom Energía	Pet. Perez Compañía
G a s N a t u r a l	Total Año 1999				
	Volúmenes comercializados - m3	207100000	374539690	1688072000	432010000
	% sobre el total del país	0.45%	0.82%	3.98%	1.02%
		1.27%		5.00%	
	Total Año 2000				
	Volúmenes comercializados - m3	530755000	143961456	1669605000	249727000
	% sobre el total del país	1.16%	0.31%	3.72%	0.56%
		1.47%		4.28%	
	Total Año 2001				
	Volúmenes comercializados - m3	562457000	267246692	2825905000	234333000
	% sobre el total del país	1.23%	0.58%	6.15%	0.51%
		1.81%		6.67%	

*En el caso de Perez Compañía los datos fueron auditados por Gaffney, Cline & Associates.

332. Como se observa del cuadro precedente, la participación de PETROBRAS y Petrolera Santa Fe en la comercialización de gas natural alcanza en conjunto el 1,81%, mientras que la participación de Pecom Energía y Petrolera Perez Compañía alcanzan en conjunto el 6,67%.

333. Como efecto de la operación notificada PETROBRAS tendrá una participación del 8.47% en el mercado comercialización de gas natural. El índice de concentración Herfindahl-Hirschmann registrará un incremento poco significativo de 24 puntos⁷¹.

⁷⁰ Ante la imposibilidad de estimar los volúmenes comercializados por el resto de los productores de petróleo en la Argentina, no es posible obtener el nivel de concentración del mercado. Sin embargo si es posible estimar la variación en el mismo que surge de la siguiente formula: $2 * (\text{market share empresa 1}) * (\text{market share empresa 2})$, siendo la empresa 1 adquirida por la empresa 2.

⁷¹ Ante la imposibilidad de estimar los volúmenes comercializados por el resto de los productores de gas natural en la Argentina, no es posible obtener el nivel de concentración del mercado. Sin embargo si es posible estimar la variación en el mismo que surge de la siguiente formula: $2 * (\text{market share empresa 1}) * (\text{market share empresa 2})$, siendo la empresa 1 adquirida por la empresa 2.

X.2.8. Efectos de la operación en el transporte de petróleo crudo (oleoductos)

334. Pecom Energía posee el 23.1% del capital accionario de Oleoductos del Valle S.A. (Oldelval) y controla la firma conjuntamente con los restantes accionistas: Repsol YPF, Chevron, Pluspetrol, Pan American Energy y Tecpetrol.
335. Oleoductos del Valle S.A es concesionaria del transporte de petróleo crudo de un oleoducto de 1.706 kilómetros que une Neuquén con Puerto Rosales, Provincia de Buenos Aires. Con ese mismo destino las restantes opciones son el transporte por camiones o por tren. Evidentemente el volumen, la continuidad y el precio hacen que estas opciones no sean económicamente competitivas para su tomador. Dicha concesión tiene un plazo de 35 años contados desde 1993 y el término puede ser extendido por un plazo adicional de 10 años.
336. Las tarifas de transporte de Oldelval se encuentran reguladas por la resolución 150/92 de la Secretaría de Energía de la Nación. Asimismo, el oleoducto que explota Oldelval se encuentra regido por la Ley N° 17.319, la que en su artículo 43º, impone la obligación al concesionario de permitir que terceros utilicen la capacidad de transporte remanente del oleoducto, sin posibilidad de ser discriminados, y abonando por dicho transporte el mismo precio que los restantes usuarios (Open Access de la capacidad remanente).
337. Debido a ello, la compañía se ha obligado de acuerdo a su concesión a prestar el servicio como servicio público, no pudiendo negar el transporte a ningún cliente en la medida que lo permita la capacidad de su sistema, respetar el principio de igualdad en materia tarifaria, ejecutar un plan de inversiones para optimizar la capacidad de transporte, reparación y mantenimiento del ducto.
338. Por otra parte, las normas ambientales fijan para esta actividad las mismas imposiciones que a los productores de petróleo en lo que respecta al cuidado en el manipuleo del mismo, piletas al aire libre, derrames, contaminación de napas y ríos por pérdidas.
339. Como surge de las audiencias testimoniales celebradas en el marco del presente expediente, los accionistas de Oldelval son los principales productores de la cuenca neuquina y son a la vez los principales clientes de Oldelval. Como se observa del siguiente cuadro, durante el año 2002 las empresas que mayor volumen de crudo transportaron fueron los socios de Oldelval.

Empresa	% Participación
Repsol – YPF*	55.75%
PECOM Energía*	14.20%
Chevron – San Jorge*	10.71%
Pan American Energy*	0.56%
Pluspetrol*	3.45%
Tecpetrol*	0.53%
Petrolera Perez Companc	3.54%
Total Austral	2.28%
Pioneer	3.73%
Wintershall	2.28%
Otros**	2.97%

*Socios de Oleoductos del Valle S.A.

** Incluye a Irhe, Gas Medanita, Pet Sud. Necon, Ing Alpa, RME Argentina, Apco, Capex, Petrolera Uruguay, Petrolera Cutral Co, Ing Sima, Petrolera Comodoro Rivadavia y PETROBRAS.

Fuente: información suministrada por las empresas involucradas.

340. Adicionalmente, las partes informaron a esta Comisión que actualmente se está utilizando el 70% de la capacidad máxima del sistema, con la utilización del polímero reductor de fricción, y aproximadamente el 78% de la capacidad máxima del sistema sin la utilización del mismo.
341. En consecuencia, cualquier empresa que quiera tener acceso a la capacidad remanente de las instalaciones de Oldelval puede hacerlo y el hecho de poseer una participación accionaria en la empresa de transporte de petróleo Oleoductos del Valle no les permite a los socios realizar conductas anticompetitivas en detrimento de los demás operadores de la cuenca neuquina. Esta información se condice con las audiencias testimoniales celebradas por esta Comisión en el marco del presente expediente⁷².

X.2.9. SÍNTESIS Y CONCLUSIONES.

Exploración, producción y comercialización de petróleo y gas

342. La operación notificada implica la transferencia a favor de PETROBRAS de cinco (5) áreas de exploración de petróleo y gas en donde participa y es operador PECOM, a saber: Cuenca Austral Marina 2A Norte, Santa Cruz I Oeste, Santa Cruz II Oeste (denominación que utiliza PECOM para referirse a las áreas en proceso de exploración situadas en las áreas de explotación Santa Cruz I y II), Río Turbio y Añelo.
343. PETROBRAS desarrolla actividades de exploración en cinco (5) áreas: Puesto Zuñiga, Cerro Manrique, Mata Mora, Chihuidos CNQ-10 (Parva Negra y Cerro

Arena) y Lote CNQ-7 (Gobernador Ayala y Cerro Hamaca), éstas dos últimas a través de su controlada Petrolera Santa Fe.

344. En consecuencia, PETROBRÁS desarrollará actividades de exploración en diez (10) áreas de exploración de petróleo y gas.
345. Sobre el total de 50 áreas que informa la Secretaría de Energía, dichas áreas representarían el 20%. Sin embargo debe tenerse en cuenta que dicha participación sobrestima la incidencia de la operación en el segmento de exploración por cuanto el total de áreas actualmente en exploración es algo mayor (conforme al atraso del relevamiento en relación a la situación actual de la industria).
346. En la producción de petróleo y gas en el país la operación notificada involucra la transferencia de las participaciones de PECOM en las siguientes áreas: 25 de Mayo – Medanito S.E., Catriel Oeste, Jagüel de los Machos, Faro Vírgenes, Puesto Hernández, Bajada del Palo – La Amarga Chica, Santa Cruz II, Río Neuquén, Entre Lomas, Aguada de la Arena, Veta Escondida y Rincón de Aranda y Santa Cruz II. Dichas áreas representan el 12.68% y el 5.84% de las reservas probadas de petróleo y gas del país, respectivamente.
347. El área en la que participa PETROBRAS cuenta con 1% y el 4.15% de las reservas probadas de petróleo y gas respectivamente. Las áreas en las que participa Petrolera Santa Fe, cuentan con el 4,87% y el 1,8% de las reservas probadas de petróleo y gas, respectivamente.
348. Dado que algunas de las áreas son explotadas por PECOM conjuntamente con otras firmas petroleras, los derechos que posee sobre las mismas corresponden a su participación porcentual en los respectivos contratos de UTE.
349. Por tanto, la adecuada medición de los derechos que efectivamente se transferirán a PETROBRAS como efecto de la operación notificada impone ponderar las reservas de cada área por la participación de PECOM en cada contrato UTE. Análoga medición corresponde efectuar respecto de la participación de PETROBRAS en las áreas en las que participa a través de UTEs.

⁷² Audiencia Testimonial con el Vicepresidente Ejecutivo de Tecpetrol S.A., Ing. Marcelo German Martinez Mosquera (fs. 1720-1722).

350. En base a la metodología precedente, como resultado de la operación notificada PETROBRAS controlará el 8,88% y el 5,38% del total de reservas probadas de petróleo y gas del país, respectivamente.
351. Con respecto a la producción de petróleo y gas, como resultado de la operación notificada, PETROBRAS, a través de PECOM y de Petrolera Santa Fe operará 24 áreas de E&P de petróleo y gas, representativas del 12.48% y del 11.03%, respectivamente, de la producción total de dichos hidrocarburos.
352. Por tanto, el aumento de la concentración en la producción de petróleo y gas se estima en 6 y 36 puntos del HHI, respectivamente.
353. Finalmente, en lo que refiere a la comercialización, la participación de PETROBRAS y de Petrolera Santa Fe en la comercialización de petróleo alcanza en conjunto el 1,02% para el año 2001, mientras que la participación de Pecom Energía y Petrolera Perez Companc alcanza el 9,32%.
354. De concretarse la operación de concentración entre PETROBRAS y PECOM, la primera alcanzará el 10.34% de participación en el mercado de comercialización de petróleo crudo.
355. El índice de concentración Herfindahl-Hirschmann registrará un incremento poco significativo de 19 puntos.
356. La participación de PETROBRAS y Petrolera Santa Fe en la comercialización de gas natural alcanza en conjunto el 1,81%, mientras que la participación de Pecom Energía y Petrolera Perez Companc alcanzan en conjunto el 6,67%.
357. Como efecto de la operación notificada PETROBRAS tendrá una participación del 8.47% en el mercado comercialización de gas natural. El índice de concentración Herfindahl-Hirschmann registrará un incremento poco significativo de 24 puntos.
358. Por tanto, dado que la concentración de la producción es poco significativa, esta Comisión concluye que no cabe esperar como resultado de la operación notificada una distorsión en las condiciones de competencia en los mercados de comercialización de petróleo crudo y gas que resulte en perjuicio del interés económico general.

Transporte de crudo

359. La operación importa la enajenación de la participación de PECOM en Oleoductos del Valle, firma que conjuntamente controla con los restantes accionistas.
360. Teniendo en cuenta que las tarifas de transporte de Oldelval se encuentran reguladas por la Secretaría de Energía de la Nación y que la ley 17.319 impone la obligación de permitir que terceros utilicen la capacidad de transporte remanente del oleoducto (Open Access) y, por lo tanto, el hecho de poseer una participación accionaria en la empresa no permite a los socios realizar conductas anticompetitivas en detrimento de los demás operadores de la cuenca neuquina, esta Comisión concluye que cabe esperar que la operación notificada no tendrá efectos en el mercado de transporte de petróleo.

Conclusión:

361. En base a lo expuesto y conforme a los "Lineamientos para el Control de las Concentraciones Económicas" (Anexo de la Res. SCDyDC N° 164/2001) se concluye que: i) en los segmentos de exploración, producción y comercialización de petróleo y gas, el aumento del grado de concentración económica como resultado de la operación es poco significativo, y ii) en transporte de petróleo crudo, no se producirán alteraciones como resultado de la operación notificada. Por tanto, no se avanza en la evaluación de las barreras a la entrada a la industria y de las ganancias de eficiencia esperables de la operación.

X.2.10. La incorporación de reservas de gas en BOLIVIA.

362. Conforme a lo sugerido por la SECRETARÍA DE ENERGÍA en su Nota N° 227 del 20 de marzo de 2003 (obrante a fs 2163), esta Comisión Nacional procedió a interrogar a las Partes sobre las adquisiciones a efectuarse por la operación notificada de reservas de gas en la REPÚBLICA DE BOLIVIA.
363. De la audiencia testimonial celebrada con José Fernando de Freitas, Gerente Ejecutivo de Gas, Energía e Ingeniería Internacional de PETROBRAS y la documentación estadística adjunta, se desprende la siguiente información (fs 2201 y ss).

364. PETROBRAS posee activos en los sectores de exploración, producción y transporte en petróleo y gas en BOLIVIA. Explota en consorcio con Andina y Total los yacimientos denominados San Alberto y San Antonio, localizados en el sur lindantes con la frontera argentina. Su participación en el consorcio es del 35%⁷³.
365. Dichos yacimientos cuentan con reservas probadas y probables de gas de 21 trillones de pies cúbicos (representan aproximadamente el 40% de las reservas totales de Bolivia). Dado que PETROBRAS participa del 35% del consorcio, sus reservas probadas y probables de gas en Bolivia son de 7,2 trillones de pies cúbicos, representativas de 14% de las reservas totales de Bolivia (fs 2204/07)
366. Conforme a la planilla anexa a la audiencia de fs 2203, los yacimientos operados por PETROBRAS en Bolivia producen 264 millones de pies cúbicos por día, de los cuales la firma, por su participación en los consorcios, posee el 35%. La participación efectiva de PETROBRAS en la producción total de gas de Bolivia es de aproximadamente el 14,4%. La producción de los yacimientos operados por PETROBRAS se exporta en su totalidad a Brasil, existiendo a tal efecto contratos de largo plazo.
367. Asimismo PETROBRAS tiene una participación accionaria del 34% en la firma TRANSIERRA⁷⁴, propietaria del gasoducto GASYRG que se inicia en Río Grande (Bolivia) y termina en Porto Alegre (Brasil), pasando por el principal centro de consumo (San Pablo) y es el gasoducto a través del cual se realizan las exportaciones de gas hacia Brasil. Dicho gasoducto tiene una extensión aproximada de 2000 km y fue construido por PETROBRAS a efectos de abastecer de gas el mercado brasileño.
368. PECOM posee y opera los yacimientos de gas y petróleo de Colpa Caranda, localizados en la zona central de Bolivia. Dichos yacimientos cuentan con reservas probadas y probables por 0,76 trillones de pies cúbicos, representativos del 1,5% del total de reservas bolivianas. Su potencial de exploración es muy reducido.
369. Los yacimientos operados por PECOM tienen una producción diaria de gas de 41 millones de pies cúbicos por día y representan el 6,4% de la producción total de gas de Bolivia (fs 2203/4). Dicha producción se encuentra comprometida por contratos de largo plazo para su exportación a Brasil, vigentes hasta el año 2019 (fs 2.209).

⁷³ Andina (Repsol Ypf) y TOTAL participan, respectivamente, con el 50% y 15%.

370. Con la incorporación de los activos de PECOM en Bolivia, PETROBRAS aumentará sus reservas probadas y probables en un 11% y su producción propia en un 45%.
371. En la audiencia se explicó que la Argentina dejó de realizar importaciones de gas desde Bolivia cuando se descubrió el yacimiento en Neuquén de Loma de la Lata, mucho más próximo al principal centro de consumo (Buenos Aires). En consecuencia, el gasoducto que une ambos países se tornó totalmente obsoleto y que hoy no sería viable importar gas desde Bolivia porque, en primer término, habría que construir un nuevo gasoducto.
372. Adicionalmente el precio en boca de pozo del gas de Bolivia actualmente se encuentra en alrededor de 1,6 dólares por millón de btu, mientras que en Argentina, previo a la devaluación, se ubicaba en un promedio de 1,26 dólares, siendo actualmente mucho menor. Ante tales precios, Bolivia prefiere vender su gas a Brasil.
373. A su vez, se dijo que debe tenerse en cuenta que la distancia a través de la cual debe transportarse el gas desde los pozos de Bolivia hasta Buenos Aires es de más de 2000 km, mientras que desde Neuquén la distancia a recorrer es de 1200 km, lo que hace a su vez más costoso el abastecimiento de gas desde Bolivia.
374. En base a lo precedentemente expuesto, esta Comisión Nacional estima que la incorporación por parte de PETROBRAS de los activos gasíferos de PECOM en Bolivia, no tendrá ningún efecto sobre el mercado gas argentino por cuanto actualmente opera de modo totalmente independiente al mercado boliviano, situación que es de esperar se prolongue en el mediano plazo.
375. En consecuencia, tampoco cabe esperar, por este motivo, alteraciones en las condiciones de competencia en el mercado doméstico aguas abajo de generación de energía eléctrica.

X.3. TRANSPORTE DE GAS NATURAL.

376. Esta sección comprende una parte introductoria con los principales antecedentes de la actividad, una descripción de la actividad que desarrolla

⁷⁴ Las restantes participaciones accionarias corresponden por partes aproximadamente Andina (Repsol Ypf) y Total.

TRANSPORTADORA GAS DEL SUR y un análisis del marco regulatorio a la que se encuentra sujeta que tiene por objeto determinar en qué medida dicho marco regulatorio previene la consecución de prácticas contrarias a la Ley 25.156 por parte de dicha empresa y sus controlantes.

377. Asimismo y conforme a lo establecido en los "Lineamientos para el Control de las Concentraciones Económicas" (Anexo de la Res. SCDyDC N° 164/2001) se analiza en qué medida las relaciones verticales preexistentes entre el segmento regulado de transporte de gas y los segmentos no regulados de i) producción de gas y ii) generación térmica de energía eléctrica se alteran significativamente como resultado de la operación notificada.
378. Finalmente se presenta la opinión del Ente regulador requerida conforme al Art. 16° de la Ley 25.156 y de las personas que comparecieron como testigos.

X.3.1. Introducción.

379. En 1992 se dispuso, mediante los Decretos N° 1189/92 y N° 1738/92 del Poder Ejecutivo Nacional, la desregulación del sector gasífero argentino que hasta entonces se encontraba monopolizado por de GAS DEL ESTADO, empresa estatal encargada del transporte y distribución de gas.
380. La Ley N°24.076 dispuso el marco regulatorio de la actividad que contempla la segmentación de la industria en producción, transporte y distribución.
381. De tal modo, el segmento de transporte derivó en la concesión de los activos de GAS DEL ESTADO a dos empresas de transporte y a ocho empresas de distribución.
382. Los activos de transporte troncal fueron divididos en dos sistemas de gasoductos, el del Norte y el del Sur, ambos diseñados para tener acceso tanto a las fuentes de gas como a los principales centros de demanda, incluyendo el área Metropolitana del Gran Buenos Aires.
383. Los activos que integran el sistema del Norte fueron concesionados a TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE (TGN), titular de la concesión y operación exclusiva de los gasoductos Norte y Centro-Oeste.

384. Los activos que conforman el sistema del Sur, fueron concesionados a TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR (TGS), titular de la concesión y operación exclusiva del sistema sur de transporte de gas.

385. Es importante señalar que lo que se concesionó fueron las instalaciones existentes al momento de la privatización, no así la zona⁷⁵. Por ello, cualquiera de las dos empresas puede extender sus redes a las zonas en las que la otra empresa opera.

X.3.2. Empresas involucradas.

386. Siendo que PECOM posee el 50% del capital social de CIESA S.A., quien controla el 55% del capital social TRANSPORTADORA GAS DEL SUR S.A (TGS), la operación implica la transferencia de dichas participaciones a favor de PETROBRAS.

387. Tal como ha sido analizado precedentemente, existe un acuerdo de accionistas entre los socios mayoritarios de TGS que otorga a PECOM el control conjunto, con ENRON, sobre TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR (TGS).

388. PETROBRAS no posee hasta el momento ninguna participación en empresas dedicadas al transporte de gas en la Argentina.

X.3.3. Descripción de la actividad de TGS

389. TGS se encuentra sujeta al marco regulatorio dispuesto por la ley 24.076, los Decretos N°1189/92 y N° 1738/92 y la normativa dictada por el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS) y la Secretaría de Energía de la Nación.

390. TGS posee dos áreas de negocios diferenciadas: a) la del transporte de gas, que es una actividad que se encuentra regulada y b) la que corresponde al procesamiento y separación de gas llevada a cabo en la planta de General Cerri ubicada en el polo petroquímico de Bahía Blanca. Cabe señalar que esta última actividad se encuentra desregulada.

391. La actividad central de TGS es el transporte y la operación de un sistema de gasoductos con más de 7.400 kilómetros y una capacidad de transporte de 62,5 MMm³/d. El principal destino del gas transportado es el área del Gran Buenos

Aires y la Ciudad de Buenos Aires. También proporciona servicios en las provincias más rurales del oeste y sur del país. El área total de servicio comprende aproximadamente 4,4 millones de usuarios finales, incluyendo aproximadamente 3,1 millones en el área del Gran Buenos Aires.

392. El transporte de gas es el principal negocio de la compañía con una participación del 78% en sus ingresos totales durante el año 2001 y dicho servicio se clasifica básicamente en tres tipos: transporte en firme, transporte interrumpible y servicios de intercambio y desplazamiento. Los ingresos asociados a este segmento se generan casi en su totalidad por contratos de transporte en firme (98%).

393. A continuación se describen las principales características de cada uno de los tipos de servicios mencionados:

394. - **Transporte en Firme:** es el servicio de transporte para una capacidad determinada en m³/día de gas natural de 9300 kcal, desde una zona de recepción hasta una zona de entrega, no sujeto a reducción ni interrupción, con excepción de situaciones de fuerza mayor. Este tipo de servicio está generalmente asociado a inversiones en el sistema de gasoductos de TGS que permiten garantizar la prestación. El Cliente abona un cargo mensual por reserva de capacidad, independientemente del uso de la misma. El plazo mínimo contractual exigido es de 10 años.

395. - **Transporte Interrumpible (TI):** es el servicio de transporte para una capacidad determinada en m³/día de gas natural de 9300 kcal, desde una zona de recepción hasta una zona de entrega, que podrá ser interrumpido por el transportista cuando a su juicio esas reducciones fueren necesarias debido a condiciones operativas o a una capacidad insuficiente del gasoducto o fuere necesario satisfacer servicios firmes. El cliente abona por el servicio efectivamente prestado. El plazo mínimo contractual es de 1 año.

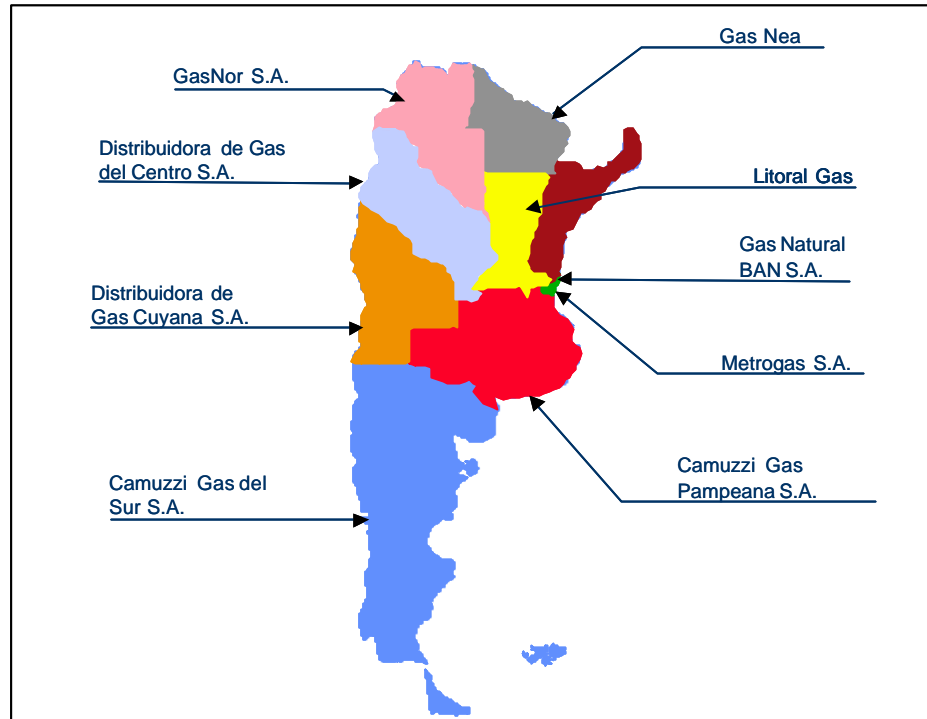
396. - **Intercambio y Desplazamiento (ED):** es el servicio que permite a un cargador entregar gas en un tramo previo del ducto a la zona de entrega especificada en un contrato, o recibir gas en un tramo inferior de una zona de recepción especificada en un contrato, o cuando la entrega de gas se requiera en

⁷⁵ Audiencia con el Sr. Carlos Ormachea, Director General de TGN. (fs.1682/1685)

un tramo superior de dónde se realiza la inyección de gas. El Cliente abona por el servicio efectivamente prestado. El plazo mínimo contractual es de 1 año.

397. Como se ha señalado, adicionalmente al transporte de gas, a través de su planta procesadora de gas de Gral. Cerri TGS desarrolla actividades de separación de líquidos de gas natural. En dicho complejo se recupera etano, propano, butano, gasolina natural y dióxido de carbono y se almacenan y despachan los líquidos del gas natural. Esta actividad será objeto de análisis detallado en la sección sobre petroquímica (párrafos 846 y ss. y 877 y ss.)
398. Finalmente, TGS presta también servicios de upstream (tratamiento, separación de impurezas y compresión del gas) y de construcción, operación y mantenimiento de gasoductos.
399. Estas dos últimas actividades no se encuentran reguladas. En los siguientes apartados nos concentraremos en el segmento correspondiente a la actividad regulada es decir al transporte de gas y su correspondiente marco regulatorio.
400. El sistema de gasoductos de TGS conecta los principales yacimientos de gas del sur y oeste de la República Argentina con los distribuidores de gas en esas áreas y en el Gran Buenos Aires, dónde se encuentra la principal concentración de población.
401. Transportadora de Gas del Norte ("TGN"), la otra proveedora de transporte de gas en la Argentina, tiene una licencia similar con respecto al sistema norte de gasoductos, que también provee servicios de transporte de gas a la zona del Gran Buenos Aires.
402. El marco regulatorio prevé que el servicio directo a los usuarios residenciales, comerciales, industriales y centrales eléctricas sea prestado por nueve compañías distribuidoras de gas. En el siguiente mapa se indican las áreas de cada una de ellas.

Mapa del área de las distribuidoras



Volumen y valor total de ventas

403. A continuación se detallan los montos anuales de facturación (netos de impuestos a los Ingresos Brutos y de la bonificación de Aportes Patronales) y sus correspondientes volúmenes expresados en promedio de m³/día.

Montos facturados por transporte de gas (en \$)

Año	1999	2000	2001
Transporte en firme	344.981.083	357.905.566	375.002.058
Transporte interrumpible	6.173.305.	7.153.980	5.924.936
Servicio de Intercambio y desplaz.	2.575.978	1.839.302	2.084.942
Total	353.730.366	366.898.848	383.011.936

Volumen transportado de gas (en MM3)

Año	1999	2000	2001
Transporte en firme	58.163.093	60.013.321	63.080.657
Transporte interrumpible	2.886.215	3.532.790	3.041.823
Servicio de Intercambio y desplaz.	2.096.474	1.419.893	1.883.823
Total	63.145.782	64.966.004	68.006.303

Nota: Elaboración CNDC a partir de datos de facturación y volumen transportado, aportados por las notificantes.

X.3.4. Infraestructura para el transporte de gas.

404. El transporte de gas tal como se puede observar en los cuadros precedentes, se desarrolla principalmente a través de contratos en firme, en virtud de los cuales se reserva y se paga por la capacidad independientemente del uso real de la misma que haga el cliente. Como TGS recibe el gas propiedad de sus clientes en uno o más puntos de recepción a lo largo de su sistema de gasoductos, lo transporta y lo entrega en puntos específicos de entrega, convenidos contractualmente, TGS no comercializa gas natural.

405. Gasoductos: como se indicó la extensión de los mismos alcanza aproximadamente los 7.419 km. La cañería instalada es apta para una presión de entre 60 y 70 kg/cm². A lo largo de la cañería se encuentran instaladas válvulas en intervalos regulares, con el objetivo de permitir aislar secciones o tramos para efectuar tareas de mantenimiento o reparación sin afectar otras secciones. Asimismo, también existen estaciones de regulación y medición para regular presiones y volúmenes en el sistema. Por otra parte, se ha instalado un sistema de protección catódica para proteger al gasoducto de corrosión y pérdida significativa de metal. Todos los gasoductos de TGS están enterrados bajo tierra o agua

406. Bases de mantenimiento: Se encuentran en las adyacencias del sistema de gas y su objetivo es mantener el gasoducto y las instalaciones relacionadas, así como manejar situaciones de emergencia. Actualmente la Sociedad tiene 8 bases de mantenimiento.

407. Plantas Compresoras: Estas recomprimen el gas transportado para restaurar niveles óptimos de presión operativa, a efectos de asegurar la plena utilización del sistema, así como su eficiencia y la seguridad en las entregas. Las plantas

compresoras se encuentran espaciadas a lo largo del gasoducto entre 100 y 200 Km., dependiendo de ciertas características operativas del gasoducto y de la presión requerida para el transporte de gas.

408. TGS transporta gas a través de cuatro gasoductos troncales: General San Martín, Neuba I, Neuba II y Loop Sur, así como también varios gasoductos de menor diámetro. A continuación se brinda información acerca del sistema de transporte al 31 de diciembre de 2001.

Gasoducto troncal	Longitud (Km.)	Diámetro (pulgadas)	Presión Máxima (kg/cm ²)	Unidades Compresoras	Plantas Compresoras	Potencia instalada HP	Capacidad de transporte MMm ³ /d
General San Martin	3,408	30	60	48	15	346,200	20.4
Neuba I/Loop Sur	1,240	24/30	60	12	4	53,650	11.6
Neuba II	1,666	30/36	70	17	6	128,180	30.5
Otros ⁽¹⁾	1,105	Varias	Varias	6	3	7,500	--
TOTAL	7,419			83	28	535,530	62.5

(1) Incluye 398 km de gasoductos de transferencia y el gasoducto Cordillerano

409. El Gasoducto Gral. San Martín fue construido en tres etapas (1965, 1973 y 1978) y transporta gas desde el extremo sur de la República Argentina hasta el Gran Buenos Aires. Comienza en la localidad de San Sebastián (Isla de Tierra del Fuego), cruza el estrecho de Magallanes y las provincias de Santa Cruz, Chubut, Río Negro y Buenos Aires, finalizando en el anillo de alta presión que circunvala al Gran Buenos Aires. Este gasoducto se alimenta de la cuenca Austral en Tierra del Fuego y en El Cóndor y Cerro Redondo en la provincia de Santa Cruz y de la cuenca San Jorge en el norte de Santa Cruz y el sur de Chubut.

410. Neuba I: Fue construido en 1970 y es uno de los dos gasoductos principales de TGS que toma gas de la Cuenca Neuquina. Comienza en la provincia de Neuquén, atraviesa Río Negro, La Pampa y Buenos Aires, terminando en Bahía Blanca en el Complejo Gral. Cerri. El gas transportado por el mismo es inyectado en el "Loop Sur" y en el Gral. San Martín para ser transportado hasta el Gran Buenos Aires.

411. Loop Sur: Este gasoducto fue construido en 1972 como una extensión del Neuba I y corre paralelo al Gasoducto Gral. San Martín. Está ubicado en la provincia de Buenos Aires, transporta gas desde donde termina el Neuba I en el Complejo Cerri en Bahía Blanca y termina en el anillo de alta presión alrededor de

Buenos Aires, que también es operado por TGS. Este gasoducto está también conectado al sistema de TGN.

412. Neuba II: Es el gasoducto más nuevo de TGS, construido en 1988. Comienza en la provincia de Neuquén (en el yacimiento Loma de la Lata de Repsol-YPF y atraviesa las provincias de Neuquén, Río Negro, La Pampa y Buenos Aires, finalizando en la estación terminal de Ezeiza. El Neuba II es la principal fuente de gas de la Capital Federal y del Gran Buenos Aires.
413. Según se señaló la capacidad de transporte del sistema de TGS es de 62,5 MM m³/día. Esta capacidad es la que TGS puede mantener en forma sostenida en tiempos de alta demanda (período invernal que va de mayo a septiembre). No obstante ello, durante dicho período las entregas de gas pueden superar puntualmente esa capacidad. El indicador de los máximos puntuales de capacidad es conocido como “máximo de tres días pico”. En procesamiento de gas, el año 2001 marcó el mayor nivel de actividad con un promedio de procesamiento de 35.44 MMm³/d, no obstante haberse alcanzado el pico diario de 46.92 MMm³/d en el año 2002.
414. La industria del gas, se caracteriza por ser una actividad de utilización intensiva de capital. Desde el comienzo de las operaciones de la Compañía hacia fines de 1992, TGS expandió su sistema en aproximadamente 46%, incorporando 804 Km de gasoductos y 184.280 HP de potencia instalada para lo cual destinó US\$ 490 millones, lo que sumado a otras inversiones aplicadas al sistema de transporte y a los otros segmentos de la industria no regulados, totalizaron inversiones por más de US\$ 1.100 millones durante los nueve años de operación.

X.3.5. Marco Regulatorio

415. Como se adelantó, la actividad de transporte de gas se encuentra regulada en la Ley 24.076, los Decretos 1738/92, 2255/92, 2458/92 (Licencia de TGS) del Poder Ejecutivo Nacional y las normas emitidas por el ENTE NACIONAL DE REGULACION DEL GAS (ENARGAS), organismo que tiene, entre otras facultades, la de fijar las bases para el cálculo, el monitoreo y la aprobación de las tarifas de transporte.
416. La Ley 24.076 establece: *“La presente ley regula el transporte y distribución de gas natural, que constituyen un servicio público nacional...”*, y crea el ENTE

NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS) como autoridad de aplicación de dicha ley.

417. Por ello el servicio de transporte de gas prestado por TGS se encuentra altamente regulado. Este alto grado de control que el Estado ejerce sobre el servicio se origina en el carácter de servicio público otorgado al mismo y la consideración de que se presta en condiciones de monopolio natural.

418. En cambio, la producción y comercialización del gas natural es una actividad que se encuentra desregulada y en competencia.

419. Por su parte el segmento de distribución, también se encuentra sujeto a regulación.

Aspectos más relevantes del marco regulatorio.

420. El art. 9 define quiénes son los distintos sujetos activos de la industria, mientras que el art. 11 define a los transportistas: *“A los efectos de la presente ley se considera transportista a toda persona jurídica que es responsable del transporte del gas natural desde el punto de ingreso al sistema de transporte, hasta el punto de recepción por los distribuidores, consumidores que contraten directamente con el productor y almacenadores.”*

421. En el marco regulatorio, y respecto del segmento de transporte de gas, existen diversos aspectos destinados a evitar prácticas anticompetitivas o discriminatorias por parte de los transportistas, referidos a 1º) reglamentación de las tarifas de transporte; 2º) acceso abierto; 3º) indicadores de transparencia del mercado y 4º) limitaciones a la integración vertical.

Tarifas

422. La Ley 24.076 establece como principio rector en materia tarifaria y objetivo de su política regulatoria que las tarifas que se apliquen a los Servicios sean justas y razonables, a la vez que aseguren un mínimo costo para los consumidores, compatible con la seguridad del abastecimiento de gas natural (art. 2º de la Ley).

423. Las tarifas de transporte consisten en un cargo por reserva de capacidad de transporte y se expresa como un cargo máximo por cada metro cúbico día de reserva.

424. Las tarifas para el servicio de transporte interrumpible, se expresan como un mínimo (a los cuales no se permiten descuentos) y un máximo por cada 1.000 metros cúbicos de gas natural efectivamente transportado. Tanto para los servicios de transporte en firme como interrumpible, los cargadores están obligados a compensar por el gas –ya sea el utilizado como combustible o por eventuales pérdidas en el servicio de transporte - con un tope que se expresa como porcentaje del gas ingresado al sistema troncal por cada cliente.
425. En materia tarifaria TGS se encuentra obligada a ceñirse a lo dispuesto en la regulación . En tal sentido, se establece que la tarifa regulada debe ajustarse entre otros al siguiente principio establecido en el Art. 38, a) de la Ley 24.076: - “Proveer a los transportistas y distribuidores que operen en forma económica y prudente, la oportunidad de obtener ingresos suficientes para satisfacer todos los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos, amortizaciones y una rentabilidad razonable”
426. Las tarifas máximas del servicio son fijadas por el ENARGAS conforme a las reglas y lineamientos que establece el marco regulatorio (Ley 24.076 y normas reglamentarias), y la respectiva licencia. Es de destacar que los precios del gas natural no tienen impacto alguno en las tarifas de transporte.
427. De acuerdo con lo dispuesto por la Ley Nº 24.076, las tarifas que cobra TGS por el servicio, incluyen el costo del servicio más un margen, y deben cubrir todos los costos operativos, impuestos, amortización y brindar una razonable tasa de retorno a las Licenciatarias (art. 38 a) de la Ley 24.076).
428. En enero de 2002, el Congreso de la Nación sancionó la Ley Nº 25.561 de Emergencia Pública y Reforma al Régimen Cambiario, con vigencia hasta el 10 de diciembre de 2003. Dicha Ley, entre otras cosas, deja sin efecto las cláusulas de ajuste en dólares y la cláusula indexatoria basada en índice de precios de otros países contempladas en las tarifas de los servicios públicos privatizados. Asimismo establece que los precios y tarifas resultantes de dichas cláusulas se fijan en pesos a la relación de cambio de un peso igual un dólar.
429. Adicionalmente, otorga el Poder Ejecutivo de la Nación facultades al Ministerio de Economía para renegociar los contratos suscriptos entre el Gobierno Nacional y las empresas prestatarias de servicios públicos, que entre otros aspectos debería contemplar la rentabilidad de las mismas. El plazo original de 120 días para la renegociación fue oficialmente extendido indefinidamente. Adicionalmente, el

Decreto N° 293/02 establece que la renegociación de tarifas requiere la aprobación del Congreso Nacional

Acceso abierto (open access)

430. En un esquema regulatorio de separación estructural como el de la industria del gas en la Argentina, adquiere gran relevancia el cumplimiento del principio de acceso abierto a la capacidad de transporte, para posibilitar un funcionamiento transparente de dicho segmento.
431. El acceso indiscriminado al servicio de transporte es por lo tanto, un requisito fundamental para que la transparencia del mercado no se vea disminuida a través de asignaciones discrecionales de la capacidad que dificulten el ingreso y evolución de nuevos participantes en el mercado, y vulneren el desarrollo de la competencia.
432. El marco regulatorio trata detalladamente la cuestión del acceso abierto, prohibiendo a cualquier transportista asignar en forma discriminatoria la capacidad de transporte de su sistema. El principio de libre acceso apunta a que los transportistas y distribuidores no puedan realizar actos que impliquen competencia desleal o abuso de posición dominante, estando obligados a permitir el libre acceso a su capacidad de transporte y no pudiendo otorgar ventajas o preferencias.
433. Entre los objetivos de la 24.076 se destacan precisamente el de propender al libre acceso, la no-discriminación y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transporte y el de incentivar la eficiencia en el sistema de transporte.
434. En tal sentido, el artículo 26 de dicha Ley establece "[...] los *transportistas* [...] *están obligados a permitir el acceso indiscriminado de terceros a la capacidad de transporte* [...] *de sus respectivos sistemas que no esté comprometida para abastecer la demanda contratada, en las condiciones convenidas por las partes, de acuerdo con los términos de esta Ley y de las reglamentaciones que se dicten a su respecto*".
435. Asimismo, el artículo 2 inc. (5) del Decreto N° 1738/92 establece que: "[...] *a fin de aplicar la política de libre acceso, el Ente emitir ánormas de alcance general que resulten compatibles con tal principio incluyendo: (i) disposiciones que fijen las*

bases para el reparto equitativo de la capacidad disponible entre las partes interesadas, sin perjuicio de la prioridad que corresponde al servicio no interrumpible; (ii) disposiciones que alienten la inversión para incrementar la capacidad del sistema; y (iii) disposiciones que incentiven la utilización más eficiente de la capacidad disponible, inclusive mediante la redistribución de la capacidad cuando la misma no se encuentre utilizada en una manera acorde con los objetivos de la Ley".

436. El marco regulatorio otorga amplias facultades al ENARGAS para velar por el cumplimiento del principio de acceso abierto, según lo establecido en los siguientes incisos de la reglamentación del artículo 26 de la Ley 24.076:

- a) *"El acceso no discriminado y libre a la capacidad disponible en cada momento de los Transportistas [...] es una condición esencial a fin de cumplir los objetivos de la Ley";*
- b) *"El acceso no discriminado y libre significará según el Reglamento del Servicio, el derecho de acceder a la capacidad disponible de la Transportista [...] en condiciones de igualdad con los demás clientes";*
- c) *"En ningún caso el acceso al servicio será condicionado a la provisión de otros servicios no relacionados o accesorios, o se sujetará a otras obligaciones distintas de las incluidas en el Reglamento del Servicio que corresponda"; y*
- d) *"Facúltase al Ente a dictar normas de alcance general que regulen el acceso abierto, a incluir las mismas como requisito de las habilitaciones correspondientes, y a revisar los Reglamentos del Servicio de los Prestadores a fin de ajustar los mismos a este fin".*

437. De acuerdo con las facultades otorgadas por el artículo 26 inciso 5) del Decreto Reglamentario de la Ley 24.076, el procedimiento para la asignación de capacidad de transporte firme fue establecido por la Resolución ENARGAS N° 1483/2000 bajo el título de "Lineamientos para la Asignación de la Capacidad de Transporte Firme". Los Lineamientos son de aplicación para toda la capacidad regida por el principio de acceso abierto, incluida la capacidad de transporte firme de las Licenciatarias de transporte de gas natural, como TGS.

438. Los mencionados Lineamientos establecen un detallado procedimiento para la asignación de capacidad de transporte en un gasoducto, que reafirma y desarrolla el concepto de acceso indiscriminado establecido por la Ley 24.076 y su decreto reglamentario, dándole seguridad y publicidad al proceso de asignación de capacidad de transporte.

Indicadores de Transparencia

439. El ENARGAS mediante Resolución N° 1192/99, estableció el Sistema de Control mediante Indicadores de Calidad del Servicio (en adelante los "Indicadores"). Los Indicadores establecen un procedimiento de control de las Licenciatarias de transporte y distribución que revela el grado de cumplimiento de las normas de seguridad, el nivel de mantenimiento de las instalaciones, la satisfacción del cliente, la protección ambiental y, por otra parte, hace hincapié en la publicación de información tendiente a incentivar la competencia y la transparencia en el mercado.

440. Las Sociedades Operativas deben cumplir obligatoriamente con los valores de referencia previstos para cada Indicador, sin perjuicio del cumplimiento de las demás obligaciones establecidas por la Ley 24.076, su reglamentación, las Licencias de Transporte, y demás normas aplicables a la prestación del servicio.

441. Los indicadores establecidos por la Resolución antes mencionada cubren varios aspectos del Servicio, pero, a los efectos del análisis de la presente operación de concentración económica adquiere especial relevancia el Indicador de Transparencia del Mercado (el "Indicador de Transparencia").

442. Mediante el Indicador de Transparencia, el ENARGAS establece como práctica habitual que las transportistas difundan masivamente a través de medios electrónicos, la información relativa al estado operativo de sus sistemas. Esta información debe ser diaria.

443. La finalidad del Indicador de Transparencia, es implementar un método que permita conocer las transacciones llevadas a cabo el día anterior. Esto hace posible obtener información sobre quiénes son los poseedores de la capacidad de transporte, los movimientos diarios y la capacidad remanente en cada gasoducto o sistema de transporte de gas natural.

444. Por otra parte, la fijación del Indicador de Transparencia tiene por objetivo facilitar una mejor coordinación entre los tenedores de capacidad y los posibles demandantes. El cumplimiento del Indicador de Transparencia por parte de la Licenciataria es diario, en tanto que el seguimiento del ENARGAS es mensual, y la evaluación final anual.

445. El procedimiento de Indicadores es de una sola dirección, es decir, que no prevé recompensas por su cumplimiento, pero sí penalidades por su incumplimiento; y constituye una herramienta que permite detectar anomalías, aplicar medidas correctivas, y medir la calidad del servicio a los clientes.

Limitaciones a la integración vertical

446. Otro aspecto muy importante incluido en el marco regulatorio y tendiente a preservar la separación de la industria en tramos competitivos y regulados se refiere a las limitaciones a la integración vertical.

447. Por ello el artículo 34º expresa que “ *ningún productor, almacenador, distribuidor, consumidor que contrate directamente con el productor, o grupo de ellos, ni empresa controlada o controlante de los mismos podrá tener una participación controlante, de acuerdo a lo definido en el artículo 33 de la Ley 19.550 (Ley de sociedades comerciales), en una sociedad habilitada como transportista.* “

448. Como se ha señalado, PETROBRAS no adquiere el control exclusivo de TGS. Efectivamente, su participación accionaria indirecta será del 35%, mientras que otro 35% se encuentra en poder de ENRON y el restante 30 % del paquete accionario de TGS cotiza en las bolsas de Buenos Aires y Nueva York. De manera que cualquier conducta unilateral que involucre a la adquirente podría frustrarse sin el acuerdo del otro socio principal, conforma al acuerdo de accionistas vigente, analizado por esta Comisión Nacional (párrafos 92 y ss.).

449. Por otra parte, y como ya se ha mencionado, está vedado a PECOM y, por ende a PETROBRAS el incremento de su participación que logre el control de la compañía. En consecuencia, la cláusula de “first refusal” existente en el acuerdo de accionistas suscripto entre PECOM y ENRON, “ceteris paribus”, no podrá ser ejercida, en virtud de la limitación legal referida.

X.3.6. Las relaciones verticales pre-existentes.

450. En la presente operación se han advertido dos relaciones verticales, que son pre-existentes a la misma , a saber: a) producción y transporte de gas y b) transporte de gas y generación de electricidad.

a) la relación entre la producción y el transporte de gas.

451. La presente operación reconoce una relación vertical previa que es la existente entre la producción y el transporte de gas, debido a que PECOM tiene producción de gas y participa en la sociedad que controla TGS.

452. Esta relación vertical entre producción y transporte de gas aparece con posibilidades de fortalecerse pues PETROBRAS posee también producción de gas que utiliza el sistema de gasoductos del Sur, mantenido y operado por TGS.

453. PETROBRAS produce gas natural a partir de su participación en su controlada PETROLERA SANTA FE del 19,88% en el yacimiento de Sierra Chata, ubicado en la Cuenca Neuquina y 22% del yacimiento El Tordillo, ubicado en la Provincia del Chubut, integrante de la Cuenca del Golfo San Jorge.

454. Respecto a la producción obtenida de Sierra Chata, la misma es volcada, casi en su totalidad al mercado chileno, para lo cual existen contratos de largo plazo. Por su parte la producción que extrae del yacimiento El Tordillo también es de muy baja significación, no alcanzando siquiera el 0,05% de la producción total del mercado argentino.

455. Como se puede apreciar, es prácticamente nulo el fortalecimiento y el impacto que esta operación genera en la relación vertical previamente existente entre la producción y transporte de gas.

456. Adicionalmente y tal como se describió más arriba, las normas del marco regulatorio que regulan el segmento de transporte de gas no permiten la discriminación y consagran el acceso abierto de las instalaciones de transporte.

b) La relación vertical entre el transporte de gas y la generación térmica.

457. Esta relación se manifiesta porque la central térmica involucrada en la operación, GENELBA, utiliza el gas natural como un insumo básico dentro del proceso de generación de electricidad.
458. Por ello analizaremos las actividades que desarrolla TGS, el marco regulatorio en el que se desenvuelve, y las eventuales preocupaciones que desde el punto de vista de la competencia puede tener esa relación vertical preexistente.
459. PETROBRAS no participa en el mercado de transporte ni el de distribución de gas natural.
460. Desde el punto de vista teórico una empresa verticalmente integrada, que detenta una posición monopólica en uno de los segmentos en que se divide la industria, y que a su vez participa en el tramo competitivo de la misma, es posible que tenga incentivos y capacidad para perjudicar la competencia en dicho tramo. Es por ello que la solución muchas veces adoptada es la de regular el segmento monopólico. Ello es lo que ocurre en Argentina con el transporte de gas natural.
461. En la presente operación habida cuenta de la relación que existe entre la generación de electricidad y el gas natural, analizaremos la relación vertical existente entre TGS como transportista de gas y GENELBA como generador de energía eléctrica y las posibles prácticas que se podrían llevar a cabo con probabilidad de afectar la competencia.
462. Una posible preocupación radica en que TGS podría pactar libremente tarifas menores que las máximas establecidas por el ENARGAS (excepto para el servicio interrumpible), para transportar el gas que aprovisiona a GENELBA con el objeto de mejorar sus precios de venta de energía, respecto del resto de las centrales. Esta situación sería de difícil viabilidad porque si bien el marco regulatorio permite cobrar tarifas menores a las fijadas por el ENARGAS, en ningún caso podrá cobrar por igual servicio tarifas preferenciales entre usuarios análogos situados en zonas geográficas no diferenciadas.
463. Así, el art. 43 de la Ley N° 24.076 establece que: *“Ningún transportista ... podrá aplicar diferencias en sus tarifas, cargos, servicios, o cualquier otro concepto, excepto que tales diferencias resulten de distinta localización, tipo de*

servicio, o cualquier otro distingio equivalente que pueda aprobar el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS”.

464. En otro sentido, TGS podría pretender cobrar tarifas superiores a los generadores competidores de GENELBA, a fin de aumentar el costo de producción de energía y de ese modo, obstaculizar su despacho.
465. Como se explicó es el ENARGAS el que fija las tarifas máximas a cobrar por el transporte de gas por lo que en la práctica tal conducta es de imposible realización.
466. Otra práctica posible que podría ejercer TGS sería restringir el acceso a los cargadores que venden gas a las usinas competidoras de GENELBA. Tal como hemos podido observar en los apartados anteriores, el libre acceso al sistema de transporte quedaría garantizado por la normativa vigente. Los cargadores del gas con destino a las empresas que compiten con GENELBA, tendrían acceso abierto al sistema de transporte en un marco de no discriminación. Asimismo, en la eventualidad de que no llegaren a un acuerdo sobre las condiciones de contratación, los cargadores pueden solicitar la intervención del ENARGAS quien escuchando también al transportista en audiencia pública debe resolver el diferendo.

X.3.7. LA OPINION DEL ENARGAS

467. El día 3 de Enero de 2003, se recibió en esta Comisión la nota 6289 de fecha 27/12/2002 obrante a fojas 1209, la opinión del ENARGAS, conforme al artículo 16º de la Ley Nº 25.156 de Defensa de la Competencia. En la misma el ENTE expresa que: “ no existirían observaciones a la inclusión de PETROBRAS en TRANSPORTADORA GAS DEL SUR S.A , sin perjuicio de lo cual se informa que la transferencia accionaria en cuestión no cuenta con la aprobación expresa de esta Autoridad en los términos del artículo 8.4.4 y 8.4.5 del Pliego de Bases y Condiciones para la Licitación Pública Internacional.”

X.3.8. Otras opiniones sobre los efectos de la operación

468. A fin de recabar información para analizar el impacto que la presente operación podría causar en el mercado del transporte de gas fueron llamados a prestar declaración testimonial el Dr. Eduardo María Ojeda Quintana en su carácter de Director General y Vicepresidente del Directorio de TGS SA, y el Sr. Carlos Arturo

Ormachea como Director General de TRANSPORTADORA GAS DEL NORTE S.A
(T.G:N)

469. El Dr. Ojea Quintana expresó: *"... creo que es una operación que va a beneficiar a los mercados. Lo expresaba en una pregunta anterior en cuanto a la integración regional que va a beneficiar a las partes. No creo que ponga en riesgo el abastecimiento en Argentina. Argentina tiene una regulación modelo que asegura el autoabastecimiento y la preferencia de los consumidores locales".* (fs. 1723/1728)
470. Por su parte el Sr. Ormachea, manifestó: *"...TGS tiene dos negocios, el del transporte y el de la separación de líquidos. En el negocio del transporte, no veo algo que cambie las condiciones preexistentes en el corto plazo. Podría haberlo a largo plazo en una integración regional de los sistemas o del gas argentino con el sur de Brasil, donde PETROBRAS es dominante en todos los proyectos de gas, lo que podría darle una ventaja particular para armar algún proyecto".* (fs. 1642/1644)

X.3.9. SINTESIS Y CONCLUSIONES.

471. Analizada la operación, en este segmento se advirtieron dos relaciones verticales, ambas pre-existentes a la misma: transporte y distribución de gas y b) transporte de gas y generación de electricidad. Ninguna de ellas despiertan preocupación desde el punto de vista de la competencia.
472. El marco regulatorio vigente establece que TGS no puede fijar tarifas superiores a las dispuestas por el ENARGAS como así tampoco puede fijar tarifas que discriminen por tipo de usuario.
473. También TGS está obligada a *"permitir el acceso indiscriminado de terceros a la capacidad de transporte de sus respectivos sistemas que no esté contratada"* (art. 26 de la Ley 24.076) y el *"acceso no discriminado y libre significar áel derecho de acceder a la capacidad disponible de la transportista en igualdad de condiciones con los demás clientes"* (art. 26 del Decreto Reglamentario).
474. Adicionalmente, el acceso a la capacidad firme disponible está sujeto a un procedimiento de concurso abierto y público regido por la Resolución del ENARGAS N° 1483/2000, con intervención del ENARGAS.

475. El Indicador de Transparencia es una herramienta regulatoria útil para la industria pues le permite conocer a través de medios electrónicos las ofertas que realicen tenedores de capacidad mediante publicaciones de reventa y/o cesiones de capacidad, al igual que saber con anticipación cuándo se celebran los Concursos Abiertos de Capacidad de Transporte. Y también constituye una herramienta que permite detectar anomalías, aplicar medidas correctivas, y medir la calidad del servicio a los clientes.
476. Por otro lado, hay limitaciones legales a la integración vertical que no permitirían a PETROBRAS controlar TGS. El "first refusal" que PECOM ha pactado con ENRON para el caso de que esta última empresa quisiera desprenderse de sus tenencias accionarias, no podría ser ejercido por PETROBRAS por la regulación antes mencionada, en tanto y en cuanto la situación se mantenga en las condiciones actuales. En cambio, la producción y comercialización del gas natural es una actividad que se encuentra desregulada y en competencia.
477. En virtud de lo expuesto, queda evidenciado que los incentivos y la capacidad de TGS para llevar a cabo conductas anticompetitivas mediante el aprovechamiento de su posición monopólica en el segmento del transporte de gas, se ven limitados por la situación de control compartido existente en dicha empresa y por el contralor que el marco regulatorio impone sobre el comportamiento de la misma.
478. En consecuencia, se concluye que la operación de concentración, en relación al mercado de transporte de gas, no despierta preocupación desde el punto de vista de la competencia.

X.4. PRODUCCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE DERIVADOS DEL PETRÓLEO.

479. Esta sección se inicia con una introducción sobre las principales características del mercado de combustibles líquidos y su red de distribución (estaciones de servicio), para posteriormente llevar a cabo la evaluación de los efectos de la operación notificada conforme a los "Lineamientos para el Control de las Concentraciones Económicas" (Anexo de la Res. SCDyDC N° 164/2001): determinación de los mercados relevantes, cálculo de las participaciones de mercado de las empresas participantes y estimación del aumento del grado de concentración económica como resultado de la operación.

480. Como se demostrará, dicho aumento en la mayor parte de los casos es poco significativo y, concomitantemente y conforme al punto III. "Otras Consideraciones sobre la Concentración" de los referidos Lineamientos se establecerá que i) la operación no restringirá "la iniciativa individual de los restantes competidores en el mercado", pasible de imponer una "restricción al ejercicio de poder de mercado de las empresas que intervienen en la operación", ii) la operación no importa la eliminación de un competidor vigoroso y efectivo y iii) la operación importa una consolidación de empresas relativamente pequeñas en los mercados relevantes y por tanto "reduce las asimetrías entre las empresas, reduce el liderazgo de una empresa y puede permitir de este modo el surgimiento de un competidor vigoroso".
481. Por todo ello, el análisis no avanzará en lo referente a la la evaluación de las barreras a la entrada a los mercados relevantes y de las ganancias de eficiencias esperables de la operación.

X.4.1. Introducción

482. Antes de la década del '90, el sector de hidrocarburos se encontraba regulado y las empresas estatales Gas del Estado y Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) monopolizaban la mayor parte de la actividad relacionada con el sector. A partir de del año 1991, se produjo la desregulación integral del mismo que culminó con la privatización de ambas empresas.
483. Luego de producida la desregulación se puede importar o exportar libremente crudo y sus derivados sin pagar aranceles ni derechos de exportación. A su vez, las empresas participantes fijan libremente el precio de venta de sus productos y la instalación de nuevas estaciones de servicio sólo se encuentra sujeta a condiciones y reglamentos de seguridad⁷⁶. Asimismo, se permite la entrada de distribuidores mayoristas de combustibles y lubricantes, y el ingreso de nuevas refinerías está liberado bajo la condición de no provocar impactos ecológicos negativos⁷⁷.

⁷⁶ Las actividades de refinación están sujetas a requisitos de registro establecidos por normas de la Secretaría de Energía de la Nación, en particular, los requisitos técnicos y patrimoniales exigidos para la inscripción en el Registro de Empresas Petroleras. Asimismo, deben inscribirse en registros creados por la Secretaría de Energía las bocas de expendio minorista de combustibles líquidos, las bocas de expendio de fraccionadores y revendedores de combustible a grandes consumidores, como así también los contratos de suministro celebrados con cada compañía petrolera.

⁷⁷ Las actividades de refinación y comercialización a través de bocas de expendio están sujetas al cumplimiento de normas de seguridad y medio ambiente, incluyendo la Ley N° 13.660, la normativa reglamentaria dictada por la Secretaría de Energía y demás normas nacionales, provinciales y municipales.

484. El marco regulatorio no impone limitaciones a la entrada de nuevos actores o a la instalación de nuevas refinerías. Sin embargo, pueden verificarse restricciones de hecho. Una limitación natural constituye la provisión de petróleo crudo para su refinación. Si no se dispone de fuentes de aprovisionamiento propias, se debe recurrir a terceros, generalmente competidores.
485. El mercado mayorista y el canal minorista integrado por las estaciones de servicios, son los dos canales de venta de combustibles líquidos en la Argentina.
486. El mercado mayorista se encuentra poco desarrollado e internacionalizado, siendo sus principales actores, desde la oferta, las empresas que poseen refinerías y se encuentran verticalmente integradas⁷⁸.
487. Desde el lado de la oferta, los participantes del mercado mayorista fueron en el año 2002, 12 refinerías activas, de las cuales las pertenecientes a las tres principales petroleras del país (YPF, Shell y Esso), representaron alrededor del 85% de la refinación de crudo y otras cargas en el precitado año, según datos de la Secretaría de Energía⁷⁹. La oferta se completa con un grupo de importadores independientes⁸⁰ que o bien venden a distribuidores mayoristas u operan directamente como mayoristas.
488. En el siguiente cuadro se presenta la evolución de las ventas en el mercado interno de derivados

⁷⁸ La Ley de Emergencia Económica acentuó la importancia de las refinerías locales en detrimento de los importadores de derivados “independientes”. En este sentido ver la Audiencia testimonial de Ing. Carlos Alberto Calabró, Presidente de FECRA, fs. 997-98.

⁷⁹ Información en detalle sobre este tema se brinda en el punto IV bajo el título “Producción” página.

⁸⁰ Nótese que los principales importadores también son las firmas refinadoras, por lo que el giro “importadores independientes” se refiere a firmas importadoras de derivados de petróleo que actúan con autonomía respecto de las firmas petroleras.

Evolución de las ventas al mercado interno (en volumen)	1994	1998	1999	2000	2001	2002	Var %	Var%	Var%
							94-02	94-98	98-02
Nafta común sin plomo (miles de m3)	1.700	1.888	1.677	1.230	1.005	1.035	(39)	11	(45)
Nafta súper sin plomo (miles de m3)	1.633	3.686	3.539	3.492	2.592	2.259	38	126	(39)
Nafta ultra sin plomo (miles de m3)	-	-	-	-	649	435	-	-	-
Gas Oil (miles de m3)	9.720	12.040	11.897	11.699	11.026	10.211	5	24	(15)
Kerosene (miles de m3)	428	304	295	309	229	136	(68)	(29)	(55)
Fuel Oil (miles de m3)	1.380	1.725	1.356	992	1.066	814	(41)	25	(53)
Base Lubricantes (miles de m3)	249	261	228	206	180	157	(37)	5	(40)
Grasas (miles de m3)	6	8	7	6	6	4	(33)	33	(50)
Coque (miles de ton)	751	1.205	1.207	1.101	1.136	1.181	57	60	(2)
Aerokerosene (miles de m3)	1090	1672	1716	1724	1401	1076	(1)	53	(36)
Aeronaftas (miles de m3)	13	13	11	10	11	11	(15)	0	(15)
Diesel Oil (miles de m3)	152	72	72	58	95	99	(35)	(53)	38
Aguarras (miles de m3)	65	82	91	69	46	35	(46)	26	(57)
Asfaltos (miles de m3)	536	676	565	437	454	207	(61)	26	(69)
GLP ⁸¹ (miles de ton)	1.837	2.106	2.314	2.387	2.280	2.292	25	15	9
Otros subproductos ⁸²	592	568	627	352	248	222	(63)	(4)	(61)

Fuente: CNDC en base a información suministrada por la Secretaría de Energía.

489. Las ventas de derivados del petróleo experimentaron una caída generalizada si consideramos el período 1994-2002.
490. Sin embargo, al considerar la primera parte del período (hasta el año 1998), se observa un fuerte crecimiento de las ventas por subproducto, que se explica por el crecimiento de la economía Argentina durante el mismo período.
491. Asimismo, al observar la evolución durante el período 1998-2002 se aprecia una importante caída en las ventas, que se explica por la recesión económica que sufrió nuestro país durante los últimos años.

La distribución minorista: estaciones de servicio

492. Antes de la desregulación, las autoridades estatales competentes autorizaban a las empresas refinadoras la instalación de las estaciones de servicio en base a

⁸¹ Indica la producción local disponible (Producción menos oferta contractualizada a largo plazo) e incluye tanto al GLP destilado de petróleo como fraccionado a partir de gas natural.

⁸² Los productos agrupados en *Otros* son: Nafta virgen para consumo petroquímico, otros cortes de Gas Oil sin terminar, otros cortes de Nafta sin terminar, otros productos (livianos, medios y pesados), solventes alifáticos, solventes aromáticos y solvente hexano.

consideraciones geográficas, siendo usualmente utilizado como criterio la no autorización de la apertura de estaciones en áreas donde ya hubiese alguna otra operando.

493. Las estaciones podían ser operadas por particulares, los cuales quedaban obligados a vender el combustible de la correspondiente refinadora a cambio de una remuneración fijada por las autoridades gubernamentales. Como resultado de los precios regulados y la ausencia de competencia debido a la exclusividad geográfica, el nivel de servicios era deficiente.
494. Hacia fines de los ochenta, YPF mantenía más del 55% del total de estaciones de servicio del país, con participaciones más elevadas en el interior y una incidencia menor en Buenos Aires.
495. El Cuadro siguiente muestra que, a partir de la desregulación en 1990, el parque instalado de bocas de expendio minorista se incrementó de alrededor de 5300 a 6100 y la participación de las estaciones de bandera YPF cayó al 29.2% aproximadamente (a Diciembre de 2001), ya que, por un lado, la firma fue progresivamente reduciendo la cantidad de estaciones de su bandera y, por otro, el total de estaciones fue aumentando. A su vez, mientras Shell amplió su red de estaciones de bandera, prácticamente manteniendo su participación, Esso la redujo, cayendo su participación del 18% al 14%, aproximadamente.
496. Una parte importante del incremento del parque se explica por el surgimiento de nuevas banderas relacionadas con refinerías que pertenecían totalmente a YPF previamente a su privatización, como Refinor, San Lorenzo y Dapsa. Asimismo se destaca la aparición y crecimiento de las estaciones denominadas “de bandera blanca”, las que en buena parte resultaron de la no renovación de contratos entre las refinadoras y los operadores particulares, quienes prefirieron permanecer independientes respecto a sus proveedores de combustibles.
497. Por otra parte, las redes de Astra, Isaura y CGC se fusionaron en 1994 bajo la bandera EG3, la que no sólo conservó el parque de estaciones recibidas, sino que, al presente, lo incrementó en cerca de 150 bocas de expendio.
498. Finalmente Sol Petróleo es una nueva red surgida a partir de 1992 vinculada a la refinería estatal uruguaya Ancap, cuyo crecimiento ha sido pronunciado en los últimos años, pero aún representa un porcentaje menor del parque (4%).

Evolución 1990-2000 de la participación de la oferta de servicios de comercialización minorista de combustibles líquidos, por bandera.

Bandera	1990		1992		1994		1996		1998		2002	
	Nº	% del total	Nº	% del total	Nº	% del total	Nº	% del total	Nº	% del total	Nº	% del total
YPF	2909	54.8	2793	52.3	2753	51.7	2665	42.8	2537	40.5	1979	30.4
Esso	947	17.8	947	17.7	1003	18.8	1062	16.1	976	15.6	815	12.5
Shell	952	17.9	1013	18.9	933	17.5	993	16.9	1068	17.0	1159	17.8
Eg3	502	9.4	575	10.8	565	10.6	623	9.6	622	9.9	663	10.2
Sol	0	0.0	11	0.2	23	0.4	71	1.7	146	2.3	260	4.0
Rhasa	0	0.0	0	0.0	n.d	n.d	29	0.6	54	0.9	147	2.3
Refinor	0	0.0	0	0.0	n.d	n.d	14	0.5	42	0.7	65	1.0
San Lorenzo	0	0.0	0	0.0	n.d	n.d	38	0.7	46	0.7	68	1.0
Blancas	0	0.0	0	0.0	48	0.9	443	11.2	775	12.4	1305	20.1
Dapsa											19	0.3
TOTAL	5310		5339		5325		5938		6266		6502	

Fuente: CNDC en base a datos de la Secretaría de Energía e Información presentada por las partes.

499. Algo menos del 10% del parque de estaciones de servicio es operado directamente por las refinadoras a través de personal en relación de dependencia, mientras que alrededor del 90% de la red de estaciones de bandera opera bajo la modalidad contractual conocida como “DODO” (dealer-owned, dealer-operated).
500. Dicha modalidad contractual implica que la estación de servicio es operada por el particular quien, además, es propietario del establecimiento y debe vender exclusivamente el combustible de la bandera, garantizando el mantenimiento de la calidad del producto y la presentación de la marca, quedando libre para fijar el precio al público del combustible y el nivel de calidad de los servicios adicionales.
501. Sin embargo, al menos en nuestro país, la modalidad DODO presenta ciertas particularidades. Por un lado, a pesar de que las refinadoras y/o distribuidoras no son propietarias de los establecimientos bajo la modalidad “DODO”, han realizado mejoras en los mismos y otorgado préstamos a los operadores para que las estaciones de su bandera cumplan los requisitos deseados en cuanto a calidad del servicio e imagen. Por otro lado, se ha desarrollado una variante contractual de la mencionada modalidad que abarca a cerca de la mitad de las estaciones que operan bajo contratos “DODO”, según la cual el propietario y operador de la estación recibe *en consignación* el combustible de las refinadoras, vendiéndolo por cuenta y orden de estas últimas. Por tanto, esta variante de la modalidad “DODO” les impide a los operadores – propietarios determinar los precios finales al público⁸³.

⁸³Por ejemplo, este es el caso de la denominada “Red XXI”, nombre que recibe la red de estaciones de bandera YPF que reciben el combustible de esta última en consignación.

502. Tanto la operación de las bocas de expendio por parte de las refinadoras como por parte de operadores particulares ligados a sus proveedores de combustibles mediante contratos de exclusividad implican distintos grados de integración vertical entre las actividades de producción y comercialización de derivados,
503. Desde este punto de vista se destaca que la mayor parte de la comercialización minorista se presenta “verticalmente integrada” con la refinación y, además, que las principales refinadoras se encuentran, a su vez, verticalmente integradas con la producción de crudo, siendo el caso más relevante el de la firma YPF, que es la empresa más importante en cada una de las etapas de producción y distribución.
504. En general, los participantes de la industria perciben que la integración de las redes de bandera con refinerías propias constituye una ventaja competitiva que mejora la rentabilidad, lo que en un escenario como el actual de baja rentabilidad del segmento del downstream, desincentiva la entrada de nuevos operadores, habida cuenta la existencia del déficit de infraestructura para la importación de combustibles descrito en la sección anterior.
505. Por ello cabe esperar que, en el corto plazo, la modalidad de entrada más factible no sea el desarrollo “ex novo” de una red de estaciones de servicio, sino, más bien, la compra de las relativamente pequeñas redes de bandera ya existentes integradas con refinerías menores (como Dapsa y Rhasa), o bien la adquisición de estaciones independientes y/o firma de contratos de exclusividad con los estacioneros actualmente independientes o pronto finalizar sus contratos de exclusividad con las banderas que operan.⁸⁴
506. Finalmente, corresponde destacar que ha sido en atención a las dificultades arriba descritas y en base a recomendaciones de la Secretaría de la Competencia, la Desregulación y la Defensa del Consumidor, que el PEN dictó el Decreto 1060/00 el que, entre otras cuestiones, restringe a ocho años la duración de los nuevos contratos de abastecimiento exclusivo de combustibles a celebrarse y a cinco años de duración los contratos que prorroguen o renueven los contratos existentes, a la vez que prohíbe que las refinadoras sea propietarias y/u operen directamente más del 40% de las estaciones de servicio que distribuyen de modo exclusivo sus combustibles.

⁸⁴ Por otra parte, nótese que en las condiciones actuales del mercado debido a la recesión que afecta al país hace más de dos años, es aún más improbable la entrada de nuevos jugadores mediante del desarrollo de nuevas cadenas de distribución.

X.4.2. Mercados relevantes del producto

507. Desde el punto de vista de la demanda, los distintos combustibles líquidos no son sustitutos cercanos entre sí, debido a que son utilizados en distintos tipos de procesos de combustión tanto para uso automotor como térmico.
508. Asimismo, los distintos combustibles no son sustitutos desde el punto de vista de la oferta, dado que el proceso de refinación del petróleo produce proporciones fijas de cada uno de sus derivados⁸⁵. Análoga consideración merecen los lubricantes, asfaltos y demás productos obtenidos de la refinación del crudo.
509. Sin embargo es importante destacar que la instalación de nuevas unidades de tratamiento dentro de las diferentes refinerías o la utilización de diferentes especificidades de crudo⁸⁶, permiten cierto grado de flexibilidad en las proporciones de los diferentes productos que se obtengan. En este sentido, las refinerías tanto en Argentina como en el resto del mundo, buscan optimizar sus procesos de modo tal de maximizar la producción de livianos (por ejemplo las naftas) a expensas de pesados (fuel oil y asfaltos), que se explica por el mayor valor de mercado de los livianos en detrimento de los pesados⁸⁷.
510. Por otra parte, en relación al servicio de comercialización minorista de combustibles líquidos (estaciones de servicio) corresponde notar que, como la industria no se encuentra totalmente integrada en sentido vertical, dicha última etapa de la cadena de comercialización presenta oferentes que no tienen presencia aguas arriba. A su vez, los consumidores minoristas no pueden abastecerse de otro modo que no sea a través de una estación de servicio. Por ello, el criterio de sustitución tanto desde la oferta como desde la demanda lleva a considerar el servicio de distribución minorista de combustibles como un mercado en sí mismo.
511. En consecuencia, en base a lo precedentemente expuesto, para el análisis de los efectos de la operación que se notifica se considerarán como mercados relevantes del producto a i) la producción y comercialización de cada uno de los derivados del petróleo que se extraen de las refinerías de las empresas

⁸⁵ En este sentido ver: "Competition in the Supply of petrol in the UK", Office of Fair Trading, 1998.

⁸⁶ Crudo más livianos (de mayor graduación API) permiten obtener una mayor cantidad de productos livianos (por ej. Naftas) a diferencia de los crudos más pesados (menor graduación API).

⁸⁷ Por ejemplo el precio del fuel oil, en términos generales, representa el 80/85% del precio del crudo a unidades constantes.

involucradas y ii) a la comercialización minorista de combustibles líquidos (estaciones de servicio).

X.4.3. Mercados geográficos relevantes

512. Según información obrante en el expediente, la venta de combustibles líquidos, asfaltos y GLP se realizan en condiciones FOT o FOB refinería (Free on Truck y Free on Board), por lo que el precio facturado por las empresas es en puerta de fábrica y el transporte esta a cargo de los clientes.
513. Las distancia máxima a la que pueden ser transportados de manera rentable no se puede definir *a priori*, debido a que varía permanentemente dependiendo de factores exógenos no controlados por las empresas (por ejemplo el precio del petróleo crudo, insumo básico para los productos de refinación, es altamente volátil, modificando constantemente los costos de producción de los derivados y por consiguiente su rentabilidad).
514. Según la información presentada por las empresas, las distancias recorridas representativas de la operatoria comercial habitual de las empresas desde las respectivas refinerías (considerando las ventas a estaciones de servicio como a las ventas spot a terceros) es de aproximadamente 500km, pero difieren sustancialmente de las distancias máximas (considerablemente superiores) a la que fueron transportados dichos productos de manera rentable, de modo ocasional.
515. Habida cuenta de que los productos pueden ser rentablemente transportados desde las refinerías a todo el país y que las áreas de influencia directa (500 km) de las refinerías de las notificantes se superponen significativamente, el mercado geográfico relevante se define como nacional.
516. Nótese que una definición más restrictiva podría conducir a una subestimación de los efectos de la operación, al obviar la competencia actual y potencial entre las refinería de Eliçabe (EG3), Refisan (PECOM) y Campo Durán (Refinor).
517. Con respecto a la distribución minorista de combustibles líquidos, esta Comisión, para las operaciones notificadas que importan una concentración del canal minorista de distribución a través de la adquisición de estaciones de servicios por parte de empresas que ya se encuentran presentes en dicho segmento, utiliza

estrictamente el criterio de sustitución desde la demanda para la determinación del mercado geográfico relevante.

518. Tal criterio restringe la amplitud de este último al área de influencia de las estaciones de servicio adquiridas, la que puede ser o bien una localidad o parte de una localidad o bien la totalidad o parte de un corredor vial. La utilización del mencionado criterio obedece al hecho de que la ubicación geográfica de las estaciones de servicios es una de las principales variables tomadas en cuenta por los consumidores en su decisión de consumo.
519. Atento a que la operación notificada consolidará bajo un mismo control de tres redes de distribución minorista de combustibles con diferentes alcances en las diferentes regiones del país (EG3, San Lorenzo y Refinor, en este último caso bajo control conjunto), esta Comisión entiende que, adicionalmente, debe llevarse a cabo un análisis a nivel nacional en base al criterio de sustitución desde la oferta, que conduce a ampliar la dimensión del mercado relevante.

X.4.4. Efectos de la operación en los combustibles líquidos.

520. En base a la información suministrada por las partes y el análisis realizado por esta Comisión, se ha determinado la existencia, en la presente operación, de relaciones horizontales en los siguientes combustibles líquidos: nafta común (85 octanos), nafta súper (95 octanos), nafta ultra (97 octanos), gasoil, fuel oil, kerosene.
521. En la primera parte de esta sección se analizará el impacto de la operación en la producción de combustibles líquidos en Argentina, considerando tanto la estructura de la capacidad instalada de refinación como los productos obtenidos de la misma.
522. En la segunda parte se analizarán los efectos de la operación en la comercialización de combustibles líquidos y su red de distribución minorista (estaciones de servicio).

Producción de combustibles líquidos

523. La oferta de combustibles líquidos de PECOM proviene de su refinerías ubicada en San Lorenzo y, en menor medida, de instalaciones específicas localizadas en Puerto General San Martín, ambas en la provincia de Santa Fe.
524. En estas plantas la empresa obtiene naftas sin plomo de 85, 95 y 97 octanos, gasoil, kerosene, fuel oil, asfaltos, etc. Adicionalmente la compañía posee una planta de almacenamiento en San Lorenzo, Provincia de Santa Fe y otra en Dock Sud, Provincia de Buenos Aires. Es decir que la zona de influencia primaria de la actividad de refinación de petróleo de PECOM es la zona central y litoral de la República Argentina.
525. Las instalaciones que PECOM posee en Dock Sud, Provincia de Buenos Aires, tienen por objeto la recepción, almacenaje, y despacho de petróleo crudo y derivados. El aprovisionamiento de petróleo crudo a la refinería se efectúa mediante el oleoducto propiedad de Repsol-YPF que llega desde Bahía Blanca a las instalaciones de Dock Sud, donde es embarcado en buques-tanque con destino a la refinería de San Lorenzo.
526. Asimismo, PECOM puede importar derivados de petróleo como naftas y gas oil mediante las referidas instalaciones de Dock Sud, que cuentan con infraestructura que le permiten cargar productos livianos a camiones. Dicha planta de despacho tiene la posibilidad de operar con buques-tanque que amarren tanto en el Canal Dock Sud como así también en la moderna área de atraque denominada “Dársena de Inflamables”.
527. PETROBRAS, a través de la refinería Dr. Ricardo D. Eliçabe (EG3), ubicada en la ciudad de Bahía Blanca (Prov. De Bs. As.), destila derivados de petróleo. La empresa obtiene de la refinería los siguientes productos: gas licuado de petróleo o GLP (propano, butano o mezcla de ambos), naftas (valor octánico: 97+, 95 y 85), kerosene, gas oil y fuel oil. También se destilan productos no masivos o para propósitos específicos: nafta virgen, gas oil marino, asfaltos, combustibles para buques y productos intermedios livianos y pesados.
528. El crudo le es suministrado desde la provincia de Neuquén a través del oleoducto de 700 kms de Oleoductos del Valle S.A (Oldelval). El crudo se recibe en la refinería por una derivación del oleoducto principal. También existen instalaciones para recibir crudo mediante transporte marítimo. El crudo que se

procesa en la refinería es adquirido a YPF, Pecom Energía, Chevron, Pluspetrol, Lapa, Pioneer y Necon⁸⁸. Según, lo informado por esta empresa, todo el petróleo crudo refinado por PETROBRAS en la Argentina es adquirido a terceros.

529. A efectos del despacho, la refinería se encuentra vinculada por medio de tres poliductos con una planta de almacenamiento adicional de la compañía ubicada en el Puerto Galván de Bahía Blanca, desde donde se despacha todo tipo de combustibles a otras plantas de almacenaje del país, a la vez que se exporta. También despacha productos a través de camiones, para lo cual cuenta con cargaderos de productos blancos (básicamente naftas), negros (gas oil entre otros) y GLP.

Refinería del Norte S.A. (Refinor)

530. Refinor es la firma que PECOM, Pluspetrol, Astra (luego adquirida por Repsol) e YPF, con participaciones accionarias de 28%, 21%, 21% y 30%, respectivamente, integraron en 1992 para la compra de la Destilería Campo Durán de YPF⁸⁹.

531. En 1999, cuando YPF se convirtió en subsidiaria de Repsol, la precitada firma pasó a controlar el 51% del paquete accionario de Refinor, participación accionaria que luego se redujo al 50% a través de la transferencia, por partes iguales, del 1% del paquete accionario a sus respectivos socios, efectuada el 15 de febrero de 2001.⁹⁰

532. Refinor posee la refinería de Campo Durán, ubicada en la provincia de Salta. Se abastece de petróleo crudo y condensado desde los yacimientos de la cuenca petrolífera del norte de la Argentina y sur de Bolivia (en menor proporción y de acuerdo a disponibilidad) mediante camiones hasta el Descargadero de Aguaray, y oleoductos, hasta el Complejo de Campo Durán.

533. Del procesamiento del mismo obtienen naftas, gasoil, kerosene, fuel oil, y demás derivados.

⁸⁸ Según la información presentada por la partes, en el mes de agosto de 2002, EG3 adquirió 31 metros cúbicos de petróleo a Pecom Energía, cantidad que representa el 7.01% de las compras de crudo. El proveedor más importante fue ALPA, con 310 metros cúbicos, representando el 70.07% de el total comprado.

⁸⁹ “La competencia en el mercado de combustibles en la Argentina”, Montamat y Asociados S.R.L, agosto de 1999 (mimeo).

⁹⁰ Aclaratoria de las partes obrante en el expediente, a fs 4479.

534. Asimismo, adquiere gas rico en los yacimientos de la cuenca del norte del país y en menor medida del sur de Bolivia, para posteriormente en la planta separadora del Complejo Campo Duran obtener propano, butano y gasolina. El gas natural se recomprime y se inyecta en los Gasoductos Norte (TGN) y Atacama y es vendido por los productores a las distribuidoras de gas natural por redes⁹¹.
535. Refinor transporta los derivados a través de su poliducto de 1.109 km de longitud que se inicia en Campo Durán (Pcia. de Salta) y termina en Monte Cristo (Pcia. de Córdoba). Dicho poliducto se continúa con un poliducto no propio que termina en la refinería de San Lorenzo de PECOM. A lo largo de dichos poliductos se ubican las plantas de despacho que abastecen al mercado interno.
536. Dichas plantas de despacho son (a) propias (Destilería Campo Durán, Mosconi, Banda del Río Sali, Tres Cerritos y Leales y (b) de terceros (Montecristo - YPF y San Lorenzo - Pecom Energía)⁹². Esta última planta es la que posee las instalaciones portuarias a través de las cuales Refinor realiza sus exportaciones.
537. Aunque PECOM no ejerce el control exclusivo de Refinor, esta Comisión ha establecido en base al acuerdo de accionistas vigente y otra documentación aportada por las partes, que dicha empresa se encuentra bajo control conjunto de sus tres accionistas, a la vez que es operada tanto en lo técnico como en lo comercial por PECOM.
538. Conforme a lo establecido en la "Advertencia Metodológica", el análisis de la estructura de la producción y de la comercialización de los derivados del petróleo se llevará a cabo conforme al escenario de mínima que excluye a Refinor y el escenario de máxima (el más restrictivo desde el punto de vista de la competencia) que incluye a Refinor. Análoga consideración corresponde a TGS en el caso de gas licuado de petróleo.

Capacidad Instalada de Refinación

539. Como primera aproximación a la capacidad instalada de refinación de las firmas que operan en Argentina, se presenta a continuación un cuadro que informa

⁹¹ El propano y butano recuperados (GLP) se almacenan en esferas y la gasolina es almacenada en los tanques de nafta de Topping, siendo posteriormente bombeados a través del Poliducto Campo Durán - Monte Cristo.

⁹² De dichas plantas: Tres Cerritos y Leales sólo despachan GLP, mientras que Montecristo y San Lorenzo tienen instalaciones para despacho de todos los derivados. Las restantes plantas no tienen despacho de GLP..

sobre la producción promedio diaria para el año 2002, medida en miles de barriles de crudo procesados⁹³.

Empresa	Ubicación	Producción actual (en miles de barriles diarios)	Part. (%)
PETROBRAS	Bahía Blanca	30.5	4.8%
PECOM ENERGIA	San Lorenzo	39.0	6.2%
REFINOR	Campo Duran	28.5	4.5%
REPSOL YPF	La Plata	189.0	30.0%
	Lujan de Cuyo	120.0	19.0%
	Plaza Huincul	25.0	4.0%
	Total Repsol-YPF	334.0	53.0%
ESSO	Campana	88.1	14.0%
SHELL	Dock Sud	110.0	17.5%
Totales		630.1	100.0%

Fuente: CNDC en base a datos del Centro de Estudios Energéticos, Agosto de 2002.

540. El índice de concentración (HHI) previo a la operación respecto de la producción diaria para el 2002 es de 3393 puntos.
541. Por la operación que se notifica, en el escenario de mínima (excluyendo a Refinor), PETROBRAS pasará a representar el 11,02% de dicha producción, lo que implica un aumento de la concentración poco significativo del 1.8%, correspondiente a 60 puntos de incremento del HHI.
542. Asimismo, considerando el escenario de máxima (incluyendo a Refinor), el HHI previo a la operación es de 3449 puntos. No obstante el aumento en la concentración continúa siendo poco significativo del orden del 3%, correspondientes a un incremento de 103 puntos.
543. Las participaciones y concomitantemente los HHI se encuentran levemente sobreestimados en ambos escenarios por cuanto la fuente de los datos no releva a las refinerías de menor envergadura.
544. Como una aproximación más compleja pero de mayor precisión respecto de la estructura vigente de la capacidad instalada de refinación por empresa, se presenta a continuación un cuadro que informa sobre dicha capacidad instalada, conforme a los distintos tipos de procesos de refinación implicados por la tecnología e instalaciones de las refinerías localizadas en nuestro país.

⁹³ No se incluyeron al resto de los oferentes (Dapsa, Sol Petróleo, Rhasa, etc), por lo que las participaciones estarían levemente sobrestimadas, debido a su tamaño relativo a los principales productores

545. En dicho cuadro se vuelcan las capacidades de elaboración por tipo de proceso y refinería, medidas en m3/día operativo de productos obtenidos.

Capacidad de elaboración de derivados en m3/día por tipo de proceso y refinería.

	Topping		Vacío		Reductor visc.		Cracking Térmico		Reformación		Coking		Hydrocracking		Cracking Catalítico		HDS (*) GasOil		Alkilación		Isomerización	
PETROBRAS	4850	4.6%	2000	4.3%	700	19%	0	0%	1400	11.3%	0	0%	0	0%	1250	4.5%	0	0%	0	0%	430	7%
PECOM ENERGIA	6000	5.6%	2400	5.1%	0	0%	1500	100%	2300	18.5%	0	0%	0	0%	0	0.0%	0	0%	0	0%	0	0%
REFINOR	4150	3.9%	500	1.1%	0	0%	0	0%	500	4.0%	0	0%	0	0%	0	0.0%	0	0%	0	0%	0	0%
REPSOL YPF	54000	50.7%	27000	57.7%	0	0%	0	0%	4040	32.5%	11860	70%	6000	100%	18500	66.2%	3650	62%	500	65%	6000	93%
La Plata	30000	28.2%	16500	35.3%	0	0%	0	0%	1860	15.0%	5760	34%	0	0%	11700	41.9%	1650	28%	0	0%	1000	16%
Luján de Cuyo	20000	18.8%	10500	22.4%	0	0%	0	0%	1700	13.7%	6100	36%	6000	100%	6800	24.3%	2000	34%	500	65%	5000	78%
Plaza Huincul	4000	3.8%	0	0.0%	0	0%	0	0%	480	3.9%	0	0%	0	0%	0	0.0%	0	0%	0	0%	0	0%
ESSO	16700	15.7%	7400	15.8%	1000	27%	0	0%	1700	13.7%	4000	24%	0	0%	4100	14.7%	2200	38%	0	0%	0	0%
Campana	14000	13.2%	7400	15.8%	0	0%	0	0%	1700	13.7%	4000	24%	0	0%	4100	14.7%	2200	38%	0	0%	0	0%
Puerto Galván	2700	2.5%	0	0.0%	1000	27%	0	0%	0	0.0%	0	0%	0	0%	0	0.0%	0	0%	0	0%	0	0%
DAPSA	1741	1.6%	495	1.1%	0	0%	0	0%	0	0.0%	0	0%	0	0%	0	0.0%	0	0%	0	0%	0	0%
SHELL	18000	16.9%	6500	13.9%	2000	54%	0	0%	2500	20.1%	1000	6%	0	0%	4100	14.7%	0	0%	270	35%	0	0%
SOL PETROLEO	1000	0.9%	500	1.1%	0	0%	0	0%	0	0.0%	0	0%	0	0%	0	0.0%	0	0%	0	0%	0	0%
Totales	106441	100%	46795	100%	3700	100%	1500	100%	12440	100%	16860	100%	6000	0%	27950	100%	5850	100%	770	100%	6430	100%

Fuente: CNDC en base al Anuario de Combustibles 1999, Secretaría de Energía; Instituto Argentino del Petróleo y del gas (2000) e información de las partes.

546. El proceso más importante es el de topping⁹⁴ porque es el proceso de separación física (no implica transformaciones químicas) que constituye la piedra basal de una refinería tipo. El vacío también es un proceso de separación física que complementa el anterior.

547. Los restantes procesos de relevancia son el cracking catalítico y la reformación que implican transformaciones químicas para lo cual debe contarse con instalaciones específicas.

548. Obsérvese que la refinería de San Lorenzo posee el único cracking térmico del país, pero debe considerarse que esta unidad de procesamiento es el predecesor tecnológico del cracking catalítico⁹⁵, es decir, cumple la misma función pero con peores rendimientos.

549. Del cuadro se desprende que, como efecto de la operación notificada PETROBRAS consolidará el 10.2% de la capacidad instalada de destilación atmosférica (topping) en la Argentina, en el escenario de mínima y el 14.1% en el escenario de máxima (incluyendo a Refinor).

550. YPF posee el 50.7% de la capacidad de topping, mientras que Esso y Shell poseen el 15.7% y 16.9% respectivamente.

⁹⁴ El Topping (o destilación primaria o destilación atmosférica) es la unidad elemental de una refinería. Su función es recibir crudo y separar varios cortes por destilación a presión atmosférica. Estos cortes son: gases, GLP, nafta Virgen, kerosene, gasoil y crudo reducido. El GLP, el kerosene y el gasoil obtenido son aptos para el consumo final.

⁹⁵ El Cracking Catalítico (FCC) procesa la carga catalítica o VGO, que no tiene aplicación comercial directa, y la transforma en cortes livianos más valiosos: GLP, nafta catalítica, diesel oil y un residuo de fuel oil. Los productos deben ser mezclados con otros cortes en proporciones adecuadas para ser aptos para el consumo final.

551. Con respecto a la reformación⁹⁶, por la operación notificada PETROBRAS participará, en el escenario de mínima, del 29,8% de la capacidad instalada en dicho proceso y del 33.8%, en el escenario de máxima.

552. YPF, Shell y Esso poseen el resto de la capacidad de reformación con el 32,5%, 20, 1% y 13,7%, respectivamente.

Refinación

553. En la Argentina, la mayor parte de la carga utilizada por las refinerías para la obtención de derivados está constituida por petróleo crudo⁹⁷, aunque existen refinerías que total o parcialmente los destilan a partir de destilados o productos intermedios livianos (como las gasolinas) o pesados que, o bien adquieren de las destiladoras de crudo, o bien se importan.

554. Según datos de la Secretaría de Energía⁹⁸, durante el año 2002, se procesaron 29.040.133 m3 de petróleo crudo. A continuación se presentan las participaciones del crudo proveniente de las distintas áreas de extracción en el total de procesamiento del país:

	Cantidad de M3 procesados	%/Total
PETROLEO CAÑADON SECO (SANTA CRUZ NORTE)	5,069,559	17.5%
PETROLEO CERRO REDONDO (SANTA CRUZ SUR)	489,682	1.7%
PETROLEO CUENCA MARINA (TIERRA DEL FUEGO)	76,433	0.3%
PETROLEO CUENCA NEUQUINA	13,970,463	48.1%
PETROLEO ESCALANTE (CHUBUT)	3,202,729	11.0%
PETROLEO IMPORTADO	300,913	1.0%
PETROLEO JUJUY	28,356	0.1%
PETROLEO MENDOZA NORTE	2,838,684	9.8%
PETROLEO PALMAR LARGO (FORMOSA)	100,361	0.3%
PETROLEO SALTA	964,124	3.3%
PETROLEO SAN SEBASTIAN (TIERRA DEL FUEGO)	1,998,828	6.9%
	29,040,133	100.0%

Fuente: CNDC en base a datos de la Secretaría de Energía.

555. Nótese que el Crudo Cuenca Neuquina representa el 48.1% del total de crudo procesado del país, mientras que los provenientes de Jujuy o Formosa son poco significativos.

⁹⁶ Reformadora catalítica es la unidad productora de “octanos” y coproduce hidrógeno. Toma nafta virgen de topping y cambia la naturaleza química de sus componentes, “reformándola” parcialmente obteniendo hidrocarburos de mayor valor octánico: reformado (naftas) y aromáticos.

⁹⁷ Aproximadamente 88% en el año 2000.

⁹⁸ Petróleo procesado, desde Enero a Diciembre de 2002, por refinería y empresa Secretaría de Energía de la Nación.

556. Asimismo, se observa que el petróleo crudo Cuenca Neuquina fue el más utilizado, alcanzando durante el 2002 casi la mitad del total de petróleo crudo procesado en refinerías argentinas.
557. Pecom Energía, a través de su refinería ubicada en la localidad de San Lorenzo (Prov. de Santa Fe), procesó el 8.12% del crudo proveniente de la cuenca neuquina y el 58.63% del crudo de Cerro Redondo (Crudo Santa Cruz Sur). El crudo proveniente de la Cuenca Neuquina representó el 79.8% del crudo procesado por PECOM, mientras que el 20.2% restante provino del Crudo Cerro Redondo.
558. PETROBRAS, a través de su refinería de Bahía Blanca, procesó el 12.36% del crudo proveniente de la cuenca Neuquina, representando dicho procesamiento el 100% del total de su producción.
559. Refinor procesó el 100% del Petróleo Jujuy, del Petróleo Salta y del Petróleo Palmar Largo (Formosa) y el 1.11% del petróleo importado.
560. En base a datos de la Secretaría de Energía, se presenta a continuación la participación de las refinerías de las notificantes y de Refinor en el referido total de crudo procesado en el país (29,040,133 m3).

Refinería	M3 procesados 2002	Part.(%)
San Lorenzo	1.421.323	4.89%
Bahía Blanca	1.726.425	5.94%
Campo Duran	1.084.643	3.73%

Fuente: Secretaría de Energía, Año 2002.

561. La participación de Repsol-YPF (a través de sus refinerías de La Plata, Luján de Cuyo y Plaza Huincol) en el total refinado fue del 58.82%.
562. Las participaciones del resto de las operadoras más importantes, Shell y Esso, fueron, respectivamente del 14.77% y 11.36%⁹⁹.
563. En el escenario de mínima, el índice de concentración (HHI) en la refinación de petróleo que resulta de las participaciones arriba expuestas previo a la operación notificada es considerablemente alto (3.880 puntos) y su incremento como efecto

⁹⁹ El resto de las participaciones en el procesamiento de crudo para el 2002 se repartió de la siguiente manera: RHASA con el 0.32%, Kilwer con el 0.04%, New American oil con el 0.01% y Combustibles Argentinos con el 0.1%.

de operación será de aproximadamente 58 puntos, lo que representa un aumento del orden del 1.5%, lo que arroja un HHI posterior a la operación de 3.938 puntos.

564. En el escenario de máxima (incluyendo a Refinor), el índice de concentración previo es de 3916 y se incrementa en 139 puntos, lo que representa un aumento del 3.6%, arrojando un HHI posterior a la operación de 4055 puntos.

565. Nótese que no todas las refinerías tienen simétrica capacidad de destilación de todos los tipos de subproductos, conforme a las instalaciones que comprenden, y por tanto tendrán una mayor o menor capacidad de destilación de subproductos livianos como las naftas (de mayor valor agregado) y de subproductos pesados como el fuel oil (de menor valor agregado).

566. Por ello, y en base a datos de la Secretaría de Energía, se presentan en el siguiente cuadro las participaciones de cada refinería en la producción de cada subproductos, para el año 2002¹⁰⁰.

	Total m3 Año 2002	Pecom Part.(%)	EG3 Part.(%)	Refinor Part.(%)	Dapsa Part.(%)	Esso Part.(%)	Rhasa Part.(%)	Shell Part.(%)	YPF Part.(%)	Sol Part.(%)	Otros* Part.(%)
AEROKEROSENE	1635273	0.2%	0.0%	0.0%	0.0%	18.2%	0.0%	13.5%	68.0%	0.0%	0.0%
AGUARRAS	38126	12.9%	0.0%	0.0%	0.1%	38.9%	0.0%	45.1%	0.0%	3.0%	0.0%
ASFALTOS	318940	12.9%	11.6%	0.0%	0.8%	5.5%	0.0%	46.0%	23.2%	0.0%	0.0%
BASESLUBRICANTES	361630	0.0%	0.0%	0.0%	1.4%	8.4%	0.0%	22.6%	67.7%	0.0%	0.0%
COQUE	1623333	0.0%	0.9%	0.0%	0.0%	17.9%	0.0%	14.4%	66.8%	0.0%	0.0%
FUEL OIL	1864358	12.9%	14.7%	3.2%	0.8%	3.7%	0.0%	31.2%	32.2%	0.0%	1.2%
GAS OIL	11171865	4.9%	6.3%	3.0%	0.0%	10.2%	0.6%	13.8%	61.0%	0.0%	0.1%
KEROSENE	48428	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.
NAFTA COMUN >83 RON	1790088	2.4%	8.5%	4.4%	0.3%	11.0%	0.9%	23.0%	49.2%	0.0%	0.2%
NAFTA SUPER >93 RON	3836426	0.8%	9.5%	1.1%	0.4%	8.8%	0.6%	20.1%	58.6%	0.0%	0.1%
NAFTA ULTRA >97 RON	960355	0.6%	2.2%	0.1%	0.2%	8.4%	0.1%	14.8%	73.6%	0.0%	0.0%
OTROS CORTES DE GAS OIL SIN TERMINAR	6163	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	35.1%	0.0%	64.9%	0.0%	0.0%
OTROS CORTES DE NAFTA SIN TERMINAR	570596	4.4%	0.0%	0.0%	0.0%	76.0%	1.3%	9.4%	8.8%	0.0%	0.1%
OTROS PRODUCTOS LIVIANOS (< 225°C)	806024	31.7%	5.9%	4.8%	0.0%	0.3%	0.7%	6.5%	49.5%	0.0%	0.6%
OTROS PRODUCTOS MEDIOS (225°C a 360°C)	1466185	0.5%	0.6%	0.0%	0.0%	5.7%	0.0%	1.0%	92.1%	0.0%	0.1%
OTROS PRODUCTOS PESADOS (< 360°C)	1299239	12.0%	0.0%	0.2%	0.0%	4.0%	4.1%	0.7%	78.8%	0.0%	0.0%
SOLVENTES ALIFATICOS	58649	30.6%	0.0%	0.0%	0.5%	10.4%	0.0%	18.5%	0.0%	7.5%	32.5%
SOLVENTES AROMATICOS	78163	97.8%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	2.2%	0.0%
SOLVENTES HEXANO	39170	41.4%	0.0%	0.0%	0.0%	58.6%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Total M3	33188465	1573348	1740572	1233030	50015	3666984	179997	4741870	19921602	7325.7	73720
% Participación sobre el total producido		4.7%	5.2%	3.7%	0.2%	11.0%	0.5%	14.3%	60%	0.0%	0.2%

*Incluye a Combustibles Argentinos, Fox Petrol, Kíliwer y New American Oil.

Fuente: CNDC en base a datos de la Secretaría de Energía para el año 2002.

567. Nótese que sólo se registra superposición en los siguientes productos: fuel oil, gasoil, kerosene, nafta súper, común y ultra y otros productos livianos y medios. Con respecto a estos últimos, es importante destacar que estos rubros no constituyen un mercado del producto en sí mismo y no serán analizados como tal. Estos cortes involucran una multiplicidad de productos, que en general, son utilizados internamente por las empresas para producir otros subproductos, aunque eventualmente se realizan transferencias entre las empresas mediante operaciones spot.

568. En base a las participaciones del cuadro precedente, se estimaron los niveles de concentración de la producción de nafta súper, nafta común, nafta ultra, gasoil y fuel oil con su respectiva variación, como efecto de la operación y para los escenarios de mínima y de máxima (incluyendo a Refinor)¹⁰¹.

	Escenario 1			Escenario 2		
	HHI (0)	HHI (1)	Variación	HHI(0)	HHI(1)	Variación
FUEL OIL	2419	2799	380 (15.7%)	2503	2979	476 (19%)
GAS OIL	4093	4155	61 (1.5%)	4122	4222	99 (2%)
NAFTA COMUN >83 RON	3168	3210	42 (1.3%)	3190	3306	116 (4%)
NAFTA SUPER >93 RON	4012	4027	15 (0.4%)	4013	4049	35 (1%)
NAFTA ULTRA >97 RON	5704	5707	3 (0.05%)	5704	5708	3 (0.06%)
Total Derivados producidos	3989	4037	49 (1%)	4023	4111	87 (2%)

Fuente: CNDC en base a datos de la Secretaría de Energía para el año 2002.

569. El incremento del índice de concentración de la producción total de dichos derivados es poco significativo, aumentando en 49 y 87 puntos, considerando el escenario de mínima y de máxima, respectivamente.

570. Puede observarse que en nafta súper, nafta ultra y gasoil el incremento de la concentración en la producción de dichos productos no es significativo. En el caso de la nafta común, en el escenario de máxima, el aumento es de 116 puntos del HHI, pero sólo representa un 4% de incremento respecto al nivel de concentración preexistente. Por otra parte, de acuerdo a la metodología adoptada, el HHI real debería situarse en un nivel intermedio a los escenarios de mínima y máxima calculados.

571. En el caso de fuel oil se observa un considerable aumento en la concentración de la producción, conforme a los datos utilizados que corresponden al año 2002.

572. Sin embargo, el nivel de concentración en la producción de fuel oil correspondiente a los años anteriores era sustancialmente menor y su incremento por la operación notificada, considerablemente menor.

573. Por ejemplo, las estimaciones para el año 2001 arrojan lo siguiente: en el escenario 1 la variación del HHI es de 194 puntos y representa un aumento del orden del 8% y en el escenario 2 la variación del HHI es de 247 puntos y representa un aumento del orden del 11%.

¹⁰⁰ Se incluyeron Otros Cortes de Nafta y Gasoil sin terminar, Otros productos livianos, Medios y Pesados para representar la cantidad total de producto procesado por las empresas.

¹⁰¹ La información análoga para GLP y lubricantes se consigna en la sección especialmente dedicada a dichos productos.

574. Las diferencias con el año 2002 se deben a una caída en la producción de fuel oil principalmente por parte de la empresa Esso y, concomitantemente, un aumento de la participación de PECOM y EG3¹⁰². Las participaciones de sus principales competidores, Shell y Repsol YPF, alcanzan el 31.2% y 32.2%, respectivamente.

Comercialización de combustibles líquidos.

575. La demanda interna de combustibles líquidos se abastece tanto con producción doméstica como con importaciones. Inversamente, cuando la producción doméstica excede la demanda, se exportan los excedentes.

576. Por ello corresponde tomar como base para las estimaciones del impacto de la operación de concentración notificada en el mercado de comercialización de combustibles, las ventas al mercado interno de las refinadoras, que excluyen lo producido destinado a la exportación e incluyen los combustibles importados para su comercialización en el mercado doméstico, indicador que se conoce como "consumo aparente".

577. En base a la información de la Secretaría de Energía, se presentan en el siguiente cuadro las participaciones por empresa en las ventas al mercado interno de derivados del petróleo para el año 2002¹⁰³.

	Total m3 Año 2002	Pecom Part.(%)	EG3 Part.(%)	Refinor Part.(%)	Dapsa Part.(%)	Esso Part.(%)	Rhasa Part.(%)	Shell Part.(%)	YPF Part.(%)	Sol Part.(%)	Otros** Part.(%)
AEROKEROSENE	1177304	0.0%	0.0%	0.0%	0.3%	24.3%	0.0%	18.4%	57.0%	0.0%	0.0%
AGUARRAS	34999	3.3%	0.0%	0.0%	0.0%	54.4%	0.0%	39.2%	0.0%	3.1%	0.0%
BASES LUBRICANTES*	174877	0.0%	7.2%	0.0%	0.8%	15.6%	0.0%	31.5%	45.0%	0.0%	0.0%
COQUE*	1181447	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	1.8%	0.0%	6.9%	91.3%	0.0%	0.0%
FUEL OIL*	813710	19.8%	19.4%	7.8%	2.5%	8.0%	0.0%	23.4%	16.5%	0.0%	2.6%
GAS OIL*	10214433	4.0%	10.0%	1.9%	1.0%	11.9%	0.7%	17.5%	50.8%	2.1%	0.2%
GRASAS	4741	0.0%	5.9%	0.0%	1.9%	11.6%	0.0%	30.0%	50.6%	0.0%	0.0%
KEROSENE*	135884	2.9%	7.3%	0.8%	3.7%	6.2%	0.9%	12.0%	58.4%	5.5%	1.3%
NAFTA COMUN >83 RON	1034919	3.8%	12.8%	3.2%	1.4%	14.9%	1.6%	15.1%	42.8%	3.5%	0.8%
NAFTA SUPER >93 RON	2259320	2.8%	10.7%	1.5%	1.5%	14.4%	1.1%	20.4%	44.3%	2.7%	0.6%
NAFTA ULTRA >97 RON	435992	0.8%	5.5%	0.2%	0.5%	18.6%	0.3%	29.9%	43.0%	1.1%	0.1%
OTROS CORTES DE NAFTA SIN TERMINAR	11622	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	6.6%	93.4%	0.0%	0.0%	0.0%
OTROS PRODUCTOS LIVIANOS (< 225°C)	63919	0.0%	0.0%	47.5%	0.0%	0.0%	0.0%	52.5%	0.0%	0.0%	0.0%
OTROS PRODUCTOS MEDIOS (225°C a 360°C)	26754	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	41.8%	0.0%	55.3%	0.0%	0.0%	2.9%
OTROS PRODUCTOS PESADOS (< 360°C)	49486	0.0%	0.0%	1.3%	0.8%	1.0%	93.2%	1.0%	0.0%	0.0%	0.4%
SOLVENTES ALIFATICOS	19837	0.9%	0.0%	0.0%	0.0%	40.7%	0.0%	17.4%	0.0%	19.2%	21.8%
SOLVENTES AROMATICOS	15830	76.1%	0.0%	0.0%	0.0%	6.8%	0.0%	4.0%	0.0%	13.1%	0.0%
SOLVENTES HEXANO	27889	44.8%	0.0%	0.0%	0.0%	55.2%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Total M3	19019709	785068	1673332	551924	180104	2449480	162100	3330158	9477648	334880	75015
% Participación sobre el total producido		4.1%	8.8%	2.9%	0.9%	12.9%	0.9%	17.5%	49.8%	1.8%	0.4%

* Incluye ventas a Usinas, Petroquímicas y Bunker.

**Otros incluye a Combustibles Argentinos, Fox Petrol y New American Oil.

Fuente: CNDC en base a datos de la Secretaría de Energía para el año 2002.

¹⁰² Al repetir el ejercicio para años anteriores, el resultado del año 2001 es consistente.

¹⁰³ Se incluyeron Otros Cortes de Nafta y Gasoil sin terminar, Otros productos livianos, Medios y Pesados debido a que forman parte del total de productos comercializados por las empresas.

578. Nótese que sólo se registra superposición en los siguientes productos: fuel oil, gasoil, kerosene, nafta súper, común y ultra. Con respecto a estos últimos, es importante destacar que estos rubros no constituyen un mercado del producto en sí mismo y no serán analizados como tal. Estos cortes involucran una multiplicidad de productos, que en general, son utilizados internamente por las empresas para producir otros subproductos, aunque eventualmente se realizan transferencias entre las empresas mediante operaciones spot.

579. En consecuencia, de producirse la operación notificada la participación conjunta en las ventas al mercado interno de las empresas involucradas será la siguiente:

Producto	Escenario 1 (Refisan + EG3)	Escenario 2 (Refisan + EG3 + Refinor)
Nafta Normal	16.6%	19.8%
Nafta Súper	13.5%	15%
Nafta Ultra	6.3%	6.5%
Kerosene	10.2%	11%
Gas Oil	14%	15.9%
Fuel Oil	39.2%	47%

580. En base a los datos de los cuadros precedentes, se estimaron los niveles de concentración del mercado de la comercialización de nafta súper, nafta común, nafta ultra, gasoil, fuel oil y kerosene con su respectivo incremento como efecto de la operación notificada, en cada uno de los escenarios (excluyendo/incluyendo a Refinor)¹⁰⁴.

	Escenario 1			Escenario 2		
	HHI (0)	HHI (1)	Variación	HHI(0)	HHI(1)	Variación
FUEL OIL*	1727	2498	771 (45%)	2036	3110	1074 (52.7%)
GAS OIL*	3156	3235	79 (3%)	3171	3287	116 (3.7%)
KEROSENE*	3704	3746	42 (1%)	3708	3763	54 (1.5%)
NAFTA COMUN >83 RON	2486	2583	98 (4%)	2510	2691	181 (7.2%)
NAFTA SUPER >93 RON	2724	2785	61 (2%)	2733	2826	93 (3.4%)
NAFTA ULTRA >97 RON	3119	3128	9 (0.3%)	3119	3131	12 (0.4%)
Total Derivados Comercializados	3063	3136	73 (2%)	3087	3211	124 (4%)

* Incluye ventas a Usinas, Petroquímicas y Bunker.

Fuente: CNDC en base a datos de la Secretaría de Energía para el año 2002.

¹⁰⁴ El análisis simétrico para asfaltos, GLP y los lubricantes será efectuado en las secciones especialmente dedicadas a dichos productos.

581. Se observa que la variación en el índice de concentración en la comercialización total de derivados aumentará en 73 y 124 puntos, considerando el escenario 1 de mínima y el escenario 2 de máxima, respectivamente.
582. Asimismo, en el caso de las naftas súper, ultra y el kerosene los incrementos en el índice de concentración no serán significativos.
583. En el caso de la nafta común y el gasoil, en el escenario más restrictivo de máxima, se presentan aumentos de 181 y 116 puntos del HHI, representativos de un 7.2% y un 3.7%, respectivamente, respecto al nivel de concentración preexistente en el mercado.
584. Por último, en el caso de fuel oil se observa un significativo aumento en la concentración del mercado, conforme a los datos del año 2002.
585. Sin embargo, esta variación no es del todo representativa si se considera los volúmenes comercializados en los años precedentes. Por ejemplo, para el año 2001, los resultados son los siguientes: en el escenario 1 la variación del HHI es de 360 puntos y representa un aumento del orden del 18% y en el escenario 2 la variación del HHI es de 512 puntos y representa un aumento del orden del 24%.
586. Las diferencias con el año 2002 se deben a una caída en el volumen del mercado de fuel oil, especialmente en las ventas de la empresa Esso y el concomitante aumento de la participación de mercado de PECOM y EG3¹⁰⁵.
587. La participación de mercado del resto de los competidores de las empresas involucradas para el año 2002 es la siguiente: Shell participa con el 23.4% e YPF con el 16.5% de las ventas de fuel oil.
588. Es importante destacar que el fuel oil es un producto secundario en el volumen de negocios de derivados del petróleo, representa el 1.1% de total de ventas al mercado interno de derivados, conforme a datos del 2002, mientras que las naftas¹⁰⁶ representaron cerca del 20% del negocio.
589. Asimismo el fuel oil y el asfalto son negocios secundarios de las empresas involucradas, como se observa en el siguiente cuadro:

¹⁰⁵ Al repetir el ejercicio para años anteriores el resultado del año 2001 son consistentes.

¹⁰⁶ Incluye a la nafta super, normal y ultra.

	Fuel Oil		Asfaltos	
	%V	%\$	%V	%\$
Pecom	9.5%	5.1%	3.3%	2.0%
Refinor	11.5%	6.1%	-	
EG3	10.7%	9.3%	1.6%	1.1%

Fuente: CNDC en base a información Secretaría de Energía (Año 2002) y de las partes.

590. Adicionalmente, el fuel oil y los asfaltos son productos poco rentables para las refinerías, por lo que existe una tendencia a la optimización de los procesos en las refinerías para maximizar la producción de hidrocarburos livianos a expensas de los hidrocarburos pesados, como lo son el fuel oil y los asfaltos¹⁰⁷.
591. Lo anterior obedece al mayor valor agregado de los hidrocarburos livianos que tienen precios superiores en promedio al crudo, mientras que los hidrocarburos pesados, en términos generales tienen un precio menor al del crudo.
592. A tal efecto, las unidades de Topping de una refinería se encuentran acompañadas de las llamadas “unidades secundarias” (Cracking Catalítico, Reductor de Viscosidad y Coking). En Argentina las únicas refinerías que poseen estas unidades son las de Esso, Shell, Repsol YPF (La Plata y Lujan de Cuyo)¹⁰⁸ y EG3. Por este motivo la refinería de San Lorenzo es una de las que obtiene mayores volúmenes de fuel oil en relación al volumen total de productos obtenidos en la refinería¹⁰⁹.
593. Otra alternativa utilizada a efectos de valorizar el fuel oil obtenido del topping, es la producción de asfaltos de calidad, de mayor valor en el mercado. Por ello, el piso de precio de los asfaltos, corresponde al precio del fuel oil.
594. En lo que respecta a la composición de la demanda de fuel oil, sus principales usuarios son aquellos que utilizan hornos industriales, calderas (como determinados tipos de barcos) y las pocas usinas térmicas que utilizan fuel oil como combustible.
595. Adicionalmente, es importante destacar que desde la demanda existe una tendencia de largo plazo a la sustitución del fuel oil por el gas natural, realizando las inversiones necesarias. Un ejemplo de dicha sustitución, es la utilización de

¹⁰⁷ En este sentido ver Audiencia Testimonial del Ing. Juan José Araguren, Vicepresidente de Shell Capsa, fs. 985.

¹⁰⁸ Si bien la refinería de Repsol YPF de Plaza Huincul (Neuquén) no posee dichos procesos, puede enviar los cortes pesados para su tratamiento en las unidades secundarias de Ensenada.

¹⁰⁹ La producción de fuel oil de la refinería de San Lorenzo representó en el año 2002 el 15.3% del total de m3 de derivados producidos en la refinería. En el caso de las refinerías de La Plata (Repsol YPF) y Campana (Esso) representó el 5.4% y 1.9%, respectivamente.

ciclos combinados en la generación de energía eléctrica, que son usinas que funcionan con gas natural.

596. Por último, si bien es cierto que por efecto de la operación aumentará el grado de concentración del mercado de fuel oil, no es menos cierto que todas las refinerías están en condiciones de aumentar su producción de fuel oil, ante un aumento significativo y no transitorio de su precio, por lo que se considera que el accionar de PETROBRAS en este mercado estará enfrentado al disciplinamiento de los demás actores, por lo que no podrá actuar unilateralmente en el mismo.

Red de distribución (estaciones de servicio)

597. PECOM cuenta a la fecha con una red de 100 estaciones de servicio que operan con las marcas San Lorenzo y PECOM¹¹⁰. Las provincias donde tiene presencia PECOM con su red de distribución en la actualidad son las siguientes: Buenos Aires, Catamarca, Chaco, Córdoba, Corrientes, Entre Ríos, Formosa, Mendoza, Salta, San Luis, San Juan, Santa Fe, Santiago del Estero y Tucumán.

598. PETROBRAS cuenta con una red de 622 estaciones de servicio de bandera EG3. Esta red es abastecida de la refinería de EG3 ubicada en Bahía Blanca. Asimismo, Eg3 cuenta con puntos de despacho de combustibles en Bahía Blanca, Córdoba, Mendoza, Resistencia, Rosario y Dock Sud¹¹¹.

599. En el caso de Refinor S.A., empresa para la que esta Comisión ha concluido que PECOM ejerce control conjunto con los restantes accionistas, cuenta a la fecha con una red de 64 estaciones de servicio que operan con la marca Refinor. En esta red se comercializan los combustibles producidos por la misma empresa: nafta Común, nafta Súper, nafta 97 Octanos. La red de estaciones de servicio de Refinor se encuentra distribuidas en las siguientes provincias: Salta, Jujuy, Tucumán, Santiago del Estero, Catamarca, La Rioja, Córdoba y Chaco.

600. Conforme se estableció, el análisis de la concentración como efecto de la operación a nivel de las redes de estaciones de servicio se hará tanto a nivel nacional como a nivel local.

¹¹⁰ En su mayoría la red de Perez Companc esta compuesta por estaciones con bandera San Lorenzo (SL), sólo cinco de ellas poseen bandera Pecom y obedecen a la estrategia de expansión y posicionamiento de marca lanzada por la empresa en el año 2001.

¹¹¹ Los más importantes son los de Bahía Blanca y Dock Sud (Ver Audiencia Testimonial de Juan Carlos Cocenza, Gerente General de Petrobras Argentina S.A., fs. 1141-44)

601. Asimismo, el análisis no discriminará en función de la propiedad de las estaciones de servicio bajo la bandera de las notificantes (sólo alrededor del 10% de las estaciones de servicio de su bandera son propiedad de las notificantes).
602. Prescindir de dicha discriminación arroja el escenario más restrictivo posible para evaluar los efectos de la operación notificada sobre las condiciones de competencia en el mercado de distribución minorista, por cuanto atribuye a las notificantes una integración vertical total con la red de estaciones de su bandera.
603. Sin embargo dicha integración vertical no puede considerarse total ya que depende de los tipos de contrato por los cuales se regula la relación comercial de las notificantes con los propietarios de las estaciones no propias.
604. Si desde este enfoque, la operación notificada no despierta preocupación desde el punto de vista de la competencia, tampoco será el caso si se ponderan sus efectos conforme al grado variable de integración vertical entre las notificantes y las estaciones no propias de su bandera. Por ello, no corresponde profundizar esta línea de análisis.
605. Según la base de datos del IAPG (Instituto Argentino del Petróleo y Gas) y la información presentada por las partes en el marco del presente expediente, al 31 de Diciembre de 2001, el parque de bocas de expendio minorista era de 6693. Asimismo, la Secretaría de Energía de la Nación, informó que al 31 de Diciembre de 2002 el parque de estaciones de servicio era de 6.502 estaciones de servicio, cantidad que refleja una caída en el número de estaciones de servicio en operación de 191, y encuentra explicación en la recesión económica de los últimos años.
606. El cuadro siguiente muestra que aproximadamente el 70,9% de las bocas de expendio son de la bandera de alguna de las empresas de producción de petróleo y/o destilación de derivados de petróleo, no obstante ello, sólo el 10% aproximadamente son directamente operadas por las precitadas empresas, mientras que las que representan el 90% restante serían operadas por sus propietarios particulares a partir de contratos de suministro exclusivo de productos celebrados con las empresas de bandera¹¹².

¹¹² Estimaciones de la Confederación de Entidades del Comercio de Hidrocarburos y afines de la República Argentina (C.E.C.H.A.)

607. El parque se completa con unas 1.305 bocas independientes que representan alrededor del 20.1% del total de bocas que atienden el consumo masivo.

Distribución de estaciones de servicio, por bandera (al 31 de diciembre del 2002)		
Bandera	Nº Estaciones de Servicio	%
SAN LORENZO	100	1.5%
EG3	622	9.6%
REFINOR	64	1.0%
YPF	1.979	30.5%
ESSO	815	12.6%
SHELL	1.159	17.9%
RHASA	147	2.3%
SOL PETRÓLEO	260	4.0%
DAPSA	19	0.3%
BLANCAS*	1.305	20.1%
PETR. DEL PLATA*	20	0.3%
Total	6.490	100%

Fuente: CNDC en base a datos de la Secretaría de Energía e información del expediente. Nótese que las cantidades de estaciones de PECOM , Eg3 y Refinor que figuran el cuadro es el informado por las partes en el presente expediente, no coincidiendo los mismos con los datos aportados por la Secretaría de Energía que atribuían a éstas empresas 68, 663 y 65 estaciones de servicio, respectivamente.

608. En base a los datos del cuadro precedente puede estimarse el grado de concentración existente en el parque medido por bandera y su incremento a partir de la operación notificada, en los escenarios de mínima y de máxima (excluyendo/incluyendo Refinor).

609. En el primer escenario el índice de Herfindhal-Hirschman previo a la operación asciende a 1930 puntos y como resultado de la operación aumentará en 29 puntos. Mientras que en el escenario más restrictivo, el índice de concentración previo es de 1933 puntos y aumentará, de producirse la operación, en 48 puntos.

610. En cuanto a la distribución geográfica de la red de estaciones de servicio de EG3 (PETROBRAS)¹¹³ y de PECOM , a través de su marca San Lorenzo, se presenta en el siguiente cuadro el porcentaje de estaciones que posee cada una de las respectivas empresas en cada una de las provincias del país, con respecto a su propia red. Asimismo, se incluyen la distribución de las estaciones de servicio de la empresa Refinor.

¹¹³ En base a información provista por la firma y obrante en el expediente.

Provincia	EG3	SL	Refinor
Buenos Aires	53.7%	11.3%	0%
Catamarca	0.3%	1.6%	3.5%
Córdoba	7.5%	24.2%	5.3%
Corrientes	0.6%	8.1%	0%
Chaco	0.7%	8.1%	7.0%
Chubut	4.2%	0%	0%
Entre Ríos	3.9%	4.8%	0%
Formosa	0.0%	1.6%	0%
Jujuy	0.0%	0%	15.8%
La Pampa	1.8%	0%	0%
La Rioja	0.4%	0%	1.8%
Mendoza	1.3%	0%	0%
Misiones	0.4%	0%	0%
Neuquén	2.1%	0%	0%
Río Negro	4.5%	0%	0%
Salta	0.3%	0%	31.6%
San Juan	0.4%	1.6%	0%
San Luis	1.0%	0%	0%
Santa Cruz	2.1%	0%	0%
Santa Fe	8.5%	30.6%	1.8%
Santiago del Estero	0.3%	1.6%	8.8%
Tierra del Fuego	0.0%	0%	0%
Tucumán	0.3%	6.5%	24.6%
Ciudad de Buenos Aires	5.4%	0%	0%
	100.0%	100.0%	100.0%

Fuente: CNDC en base a información del IAPG (2001.)

611. Del cuadro se observa que a) más de la mitad de las estaciones de servicio de la red de EG3 se encuentra ubicadas en la provincia de Buenos Aires (59% incluyendo a las de Capital Federal); b) el 31% y 24% de la red de estaciones de servicio de San Lorenzo (SL) se encuentran ubicadas en la provincia de Santa Fe y Córdoba respectivamente; c) sólo en tres provincias San Lorenzo posee más estaciones de servicio que EG3, a saber: Tucumán, Formosa y Corrientes.

612. Las partes informaron que la red de estaciones de servicio de EG3 se distribuyen geográficamente de la siguiente manera: 1) el 56% se encuentra localizado en Capital Federal y Provincia de Buenos Aires en el radio de cobertura de las plantas de despacho propias de Dock Sud y Bahía Blanca; 2) otro 10% se ubica en las provincias de Cuyo, La Pampa, Neuquén y Río Negro, también en el radio de cobertura de la planta propia de Bahía Blanca; 3) un 7% adicional corresponde a Chubut y Santa Cruz, estando cubiertas las estaciones localizadas en la primera provincia en parte por Bahía Blanca y en parte por una planta de despacho no propia en Comodoro Rivadavia (YPF), mientras que las estaciones situadas en la última provincia son atendidas por la mencionada planta de despacho de Comodoro Rivadavia (YPF) ; 4) a su vez, las estaciones ubicadas en

las provincias de litoral que representan el 5% de la red se encuentran en el radio de influencia de la planta de despacho no propia de Campana (ESSO) y 5) el 21% de las estaciones se ubican en el radio de cobertura de la planta no propia de San Lorenzo (REFISAN), desde donde se abastece a las provincias de Salta, La Rioja, Catamarca, Tucumán, Santiago del Estero, Chaco, Córdoba y Santa Fe. Cabe notar que de este último conjunto, la mayor parte se ubican en Córdoba y Santa Fe, mientras que la bandera no tiene presencia en Formosa, Jujuy y Tierra del Fuego.

613. PECOM informó que su red de estaciones San Lorenzo se abastece de la refinería de San Lorenzo (Provincia de Santa Fe) y de la planta de despacho de Dock Sud (Provincia de Buenos Aires), mediante una flota de camiones cisterna propios o de terceros.

614. Esta situación se condice con la cantidad de estaciones que posee la empresa en las áreas de influencia de los dos puntos de despacho mencionados, como se observa el 11%, 24% y 31% de la red de estaciones de PECOM se encuentran ubicadas en las provincias de Buenos Aires, Córdoba y Santa Fe respectivamente.

615. En conclusión, de lo arriba expuesto se desprende que i) el 89% del parque de estaciones de servicio transferidas mediante la operación notificada se encuentra ubicado en las ciudades del interior del país y ii) que casi el 60% de la red de estaciones de EG3 se encuentra ubicada en la Provincia de Buenos (incluyendo a la Capital federal).

616. Asimismo, corresponde notar que el 52.5 % de las ventas de los principales productos de refinación¹¹⁴ de Eg3 durante el año 2002 se registraron en la provincia de Buenos Aires (incluyendo la Capital Federal), mientras que PECOM , a través de su refinería de San Lorenzo, sólo comercializó el 10% de sus ventas en la provincia de Buenos Aires.

617. En consecuencia se concluye que las redes de distribución de Eg3 y SL se complementan: mientras que la primera posee una mayor cantidad de puntos de venta y una importante presencia en la provincia de Buenos Aires, la segunda posee mayor presencia en el interior del país, en particular en la región central y litoral de la República Argentina. En principio, estas diferencias se explican por la ubicación geográfica de las refinerías: mientras que la refinería de Bahía Blanca

concentra sus ventas en el corredor Central-Sur, la refinería de San Lorenzo se concentra más en el corredor Litoral-Norte.

618. A efectos de dimensionar los efectos de la operación a nivel local, se analizarán los cambios en los niveles de concentración del parque de bocas de expendio en cada una de la provincias del país, a cuyo efecto se presentan a continuación las participaciones de EG3, Refisan y Refinor en el total de bocas de expendio por provincia. Se incluye la participación de YPF para estimar la competencia que enfrentará la red a consolidarse como efecto de la operación notificada en cada una las jurisdicciones.

Provincia	EG3	SL	Refinor	YPF	Suma (SL + EG3 + Refinor)
Buenos Aires	14%	0.3%	0%	26%	14.3%
Catamarca	5%	2%	5%	37%	12%
Córdoba	7%	2%	0%	34%	9%
Corrientes	4%	5%	0%	29%	9%
Chaco	4%	4%	3%	31%	11%
Chubut	29%	0%	0%	37%	29%
Entre Ríos	10%	1%	0%	30%	11%
Formosa	0%	3%	0%	30%	3%
Jujuy	0%	0%	22%	34%	22%
La Pampa	12%	0%	0%	38%	12%
La Rioja	8%	0%	3%	60%	11%
Mendoza	4%	0%	0%	48%	4%
Misiones	3%	0%	0%	44%	3%
Neuquén	16%	0%	0%	46%	16%
Río Negro	22%	0%	0%	39%	22%
Salta	2%	0%	19%	46%	21%
San Juan	5%	2%	0%	38%	7%
San Luis	17%	0%	0%	24%	17%
Santa Cruz	34%	0%	0%	51%	34%
Santa Fe	8%	3%	0%	25%	11%
Santiago del Estero	3%	1%	7%	45%	11%
Tierra del Fuego	0%	0%	0%	64%	0%
Tucumán	2%	3%	12%	30%	17%
Ciudad de Buenos Aires	9%	0%	0%	28%	9%

Fuente: CNDC en base a información del IAPG (2001).

619. Del cuadro precedente se observa que en ninguna provincia del país, la participación de la nueva red de estaciones de servicio que surge como efecto de la operación notificada será superior a la participación del principal competidor en el segmento: Repsol YPF.

¹¹⁴ Según información de la Secretaría de Energía, para los productos Nafta Común, Nafta Super, Gasoil, Fuel Oil, Diesel Oil, Grasas, Kerosene y base Lubricantes.

620. Con respecto a los cambios en los niveles de concentración por provincia, se presenta en el siguiente cuadro las variaciones en el índice de Herfindhal-Hirschman en la distribución minorista de combustibles líquidos a nivel provincial considerando dos escenarios de mínima y de máxima.

Provincia	Escenario 1 Var. HHI	Escenario 2 Var. HHI
Buenos Aires	7.5	7.5
Catamarca	23.8	71.4
Córdoba	28.6	34.3
Corrientes	40.8	40.8
Chaco	36.5	65.7
Chubut	0	0
Entre Ríos	23.6	23.6
Formosa	0	0
Jujuy	0	0
La Pampa	0	0
La Rioja	0	37.5
Mendoza	0	0
Misiones	0	0
Neuquén	0	0
Río Negro	0	0
Salta	0	76.5
San Juan	13.8	13.8
San Luis	0	0
Santa Cruz	0	0
Santa Fe	37.5	39.5
Santiago del Estero	7.3	43.8
Tierra del Fuego	0	0
Tucumán	12.1	54.4
Ciudad de Buenos Aires	0	0

Fuente: CNDC en base a datos del IAPG (2001).

621. Del cuadro anterior surge que no se producirán cambios significativos en los niveles de concentración de las bocas de expendio a nivel provincial y que la operación notificada no conduce a concentración alguna en el parque de estaciones de servicios de varias provincias.

622. Como una aproximación más precisa sobre aquellas jurisdicciones en las cuales coexisten estaciones de EG3, San Lorenzo y Refinor, se solicitó a las empresas involucradas que identifiquen las estaciones de servicio donde exista dicha superposición en un radio de 15 cuadras

623. Las partes identificaron 30 mercados locales (de 15x15 cuadras) en donde conviven estaciones de EG3 y de San Lorenzo y 12 mercados locales en donde existe superposición entre las estaciones de Refinor y las estaciones de EG3 o San Lorenzo (se identificaron 5 para el caso de PECOM y 7 para el caso de EG3).

624. Finalmente, los notificantes informaron que en todos los mercados locales identificados se registra la existencia de estaciones de servicio de la competencia (YPF, Shell, Esso y Blancas.), información que se adjunta como anexo al presente dictamen.

X.4.5. Efectos de la operación en Gas licuado de petróleo (GLP)

625. El Gas Licuado de Petróleo (GLP) es un hidrocarburo en forma de vapor a temperatura ambiente y que puede licuarse mediante una compresión moderada, logrando una considerable reducción de volumen y de esta forma menor espacio de almacenaje y menor costo de transporte. Los gases que lo componen se denominan butano y propano y pueden comercializarse por separado o en mezcla.

626. Su principal uso en nuestro país es como combustible, especialmente en aquellas regiones no abastecidas por la red de gas natural.

627. El GLP se obtiene del proceso de refinación del petróleo, de Plantas de Tratamiento de gas natural y de plantas petroquímicas. Para obtener GLP de una refinería, éstas deben poseer unidades cracking catalítico o reforming¹¹⁵ y una unidad de concentración de gases licuados.

628. Los gases licuados provenientes de la unidad de cracking contienen olefinas y pueden ser derivados para usos petroquímicos, mientras que los gases provenientes de unidades de reforming son saturados y se destinan a su comercialización como combustible.

629. La producción de GLP a partir del procesamiento de gas natural obedece a dos motivos fundamentales. Por un lado, para facilitar el transporte del gas natural por los gasoductos es conveniente su separación de los líquidos que contiene y por otra parte existe un incentivo económico a efectuar dicha separación, puesto que los líquidos poseen un mayor valor de mercado que el gas natural.

630. Básicamente la demanda de GLP se distribuye en dos grupos: a) la demanda para uso energético interna y externa, a partir de los fraccionadores, que son los

¹¹⁵ En general se distinguen dos tipos de procesos aplicados con relación al petróleo: a) los procesos primarios o de separación, por los cuales se obtienen productos que ya estaban presentes en el crudo u otra corriente, por ejemplo a través de las unidades de destilación atmosférica (topping), y b) los procesos de conversión, por los cuales hay una transformación de los productos contenidos en la corriente de proceso usada como alimentación o materia prima, por ejemplo a través del "cracking". La capacidad de producción de GLP a partir de la refinación del petróleo está fundamentalmente asociada a las unidades de "cracking", la participación de unidades de topping es menor.

intermediarios entre los productores y el consumidor final y b) la demanda petroquímica, como insumo para la obtención de subproductos.

631. PECOM , obtiene GLP en su reformadora de Puerto General San Martín, provincia de Santa Fe, o como un subproducto de E&P en sus plantas de tratamiento de Río Neuquén, provincia de Neuquén y El Cóndor, provincia de Santa Cruz.
632. Por su parte, PETROBRAS produce GLP en su refinería de Bahía Blanca en un promedio de 5.400 toneladas al mes.
633. Refinor compra el gas rico a los yacimientos de la cuenca norte del país y en menor medida del sur de Bolivia. Dicho gas es recibido de los gasoductos Telescópico, Campo Duran y Madrejones (este último proveniente de Bolivia), ingresado a alta presión a las unidades de Turboexpansión, donde es deshidratado y se remueven los licuables (Propano, Butano y gasolina natural).
634. Posteriormente se fraccionan los líquidos por destilación, obteniéndose propano, butano y gasolina natural. El gas natural se recomprime y se inyecta en los Gasoductos Norte (TGN) y Atacama y es comercializado por los productores a las distribuidoras de gas natural por redes.
635. El propano y butano recuperados (GLP) se almacena en esferas, siendo posteriormente bombeados a través del Poliducto Campo Durán - Monte Cristo, que se encuentra conectado a las Plantas de despacho, para abastecer a sus clientes. Las plantas de Despacho de GLP propias de Refinor son Tres Cerritos y Leales. Asimismo, existen dos plantas de despacho de GLP propiedad de terceros: Montecristo (propiedad de Repsol YPF y San Lorenzo (propiedad de PECOM Energía)
636. El mercado relevante a analizar es el de comercialización de GLP a granel a nivel nacional (Ver CNDC c/YPF¹¹⁶).
637. Parte de la producción local se encuentra contractualizada a largo plazo para su exportación¹¹⁷. El caso más relevante es el de Compañía Mega, cuya producción total representa el 21% de la producción total del país y es exportada en su totalidad a Brasil.

¹¹⁶ Expte. N° 064-002687/97, Dictamen CNDC N° 314/99 del 19 de Marzo de 1999.

¹¹⁷ En este sentido se refieren las audiencias testimoniales: Alfredo Pochintesta, Director General GLP Latinoamérica, Repsol YPF.

638. Compañía Mega S.A. (Repsol Ypf S.A. 38%, Petroleo Brasileiro S.A. 34% y The Dow Chemical Company 28%) se constituyó el 30 de julio de 1997 con el objeto social de construir y operar el complejo conformado por: una planta de separación de gas natural en Loma de la Lata (Pcia. de Neuquén), un poliducto que transporta los líquidos del gas natural obtenidos hasta la planta fraccionadora situada en Bahía Blanca (Pca. de Buenos Aires) de la que se obtiene etano, propano, butano y gasolina natural y un conjunto de instalaciones en las proximidades de esta última, necesarias para transportar, almacenar y despachar dichos líquidos. La empresa comenzó a operar comercialmente el 1 de abril de 2001.¹¹⁸
639. Compañía Mega recibe de YPF S.A. el gas natural a través de un acuerdo de provisión de gas natural a largo plazo y vende el GLP a PETROBRAS, a cuyo efecto tiene contratos de suministro por veinte años.¹¹⁹
640. A continuación se presenta un cuadro con las participaciones de las empresas en la producción de GLP para el año 2002 y la estimación de la concentración de la oferta localmente disponible atribuible a la operación notificada.

¹¹⁸ Información aportada por las partes, Cuerpo 14 foja única y Notas a los Estados Contables de la firma, por los periodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2002 y 2001.

¹¹⁹ Notas a los Estados Contables de la firma, por los periodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2002 y 2001 y dichos del Presidente de Dow Química Argentina S.A. en audiencia testimonial.

Producción de GLP (Gas licuado de Petróleo) por empresa, año 2002.¹²⁰	
Empresa/grupo	Total 2.369.719 tn¹²¹
EG3	2.2%
PECOM S.A.	1.7%
PECOM (P)	1.4%
REFINOR	8.1%
TGS	15.1%
Petroquímica Cuyo	0.02%
Compañía Mega	21%
YPF	28.5%
Capex	2%
Pioneer Resources	0.8%
Pluspetrol	1.3%
Camuzzi	1.3%
PBB	0.6%
Total Austral	8%
Roch	0.1%
Shell	2.2%
Esso	5.5%
Sol Petróleo	0.1%
Gas Medanito	0.2%
Petrosud-Necon	0.04%
TOTAL	100%

Fuente: CNDC en base a datos de la Secretaría de Energía.

641. Por lo anteriormente expuesto, a tal fin se han recalculado las participaciones de las empresa tomando como referencia la oferta localmente disponible de GLP, la que ha sido estimada en 1.795.749 toneladas (producción total menos la producción de Compañía Mega).

¹²⁰ La información suministrada por la Secretaría de Energía abarca el período: Enero de 2002 a Noviembre de 2002.

¹²¹ La producción de GLP en el país alcanzó 2.377.949 tn en el año 2000 y 2.876.689 tn en el año 2001.

Oferta disponible local (GLP), Por empresa, año 2002.¹²²		
Empresa/grupo	Total: 1.795.749 tn ¹²³	
EG3	2.9%	Escenario 1: HHI previo 2134 HHI Posterior 2158
PECOM S.A.	1.9%	
PECOM (P)	2.2%	
REFINOR	10.7%	
TGS	19.9%	
Subtotal	37.6%	Variación 24 pts. (1.1%)
Petroquímica Cuyo	0.03%	Escenario 2 HHI Previo 2811 HHI Posterior 3012 Variación 201 Ptos. (7.2%)
YPF	37.6%	
Capex	2.6%	
Pioneer Resources	1%	
Pluspetrol	1.7%	
Camuzzi	1.7%	
PBB	0.8%	
Total Austral	10.5%	
Roch	0.2%	
Shell	2.9%	
Esso	7.2%	
Sol Petróleo	0.1%	
Gas Medanito	0.2%	
Petrosud-Necon	0.05%	
TOTAL	100%	

Fuente: CNDC en base a datos de la Secretaría de Energía.

642. En el escenario 1 de mínima que excluye a Refinor y TGS (firmas respecto de las cuales esta Comisión en base al acuerdo de accionistas vigente y otra documentación requerida estableció que PECOM ejerce control conjunto con los restantes accionistas), la operación notificada importa un aumento poco significativo del HHI de la oferta localmente disponible de GLP (neta de la producción de Compañía Mega¹²⁴).
643. En el escenario 2 de máxima que incluye a Refinor y TGS, el incremento de la concentración de la oferta localmente disponible es de 201 puntos del HHI.
644. Adicionalmente, esta Comisión analizó la capacidad instalada de almacenamiento de GLP en el país. Como se observa del siguiente cuadro, la capacidad instalada total es de 520 Miles de metros cúbicos, de los cuáles el 0.2% corresponde a EG3, el 16.4% a PECOM (incluyendo TGS) y 4.4% a Refinor.
645. La operación notificada permitirá a PETROBRAS controlar, en el escenario más restrictivo (incluyendo a Refinor, TGS y Mega), el 41.2% del total de almacenamiento de GLP del país. Participación que se encuentra sobreestimada

¹²² La información suministrada por la Secretaría de Energía abarca el período: Enero de 2002 a Noviembre de 2002.

¹²³ La producción de GLP en el país alcanzó 2.377.949 tn en el año 2000 y 2.876.689 tn en el año 2001.

¹²⁴ Nótese que si se incluye Compañía Mega en la estimación de las variaciones en el índice de concentración se estaría subestimando los efectos de la operación debido a que el hecho de incluir a Mega aumentaría el nivel de concentración previo a la operación, por lo que la variación en dicho nivel al sumarle la participación de Petrobras a la de Perez Companc sería menor.

por cuanto la capacidad de almacenamiento de Compañía Mega (20.2%) está destinada a la exportación. En el escenario menos restrictivo, la concentración en la capacidad de almacenamiento es insignificante.

Capacidad de almacenamiento de Propano y Butano (GLP)

Productor	Planta	Miles m3	Part. (%)
EG3	Bahía Blanca	1.2	0.2%
Perez Companc	Charco Bayo	0.9	0.2%
PASA	San Lorenzo	4.3	0.8%
UTE Santa Cruz II	El Condor	0.7	0.1%
TGS	Gral. Cerri - Galvan	79.8	15.3%
Refinor	*	22.8	4.4%
MEGA	Bahía Blanca	105	20.2%
YPF	**	289	55.6%
ESSO	Campana	1.4	0.3%
SHELL	Dock Sud	3.5	0.7%
PBB	Bahía Blanca	0.4	0.1%
Capex	Neuquen	1.9	0.4%
UTE T. del Fuego	San Sebastian	7.2	1.4%
Camuzzi GDS	Cañadon Seco	0.5	0.1%
Pluspetrol	Centenario	1.3	0.3%
TOTAL país		519.9	100.0%

*Incluye a las plantas de Campo Duran, Tucuman y Tres Cerritos.

**Incluye a las plantas de Lujan de Cuyo, La Plata, Loma La Lata, Dock Sud, San Lorenzo Monte Cristo y General Belgrano.

Fuente: CNDC en base a información presentada en el presente expediente.

646. En base al análisis precedente, se concluye que en el mercado nacional de GLP la operación importa un incremento de la concentración de la oferta localmente disponible.
647. Dicho aumento sólo resulta significativo (201 puntos del HHI) al consolidar las respectivas participaciones del 4.1% de PECOM, del 10.7% de Refinor, del 19.9% de TGS y del 2.9% de EG3. Mientras que en el escenario de mínima arroja una variación de 24 puntos del HHI.
648. En definitiva, aún considerando el escenario de mayor variación en el HHI, PETROBRAS no podrá tomar decisiones unilateralmente en Refinor o TGS y subsistirá como competidor independiente, YPF, al que cabe atribuir un grado similar de incidencia en el mercado al que tendrá PETROBRAS¹²⁵.

¹²⁵ Como surge del cuadro, considerando los datos del año 2002, la participación de Repsol YPF coincide con las participaciones de Petrobras, Perez Companc, TGS y Refinor consideradas en forma conjunta (37.6%).

X.4.6. Efectos de la operación en Asfaltos

649. El asfalto es un material sólido negro a castaño oscuro que se licúa gradualmente al ser calentado y en el que los componentes predominantes son bitúmenes. Estos ocurren en la naturaleza en forma sólida o semisólida y habitualmente se obtienen al refinar petróleo, por destilaciones sucesivas a presión atmosférica y a alto vacío o por procesos de extracción con solventes.
650. Del proceso de destilación de crudo que EG3 realiza en su refinería de Bahía Blanca obtiene como subproducto asfaltos. Colindante a la refinería, la empresa posee a) una planta de oxidación de asfaltos que le permite la fabricación de distintas variedades de asfaltos (viales y plástico) y b) una planta de membranas asfálticas para la fabricación, a partir del asfalto plástico, de una amplia variedad de membranas impermeabilizantes de distintos usos, así como también asfaltos modificados para juntas, films de polietileno y techado acrílico.
651. Las principales competidoras de EG3 en este segmento empresas del rubro de insumos para la construcción como: Megaflex, Indarco, Breves, Emapi, Ancar Construcciones, Cogrin, Itabrar, Lang y Cia, Membratech, Tartagal, Fami, Bai, Ca Velasco y Otea, siendo sus productos nacionales o importados.
652. Por su parte PECOM produce asfaltos en su refinería de San Lorenzo. En cuanto a las membranas asfálticas, ni PECOM ni sus subsidiarias son firmas productoras o comercializadoras del mencionado producto en la Argentina.
653. Para el año 2000 y 2002, los datos de producción de asfaltos de la Secretaría de Energía¹²⁶ permiten estimar las siguientes participaciones:

		2000		2002	
		m3	Part.	m3	Part.
Asfaltos	Pecom	55336	10.4%	40993	12.9%
	EG3	65729	12.3%	37107	11.6%
	Refinor	0	0.0%	0	0.0%
	Dapsa	9496	1.8%	2622	0.8%
	Esso	51827	9.7%	17510	5.5%
	Shell	127130	23.9%	146574	46.0%
	YPF	223404	41.9%	74134	23.2%
	Total m3	532922		318940	

Fuente: CNDC en base a datos de la Secretaría de Energía.

¹²⁶ Secretaría de Energía, op.cit.

654. Las participaciones listadas arrojan un índice de concentración de la producción, para el año 2002, de 2986 puntos y cabe esperar que el mismo aumente a 3285 puntos como efecto de la operación notificada, es decir una variación de 299 puntos, que representa un aumento del índice de concentración del orden del 10%.

655. Si se consideran las participaciones del año 2002, PETROBRAS a través de la operación notificada pasará a ser el segundo productor más importante de asfaltos del país, con una participación del 24.5%. En primer lugar corresponderá a la empresa Shell y el tercero a YPF con un 23.2%. Sin embargo, si consideramos el año 2000, dichas conclusiones no se verifican puesto que PETROBRAS quedaría en el tercer lugar detrás de Shell y en primer lugar estaría YPF.

656. Las variaciones en las participaciones de Shell y Repsol YPF se deben a que la primera aumento su producción un 15% entre el año 2000 y el 2002, mientras que la última la redujo en un 67%. Por su parte, Esso, Dapsa, PECOM y EG3 también redujeron su producción en un 66%, 72%, 26% y 45% respectivamente, acompañando una caída del mercado de asfaltos del 40%.

657. Adicionalmente, los datos de comercialización en el mercado interno de asfaltos de la Secretaría de Energía para el año 2002 son los siguientes.

		2000		2002	
		m3	Part.	m3	Part.
Asfaltos	Pecom	46747	10.7%	26009	12.5%
	EG3	35349	8.1%	31517	15.2%
	Refinor	0	0.0%	0	0.0%
	Dapsa	9380	2.1%	451	0.2%
	Esso	20398	4.7%	903	0.4%
	Shell	98466	22.5%	59134	28.5%
	YPF	226521	51.9%	89467	43.1%
Total m3		436861		207481	

Fuente: CNDC en base a datos de la Secretaría de Energía.

658. Las participaciones listadas arrojan un índice de concentración del mercado nacional de asfaltos para el año 2002 de 3057 puntos y cabe esperar que el mismo aumente a 3437 puntos como efecto de la operación notificada. Corresponde a un aumento de 380 puntos del HHI, lo que representa un aumento del índice de concentración del orden del 12%.

659. Nótese que las diferencias entre el total de producción doméstica y la comercialización son las exportaciones. La mayor concentración observada en el

mercado interno se debe a que las empresas Esso, Dapsa y Shell exportaron más de la mitad de su producción, mientras que PECOM y EG3 destinaron la mayor parte al mercado interno.

660. Asimismo, se observa de los cuadros, que los principales productores de asfaltos fueron Shell y Repsol YPF, entre los dos representaron el 70% de la producción si consideramos los años 2000 y 2002.

661. Los asfaltos son utilizados básicamente para la construcción de caminos (uso vial), siendo sus principales usuarios las concesionarias de rutas, autopistas y caminos y las constructoras de barrios cerrados y municipios. En general, el mismo es adquirido mediante licitaciones o concursos de precios. Es decir la demanda de este producto se encuentra concentrada, circunstancia que ejerce sobre las empresas productoras una fuerte presión competitiva.

662. En general, como ocurre con el fuel oil, el asfalto es un producto poco rentable para las refinerías, por lo que existe una tendencia a la optimización de los procesos en las refinerías para maximizar la producción de hidrocarburos livianos a expensas de los hidrocarburos pesados, como el fuel oil y los asfaltos.

663. Lo anterior obedece al mayor valor agregado de los hidrocarburos livianos que tienen precios superiores en promedio al crudo, mientras que los hidrocarburos pesados, en términos generales tienen un precio menor al del crudo.

664. A tal efecto, las unidades de topping se encuentran acompañadas de las llamadas “unidades secundarias” (Cracking Catalítico, Reductor de Viscosidad y Coking). En Argentina las únicas refinerías que poseen estas unidades son las de Esso, Shell, Repsol YPF (La Plata y Luján de Cuyo)¹²⁷ y EG3. Por este motivo la refinería de San Lorenzo es una de las que obtiene mayores volúmenes de asfaltos en relación al volumen total de productos obtenidos en la refinería¹²⁸.

665. En consecuencia, las empresas intentan valorizar el asfalto obtenido mediante diferentes formas. Por ejemplo, en el caso de PECOM, combinándolo con elastómeros o en el caso de EG3 produciendo membranas asfálticas.

¹²⁷ Si bien la refinería de Repsol YPF de Plaza Huincul (Neuquén) no posee dichos procesos, puede enviar los cortes pesados para su tratamiento en las unidades secundarias de Ensenada.

¹²⁸ La producción de asfaltos de la refinería de San Lorenzo representó en el año 2002 el 2.6% del total de m3 de derivados producidos en la refinería. En el caso de las refinerías de La Plata (Repsol YPF) y Campana (Esso) representó el 0.7% y 0.5%, respectivamente.

666. Es importante destacar que el asfalto, al igual que el fuel oil, es un producto secundario en el volumen de negocios de derivados del petróleo, representa el 4.3% de total de ventas al mercado interno de derivados, conforme a datos del 2002, mientras que las naftas¹²⁹ representaron cerca del 20% del negocio.
667. Por último, si bien es cierto que efecto de la operación aumentará el grado de concentración del mercado de asfaltos, no es menos cierto que todas las refinerías están en condiciones de aumentar su producción de asfaltos, ante un aumento significativo y no transitorio de su precio, por lo que se considera que el accionar de PETROBRAS en este mercado estará enfrentado al disciplinamiento de los demás actores, por lo que no podrá actuar unilateralmente en el mismo.

X.4.7. Efectos de la operación en Lubricantes

668. Según lo informado por las partes, ninguna de ellas produce base de lubricantes en territorio de la República Argentina.
669. PECOM , a través de sus subsidiaria PECOM Energía, sólo comercializa lubricantes producidos por terceros, bajo las marcas Elf, Valvoline y Texaco.
670. PETROBRAS, a través de EG3, posee una planta de lubricantes ubicada en Avellaneda, Pcia de Buenos Aires, donde obtiene aceites lubricantes de uso automotriz e industrial a partir de bases lubricantes (que principalmente adquiere de Repsol YPF) y aditivos. La marca con la comercializa los lubricantes es Lubrax.
671. Por su parte Refinor, empresa en la que PECOM posee participación accionaria, sólo comercializa lubricantes producidos por terceros, bajo las marcas Texaco.
672. En Argentina, los principales productores de bases de lubricantes son Repsol YPF, Shell y Esso, y a su vez, son los principales comercializadores de lubricantes del país. Las tres empresas se encuentran totalmente integradas en la producción y comercialización de lubricantes, debido a que poseen las instalaciones para mezclar y envasar dichos productos.

¹²⁹ Incluye a la nafta super, normal y ultra.

673. Desde el lado de la demanda, los consumidores pueden sustituir entre consumir los lubricantes a través de las estaciones de servicios o a través de centros especializados (llamados “lubricentros”)¹³⁰.
674. Desde el lado de la oferta, los productores pueden abastecer a cualquiera de ellos como clientes minoristas (envases de un litro o cuatro litros) o clientes mayoristas (barriles).
675. Por lo tanto, el mercado relevante analizar es la comercialización (mayorista y minorista) de lubricantes para uso automotor.
676. El tamaño del mercado correspondiente al año 2001 fue de 221 mil m3, cifra que muestra una caída del orden del 10% con respecto al año 2000 y de casi el 20% con respecto al año 1999.
677. En el siguiente cuadro se presentan las participaciones de mercado de las principales empresas del país, para el año 2001.

	M3	Part. (%)
YPF	83628	38%
SHELL	61065	28%
ESSO	31422	14%
Eg3	10065	5%
Elf	12779	5.8%
Texaco	9106	4.1%
PECOM	313	0.14%
Refinor	279	0.13%
Eurolube	9392	4%
Total	2907	1%
	220956	100%

Fuente: CNDC en base a Información de las partes y datos de la Secretaría de Energía.

678. Como productos comercializados por PECOM y Refinor corresponden a lubricantes marcas Elf y Texaco, se han sustraído de las cantidades comercializadas por las empresas Elf y Texaco a efectos de evitar su duplicación y poder cuantificar la participación de PECOM y Refinor.
679. En base a las participaciones consignadas, en el escenario de mínima, el nivel de concentración previo es de 2516 puntos del HHI y el incremento en el índice será de 1 punto, mientras que en el escenario de máxima, el nivel de

¹³⁰ Tanto las estaciones de servicio como los lubricentros comercializan los lubricantes ofreciendo el servicio de colocación “in situ”. Ambos pueden utilizar barriles para ofrecer dicho servicio, pero en general, los lubricentros son los que menos atados están al “packaging” de dichos productos.

concentración previo es de 2516 y el mismo ascenderá en 3 puntos de concretarse la operación notificada.

X.4.8. SÍNTESIS Y CONCLUSIONES

680. De la evaluación de los efectos de la operación notificada conforme a los "Lineamientos para el Control de las Concentraciones Económicas" (Anexo de la Res. SCDyDC N° 164/2001) se demostró que el aumento del grado de concentración económica como resultado de la operación en la mayor parte de los casos es poco significativo y, concomitantemente y conforme al punto III. "Otras Consideraciones sobre la Concentración" de los referidos Lineamientos se estableció que i) la operación no restringirá "la iniciativa individual de los restantes competidores en el mercado", pasible de imponer una "restricción al ejercicio de poder de mercado de las empresas que intervienen en la operación", ii) la operación no importa la eliminación de un competidor vigoroso y efectivo y iii) la operación importa una consolidación de empresas relativamente pequeñas en los mercados relevantes y por tanto "reduce las asimetrías entre las empresas, reduce el liderazgo de una empresa y puede permitir de este modo el surgimiento de un competidor vigoroso".
681. Por todo ello, el análisis no avanzó en la evaluación de las barreras a la entrada a los mercados relevantes y de las ganancias de eficiencias esperables de la operación.

Producción y comercialización de derivados de petróleo y gas

682. En la refinación de petróleo la operación importa la enajenación a favor de PETROBRAS de Refisan y los derechos de PECOM en Refinor, siendo que PETROBRAS participa en este negocio a través de la refinadora de Elicabe de EG3.
683. En relación al GLP, la operación importa adicionalmente la enajenación de los derechos de PECOM en TGS.
684. La participación de PETROBRAS en la producción doméstica de GLP a través de su participación en Compañía Mega S.A. ha sido excluida del análisis por cuanto dicha producción se encuentra comprometida para su exportación a Brasil

por contratos de 20 años y por tanto no se encuentra disponible para su comercialización doméstica.

685. Asimismo, en lo que respecta a la comercialización minorista de combustibles líquidos importa la consolidación de las redes de EESS de PECOM (San Lorenzo) de EG3 y, en el escenario restrictivo de Refinor.

686. El Cuadro Resumen 1 presenta el incremento esperable de la concentración como efecto de la operación notificada en la capacidad instalada, la producción y la comercialización de derivados, en el escenario de mínima (excluyendo a Refinor y TGS – en el caso del GLP -)

Cuadro Resumen 1: Efectos de la operación notificada en la producción y comercialización de derivados de petróleo y gas (Escenario de mínima).

Capacidad de producción	HHI previo	HHI posterior	Aumento En puntos	Participación Conjunta
Capacidad instalada	3393	3453	60	11
PRODUCCIÓN				
Refinación de crudo	3880	3938	58	10.8
Total de derivados producidos	3989	4037	49	9.9
Producción por subproducto:				
- Nafta normal	3168	3210	42	10.9
- Nafta súper	4012	4027	15	10.3
- Nafta Ultra	5704	5707	3	2.8
- Gas oil	4093	4155	61	11.2
- Fuel oil	2419	2799	380	27.6
- Asfaltos	2986	3285	299	24.5
COMERCIALIZACION				
Total de derivados comercializados en el mercado interno ¹³¹	3063	3136	73	12.9
Comercialización por subproducto:				
- Nafta normal	2486	2583	98	16.6
- Nafta súper	2724	2785	61	13.5
- Nafta Ultra	3119	3128	9	6.3
- Kerosene	3704	3746	42	27.7
- Gas oil	3156	3235	79	14
- Fuel oil	1727	2498	771	39.2
- Asfaltos	3057	3437	380	27.7
- Lubricantes	2516	2517	1	5.1
- GLP ¹³²	2134	2158	24	7

687. Conforme al escenario de mínima que subestima los efectos de la operación, no cabe esperar cambios significativos en la capacidad instalada, la producción y la comercialización de los derivados del petróleo y gas, a excepción de los mercados de fuel oil y asfaltos, que presentan aumentos en el nivel de concentración.

¹³¹ Se trata de la participación el consumo aparente: Producción + Importaciones – Exportaciones.

¹³² Se trata de la participación en la oferta doméstica disponible: Producción – MEGA.

688. El Cuadro Resumen 2, que se presenta a continuación, informa sobre el incremento de la concentración en la capacidad instalada, en la producción y en la comercialización de derivados del petróleo y gas que cabe esperar como efecto de la operación notificada conforme al escenario de máxima (incluyendo a Refinor y TGS, esta última sólo para el caso del GLP)

Cuadro Resumen 2: Efectos de la operación notificada en la producción y comercialización de derivados de petróleo y gas (Escenario de máxima).

Capacidad de producción	HHI previo	HHI posterior	Aumento En puntos	Participación Conjunta
Capacidad instalada	3449	3552	103	15.5
PRODUCCIÓN				
Refinación de crudo	3916	4019	139	14.6
Total de derivados producidos	4023	4111	87	13.6
Producción por subproducto:				
- Nafta normal	3190	3306	116	15.3
- Nafta súper	4013	4049	35	11.4
- Nafta Ultra	5704	5708	3	2.9
- Gasoil	4122	4222	99	14.2
- Fuel oil	2503	2979	476	30.8
- Asfaltos	2986	3285	299	24.5
COMERCIALIZACION				
Total de derivados comercializados en el mercado interno	3087	3211	124	15.8
Comercialización por subproducto:				
- Nafta normal	2510	2691	181	19.8
- Nafta súper	2733	2826	93	15
- Nafta Ultra	3119	3131	12	6.5
- Kerosene	3708	3763	54	11
- Gas oil	3171	3287	116	15.9
- Fuel oil	2036	3110	1074	47
- Asfaltos	3057	3437	380	27.7
- Lubricantes	2516	2519	3	5.3
- GLP	2811	3012	201	37.6

689. Conforme al escenario de máxima que sobrestima los efectos de la operación, no cabe esperar cambios significativos en la capacidad instalada, la producción y la comercialización de los derivados del petróleo y gas, a excepción de los mercados de fuel oil, asfaltos y GLP que presentan aumentos en los niveles de concentración significativos.

690. En el caso de fuel oil esta variación (correspondiente a 2002) no es del todo representativa si se considera la estructura de la oferta de los años precedentes. Por ejemplo, para el año 2001, los resultados son los siguientes: en el escenario de mínima la variación del HHI es de 360 puntos y representa un aumento del orden del 18% y en el escenario de máxima la variación del HHI es de 512 puntos y representa un aumento del orden del 24%.

691. Las diferencias con el año 2002 se deben a una caída el volumen del mercado de fuel oil, especialmente en las ventas de la empresa Esso y el concomitante aumento de las participaciones de PECOM y EG3¹³³.

692. Es importante destacar que tanto el fuel oil como los asfaltos son productos secundarios en el volumen de negocios de derivados del petróleo, representan, respectivamente, el 1.1% y el 4.3% del total de ventas al mercado interno de derivados, conforme a datos del 2002, mientras que las naftas¹³⁴ representaron cerca del 20% del negocio.

693. Asimismo, el fuel oil y el asfalto son negocios secundarios para las empresas involucradas:

- i) para PECOM los asfaltos representan el 3.3% del total de ventas de derivados del petróleo al mercado interno (en volumen, 2002) y el 2% de su facturación en la venta de derivados;
- ii) para EG3 los asfaltos representan el 1,6% del total de ventas de derivados del petróleo al mercado interno (en volumen, 2002) y el 1.1% de su facturación en la venta de derivados;
- iii) Refinor no produce asfaltos;
- iv) para PECOM el fuel oil representa el 9.5% del total de ventas de derivados del petróleo al mercado interno (en volumen, 2002) y el 5.1% de su facturación en las ventas de derivados;
- v) para EG3 representa el 10.7% del total de ventas de derivados del petróleo al mercado interno (en volumen, 2002) y el 6.1% de su facturación en las ventas de derivados;
- vi) para Refinor representa el 11,5% del total de ventas de derivados del petróleo al mercado interno (en volumen, 2002) y el 6.1% de su facturación en las ventas de derivados.

694. Adicionalmente, el fuel oil y los asfaltos son productos poco rentables para las refinerías, por lo que existe una tendencia a la optimización de los procesos en las

¹³³ Al repetir el ejercicio para años anteriores el resultado del año 2001 son consistentes.

¹³⁴ Incluye a la nafta super, normal y ultra.

refinerías para maximizar la producción de hidrocarburos livianos a expensas de los hidrocarburos pesados, como lo son el fuel oil y los asfaltos.

695. A tal efecto, las unidades de topping se encuentran acompañadas de las llamadas “unidades secundarias” (Cracking Catalítico, Reductor de Viscosidad y Coking). En Argentina las únicas refinerías que poseen estas unidades son las de Esso, Shell, Repsol YPF (La Plata y Lujan de Cuyo)¹³⁵ y EG3. Por este motivo la refinería de San Lorenzo es una de las que obtiene mayores volúmenes de asfaltos y fuel oil, en relación al volumen total de productos obtenidos en la refinería¹³⁶.

696. Asimismo, esta Comisión considera que si bien se trata de mercados altamente concentrados, no cabe esperar que el incremento de la concentración atribuible a la operación notificada por sí mismo agrave esta situación conforme a lo siguiente:

i) no cabe razonablemente suponer que la operación bajo análisis esté motivada en la explotación de dichos mercados, dada su poca significatividad en el giro del negocio de las refinerías y por ende su poca relevancia en los negocios de las notificantes;

ii) el liderazgo de YPF es el factor primordial que determina la dinámica del mercado de asfaltos;

iii) en fuel oil, el mercado se encuentra equilibrado entre las petroleras líderes: YPF, Shell y ESSO y la operación consolidará a PETROBRAS como otro actor.

697. Por último, si bien es cierto que efecto de la operación aumentará el grado de concentración en los mercados de asfaltos y de fuel oil, no es menos cierto que todas las refinerías están en condiciones de aumentar su producción tanto de asfaltos como de fuel oil, ante un aumento significativo y no transitorio de su precio, por lo que se considera que el accionar de PETROBRAS en dichos mercados estará enfrentado al disciplinamiento de los demás actores, por lo que no podrá actuar unilateralmente en los mismos.

¹³⁵ Si bien la refinería de Repsol YPF de Plaza Huincul (Neuquén) no posee dichos procesos, puede enviar los cortes pesados para su tratamiento en las unidades secundarias de Ensenada.

¹³⁶ La producción de asfaltos de la refinería de San Lorenzo representó en el año 2002 el 2.6% del total de m3 de derivados producidos en la refinería, mientras que en el caso de las refinerías de La Plata (Repsol YPF) y Campana (Esso) representó sólo el 0.7% y 0.5%, respectivamente. Asimismo, la producción de fuel oil de la refinería de San Lorenzo representó en el año 2002 el 15.3% del total de m3 de derivados producidos en la refinería, mientras que en el caso de las refinerías de La Plata (Repsol YPF) y Campana (Esso) representó sólo el 5.4% y 1.9%, respectivamente.

698. En el caso del GLP, dicho incremento en la concentración sólo resulta significativo (201 puntos del HHI) al consolidar las respectivas participaciones del 4.1% de PECOM , del 10.7% de Refinor, del 19.9% de TGS y del 2.9% de EG3. Sin embargo, teniendo en cuenta que PETROBRAS no podrá tomar decisiones unilateralmente en Refinor o TGS y que subsistirá como competidor independiente Repsol-YPF, al que ca2be atribuir un grado similar de incidencia en el mercado al que tendrá PETROBRAS, se estima que la concentración estimada no distorsionará la competencia de modo que se afecte el interés económico general.

699. En base a las consideraciones precedentes, esta Comisión concluye que no cabe esperar como efecto de la operación notificada distorsiones en las condiciones vigentes de competencia en los mercados de fuel oil, asfaltos y GLP que resulten en perjuicio del interés económico general.

700. Adicionalmente, esta Comisión entiende que en el resto de los productos derivados del petróleo no se presentan aumentos de concentración significativos que ameriten un cambio en las condiciones vigentes de competencia en perjuicio del interés económico general.

Red de distribución minorista: estaciones de servicio

701. Se presenta un último Cuadro Resumen 3 con la concentración en la distribución resultante de la consolidación de las redes de EESS de las notificantes a nivel nacional, para los dos escenarios analizados.

Cuadro Resumen 3: Efectos de la operación notificada en la cadena de distribución de combustibles líquidos (estaciones de servicio y puestos de despacho) a nivel nacional.

DISTRIBUCIÓN MINORISTA	HHI previo	HHI posterior	Aumento en puntos	Participación conjunta
Bocas de expendio (Escenario 1)	1930	1959	29	11.1
Bocas de expendio (Escenario 2)	1933	1981	48	12.1
La red de EG3 posee mayor presencia en la Capital y en la Provincia de Buenos Aires, mientras que la de San Lorenzo se concentra más en el Litoral y centro del país y Refinor en el norte.				

702. Teniendo en cuenta la distribución geográfica de las tres redes de EESS en consideración, se estima que las mismas se complementarán y la red consolidada quedará sujeta a la competencia de sus tres principales competidores con presencia nacional: Repsol YPF, Shell y Esso.

703. Asimismo, a nivel local (radio de 15 cuadras), esta Comisión ha acreditado que las EESS de SL, Refinor y EG3 sólo se superponen en 30 localidades y que en todas ellas existen EESS de sus principales competidores (RepsolYPF, Shell y Esso), conforme se demuestra en el Anexo al presente dictamen.
704. En base al precedente análisis se concluye que la consolidación de las redes de estaciones de servicio de EG3, San Lorenzo y Refinor que resulta de la operación notificada, no importa incrementos significativos en el mercado nacional y local de comercialización minorista de combustibles líquidos.
705. Por tanto, esta Comisión concluye que no cabe esperar como efecto de la operación notificada una distorsión de las condiciones vigentes de competencia en la distribución minorista de combustibles líquidos, que pueda resultar en perjuicio del interés económico general.

X.5. INDUSTRIA PETROQUÍMICA.

706. Esta sección comprende una parte introductoria donde i) se describen los activos aplicados a la industria petroquímica que se transfieren por la operación notificada y la actividad petroquímica de PETROBRAS en Argentina y Brasil, ii) se resumen las principales de la industria, sus insumos y sus productos y iii) se sintetiza su desarrollo histórico y su situación actual en el Cono Sur, particularmente en Argentina y Brasil.
707. Luego, conforme a lo establecido en los "Lineamientos para el Control de las Concentraciones Económicas" (Anexo de la Res. SCDyDC N° 164/2001), se determinan los mercados relevantes (algunos de los cuales comprenden al MERCOSUR como área geográfica relevante), se calculan las participaciones de mercado de las empresas y se estima el incremento de la concentración económica como resultado de la operación notificada.
708. En la medida en que dicho incremento de la concentración económica es poco significativo en la mayoría de los casos y que conforme al punto III "Otras Consideraciones sobre la Concentración" de los referidos Lineamientos la operación no importa: i) una disminución de "la iniciativa individual de los restantes competidores en el mercado" pasible de imponer una "restricción al ejercicio de poder de mercado de las empresas que intervienen en la operación y ii) la "eliminación de un competidor vigorosos y efectivo", el análisis no avanza en la

evaluación de las barreras a la entrada y de las ganancias de eficiencias atribuibles a la operación.

709. Dado que la industria se caracteriza por una ajustada logística de abastecimiento de insumos a lo largo de las diferentes etapas de su cadena de producción y que los productos petroquímicos finales son, a su vez, insumos claves de la mayor parte de la industria, complementariamente a lo establecido en los Lineamientos, el análisis procurará evaluar ajustadamente si la operación afectará significativamente el aprovisionamiento de insumos tanto de la industria petroquímica doméstica como de las restantes industrias con las cuales se articula.

710. En dicho marco, el análisis profundiza particularmente en las condiciones de abastecimiento de etano (materia prima petroquímica) del Polo Petroquímico de Bahía Blanca, a fines de sopesar detalladamente las objeciones formuladas por PBB Polisur.

X.5.1. Activos transferidos.

711. En el sector petroquímico la operación importa, a nivel de las materias primas petroquímicas (nafta petroquímica¹³⁷, metano, propanos, butanos y etano) la enajenación a favor de PETROBRAS de:

- i) las áreas de exploración y producción de petróleo y gas natural del grupo PECOM de las que se obtienen las materias primas petroquímicas,
- ii) la participación accionaria del grupo PECOM en Refinería del Norte (Refinor),
- iii) la refinería que el grupo PECOM posee en la ciudad de San Lorenzo (Pcia. de Santa Fe)¹³⁸, ambas destiladoras de nafta petroquímica, propanos y butanos a partir de petróleo crudo; y
- iv) la participación accionaria del grupo PECOM en Transportadora Gas Del Sur (TGS) que cuenta con la planta separadora de gases de Gral. Cerri que incluye las instalaciones necesarias para separar el metano, etano, GLP y nafta

¹³⁷ Nafta petroquímica es el nombre con el cual en la industria se identifica a los hidrocarburos gaseosos más pesados (de 5 o más átomos de carbono) y que puede ser obtenida tanto de la refinación de crudo (donde se la denomina "nafta virgen") como de la separación de gas natural (donde se la suele denominar "gasolinas").

¹³⁸ Adicionalmente la operación importa la enajenación a favor de Petrobras de la participación de Pecom en Empresa Boliviana de Refinación (donde Petrobras es el otro accionista).

petroquímica a partir de la vena gaseosa transportada por los gasoductos de dicha firma.

712. A nivel de los productos petroquímicos, la operación implica la enajenación a favor de PETROBRAS de:

i) la división petroquímica del grupo PECOM (anteriormente denominada PASA) que cuenta con una planta productora de etileno, estireno y caucho sintético en Puerto General San Martín (Pcia. de Santa Fe), una planta productora de poliestireno y poliestireno biorientado en Zárate (Pcia. de Buenos Aires) y una planta productora de amoníaco/urea en Campana (Pcia. de Buenos Aires),

ii) de la empresa INNOVA S.A. radicada en Brasil y productora de estireno y poliestireno, y

iii) la participación del grupo PECOM en Petroquímica Cuyo, que produce polipropileno en Mendoza.

X.5.2. La actividad petroquímica de PETROBRAS

713. Petrobras no tiene participación significativa en la industria petroquímica argentina dado que se limita a:

i) producir en la Refinería Eliçabe de Eg3 una corriente de C3¹³⁹ rica en propileno (conformada en un 70% por propileno y en un 30% por propano). Dicha corriente es suministrada a la planta de Petroken (un consorcio por partes iguales de YPF S.A. y el grupo internacional Basell), localizada en Ensenada (Pcia. de Buenos Aires), donde se produce polipropileno homopolímero y copolímero y materiales de avanzada;

ii) participar en el capital accionario de Compañía Mega, firma que alimenta de etano, conjuntamente con TGS, al polo petroquímico de Bahía Blanca.

714. Compañía Mega S.A. (Repsol Ypf S.A. 38%, Petroleo Brasileiro S.A. 34% y The Dow Chemical Company 28%) se constituyó el 30 de julio de 1997 con el objeto social de construir y operar el complejo conformado por: una planta de separación de gas natural en Loma de la Lata (Pcia. de Neuquén), un poliducto

¹³⁹ Hidrocarburo liviano de 3 átomos de carbono.

que transporta los líquidos del gas natural obtenidos hasta la planta fraccionadora situada en Bahía Blanca (Pcia. de Buenos Aires) de la que se obtiene etano, propano, butano y gasolina natural y un conjunto de instalaciones en las proximidades de esta última, necesarias para transportar, almacenar y despachar dichos líquidos. La empresa comenzó a operar comercialmente el 1 de abril de 2001.¹⁴⁰

715. Compañía Mega recibe de YPF S.A. el gas natural a través de un acuerdo de provisión de gas natural a largo plazo y vende el etano a PBB Polisor S.A.¹⁴¹ y el propano, el butano y la gasolina natural a PETROBRAS. A tal efecto, tiene contratos de aprovisionamiento por veinte años con ambos clientes.¹⁴²

716. La existencia de los contratos de largo plazo para la exportación a Brasil de propanos, butanos y gasolinas naturales, anulan la incidencia de Compañía Mega en relación a la oferta de dichas materias primas para la industria petroquímica argentina. Por otra parte, el contrato de largo plazo para el etano, que representa el 60% del consumo de dicho insumo por parte de PBB Polisor S.A., reduce significativamente el riesgo de aprovisionamiento de la mencionada firma, especialmente teniendo en cuenta que su controlante (Dow Química Argentina S.A.) está involucrada como accionista en Compañía Mega.

717. En cambio, la participación de PETROBRAS es importante en relación a la industria petroquímica de Brasil porque:

i) sus refinerías son las proveedoras de materia prima petroquímica (nafta petroquímica, propanos y butanos) a las plantas petroquímicas de productos básicos o "crackers de etileno" de Brasil;

ii) posee, a través de PETROQUISA participaciones accionarias minoritarias en los "crackers de etileno": Braskem S.A. (8,12% del capital votante, 11,27% del capital total)¹⁴³, Copesul (15,63% del capital votante y total)¹⁴⁴, Petroquímica

¹⁴⁰ Información aportada por las partes, Cuerpo 14 foja única y Notas a los Estados Contables de la firma, por los periodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2002 y 2001.

¹⁴¹ El capital accionario de PBB Polisor pertenece a Dow Chemical (72%) y Repsol/Ypf (28%), conforme a lo informado por el Presidente de Dow Química Argentina S.A. en audiencia testimonial.

¹⁴² Notas a los Estados Contables de la firma, por los periodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2002 y 2001 y dichos del Presidente de Dow Química Argentina S.A. en audiencia testimonial.

¹⁴³ BRASKEM (ex. COPENE) está controlada por el grupo Odebrecht, que en el 2002 consolidó las firmas del grupo bajo la firma BRASKEM.

¹⁴⁴ COPESUL fue privatizada en 1992. Actualmente los grupos nacionales Ipiranga y Oderbrecht (a través de BRASKEM) detentan conjuntamente el 59% del capital social.

Uniao (17,48% del capital votante y 17,44% del capital total)¹⁴⁵ y Río Polímeros S.A. (el futuro cracker de etileno en base a gas, 16,67% del capital votante y total)¹⁴⁶;

ii) posee una importante división de fertilizantes (amoníaco-urea) que opera bajo la denominación de "FAFEN"¹⁴⁷;

iii) posee, a través de PETROQUISA, el 45,22% del capital votante y el 57,31% del capital social de Petroquímica Triunfo S.A., productora de polietileno¹⁴⁸;

iv) posee, a través de PETROQUISA, el 49,50% del capital votante y el 33,41% del capital total de Metanor S.A., productora de metanol¹⁴⁹; y

v) posee, a través de PETROQUISA, el 28,56% del capital votante y el 27,17% del capital total de Deten Química S.A., productora de detergentes.¹⁵⁰

X.5.3. Descripción de la Industria

Productos y proceso de producción

718. La industria petroquímica eslabona una serie de etapas productivas, en las cuales sucesivamente se va agregando valor a los productos, en términos generales el eslabonamiento tiene tres etapas: productos petroquímicos básicos, intermedios y finales.

719. La petroquímica toma de la industria de petróleo y gas los hidrocarburos livianos (metano, etano, propanos, butanos y nafta petroquímica) como materias primas para producir los productos petroquímicos básicos.

720. El petróleo y el gas natural son mezclas de distinto tipo de hidrocarburos: hidrocarburos livianos y pesados.

¹⁴⁵ Fue privatizada en 1994. Los restantes accionistas son el grupo nacional Unipar (37,18%), seguido por Union Carbide (12,97%), firma controlada por Dow Chemical. APLA, "Anuario Petroquímico Latinoamericano 2002 - 2003"

¹⁴⁶ Presentación de las partes, a fs 1751 del cuerpo 18.

¹⁴⁷ APLA, "Anuario Petroquímico Latinoamericano 2002 - 2003". Pág. 148.

¹⁴⁸ Presentación de las partes, a fs 1751 del cuerpo 18. Conforme a APLA, op.cit nota ut supra (pág. 149) y el sitio oficial en internet de Petroquímica Triunfo, los restantes accionistas son Petroplastic (28,83% del capital votante y 14,84% del capital total y Primera Industria Química Ltd (25,23% del capital votante y 24,01% del capital total) estando en Tesorería el 3,83% del capital social)

¹⁴⁹ Presentación de las partes, a fs 1751 del cuerpo 18.

¹⁵⁰ Presentación de las partes, a fs 1751 del cuerpo 18.

721. El gas natural sólo contiene hidrocarburos livianos: su principal componente es el metano que contiene un único átomo de carbono y es el más simple de todos los hidrocarburos. Además contiene etano, propanos y butanos (dos, tres y cuatro átomos de carbono, respectivamente). En menor proporción contiene hidrocarburos de cinco, seis y siete átomos de carbono, que forman una nafta liviana denominada "gasolina natural" de uso petroquímico y también conocida como "nafta petroquímica".
722. En cambio, el petróleo contiene una gran variedad de hidrocarburos, que van desde los mismos hidrocarburos livianos que están presentes en el gas natural (metano, etano, propano, butano y nafta virgen o petroquímica¹⁵¹) hasta moléculas mucho más complejas o hidrocarburos pesados.¹⁵²
723. La separación del metano (cuyo uso es principalmente combustible) de los restantes hidrocarburos livianos o "líquidos del gas natural" generalmente se realiza en cercanías de los yacimientos, como, por ejemplo para el caso de la Argentina, Campo Durán (Salta)¹⁵³, Loma de La Lata (Neuquén)¹⁵⁴, Cerro Redondo (Santa Cruz) y San Sebastián (Tierra del Fuego). También puede realizarse en los centros donde convergen gasoductos de importancia y que disponen de ventajas logísticas, como sucede en Bahía Blanca (donde desemboca el gasoducto troncal de TGS y existen facilidades portuarias).
724. Una vez separados del metano, los líquidos se someten a un proceso de fraccionamiento por el que se obtienen los referidos propanos, butanos y gasolinas naturales. El etano, sólo se fracciona de existir consumo petroquímico geográficamente cercano, porque, a diferencia de los butanos y propanos, su uso es estrictamente petroquímico¹⁵⁵ y, a diferencia de las gasolinas naturales, debe necesariamente ser transportado por ductos.
725. Las refinerías de petróleo son más complejas que las plantas de procesamiento de gas natural y por lo general están localizadas cerca de los mercados

¹⁵¹ Nótese que a los cortes de hidrocarburos livianos de entre 5 y 7 o más átomos de carbono, son denominados "nafta virgen" cuando se obtienen de la refinación de petróleo y "gasolinas naturales" cuando se obtienen del procesamiento de gas natural. Constituyen aproximadamente el mismo compuesto químico y su uso es fundamentalmente petroquímico (como insumo para la obtención de etileno). En la industria se denomina "nafta petroquímica" a este tipo de corte. A lo largo del análisis, utilizaremos "nafta petroquímica" para hacer referencia a dichas corrientes de C5, C6 y C7+, de uso petroquímico, independientemente de su origen (de petróleo o de gas).

¹⁵² IPA - Instituto Petroquímico Argentino "La República Argentina y su Industria Petroquímica", Buenos Aires, 1999 y audiencias testimoniales de Marcelo Ramal y Cámara de la Industria Química y Petroquímica.

¹⁵³ REFINOR.

¹⁵⁴ COMPAÑÍA MEGA.

¹⁵⁵ El principal uso de propano y butano (GLP) es como combustible (garrafas).

consumidores. Esto sucede con las principales refinerías de la Argentina como YPF en La Plata (Buenos Aires) y Luján de Cuyo (Mendoza), Shell en Dock Sud y Esso en Campana (ambas últimas en Provincia de Buenos Aires). Las refinerías producen para la industria petroquímica sólo propanos, butanos y nafta petroquímica.¹⁵⁶

726. En Argentina, más del 90% de los derivados que se obtienen del procesamiento de petróleo y gas se destinan a los mercados domiciliario, comercial, industrial, automotor y usinas eléctricas. Por tanto, menos del 10% de los derivados del gas natural y del petróleo se emplean como materias primas petroquímicas¹⁵⁷. En butanos y propanos, el porcentaje puede llegar a no más del 15%.

727. La nafta virgen es el insumo mundialmente más difundido y versátil para la industria petroquímica. Es un corte de la destilación primaria del petróleo de bajo rendimiento como combustible, pero excelente como materia prima para la producción de petroquímicos aromáticos o hidrocarburos aromáticos (benceno, tolueno, xilenos) mediante un proceso llamado "reforming catalítico" y para la producción de las olefinas de las que derivan los plásticos (etileno, propileno, butileno y butadienos) mediante el proceso conocido como "steam-cracking".

728. El etano, el propano y el butano se emplean alternativamente a la nafta petroquímica para la producción de las mencionadas olefinas (etileno, propileno, butileno y butadieno), también mediante el referido proceso de "steam-cracking".¹⁵⁸

729. El metano se emplea masivamente en los países que disponen de gas natural para la síntesis de amoníaco y metanol a partir de un proceso denominado "steam reforming" de gas natural. El amoníaco es fundamental para la producción de fertilizantes nitrogenados (urea), mientras que el metanol se utiliza principalmente para obtener MTBE, que interviene como aditivo en la producción de nafta sin plomo.¹⁵⁹

730. Por tanto, la estrecha vinculación técnica entre las industrias de petróleo y gas y la petroquímica configura un factor determinante en el desarrollo de las empresas petroquímicas y un factor importante en la planificación de expansiones de

¹⁵⁶ IPA. Op.cit.

¹⁵⁷ IPA. Op.cit.

¹⁵⁸ IPA. Op.cit

¹⁵⁹ IPA. Op.cit

refinerías de petróleo y/o instalación de plantas de separación de gas natural. De ello deriva una tendencia al manejo integrado de ambas industrias.¹⁶⁰

731. Se presenta a continuación un cuadro con las principales cadenas de valor comprendidas en la industria petroquímica.

¹⁶⁰ IPA. Op.cit y audiencias testimoniales de Marcelo Ramal y Cámara de la Industria Química y Petroquímica.

PRODUCTOS PETROQUÍMICOS ¹⁶¹		
Básicos	Intermedios	Finales
Etileno		Polietileno de baja densidad. Polietileno de alta densidad Polietileno (baja densidad) lineal
	Estireno	Poliestireno ABS, SAN Caucho SBR Resinas poliéster
	Oxido de etileno (etilenglicol)	Fibras poliéster Politereftalato de etilenglicol PET
	Cloruro de vinilo - VCM	Policloruro de vinilo - PVC
Propileno		Polipropileno
	Cumeno/ Fenol	Resinas, herbicidas
	Isopropanol/ Acetona	Solventes
	Oxido de propileno	Poliuretanos
	Acrilonitrilo	Resinas ABS y SAN Fibras acrílicas
	Oxoalcoholes	Plastificantes
Butilenos		Metil Terbutil Eter - MTBE
	sec Butanol/MEK	Solventes
	Oxoalcoholes	Plastificantes
Butadieno		Caucho SBR Emulsiones SB / ABS
Benceno	Hexametildiamina	Nylon 66
	Estireno	Poliestireno
	Cumeno/Fenol	Resinas, herbicidas
	Anilina/ MDI	Poliuretanos
	Ciclohexano/Caprolactama	Nylon 6
	Alquilbenceno - ABL	Detergentes
Tolueno		TDI Poliuretanos Solventes
Paraxileno	Acido tereftálico DMT	Fibra poliéster PET
Ortoxileno	Anhidrido ftálico	Plastificantes Resinas poliéster Resinas alquídicas
	Amoníaco	Fertilizantes
	Acido nítrico	Explosivos, Fertilizantes
	Metanol	MTBE
	Formaldehido	Resinas
	DMT	Fibras poliéster

732. El diverso conjunto de productos petroquímicos finales puede clasificarse conforme a sus propiedades y usos en ocho grandes familias:¹⁶²

¹⁶¹ Fuente: Instituto Petroquímico Argentino, en "La República Argentina y su Industria Petroquímica" pág. 39. Sólo consigna los productos de mayor importancia.

¹⁶² Lia Hasenclever, Andrés Lopez y José Clemente de Oliveira: "Impacto del Mercosur sobre la Dinámica del Sector Petroquímico" - Anexo Metodológico - en Juan José Taccone y Luis Jorge Garay (eds.) *Impacto Sectorial de la integración en el Mercosur*, Banco Interamericano de Desarrollo, Departamento de Integración y Programas Regionales- Instituto para la Integración de América Latina y el Caribe - BID -INTAL, Buenos Aires, Julio de 1999.

- 1) Termoplásticos: son resinas plásticas que pueden cambiar de forma cuando son expuestas al calor. Comprenden los polímeros tales como polietileno, poliestireno, polipropileno, PVC, acrílicos, poliamidas (nylon), plásticos de ingeniería (policarbonatos, entre otros).
- 2) Termoestables o termorrígidos: materiales no moldeables por el calor: Comprenden resinas de distinto tipo (fenólicas, maleicas, alquídicas, epoxy, poliésteres) y aminoplastos (resinas y polvos de moldeo de urea y melamina-formaldehído)
- 3) Elastómeros: corresponde a las distintas variedades de caucho sintético.
- 4) Fibras e hilados sintéticos: fibras que se obtienen en su mayoría de termoplásticos: las más importantes son las poliamídicas (nylon), poliestéricas acrílicas y polipropilénicas.
- 5) Fertilizantes: los más importantes son urea y otros derivados del amoníaco.
- 6) Detergentes: tales como DDB/ABL y tensoactivos.
- 7) Solventes: tales como acetona, tetracloruro de carbono.
- 8) Plastificantes.

Economías de escala, integración vertical y comportamiento.

733. Conforme al informe de Ruy Dornelles Freire y Flávio Pascoal Jardim¹⁶³, los factores críticos relacionados con el desempeño de la industria son la escala de producción, el acceso a materias primas, la tecnología y la logística de distribución de los productos.
734. La escala de producción es relevante porque la industria es intensiva en capital y la inversión se torna viable a partir de una cierta escala que permite diluir los costos fijos.
735. Las materias primas son importantes porque representan una parte significativa de los costos de producción.

¹⁶³ "O Futuro da Indústria Petroquímica Gaúcha", publicado en <http://www.mdic.gov.br/tecnologia/revistas/artigos/RS/art03RuyDornelles.pdf>. Los autores eran a la fecha del informe (1999) directivos de Copesul, una de las tres centrales de materias primas petroquímicas de Brasil.

736. La relevancia de la tecnología reside en que permite desarrollar especialidades petroquímicas de mayor valor que los productos tradicionales. Estos últimos, por su grado de homogeneidad y transabilidad constituyen commodities.

737. La logística, finalmente, es un factor decisivo en los costos y en la preservación de la condición de proveedor confiable.

738. En sentido convergente, la investigación de Lía Hasenclever, Andrés Lopez y José Clemente de Oliveira¹⁶⁴, han identificado como factores que gravitan decisivamente sobre la competitividad de la industria los siguientes:

el costo de la inversión fija, debido a el elevado monto de las inversiones necesarias y su largo período de maduración;

la disponibilidad y precio de las materias primas petroquímicas (etano, propanos, butanos y nafta petroquímica), porque los costos de las materias primas inciden fuertemente en la producción de los petroquímicos básicos (etileno y propileno, entre otros), pudiendo representar hasta el 60% del costo su total.¹⁶⁵

739. La mencionada investigación, también detalla que debido a que la industria petroquímica es altamente capital - intensiva existe una importante penalización sobre los costos cuando decrece el porcentaje de capacidad utilizada. Asimismo explica que la integración vertical característica en la industria se debe no sólo a los fuertes rendimientos crecientes a escala sino también a la existencia de:

i) co-productos en los procesos más utilizados,

ii) economías de aglomeración, que llevan aun agrupamiento de las empresas por áreas geográficas ("polos"),

iii) economías de transacción debido a la importancia de contar con seguridad tanto para el abastecimiento de materias primas, como para la colocación de los productos,

¹⁶⁴ Lía Hasenclever, Andrés Lopez y José Clemente de Oliveira. Op.cit ut supra. Capítulo 1: "El contexto internacional" páginas 399 /406.

¹⁶⁵ Con relación los costos de la materia prima petroquímica, se advierte que no se debe perder de vista que la producción de etileno a partir de nafta virgen o petroquímica tiene una mayor versatilidad productiva que la basada en etano, ya que del primer proceso se obtiene una gama de subproductos más amplia que puede compensar los mayores costos que eventualmente pudiera tener la nafta virgen.

iv) barreras a la entrada y de rentas en la etapa primaria (extracción y separación de hidrocarburos) que pueden ser absorbidas por las firmas integradas con la producción petroquímica.

740. La investigación informa que como resultado del importante grado de integración vertical intrafirma e interfirmas de la industria, el peso del comercio internacional de petroquímicos es moderado, notándose que la mayor parte del intercambio internacional se realiza con países vecinos y que, en general, el mercado mundial es receptor de la producción residual.

741. También sostiene que la oferta de productos petroquímicos reacciona lentamente a los cambios en la demanda, debido a que la capacidad instalada en la industria se expande o retrae modularmente, los activos utilizados son altamente específicos, por lo que las expansiones o nuevas inversiones insumen un periodo considerable de tiempo. Por ello, ante demandas que se contraen en el corto o mediano plazo, las empresas optan por continuar sosteniendo una elevada utilización de la capacidad, para evitar los altos costos asociados a la capacidad ociosa.

742. En consecuencia, se afirma que los precios internacionales de los productos petroquímicos se encuentran sujetos a ciclos de alzas y bajas que dependen del costo de las materias primas y del balance entre capacidad instalada y demanda (que depende primordialmente del nivel de actividad económica) y que dichos ciclos de precios refuerzan la importancia de las estrategias de integración tanto vertical como horizontal de largo plazo.

743. Por todo lo anterior, la decisión de instalación de un emprendimiento petroquímico simultáneamente importa determinar la(s) materia(s) prima(s), los procesos de producción y la escala de las operaciones. Dicha decisión dependerá de la demanda estimada para los productos. En aquellos casos donde el tamaño del mercado interno no sea lo suficientemente grande para la operación de las plantas en una escala eficiente, cobran singular importancia las posibilidades y los costos de exportación.

744. En el mismo sentido se expresaron los expertos y ejecutivos de firmas petroquímicas consultados en audiencia, indicando la importancia de la integración

vertical en la industria¹⁶⁶. En ese contexto, el Lic. Ramal informó la integración vertical es casi una necesidad técnica de la industria y que si la misma es realizada a través de integraciones societarias se reduce la incertidumbre en los contratos y los costos de transacción.

745. Tanto los expertos como las firmas petroquímicas consultados en audiencia testimonial y las notificantes (fs 63 C.14) han coincidido en cuanto a considerar que las firmas radicadas en la Argentina y en Brasil son competidoras directas, especialmente en los productos petroquímicos finales.

746. La Comisión ha compartido este criterio, por lo cual el análisis de la operación notificada, en lo referente a los petroquímicos finales, ha sido conducido a nivel regional, lo que se fundamentará detalladamente en la sección sobre mercado geográfico relevante.

X.5.4. La industria petroquímica en el Cono Sur.

Antecedentes

747. El desarrollo de la industria petroquímica en Argentina y Brasil fue posibilitado en gran medida por un conjunto de políticas públicas. En Argentina, las primeras plantas petroquímicas se instalaron en los años ´40. A finales de los años 50` comenzó el verdadero desarrollo de la industria. El grueso de las inversiones fue realizado por empresas transnacionales (en algunos casos asociadas a firmas locales) y estuvieron dirigidas a abastecer el mercado interno con plantas que operaban a una escala inferior a la internacional.¹⁶⁷

748. A partir de 1973, el Estado comenzó a exigir a las empresas cierta escala mínima de operación a fines de obtener promociones sectoriales y promover la integración vertical a partir del desarrollo de dos polos petroquímicos¹⁶⁸: uno en base a materias primas obtenidas de la refinación de petróleo en Ensenada (Pcia. de Buenos Aires) y otro en base materias primas resultantes del procesamiento de gas natural, situado en Bahía Blanca (Pcia. de Buenos Aires).

¹⁶⁶Instituto Petroquímico Argentino, Cámara de la Industria Química y Petroquímica y el Lic. Marcelo Ramal de CBR Consultores Asociados.

¹⁶⁷ Lia Hasenclever, Andrés Lopez y José Clemente de Oliveira. Op. Cit

¹⁶⁸ Un polo petroquímico es un complejo industrial petroquímico donde el balance de productos petroquímicos básicos y la generación de utilidades se da de forma conjunta entre las diversas empresas y permite ampliar la posibilidad de integración técnica y maximizar las ganancias de economía de escala. Cf. op. cit página 411.

749. A tal efecto se crearon las firmas de propiedad estatal Petroquímica Gral. Mosconi (PGM) y Petroquímica Bahía Blanca (PBB) para que, respectivamente, funcionaran como centrales de petroquímicos básicos en cada polo, proveyendo de insumos a un conjunto de plantas satélites de capitales privados.¹⁶⁹
750. Durante la década del 80`, la industria petroquímica fue un sector dinámico no obstante el contexto macroeconómico general de estancamiento. Se inauguraron 12 plantas, el sector creció a una tasa anual del 10% y las exportaciones crecieron al 8,5% anual.
751. La industria petroquímica brasileña se inició con la implantación por parte de PETROBRAS de la refinería de petróleo de Cubatao, lo que posibilitó el surgimiento de unidades productivas de etileno, propileno, metanol, negro de humo, amoníaco y fertilizantes nitrogenados.
752. Dichas unidades fueron dirigidas al abastecimiento de empresas de productos de segunda o tercera generación como CBE, Union Carbide, Rhodia, Copebrás, Alba, Bakor, Petrochlor, Firestone, Celanese, Rhone Poulenc y Solvay, entre otros.
753. Hasta los años `60 el desarrollo de la industria química y petroquímica brasileña no obedeció a una planificación preestablecida y San Pablo como principal región industrial concentraba la mayor parte de los emprendimientos. Desde entonces fueron implantados tres polos petroquímicos.¹⁷⁰
754. El primer polo petroquímico surgió en Cubatao (San Pablo) a partir del mercado de las referidas empresas preexistentes. En 1972 entró en operación Petroquímica Uniao (PqU) como central de materias primas del complejo (cracker de etileno en base a nafta petroquímica), emprendimiento liderado por el capital privado, con participación de PETROBRAS.
755. A lo largo de la referida década, se destaca la creación de las empresas Poliolefinas (hoy denominada Polietilenos Uniao) y Oxiteno, produciendo respectivamente polietileno de baja densidad y óxido de etileno (etilenglicol) que fueron las primeras asociaciones entre el capital privado (Grupo Unipar y Grupo Ultra, asociados al Grupo Monteiro Arnaha), el capital estatal (Petroquisa, de Petrobras) y el capital extranjero (National Distillers), lo que se denominó el "modelo tripartito", según el cual se buscaba promover la creación de grupos

¹⁶⁹ Idem nota al pie 168.

¹⁷⁰ Joao Ruy Dornelles Freire y Flavio Pascoal Jardim. Op.cit.

privados nacionales con participación de capital estatal y tecnología aportada por un socio licenciatario extranjero.¹⁷¹

756. Durante los años `70 el gobierno de Brasil seleccionó a la petroquímica como un sector prioritario en sus programas y mediante incentivos fiscales surgieron los otros dos polos petroquímicos: Camaçari en Bahía y Triunfo en Rio Grande do Sul, consolidándose el mencionado "modelo tripartito".
757. Se estableció un cracker de etileno en base a nafta petroquímica en cada región: Petroquímica do Nordeste, conocida como COPENE en Camaçari y Companhia Petroquímica do Sul, conocida como COPESUL, en Triunfo. Pese al hecho de que los polos de Bahía y Rio Grande do Sul fueron implantados para sustituir importaciones, comenzaron a operar con exceso de capacidad en relación a la demanda local por lo que el país se convirtió en exportador neto de productos petroquímicos.¹⁷²
758. Finalmente, debe notarse que actualmente se encuentra en importante grado de avance el desarrollo un nuevo polo petroquímico en Rio de Janeiro¹⁷³. El polo desarrollará a partir de la planta de petroquímicos básicos de Rio Polímeros S.A., un cracker de etileno en base al gas natural obtenido por PETROBRAS en la Bahía de Santos.
759. El proyecto es liderado por Unipar (Uniao de Industrias Petroquimicas S.A) y el grupo Suzano¹⁷⁴. Petroquisa (Petrobras) forma parte del emprendimiento con una participación del 17% en Rio Polímeros. La planta tendrá una capacidad de producción de 500 mil toneladas por año de etileno y será el primer cracker de Brasil que utilice gases separados del gas natural (etano y propano) como materia prima. La provisión de los gases ya ha sido asegurada por PETROBRAS.¹⁷⁵
760. A modo de resumen cabe decir que el proceso de privatizaciones en el caso argentino condujo a un retiro total del capital estatal del negocio petroquímico, quedando el sector mayoritariamente liderado por firmas internacionales, mientras que en el caso de Brasil, las firmas de capital nacional tienen una preponderancia

¹⁷¹ Joao Ruy Dornelles Freire y Flavio Pascoal Jardim. Op.cit. y Lia Hasenclever, Andrés Lopez y José Clemente de Oliveira. Op. Cit

¹⁷² Idem nota al pie 171.

¹⁷³ La fuente de la información sobre el nuevo polo petroquímico corresponde a lo informado por el especialista Marcelo Ramal y el sitio en internet del grupo privado nacional Unipar, que lidera el proyecto.

¹⁷⁴ El grupo Suzano participa en empresas como Polibrasil Resinas, Petroquímica Uniao, Petroflex, Polipar y Politeno.

¹⁷⁵ Página en Internet de Unipar: <http://www.unipar.ind.br>

mayor y el estado no se retiró completamente del negocio, al mantener presencia través de PETROBRAS y sus sociedades vinculadas.

Situación actual

761. Brasil y Argentina son los países del Cono Sur con mayor desarrollo de la industria petroquímica. Brasil cuenta con seis cuencas para la obtención de materias primas petroquímicas: Región de Producción Ceará (Rio Grande do Sul), Región de Producción Sergipe (Alagoas), Región de Producción Bahía, Región de Producción Espírito Santo, Región de Producción Cuenca de Campos y Región de Producción Santos, todas alineadas a lo largo del litoral Atlántico. Sus centros importantes de producción petroquímica son: Polo Petroquímico de Camaçari (Bahía), Polo Petroquímico de Sao Paulo (Sao Paulo), Polo Petroquímico de Triunfo (Rio Grande do Sul), Cubatao (Sao Paulo), M Deodoro (Alagoas) y el Polo Petroquímico de Rio de Janeiro, este último en proyecto.¹⁷⁶
762. Argentina cuenta con cinco cuencas proveedoras de materias primas: Cuenca Nordeste, Cuenca Cuyana, Cuenca Neuquina, Cuenca del Golfo de San Jorge y Cuenca Austral y seis centros importantes de producción petroquímica: Polo Petroquímico de Bahía Blanca (Buenos Aires), Campana (Buenos Aires), Ensenada (Buenos Aires), San Lorenzo/ Puerto San Martín (Santa Fe), Luján de Cuyo (Mendoza) y Río Tercero (Córdoba).¹⁷⁷
763. Uruguay tiene una oferta local de productos petroquímicos muy acotada dependiente de insumos importados y que básicamente consiste en resinas acrílicas, poliéster y vinílicas destinadas a la industria de la pintura y el sector textil¹⁷⁸. Chile obtiene materias primas de la cuenca austral (extremo sur del continente) y cuenta con centros de producción petroquímica en Viña del Mar (Valparaíso), Talcahuano (Concepción), Santiago (Santiago) y Punta Arenas (Magallanes), contando en esta última localidad con la planta de producción de metanol más grande de Latinoamérica¹⁷⁹. Perú cuenta con tres cuencas para la obtención de materias primas y dos centros de producción petroquímica (ubicados en Lima y Callao)¹⁸⁰. Bolivia no ha desarrollado una industria petroquímica.¹⁸¹

¹⁷⁶ Asociación Petroquímica y Química Latinoamericana: *Anuario Petroquímico Latinoamericano 202-2003*, página 20.

¹⁷⁷ Idem, página 19.

¹⁷⁸ Idem, página 19.

¹⁷⁹ Idem, página 21.

¹⁸⁰ Idem, página 24.

Principales Áreas Petroquímicas del MERCOSUR



Fuente: Lia Hasenclever, Andrés Lopez y José Clemente de Oliveira: "Impacto del Mercosur sobre la Dinámica del Sector Petroquímico" - Anexo Metodológico¹⁸².

764. En el año 2001 la producción total de productos petroquímicos en Argentina fue de 5,4 millones de toneladas, de las cuales el 44% correspondió a productos finales, el 41% a productos básicos y el 15% a productos intermedios. La producción total se duplicó entre 1992 y 2001, crecimiento especialmente notable entre los años 2000 y 2001, cuando la expansión fue del 50%. El consumo

¹⁸¹ En el resto de Latinoamérica son importantes en relación a la industria petroquímica Colombia, México y Venezuela. Colombia cuenta con tres cuencas proveedoras de materias primas y cinco centros importantes de producción petroquímica: Bogotá (Cundinamarca), Cali (Valle), Medellín (Antioquía), Barrancabermeja (Santander), Cartagena (Bolívar) y Barranquilla (Atlántico)¹⁸¹. México cuenta con cinco cuencas de materias primas y seis centros importantes de producción petroquímica: Reynosa (Tamaulipas), Pajaritos/ La Cangrejera (Veracruz), Morelos/ Cosoleacaque/ Minatitlán (Veracruz), Poza Rica (Veracruz), Altamira (Tamaulipas) y Tula (Veracruz). Finalmente Venezuela cuenta con dos cuencas de materias primas y cinco centros importantes de producción petroquímica: Morón (Edo. Carabobo), El Tablazo (Edo. Zulia), Valencia (Edo Carabobo), Maracay (Edo Aragua) y José (Edo Anzoátegui).

¹⁸² Lia Hasenclever, Andrés Lopez y José Clemente de Oliveira: "Impacto del Mercosur sobre la Dinámica del Sector Petroquímico" - Anexo Metodológico - en Juan José Taccone y Luis Jorge Garay (eds.) *Impacto Sectorial de la integración en el Mercosur*, Banco Interamericano de Desarrollo, Departamento de Integración y Programas Regionales- Instituto para la Integración de América Latina y el Caribe - BID -INTAL, Buenos Aires, Julio de 1999.

aparente para el año 2001 fue de 5,8 millones de toneladas, de las cuales el 46% correspondieron a productos finales, el 36% a productos básicos y el 18% a productos intermedios, consumo que se ha duplicado entre 1992 y 2001.¹⁸³

765. Las importaciones totales en 2001 fueron de 1,8 millones de toneladas, de las cuales cerca del 70% correspondieron a productos finales y las exportaciones fueron de 1,4 millones de toneladas, el 66% correspondientes a productos finales, habiéndose las mismas duplicado entre los años 2000 y 2001. Para el año 2001, el coeficiente de apertura¹⁸⁴ correspondiente a los productos básicos fue del 22%, para los intermedios del 69% y del 90% para los productos finales¹⁸⁵.
766. Actualmente no hay precios subsidiados, ni controles de precios para las materias primas, los productos básicos, intermedios o finales, los que surgen de la negociación entre las partes tomando como referencia precios internacionales.
767. Existen 43 plantas que producen productos petroquímicos básicos, intermedios y finales, siendo las principales empresas del sector Petroken, Dow Chemical, Repsol-Ypf, Perez Companc y Solvay Indupa.
768. La mayoría de las plantas tiene capacidad de producción a escala internacional. Existe una fuerte concentración geográfica de las mismas. Existen tres áreas geográficas que por su considerable grado de integración vertical y economías de aglomeración, pueden ser consideradas como polos petroquímicos (conforme al precitado estudio del IPA). Dichos polos son Bahía Blanca y Ensenada en la Provincia de Buenos Aires y San Lorenzo en la provincia de Santa Fe.
769. Las restantes áreas donde se concentra la producción petroquímica son Zárate - Campana (Provincia de Buenos Aires), Río Tercero (Provincia de Córdoba), Cinco Saltos (Provincia de Río Negro) y Luján de Cuyo (Provincia de Mendoza). La octava área sería Plaza Huincul - Cutral Co (Provincia de Neuquén).
770. En el Polo Petroquímico de Bahía Blanca convergen principalmente PBB Polisur (controlada conjuntamente por Dow Chemical y Repsol-Ypf y operada por la primera) y Solvay Indupa. La primera es el cracker de etileno del polo y también

¹⁸³ Instituto Petroquímico Argentino: "Información Estadística de la Industria Petroquímica y Química Argentina" 22ª Edición.

¹⁸⁴ Volumen de comercio internacional (exportaciones + importaciones) dividido la producción doméstica, en porcentajes.

¹⁸⁵ CNDC en base a datos estadísticos de Instituto Petroquímico Argentino: "Información Estadística de la Industria Petroquímica y Química Argentina" 22ª Edición.

produce polietileno. Se alimenta del etano proveniente de la planta de Gral Cerri de Transportadora Gas del Sur - TGS y de Compañía Mega. La segunda es productora de soda cáustica y PVC, y se alimenta del etileno de PBB Polisur.

771. En el Polo Petroquímico de Ensenada está principalmente abastecido por la refinería de La Plata de Repsol-Ypf, que provee propileno, butileno, butano y nafta petroquímica a su propia planta petroquímica (Petroquímica La Plata), donde produce BTX, ciclohexano, o-xileno, p-xileno, MTBE, TAME, Buteno, oxoalcoholes, metanol, ABL, PIB y anhídrido maleico. También se encuentra la refinería de Dock Sud (Pcia. de Buenos Aires) de Shell que provee (conjuntamente con la mencionada refinería de Repsol-Ypf) propileno a Petroken (del consorcio Repsol-Ypf y Bassell¹⁸⁶), firma productora de polipropileno.

772. El Polo Petroquímico de San Lorenzo está principalmente constituido por: PECOM Energy (ex-Pasa) que produce etileno, BTX, estireno, caucho SBR y caucho NBR, ICI Argentina (filial de la firma multinacional ICI Thetha B.V.) que produce etileno, polietileno, anhídrido ftálico y sulfuro de carbono, Dow Química Argentina que produce éteres glicólicos, látices y polioles y Basf Argentina que produce látices y poliestireno expandible. Las plantas son abastecidas por la Refinería San Lorenzo del grupo PECOM¹⁸⁷ y/o por la Refinería Luján de Cuyo (Repsol-Ypf) de Mendoza, la Refinería Campo Durán (Refinor) de Salta, conectadas por ductos con dicho polo. Adicionalmente, también se ubican las instalaciones de Resinfor Metanol (del Grupo Louis Dreyfus), que produce metanol y formaldehído a partir de gas natural (metano).

773. En el área de Zárate-Campana se localizan las plantas de amoníaco/urea y de estireno de Perez Companc (ex Pasa), la refinería de Esso que provee propileno y butilenos a la planta de Sol Petróleo (controlada por Phoebus Energy Ltd) para la producción de isopropanol, acetona, MTBE, tolueno, xileno, entre otros y las plantas de Cabot Argentina y de Eastman Chemical Argentina que, respectivamente, producen negro de humo y resinas PET.

774. Tanto en Ensenada como en San Lorenzo y Zárate Campana existe la posibilidad de obtener las materias primas importadas por vía fluvial.

¹⁸⁶ Una firma multinacional petroquímica.

¹⁸⁷ En particular, actualmente Pecom es el proveedor de materia prima de ICI Argentina, Dow y Basf.

775. En el área de Río Tercero se encuentra la planta de amoníaco y ácido nítrico de Fabricaciones Militares (del Estado Nacional) que provee ácido nítrico a Petroquímica Río Tercero (de capitales privados argentinos), que fabrica TDI.
776. En el área de Cinco Saltos (Provincia de Río Negro) se ubica la planta de PVC de IMEXTRADE que produce PVC a partir del cloruro de vinilo (VCM) provisto por la planta de Solvay Indupa de Bahía Blanca.
777. En el área de Luján de Cuyo se encuentra la homónima refinería de Repsol-Ypf que provee de propileno a Petroquímica Cuyo (donde Perez Companc tiene un 40% de participación accionaria) para la producción de polipropileno.
778. Finalmente en el área de Plaza Huincul - Cutral Co se encuentra en desarrollo un proyecto para la producción de ácido fórmico a partir de metanol por parte de Repsol-Ypf.
779. En los precitados lugares o en otros parques industriales se encuentran otras firmas petroquímicas tales como como Aislantes de Cuyo S.A. (poliestireno expandible), Atanor S.A. (con cuatro plantas ubicadas en Provincia de Buenos Aires - San Nicolás, Pilar, Munro y Baradero - y dos más en Tucumán y Río Tercero - Córdoba, para la producción de metanol, formaldehído, ácido acético, acetatos de butilo, isobutilo y etilo, resinas, ácido clorhídrico, cloro, soda cáustica, entre otros), Borax Argentina (borax entre otros), Clorox Argentina (cloro), Du Pont Argentina S.A. (gases refrigerantes, nylon 66, fibras textiles e industriales, entre otros), Plast S.A.I.C.I.F. (poliestireno, compuestos de polipropileno y cauchos termoplásticos), Profertil S.A. (del consorcio Repsol-Ypf / Agrium Inc. para la producción de urea granulada, entre otros), Resignum S.A. (ABS, SAN, poliestireno, entre otros), Voridian Argentina S.R.L (PET).
780. En base a los datos provistos por las partes (fs 1762/3 C.18), en el año 2001 la producción total de productos petroquímicos en Brasil fue de cerca de 16,4 millones de toneladas (tres veces mayor que la argentina), de las cuales el 29% correspondió a productos finales, el 36% a productos básicos y el 35% a productos intermedios, siendo, en términos generales, una estructura de productos más equilibrada que la de la Argentina, en la que los productos intermedios participan sólo con el 15%).
781. La producción total de Brasil creció un 42% entre 1992 y 2001, notoriamente menos que la de Argentina, que se duplicó en dicho período en respuesta a un

importante crecimiento de la demanda debida al desarrollo de los sectores automotriz, supermercadista y de infraestructura.¹⁸⁸ El consumo aparente para el año 2001 fue de alrededor de 16 millones de toneladas (tres veces mayor que el de la Argentina), de las cuales el 31% correspondió a productos finales, el 33% a productos básicos y el 36% a productos intermedios.

782. Las importaciones y exportaciones totales en 2001 fueron similares a las de Argentina. Se importaron alrededor de 1,7 millones de toneladas y se exportaron cerca de 1,8 millones de toneladas. En ambos casos, la participación de los productos finales fue del orden del 40%, notoriamente inferiores al caso argentino, en que, como se dijo, los productos finales representaron el 68% de las exportaciones y el 66% de las importaciones. Para el año 2001, el coeficiente de apertura¹⁸⁹ correspondiente a los productos básicos fue del 13%, para los intermedios del 22% y del 30% para los productos finales, en todos los casos notoriamente inferiores a los de Argentina (22%, 69% y 90%, respectivamente).

783. La industria petroquímica brasileña utiliza como materia prima principal la nafta petroquímica y otros derivados obtenidos de las refinerías de Petrobras, en complemento con importaciones. Actualmente no hay precios subsidiados ni controles de precios para ninguno de los productos de la cadena petroquímica y los precios domésticos toman como referencia los internacionales.

784. Existen alrededor de 40 plantas que producen petroquímicos básicos, intermedios y finales, que en su mayoría han alcanzado una escala de producción internacional.

785. Los principales actores económicos del sector son los grupos privados nacionales Oderbrecht, Ipiranga, Unipar, Suzano, Ultra y Elekeiroz, las firmas internacionales Dow, Basf, Solvay y Rhodia y la estatal Petroquisa (de Petrobras). Se verifican vinculaciones societarias entre los grupos privados nacionales y las empresas bajo control estatal.

786. En general, las plantas se encuentran concentradas alrededor de los tres crackers de etileno: Petroquímica Uniao (PqU), Braskem (ex-Copene) y Copesul,

¹⁸⁸ Conforme a lo informado por el especialista Marcelo Ramal, los sectores automotriz, supermercadista y de infraestructura son altamente demandantes de plásticos y similares, en el primer caso por el reemplazo de metal por plástico en paragolpes y paneles, en el segundo caso por la demanda de distintos tipos de bolsas y materiales de envase (como el Pet para las botellas de gaseosa) y en el tercer caso asociado a la construcción de redes con cañería de plástico.

¹⁸⁹ Volumen de comercio internacional (exportaciones + importaciones) dividido la producción doméstica, en porcentajes.

respectivamente localizados en Camaçari (Bahía), San Pablo y Triunfo (Rio Grande do Sul).

787. Conjuntamente, los crackers brasileños tienen una capacidad instalada de 2,8 millones de toneladas de etileno por año, poco más de tres veces superior a la argentina (0,75 millones de t/a).
788. El polo petroquímico de San Pablo, desarrollado alrededor de Petroquímica Uniao (PqU), productora de etileno y otros productos petroquímicos básicos como propileno, butadieno y xilenos a partir de nafta petroquímica proveniente de las refinerías de Petrobras localizadas en la zona de San Pablo mediante un ducto, concentra a su alrededor 39 empresas de segunda generación.
789. Dichas empresas, considerablemente diversificadas, producen, entre otros, polietilenos (Polietilenos Uniao - Grupo Unipar; Solvay; Dow), estirenos (CBE - Grupo Unigel), cumeno (Unipar), polipropileno (Polibrasil - Grupo Suzano/Bassell), PVC (Solvay), óxido de etileno (Oxiten - Grupo Ultra), anhídrido maleico y ftálico (Elekeiroz), acetona y fenol (Rhodia). Debe observarse que, a pesar de que PqU es el menor de los tres crackers de etileno brasileños, el polo paulista tiene la ventaja logística de su localización en la zona de mayor consumo del país¹⁹⁰.
790. El polo petroquímico de Camaçari en Bahía está desarrollado alrededor de Petroquímica do Nordeste S.A. (conocida como COPENE y actualmente redenominada BRASKEM), cracker de etileno abastecido por nafta petroquímica importada y por la refinería cercana de Petrobras, que cuenta con una capacidad instalada de 1,2 millones de toneladas por año de etileno.
791. BRASKEM abastece a alrededor de 42 empresas de segunda generación que producen polietileno (OPP y Polialden - Grupo Odebrecht; Politeno - Grupo Suzano/Sumitomo), PVC (Trikem - Grupo Oderbrecht), estireno-poliestireno, cloro-soda cáustica, polipropileno (Polibrasil - Grupo Suzano/Bassell), óxido de propileno (DOW), acrilonitrilo (Acrinor - Grupo Unigel) oxoalcoholes y anhídrido ftálico (Ciquine - Elekeiroz), alquibenceno lineal (Deten - Petresa (española)), estireno (Dow), entre otras.
792. Compañía Petroquímica do Sul (COPESUL), el cracker de etileno alrededor del cual se desarrolla el polo petroquímico de Triunfo (Rio Grande do Sul) cuenta con

¹⁹⁰ Fuentes: información suministrada por las partes, sitio en internet de PqU, Anuario 2002/3 de la Asociación Petroquímica y Química Latinoamericana y Joao Ruy Dornelles Freire y Flavio Pascoal Jardim. Op.cit.

una capacidad instalada de 1, 135 millones de toneladas anuales de etileno. Se abastece mediante un ducto conectado a la refinería Refap de PETROBRAS ubicada en Canoas, Rio Grande do Sul.

793. Los grupos privados nacionales controlantes de COPESUL (Ipiranga y Oderbrecht) poseen en el polo plantas productoras de polietilenos y polipropileno (OPP Química e Ipiranga Petroquímica). Petroquisa (PETROBRAS) participa en Petroquímica Triunfo, también productora de polietileno. También en este polo se encuentra PEREZ COMPANC a través de la firma INNOVA (produce estireno y poliestireno) y los grupos nacionales Ultra y Suzano.¹⁹¹
794. Adicionalmente Brasil cuenta con dos áreas de producción petroquímica en Maceió -Alagoas y en el distrito de Cubatao en San Pablo, donde se ubican las plantas de producción de PVC, soda cáustica y dicloroetano (EDC) de Trikem (Braskem)¹⁹².
795. Finalmente, en el Estado de Pernambuco se localiza una de las plantas de Petroflex (Suzano-Braskem-Unipar), productora de caucho SBR y en el Estado de Rio de Janeiro se ubican la planta de Nitriflex (caucho y látices) y otras plantas de la precitada Petroflex (caucho SBR) y de Polibrasil (polipropileno).¹⁹³

X.5.5. Mercados relevantes.

796. Conforme al punto II.1 de los "Lineamientos para el Control de las Concentraciones Económicas" (Anexo de la Res. SCDyDC N° 164/2001), cada producto sea éste materia prima, petroquímico básico, intermedio o final conforma un mercado relevante en sí mismo, puesto que los mismos, salvo escasas excepciones entran como insumos técnicamente irremplazables en las distintas etapas en que se encadena la producción.
797. Varias de las materias primas petroquímicas y de los productos petroquímicos producidos por PÉREZ COMPANC y por PETROBRAS y sus vinculadas se comercializan en el Cono Sur, y en algunos casos, en todo el mundo. Lo mismo

¹⁹¹ Fuentes: información suministrada por las partes, Anuario 2002/3 de la Asociación Petroquímica y Química Latinoamericana, ABIQUIM, Departamento de Economía "Estructura da Industria Petroquímica Brasileira. Participação accionária no capital votante (%), agosto de 2002" y página en Internet de la firma <http://www.copesul.com.br>.

¹⁹² Fuente: sitio de Braskem en Internet. <http://braskem.com.br>

¹⁹³ Información aportada por las partes.

sucede con la producción de las petroquímicas que utilizan los productos de las notificantes como insumos en su cadena productiva.

798. El punto II.1 de los referidos Lineamientos estipula que el mercado geográfico relevante "se entenderá como la menor región dentro de la cual resultaría beneficioso para un único proveedor del producto en cuestión imponer un incremento pequeño, aunque significativo y no transitorio, en el precio del producto" y que a efectos de contar con la información apropiada para determinar el área geográfica relevante se tendrán en cuenta, entre otras cuestiones, la existencia de indicios de que i) los consumidores han trasladado o pueden trasladar su consumo hacia otras regiones geográficas y ii) los productores elaboran sus estrategias de negocios sobre la base de que existe sustitución en las demandas de distintas regiones geográficas.

799. Con relación a ii) las notificantes y los terceros comparecientes como testigos, informaron que en la producción y comercialización de productos petroquímicos finales compiten directamente a nivel del MERCOSUR.

800. Con relación a i) se evaluará el intercambio regional de materias primas y productos petroquímicos, a fines de evaluar el grado de integración regional existente en cada mercado de producto.

Materias primas petroquímicas.

801. Nafta petroquímica: Brasil es un importador neto de nafta petroquímica para su industria. Inversamente, Argentina con su industria petroquímica mayoritariamente basada en gas es un exportador neto a Brasil y al mundo. Por ello, las refinerías que PETROBRAS posee en Brasil no constituyen competencia actual o potencial de las refinerías argentinas en relación a la nafta petroquímica. En consecuencia, la evaluación de la operación notificada desde la perspectiva nacional es suficiente para investigar la posible alteración de las condiciones de competencia que puedan resultar en perjuicio del interés económico general de la República Argentina.

802. Etano: la dimensión del mercado geográfico corresponde al tramado de los ductos que conectan las plantas petroquímicas con sus proveedores, aunque se considerará que su precio local se forma a partir de su precio internacional de referencia.

803. Propanos y butanos (GLP): se mantendrá la definición nacional del mercado relevante, conforme a lo establecido en la sección sobre la industria de petróleo y gas (párrafos 625 y ss). Esto se debe a que sólo una porción pequeña de la oferta local disponible de dichos gases se utiliza como insumo petroquímico (no más del 15%). Por tanto, es un mercado cuyas condiciones de competencia globales se encuentran determinadas por el uso combustible de tales gases.
804. Metano (gas natural): se mantendrá la definición nacional del mercado relevante, conforme a lo establecido en la sección anterior sobre la industria de petróleo y gas. Nótese que el metano¹⁹⁴, en ausencia de una integración vertical, es obtenido por las petroquímicas de la red de distribución regulada.

Productos petroquímicos

805. A efectos de mostrar el grado de transabilidad regional de los productos petroquímicos se presentan a continuación tres cuadros donde se reproducen los datos de producción y de importación y exportación de productos petroquímicos básicos, intermedios y finales (discriminados por país de origen/destino) para Argentina.
806. De dichos datos se desprenden los coeficientes de apertura para Argentina y la estructura por origen/destino del comercio exterior de petroquímicos.

¹⁹⁴ Además de su uso petroquímico para la producción de metanol, el metano es utilizado por las petroquímicas como combustible para el funcionamiento de las plantas.

PRODUCTOS PETROQUÍMICOS BÁSICOS (selección ¹⁹⁵)									
Producto	Año	Producción (t)	Importac. (t)	Exportac. (t)	Coef. apertura	Origen Importaciones		Destino Exportaciones	
Amoníaco	2000	268,364	1,702	110,998	42%	Brasil	100%	Brasil	70%
								Chile	15%
								Marruecos	14%
	2001	732,345	726	191,206	26%	Brasil	100%	Brasil	57%
								Chile	18%
								EE.UU	22%
Benceno	2000	121,641	54,454	14,282	57%	Brasil	100%	Paraguay	100%
	2001	100,624	32,347	158	32%	Brasil	100%	Paraguay	26%
								Uruguay	74%
Etileno	2000	285,763	90,513	1.2	32%	EE.UU	13%	Chile	10%
						México	52%	Uruguay	86%
						Thailand.	14%		
	2001	612,281	37,872	43,051	13%	México	72%	Bélgica	28%
						Qatar	14%	Brasil	27%
						Venez.	14%	Indonesia	13%
								Venez.	32%
Tolueno	2000	152,505	4,394	8,062	8%	Brasil	100	Chile	52%
								Brasil	31%
	2001	167,353	352	13,606	23%	Brasil	100	Chile	32%
								Brasil	57%

FUENTES: CNDC sobre datos de producción del IPA y de comercio exterior de INDEC

807. En el año 2001, el coeficiente de apertura¹⁹⁶ del conjunto de los petroquímicos básicos fue del 22%. Los petroquímicos básicos consignados en el cuadro precedente presentan un coeficiente de apertura para dicho año que supera en líneas generales dicho 22%.

808. La participación de los países del Mercosur + Chile en el comercio exterior de petroquímicos básicos de la Argentina es mayoritaria, representando más de 70% de las exportaciones y de las importaciones para todos estos productos, exceptuando el etileno, cuyas importaciones provienen mayoritariamente de México y cayeron notoriamente en 2001 (cuando se expandió la capacidad de PBB Polisor).

809. Debe notarse que a excepción del benceno, las importaciones desde Brasil son insignificantes en relación a la producción local, por lo que no corresponde considerar a la industria petroquímica de Brasil como un competidor actual o potencial significativo de las firmas domésticas.

¹⁹⁵ Se han seleccionado productos elaborados por el grupo PECOM o por empresas vinculadas a Petrobras en Argentina y aquellos productos de terceros que integran cadenas de valor donde participan productos de las notificantes.

¹⁹⁶ Calculado como la proporción que importaciones más exportaciones respecto de la producción doméstica.

PRODUCTOS PETROQUÍMICOS INTERMEDIOS (selección ¹⁹⁷)								
Producto	Año	Producción (t)	Importaciones (t)	Exportaciones (t)	Coef. apertura	Origen Importaciones		Destino Exportaciones
Cloruro de Vinilo	2000	159,759	0	20,885	13%			Brasil 100%
	2001	189,289	0	43,465	23%			Brasil 100%
Etilbenceno	2000	119,438	1,518	0	1%	Brasil	100%	
	2001	112,746	0	4,852	4%			Brasil 100%
Estireno	2000	110,107	5,636	13,629	17%	EE.UU. 70%		EE.UU. 22%
						P. Bajos 30%		P. Bajos 45%
	2001	94,676	3,010	4,646	8%	EE.UU. 100%		Chile 68%
								Uruguay 29%

FUENTES: CNDC sobre datos de producción del IPA y de comercio exterior de INDEC

810. El coeficiente de apertura total de los productos intermedios es del 69% para el año 2001, lo que se explica porque buena parte de ellos no se produce en el país (las importaciones de petroquímicos intermedios representaron el 38% de su consumo aparente en 2001).
811. Los productos que se muestran en el cuadro precedente son producidos en el país únicamente por PECOM (etilbenceno/estireno) y por Solvay Indupa (VCM)¹⁹⁸. Los mismos son consumidos internamente por las firmas para la fabricación de caucho, en el caso del etilbenceno/estireno y de PVC, en el caso del VCM.
812. Por ello, los productos intermedios consignados presentan coeficientes de apertura notoriamente menores al general (van del 1 al 30%).
813. Brasil, Chile y Uruguay son los mayores socios comerciales, representando cerca del 100% del comercio exterior de etilbenceno, estireno y VCM.
814. Debe notarse que en todos los petroquímicos intermedios consignados, las importaciones desde Brasil son insignificantes en relación a la producción local, por lo que no corresponde considerar a la industria petroquímica de Brasil como un competidor actual o potencial significativo de las firmas domésticas.
815. En conclusión, se establece que en el caso de los productos petroquímicos básicos e intermedios seleccionados no se estima pertinente avanzar en un análisis de relaciones horizontales que exceda el marco local (a excepción del benceno).

¹⁹⁷ Se han seleccionados productos elaborados por el grupo PECOM o por empresas vinculadas a Petrobras en Argentina y aquellos productos de terceros que integran cadenas de valor donde participan productos de las notificantes.

¹⁹⁸ La planta de Solvay Indupa está verticalmente integrada con la de Dow, la que a su vez está verticalmente integrada con la separadora de gases de TGS.

816. Ello se funda en que si bien son commodities, presentan coeficientes de apertura bajos y mayoritariamente son productos consumidos internamente por las productoras para obtener productos finales.
817. En el caso del benceno, dado que las importaciones de Brasil han completado notoriamente la producción local, el mercado geográfico relevante se considerará regional, al considerarse a la oferta petroquímica brasileña un competidor actual sustancial de las empresas argentinas en este segmento.
818. En el caso del etileno, donde las importaciones (y las exportaciones en el 2001) han sido relevantes, al no participar significativamente Brasil como origen de las importaciones o destino de las exportaciones, se torna abstracto un análisis regional, el que quedará restringido al nivel nacional.
819. En el caso del propileno (producto petroquímico básico para la producción de polipropileno, entre otros), el mismo no ha sido consignado en el cuadro de petroquímicos básicos por no contarse con los datos pertinentes.
820. Por ello, al no contarse con la información apropiada para definir la pertinencia de un análisis regional y habida cuenta de que PECOM y PETROBRAS producen propileno respectivamente en Argentina y Brasil, esta Comisión ha considerado que el modo más restrictivo de evaluar la operación notificada es tomando como mercado geográfico relevante el regional.

PRODUCTOS PETROQUÍMICOS FINALES (selección)									
Producto	Año	Producción (t)	Importaciones (t)	Exportaciones (t)	Coef. Apertura	Origen de las Importaciones		Destino de las Exportaciones	
Caucho NBR	2000	3,089	557	3,161	120%	Alemania	16%	Brasil	18%
						Brasil	61%	EE.UU.	15%
						Canadá	14%	Turquía	18%
	2001	7,668	467	3,522	52%	Brasil	81%	Brasil	19%
								Italia	11%
								Turquía	11%
Caucho SBR	2000	50,917	6,452	32,577	77%	Brasil	21%	Brasil	24%
						EE.UU.	33%	Chile	18%
								EE.UU.	32%
								Perú	12%
	2001	41,984	4,018	27,982	76%	Brasil	36%	Brasil	40%
						EE.UU.	32%	Chile	21%
								EE.UU.	14%
								Perú	18%
Policloruro de Vinilo (PVC)	2000	131,429	51,195	69,897	92%	Brasil	45%	Brasil	34%
						EE.UU.	10%	Chile	24%
						México	15%	EE.UU.	12%
	2001	150,169	27,782	78,044	70%	Brasil	60%	Brasil	63%
						México	15%	Chile	17%
Poliestireno Expandible	2000	12,467	4,662	2,244	55%	Chile	27%	Brasil	45%
						Reino Unido	22%	Chile	42%
	2001	10,800	4,508	670	48%	Chile	15%	Brasil	31%
						Colombia	19%	Paraguay	19%
						Reino Unido	17%	Uruguay	43%
Poliestireno Convencional y Alto Impacto	2000	70,922	5,762	29,919	50%	Brasil	48%	Brasil	86%
						Colombia	24%		
	2001	64,768	5,420	16,693	34%	Brasil	40%	Brasil	32%
						Colombia	50%	Chile	36%
Polietileno AD	2000	129,858	106,509	27,603	103%	Brasil	68%	Brasil	70%
	2001	225,812	88,476	117,850	91%	Brasil	76%	Bélgica	13%
								Brasil	51%
Polietileno BDC	2000	100,922	100,232	27,261	126%	Brasil	64%	Brasil	39%
						EE.UU.	18%	Chile	26%
								Uruguay	12%
	2001	83,074	88,363	22,069	133%	Brasil	67%	Brasil	43%
						EE.UU.	16%	Chile	21%
								Perú	11%
Polietileno BDL	2000	40,098	65,020	6,432	178%	Brasil	51%	H. Kong	13%
						Canadá	14%	Brasil	52%
						EE.UU.	29%	Uruguay	11%
	2001	170,135	43,146	115,016	93%	Brasil	55%	Brasil	55%
						EE.UU.	28%		
Polipropileno ¹⁹⁹	2000	234,376	38,761	78,205	50%	Brasil	53%	Brasil	35%
								Chile	21%
	2001	247,996	29,352	105,725	54%	Brasil	32%	Brasil	43%
						Chile	21%	Chile	13%
						EE.UU.	11%	Nigeria	12%
Urea	2000	190,000	528,786	758	279%	Qatar	12%	Bolivia	85%
						Rusia	25%		
						Ucrania	11%		
	2001	935,570	153,661	247,865	43%	A. Saudita	14%	Australia	26%

¹⁹⁹ Con carga, sin carga y copolímeros.

PRODUCTOS PETROQUÍMICOS FINALES (selección)							
Producto	Año	Producción (t)	Importaciones (t)	Exportaciones (t)	Coef. Apertura	Origen de las Importaciones	Destino de las Exportaciones
						Bahrein 14%	Brasil 23%
						Qatar 15%	EE.UU. 28%
						Rusia 36%	
						Venezuela 15%	

FUENTES: CNDC sobre datos de producción del IPA y de comercio exterior de INDEC

821. Los productos petroquímicos finales globalmente tienen un coeficiente de apertura del 60%, para el año 2001. Dichos coeficientes son notablemente altos en el caso del caucho, el PVC, el polietileno y la urea (en 2001)²⁰⁰, siendo algo menores en el caso del poliestireno y el polipropileno.

822. La participación de Brasil como origen de importaciones para el 2001 es especialmente alta en los casos de caucho NBR, PVC y polietileno (superando el 50%). La participación de Brasil como destino de las exportaciones para el 2001 es importante en los casos del caucho SBR, el PVC, el polietileno y el polipropileno, superando el 40%.

823. La urea es el producto que presenta la estructura de comercio exterior más diversificada para 2001, con importaciones desde Rusia, Venezuela y el Medio Oriente y exportaciones hacia Brasil, Australia y EE.UU. Las importaciones desde Brasil no son significativas.

824. En conclusión, en el caso de los petroquímicos finales y en base a:

i) los altos coeficientes de apertura correspondientes al comercio exterior argentino de petroquímicos finales;

ii) la estructura por origen/destino del comercio exterior argentino de petroquímicos finales;

iii) la relevancia de las importaciones de Brasil para completar la oferta doméstica en dichos productos; y a que

iv) los aranceles de importación entre los países del Mercosur son cero,

se considera que el mercado geográfico tiene como mínimo una dimensión regional, por cuanto constituye "la menor región dentro de la cual resultaría beneficioso para un único proveedor del producto en cuestión imponer un

incremento pequeño aunque significativo y no transitorio, en el precio del producto" (Punto II.1. de los Lineamientos para el Control de Concentraciones Económicas - Res. SCDyDC N° 164/2001)²⁰¹.

825. En el caso de la urea, en la medida en que Brasil no es origen significativo de las importaciones y Argentina se ha tornado un exportador neto, el área geográfica relevante se mantendrá nacional.
826. Finalmente, corresponde observar que el enfoque regional responde al principio de realidad económica y es el más restrictivo para evaluar los efectos de la operación, dado que sólo bajo esa perspectiva se pone de manifiesto que la oferta petroquímica de PETROBRAS y sus vinculadas societaria y/o técnicamente (integración vertical) compite directamente con la oferta de petroquímicos del grupo PECOM, en algunas líneas de productos.
827. Contrariamente, un enfoque restringido al contexto nacional subestimaría los efectos de la operación notificada ya que conduciría en aquellos casos donde existe competencia directa a caracterizar la concentración notificada como de conglomerado.
828. Adicionalmente, sólo bajo este enfoque regional cobra sentido la objeción planteada por PBB Polisor / Dow Química Argentina S.A. contra la operación notificada, ya que permite caracterizar a PBB Polisor como competidora directa de PETROBRAS en el mercado regional de polietileno.
829. Así mirada, la operación bajo análisis combina aspectos de integración horizontal, vertical y de conglomerado, que serán objeto del siguiente análisis a fines de determinar si la misma puede resultar en una distorsión de las condiciones de competencia locales o regionales, en perjuicio del interés económico general de la República Argentina.
830. Nótese que en el caso de los productos petroquímicos cuyo mercado geográfico relevante se establece nacional, se ha incluido en el análisis información relativa a los productores brasileños.

²⁰⁰ El notable cambio en el coeficiente de apertura de la urea, responde a la quintuplicación de la producción doméstica, a partir de la instalación de Profertil.

²⁰¹ Nótese que este enfoque es más restrictivo para evaluar la presente operación, que considerar las importaciones provenientes de Brasil conforme al punto V "Competencia Proveniente de Productos Importados" de los precitados Lineamientos, lo cual llevaría a considerar a los productores brasileños en general y a PETROBRAS y sus vinculadas en particular como meros competidores potenciales de los productores locales. Inversamente, el enfoque establecido en los casos pertinentes de definir el mercado geográfico como regional, considera a los productores petroquímicos brasileños como competidores actuales o directos de los productores domésticos.

831. Ello obedece a la importancia de contar con una visión abarcativa para evaluar si como efecto de la operación notificada disminuye significativamente la competencia potencial que enfrentan los productores nacionales (cf. punto VIII "Concentraciones de Conglomerado" de los Lineamientos para el Control de las Concentraciones Económicas - Res. SCDyDC 164/2001) o se ponen en riesgo fuentes de abastecimiento de insumos para la petroquímica doméstica, dos efectos que pueden teóricamente configurarse en las concentraciones de conglomerado como la objeto del presente análisis²⁰².

X.5.6. Efectos de la operación en el abastecimiento de materias primas petroquímicas.

832. Según se dijo, las materias primas alternativas para la obtención de las olefinas (etileno, propileno, butileno y butadieno) que intervienen en la producción de la mayor parte de los materiales plásticos son la nafta petroquímica y los gases etano, propano y butano (respectivamente para la producción de etileno, propileno y butileno/butadieno).

833. Adicionalmente, la nafta petroquímica es la materia prima para la producción de los petroquímicos aromáticos (benceno, tolueno y xilenos) que también intervienen en la producción de materiales plásticos, así como también en la fabricación de solventes, detergentes y fertilizantes.

834. El metano se utiliza alternativamente al ortoxileno para la producción de amoníaco y metanol, de los cuales respectivamente se obtienen urea (fertilizante) y MTBE (compuesto que necesario para la elaboración de motonaftas sin plomo).

835. Dado que i) las petroquímicas que utilizan metano como insumo petroquímico son YPF, Resinfor y Metanol S.A. no involucradas en la presente operación, ii) el metano puede ser tomado directamente de la corriente de distribución de gas natural (segmento regulado) y iii) las condiciones de competencia en la producción, transporte y distribución de gas natural ya fueron analizadas en la sección sobre los efectos de la operación en la industria de petróleo y gas, no es necesario analizar en esta sección el impacto de la operación notificada en relación al uso petroquímico del metano.

²⁰² Nótese que existen dos tipos teóricos de conglomerados posibles: conglomerado por extensión de producto (product extension merger): se consolidan bajo un mismo control productos no sustitutos y conglomerado por extensión de mercado (market extension merger): se consolidan bajo un mismo control idénticos productos pero que no son sustitutos conforme a su área geográfica de comercialización (pertenecen a mercados geográficos diferentes).

Nafta petroquímica

836. La nafta petroquímica es una mezcla de hidrocarburos livianos que contienen de 5 a 7+ átomos de carbono que puede obtenerse tanto de la refinación de petróleo crudo como de la separación de gas natural²⁰³.
837. En Argentina, en el año 2002 la producción de nafta virgen (destilada de crudo) fue de 2,3 millones aproximadamente de metros cúbicos. YPF es ampliamente el principal productor del país, participando con el 71% de la producción nacional de dicho año, seguida por Refinor, con el 26% de participación.
838. La participación de las refinerías propias de PECOM fue muy reducida (1%) en dicho año, aunque en 2002 participaron del 15% de la producción. EG3 de Petrobras no ha producido nafta virgen.

Producción de Nafta Virgen²⁰⁴ por empresa m3	2000		2001		2002	
YPF.	1.961.762	64%	1.681.861	72%	1.629.869	71%
REFINOR S.A.	633.025	21%	640.818	28%	606.004	26%
SHELL C.A.P.S.A.	12.584	0%	0	0%	35.650	2%
PECOM ENERGIA S.A.	107.735	4%	1.515	0%	14.074	1%
FOXPETROL					1.423	0%
KILWER					874	0%
DAPSA	176	0%	621	0%	408	0%
REF. SAN LORENZO (PECOM)	350.331	11%				
TOTAL	3.065.613		2.324.815		2.288.302	

Fuente: base de datos de la Secretaría de Energía

839. Los principales productores de nafta virgen son Repsol-Ypf y Refinor (71% y 26%, respectivamente de participación en la producción del 2002). La importancia del grupo PECOM se redujo en los dos últimos años. EG3 (Petrobras) no produce nafta virgen.
840. El consumo doméstico de nafta virgen es menor que la producción, por lo que se efectúan importantes exportaciones, principalmente a Brasil. En los años 2000 y 2001 las exportaciones representaron el 38% y el 49% de la producción. En ambos

²⁰³ Se recuerda que, cuando se obtiene de petróleo esta corriente de C5, C6 y C7+ se denomina "nafta virgen", mientras cuando se obtiene de gas se la denomina "gasolinas naturales".

²⁰⁴ Nafta virgen obtenida de la refinación de petróleo crudo. No incluye las gasolinas obtenidas de la separación de gas natural.

años, las exportaciones a Brasil participaron en más del 50%, según puede apreciarse en el cuadro siguiente.²⁰⁵

Exportaciones de Nafta Virgen			
Año	Destino	m3²⁰⁶	%
2000	Brasil	1.145.509	98%
	EE.UU.	28.250	2%
	Total	1.173.759	
2001	Brasil	763.493	67%
	EE.UU.	280.680	25%
	Demás ²⁰⁷	96.123	8%
	Total	1.140.297	

Fuente: CNDC en base a datos INDEC

841. Las ventas al mercado interno son marginales, según se muestra en el cuadro siguiente. Sólo en los años 2000 y 2002 se verificaron ventas, que representaron alrededor del 1% de la producción de dichos años, lo que se explica porque los principales consumidores de nafta petroquímica (Ypf y Shell) tienen producción propia.

Nafta Virgen²⁰⁸	2000	2001	2002
Ventas al mercado interno m3			
REFINOR S.A.	12.723	-	4.996
SHELL C.A.P.S.A.	-	-	19.213
REPSOL-YPF	29.179	-	-
FOX PETROL			1.433
Total	41.902	-	25.642

Fuente: base de datos de Secretaría de Energía

842. Como las gasolinas naturales se obtienen del gas natural en el mismo proceso por el que se obtiene GLP, en Argentina las principales productoras son Compañía Mega (Repsol YPF S.A. - Dow Química Argentina - Petrobras), TGS (Enron - PECOM) y Total Austral S.A.²⁰⁹ (TotalFinaElf).

843. Dichas empresas mayoritariamente exportan sus gasolinas naturales a Brasil, no siendo, en términos generales, utilizadas por la petroquímica argentina.

²⁰⁵ Las importaciones de nafta petroquímica son totalmente marginales: alrededor de 5000m3, 900m3 y 500m3 para los años 2000, 2001 y 2002, respectivamente.(fuente: Indec)

²⁰⁶ La base de datos del Indec arroja los valores físicos en kilos. Han sido convertidos a metros cúbicos utilizando el coeficiente 1/735 conforme a lo informado por Secretaría de Energía.

²⁰⁷ Países Bajos, Chile, Alemania y Uruguay.

²⁰⁸ Idem

²⁰⁹ En 1997 construyó en Cañadón Alfa una planta para extraer Gas Licuado de Petróleo (GLP), que produce anualmente 100.000 Tn. de butano, 140.000 Tn. de Propano y 60.000 Tn. de gasolina natural. La planta se puso en marcha en 2000 y envía el GLP por un ducto a Punta Arenas (Chile).

Exportaciones de gasolinas naturales		
Año	Destino	Toneladas
2000	Brasil	118.962
2001	Brasil	280.630
2001	EE.UU.	13.614
2002	Brasil	271.819

Fuente: Indec

844. De lo arriba expuesto, cabe inferir que como efecto de la operación notificada PETROBRAS ampliará su participación en la producción nacional de nafta petroquímica, especialmente a través de la adquisición indirecta de las participaciones del grupo PECOM en Refinor y en TGS y el control conjunto de dichas empresas con los restantes accionistas.

845. Adicionalmente, teniendo en cuenta que se encuentra acreditado que Refinor y TGS realizan ventas de nafta virgen, en el primer caso y gasolinas naturales, en el segundo a Brasil, la operación notificada brindará mayor certidumbre a la industria petroquímica de Brasil, en cuanto a su abastecimiento de nafta petroquímica.

Gas licuado de petróleo (uso petroquímico).

846. Se denomina propanos a una mezcla de hidrocarburos livianos, con tres átomos de carbono, que contiene básicamente propano y propileno. A partir de su uso petroquímico puede obtenerse etileno (del que se obtiene polietileno, PVC y estireno/caucho sintético), propileno (del que se obtienen películas plásticas, fibras, materiales plásticos para inyección) e isopropanol (utilizado para producir acetona).

847. Se denomina butanos a una mezcla de hidrocarburos livianos con cuatro átomos de carbono, que contiene básicamente butano, butadieno y butileno. A partir de su uso petroquímico (bajo la forma de butadieno y butileno) puede obtenerse caucho sintético (cuando se lo combina con estireno), solventes, herbicidas, acetatos, metil-etil-cetona, y MTBE, entre otros.

848. Dichos hidrocarburos livianos se obtienen tanto de la refinación de crudo como de la separación de gas natural²¹⁰, por lo que tanto las refinerías como las plantas separadoras de gas natural son sus proveedoras.

Propanos

²¹⁰ En el caso de su obtención a partir de gas natural, reciben, conjuntamente con el etano y las gasolinas naturales, el nombre de "líquidos del gas natural"

849. La producción anual de propano de la Argentina es de alrededor de 1,2 millones de toneladas. Compañía Mega, YPF, TGS y Refinor son los principales productores, con participaciones del 25%, 22%, 18% y 11% en el año 2002. La participación propia de Perez Companc fue del 3%, mientras que la de EG3 (PETROBRAS fue del 2%.

850. Como puede observarse en el cuadro siguiente, la estructura de la producción cambió notoriamente a partir de la entrada en operación de Compañía Mega en el año 2001, relegando a YPF a un segundo lugar.

Argentina: Producción de Propano, en toneladas						
Productores	2000	%	2001	%	2002²¹¹	%
COMPAÑIA MEGA S.A. (YPF-DOW QUIMICA -PETROBRAS) *	-	0%	278.219	22%	282.036	25%
YPF	466.217	42%	319.098	26%	252.808	22%
T.G.S. S.A.(ENRON-PEREZ COMPANC)	151.266	14%	170.674	14%	207.236	18%
REFINOR S.A.(YPF-PLUSPETROL-PEREZCOMPANC)	125.823	11%	146.725	12%	121.739	11%
TOTAL AUSTRAL S.A *	32.704	3%	47.902	4%	59.457	5%
ESSO S.A.P.A.	49.619	4%	46.199	4%	47.795	4%
SHELL S.A.	92.768	8%	62.906	5%	31.829	3%
GRUPO PEREZ COMPANC	33.851	3%	17.186	1%	29.705	3%
EG3 S.A.(PETROBRAS)	16.693	2%	15.797	1%	21.025	2%
OTROS	139,831	13%	133,202	11%	88,486	8%
TOTAL	1.108.773		1.237.908		1.142.116	

* Producción comprometida para su exportación por compromisos de largo plazo.
Fuente: CNDC en base a datos de la Secretaría de Energía

851. Debe notarse que la producción de Compañía Mega y de Total Austral se exporta en su totalidad por compromisos de largo plazo, en el primer caso a Brasil, mientras que en el segundo a Chile (Total cuenta con un propano producto a tal efecto en Punta Arenas), por lo que la oferta disponible para el mercado doméstico es menor que la producción.

852. Se presentan a continuación las exportaciones de propano. Nótese que la suma de las ventas al exterior de Compañía Mega y de Total Austral representaron en 2001 el 79% de las exportaciones, mientras que en 2002 dicha participación se estima no menor al 66%²¹².

²¹¹ Acumulado enero-noviembre.

²¹² Los datos de producción están acumulados enero-noviembre, mientras que los de exportaciones incluyen diciembre.

Argentina: Exportaciones de Propano			
Año	País de Destino	Ton.	
2000	Brasil	119.799	59%
2000	Chile	58.057	29%
2000	Paraguay	11.604	6%
2000	Resto*	11.604	6%
Total 2000		201.549	
2001	Brasil	329.110	80%
2001	Chile	51.021	12%
2001	Resto*	33.034	8%
Total 2001		413.165	
2002	Brasil	292.301	57%
2002	Chile	205.301	40%
2002	Resto*	16.614	3%
Total 2002		514.216	

* Tales como Paraguay, Uruguay, Ecuador y Turquía
Fuente: CNDC sobre datos INDEC

853. Conforme al cuadro precedente, la oferta volcada al mercado doméstico fue del orden de las 907.224 ton, 824.743 ton y 627.900 ton para los años 2000, 2001, y 2002, respectivamente.
854. Del total de las exportaciones de propanos, se encuentra acreditado que la producción de Compañía Mega y de Total Austral se encuentran comprometidas por contratos de largo plazo. Las restantes exportaciones, podrían eventualmente volcarse al mercado doméstico.
855. Por tanto, el volumen de mercado de referencia que se tomará para la estimación del aumento de concentración de la oferta como efecto de la operación notificada corresponde a la producción total menos la de dichas empresas, a saber: alrededor de 912.000 toneladas para 2001 y de 801.000 toneladas para enero-noviembre de 2002.
856. Debe notarse que este enfoque, además de ser más ajustado conforme al principio de realidad económica por cuanto la producción de Compañía Mega y de Total no pueden volcarse al mercado argentino, arroja una estimación mayor de las participaciones de mercado de las empresas cuyas participaciones accionarias son adquiridas por PETROBRAS, porque la exclusión de la producción de Compañía Mega y Total reducen el total del mercado.
857. Asimismo, debe tenerse especialmente en cuenta que la mayor parte de los propanos se demandan por su uso combustible. En términos globales, el consumo petroquímico de propanos y butanos no excede el 15%.

858. Como no existen estadísticas oficiales respecto de las ventas al mercado interno por empresa de propanos para consumo petroquímico²¹³, no es posible realizar una estimación confiable acerca de la estructura de la oferta de ese segmento, por lo que las participaciones que a continuación se presentan (y los HHI que de ellas se obtienen), deben tomarse sólo a título indicativo, ya que no discriminan entre los propanos dirigidos a uso combustible y petroquímico.

859. Las participaciones de PECOM, Refinor, TGS y EG3 (Petrobras) sobre la oferta local disponible de propanos (uso combustible y petroquímico) se estiman en el orden del 2%, 16%, 19% y 2%, respectivamente, para el año 2001 y del 4%,15%, 26% y 3%, respectivamente para enero-noviembre de 2002.

860. Conforme a las participaciones de 2001 el aumento de la concentración de la oferta disponible local de propanos puede estimarse en el orden de:

- 8 puntos del HHI si sólo se consideran las participaciones de mercado de PECOM (2%) y EG3 (2%), un escenario que arroja un efecto nulo y subestima los efectos de la operación.

- 148 puntos del HHI, si se agregan las participaciones de Refinor (16%) y TGS (19%). Dicha variación representa un 5,6% de incremento del HHI inicial mínimo²¹⁴ de 2.647 puntos. Nótese que este escenario sobreestima los efectos de la operación, ya que PETROBRAS sólo tendrá el control conjunto de dichas empresas, no pudiendo fijar unilateralmente su estrategia competitiva.

861. Conforme a las participaciones de 2002 el aumento de la concentración de la oferta disponible local de propanos puede estimarse en el orden de:

- 24 puntos del HHI si sólo se consideran las participaciones de mercado de PECOM (4%) y EG3 (3%), un escenario que arroja un efecto nulo y subestima los efectos de la operación.

- 270 puntos del HHI, si se agregan las participaciones de Refinor (15%) y TGS (26%). Dicha variación representa un 8,8% de incremento del HHI inicial

²¹³ Sólo existen para los propanos obtenidos de refinería.

²¹⁴ El HHI calculado es un HHI mínimo y resulta del cálculo que excluye a los operadores menores del mercado: en este caso dichos operadores no superan el 15 % de participación conjunta. El HHI mínimo es levemente inferior al HHI convencional.

mínimo²¹⁵ de 3.062 puntos. Nótese que este escenario sobreestima los efectos de la operación, ya que PETROBRAS sólo tendrá el control conjunto de dichas empresas, no pudiendo fijar unilateralmente su estrategia competitiva.

862. Finalmente, corresponde informar que existen sólo cinco petroquímicas en Argentina que utilizan propano y lo obtienen de las refinerías de petróleo más cercanas²¹⁶.

- i) Petroquímica Cuyo y Petroken que producen propilenos. La primera (ubicada en Mendoza) es abastecida por la refinería Luján de Cuyo de YPF. La segunda (ubicada en Ensenada - Pcia. de Buenos Aires) es abastecida por la Refinería La Plata de YPF y de la Refinería Buenos Aires de SHELL, respectivamente localizadas en La Plata y Dock Sud (Pcia de Buenos Aires).
- ii) Sol Petróleo en la zona de Campana (Pcia. de Buenos Aires) que produce isopropanol (producto principalmente dirigido a la producción de acetona) a partir del propileno proveniente de la Refinería Campana de ESSO.
- iii) Pecom Energía (ex PASA) e ICI Argentina, que producen etileno en el polo de San Lorenzo. La primera se abastece de propanos por medio del poliducto de Refinor. La segunda produce etileno a partir de nafta petroquímica provista por PECOM, pero el proceso de producción que utiliza (Lurgi-Linde) le permite utilizar alternativamente propano.

863. Asimismo, debe tenerse presente, los contratos por los cuales las petroquímicas se abastecen de propano están establecidos de modo tal que se minimice el riesgo de desabastecimiento y que EG3 y TGS no constituyen (por su ubicación geográfica) fuentes de abastecimiento de relevancia de propanos para uso petroquímico.

²¹⁵ El HHI calculado es un HHI mínimo y resulta del cálculo que excluye a los operadores menores del mercado: en este caso dichos operadores no superan el 15 % de participación conjunta. El HHI mínimo es levemente inferior al HHI convencional.

²¹⁶ IPA -Instituto Petroquímico Argentino "La República Argentina y su Industria Petroquímica", Buenos Aires, 1999 y "Información Estadística de la Industria Petroquímica y Química de la Argentina" 22ª Edición, Buenos Aires, agosto de 2002. Información de las partes y audiencia testimonial con el responsable de la división química de YPF.

Butanos

864. La producción anual de butano de la Argentina es de alrededor de 1.300 a 1.600 millones de toneladas. YPF, Compañía Mega, TGS y Total Austral son los principales productores, con participaciones del 34%,18%, 12% y 11% en el año 2002. La participación propia de PECOM fue del 4%, mientras que la de EG3 (PETROBRAS) fue del 3%. Como puede observarse en el cuadro siguiente, la estructura de la producción cambió a partir de la entrada en operación de Compañía Mega en el año 2001, reduciéndose la posición de liderazgo de YPF.

Argentina: Producción de Butano (toneladas)						
FIRMA PRODUCTORA	2000		2001		2002²¹⁷	
YPF S.A.	693.934	55%	536.931	33%	422.530	34%
COMPAÑIA MEGA S.A*(YPF-Dow-Petrobras)	0	0%	195.850	12%	215.477	18%
T.G.S. S.A. (Enron - PECOM)	159.848	13%	139.117	8%	150.778	12%
TOTAL AUSTRAL S.A. *	59.619	5%	416.930	25%	129.643	11%
ESSO S.A.P.A.	64.344	5%	66.780	4%	81.407	7%
REFINOR S.A. (YPF-Pluspetrol-PECOM)	72.313	6%	88.520	5%	70.968	6%
GRUPO PEREZ COMPANC	62.722	5%	16.434	1%	44.298	4%
EG3 S.A. (Petrobras)	39.484	3%	31.150	2%	30.963	3%
SHELL S.A.	41.937	3%	53.510	3%	19.840	2%
Resto	74.975	6%	93.558	6%	60.849	5%
TOTAL	1.269.177		1.638.781		1.226.753	

* Producción comprometida para su exportación por acuerdos de largo plazo.

Fuente: CNDC en base a Secretaría de Energía.

865. Debe notarse que la producción de Compañía Mega está comprometida para su exportación a Brasil, por compromisos de largo plazo, por lo que la oferta disponible para el mercado doméstico es menor que la producción. Se presentan a continuación las exportaciones de butano.

²¹⁷ Acumulado enero-noviembre.

Argentina: Exportaciones de Butano			
Año	País de Destino	Toneladas	
2000	Brasil	259.244	79%
2000	Chile	32.366	10%
2000	Paraguay	31.738	10%
2000	Otros*	5.881	2%
Total 2000		329.229	
2001	Brasil	469.834	84%
2001	Chile	32.495	6%
2001	Otros*	54.740	10%
Total 2001		557.069	
2002	Brasil	512.211	84%
2002	Chile	45.698	7%
2002	Otros*	55.076	9%
Total 2002		612.985	

* Tales como Perú, Uruguay, Paraguay, Ecuador, Turquía, Angola y China.
Fuente: CNDC en base a Indec

866. Conforme a dichos datos, la oferta volcada al mercado local habría sido del orden de las 939.948 ton, 1.081.712 ton y 613.768 ton para los años 2000, 2001, y 2002, respectivamente. Nótese que las ventas al exterior de Compañía Mega representan aproximadamente en los años 2001 y 2002 el 35% de las exportaciones.
867. Del total de las exportaciones de butanos, se encuentra acreditado que la producción de Compañía Mega está comprometida por contratos de largo plazo. Las restantes exportaciones, podrían eventualmente volcarse al mercado doméstico.
868. Por tanto, el volumen de mercado de referencia que se tomará para la estimación del aumento de concentración de la oferta como efecto de la operación notificada corresponde a la producción total menos la Compañía Mega, a saber: alrededor de 1.443.000 toneladas para 2001 y de 1.011.000 toneladas para enero-noviembre de 2002.
869. Debe notarse que este enfoque, además de ser más ajustado conforme al principio de realidad económica por cuanto la producción de Compañía Mega no puede volcarse al mercado doméstico, arroja una estimación mayor de las participaciones de mercado de las empresas cuyas participaciones accionarias son adquiridas por PETROBRAS, debido a que la exclusión de la producción de Compañía Mega reduce el total del mercado.

870. Asimismo, debe tenerse especialmente en cuenta que la mayor parte de los propanos se demandan por su uso combustible. En términos globales, el consumo petroquímico de propanos y butanos no excede el 15 %.

871. Como no existen estadísticas oficiales respecto de las ventas al mercado interno por empresa de butanos para consumo petroquímico²¹⁸, no es posible realizar una estimación confiable acerca de la estructura de la oferta de ese segmento, por lo que las participaciones que a continuación se presentan (y los HHI que de ellas se obtienen), deben tomarse sólo a título indicativo, ya que no discriminan entre los propanos dirigidos a uso combustible y petroquímico.

872. Las participaciones de PECOM, Refinor, TGS y EG3 (Petrobras) sobre la oferta local disponible de butanos (uso combustible y petroquímico) se estiman en el orden del 1%, 6%, 10% y 2%, respectivamente, para el año 2001 y del 4%, 7%, 15% y 3%, respectivamente para enero-noviembre de 2002.

873. Conforme a las participaciones de 2001 el aumento de la concentración de la oferta disponible local de butanos puede estimarse en el orden de:

- 4 puntos del HHI si sólo se consideran las participaciones de mercado de PECOM (1%) y EG3 (2%), un escenario que arroja un efecto nulo y subestima los efectos de la operación.

- 68 puntos del HHI, si se agregan las participaciones de Refinor (6%) y TGS (10%). Dicha variación representa un 2,7% de incremento del HHI inicial mínimo²¹⁹ de 2.545 puntos. Nótese que este escenario sobreestima los efectos de la operación, ya que PETROBRAS sólo tendrá el control conjunto de dichas empresas, no pudiendo fijar unilateralmente su estrategia competitiva.

874. Conforme a las participaciones de 2002 el aumento de la concentración de la oferta disponible local de butanos puede estimarse en el orden de:

- 24 puntos del HHI si sólo se consideran las participaciones de mercado de PECOM (4%) y EG3 (3%), un escenario que arroja un efecto nulo y subestima los efectos de la operación.

²¹⁸ Sólo existen para los propanos obtenidos de refinería.

²¹⁹ El HHI calculado es un HHI mínimo y resulta del cálculo que excluye a los operadores menores del mercado: en este caso dichos operadores no superan el 15 % de participación conjunta. El HHI mínimo es levemente inferior al HHI convencional.

- 156 puntos del HHI, si se agregan las participaciones de Refinor (7%) y TGS (15%). Dicha variación representa un 5,8% de incremento del HHI inicial mínimo²²⁰ de 2.680 puntos. Nótese que este escenario sobreestima los efectos de la operación, ya que PETROBRAS sólo tendrá el control conjunto de dichas empresas, no pudiendo fijar unilateralmente su estrategia competitiva.

875. Finalmente, corresponde informar que existen sólo seis petroquímicas en Argentina que utilizan butadieno y butilenos²²¹.

- i) Sol Petróleo en la zona de Campana (Pcia. de Buenos Aires) que utiliza butileno para la producción principalmente de MTBE (aromático aditivo para naftas) y es abastecida por la Refinería Campana de ESSO.
- ii) PECOM Energía (ex PASA) que utiliza butadieno para la producción de caucho sintético en el polo de San Lorenzo y es abastecida por su propia refinería.
- iii) Petroquímica La Plata (YPF) que utiliza butilenos de su refinería propia homónima para la producción de aromáticos como MTBE, TAME y BTX.
- iv) Maleic que produce anhídrido maleico en el polo de Ensenada a partir de butano provisto por Petroquímica La Plata.
- v) Dow Química Argentina y Basf Argentina que utilizan butadieno importado para la producción de látices en el polo de San Lorenzo.

876. Asimismo, debe tenerse presente, los contratos por los cuales las petroquímicas se abastecen de butanos están establecidos de modo tal que se minimice el riesgo de desabastecimiento y que EG3 y TGS no constituyen (por su ubicación geográfica) fuentes de abastecimiento de relevancia de butanos para uso petroquímico.

²²⁰ El HHI calculado es un HHI mínimo y resulta del cálculo que excluye a los operadores menores del mercado: en este caso dichos operadores no superan el 15 % de participación conjunta. El HHI mínimo es levemente inferior al HHI convencional.

²²¹ IPA -Instituto Petroquímico Argentino "La República Argentina y su Industria Petroquímica", Buenos Aires, 1999 y "Información Estadística de la Industria Petroquímica y Química de la Argentina" 22ª Edición, Buenos Aires, agosto de 2002. Información de las partes y audiencia testimonial con el responsable de la división química de YPF.

Etano

877. El etano, como se dijo, es un hidrocarburo gaseoso con 2 átomos de carbono que se obtiene de la separación de gas natural²²². Dicho gas es la materia prima alternativa a la nafta petroquímica para la producción de etileno y todos sus derivados (polietileno, PVC, principalmente²²³).
878. Si bien es una alternativa a la nafta petroquímica, los crackers de etileno una vez instalados, no pueden cambiar de insumo, ya que la tecnología y concomitantemente la infraestructura asociada es totalmente específica a cada materia prima.
879. El etano no puede almacenarse y sólo puede transportarse por ductos, por lo que su transabilidad regional e incluso nacional²²⁴ es nula, aunque existe una referencia internacional de precios (Golfo de México) que los contratos pautados a nivel doméstico suelen tomar.
880. En la Argentina, existen dos empresas separadoras de los líquidos del gas natural que cuentan con la infraestructura necesaria para fraccionar etano: la de TGS situada en la localidad de Gral. Cerri, cercana a Bahía Blanca y la recientemente instalada perteneciente a Compañía Mega.
881. Ambas plantas se abastecen de gas natural de la cuenca neuquina, mientras que, adicionalmente, la planta de TGS fracciona etano contenido en el gas natural de la Cuenca Austral. Conjuntamente dichas cuencas representan el 75% de las reservas probadas de gas natural.
882. PBB Polisor es el único el cracker de etileno a partir de gas que opera en la Argentina y por tanto es la única empresa petroquímica consumidora del etano producido por TGS y Compañía Mega, con las cuales se encuentra conectada por ductos a efectos del despacho de dicho insumo.

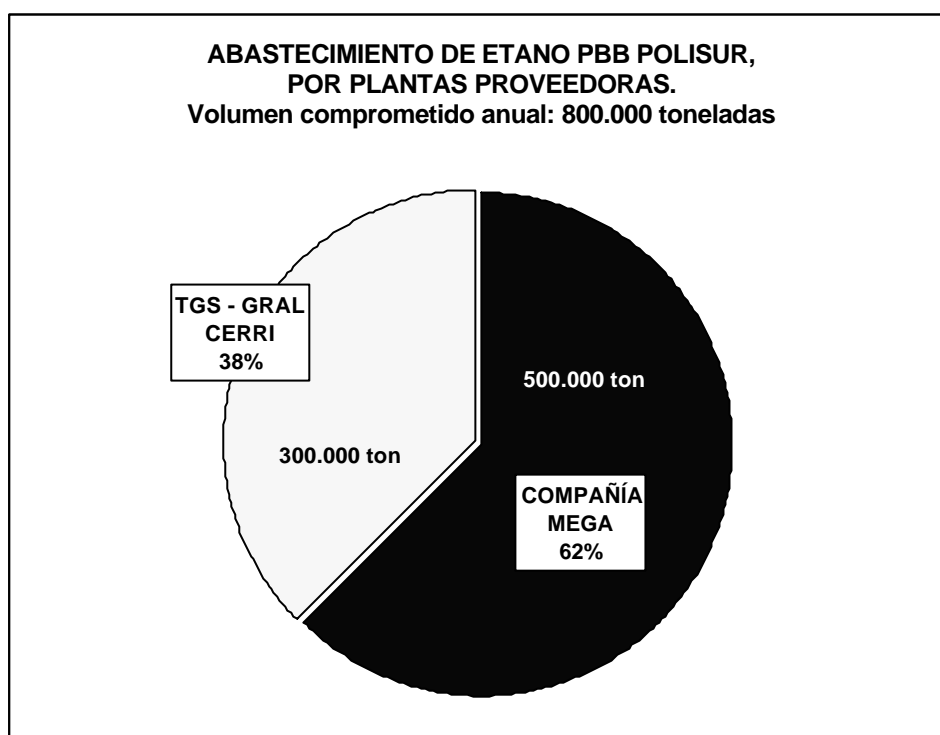
²²² De la refinación de petróleo pueden surgir cantidades mínimas de etano que las refinadoras no comercializan y lo utilizan como combustible para su funcionamiento (conjuntamente con el metano que residualmente también obtienen).

²²³ Otro uso del etileno: en asociación con el benceno, forma el etilbenceno, el producto a partir del cual se fabrica estireno y de allí poliestireno y caucho sintético. Las cantidades de etileno utilizadas a este efecto son muy reducidas.

²²⁴ De hecho Refinor obtiene alrededor de 300 mil toneladas por año de etano a partir de la separación de líquidos de gas natural de la Cuenca del Noroeste, que debe reinyectar en el gasoducto de TGN (donde se vuelve a mezclar con el metano y termina teniendo un uso combustible) (fs 1755 cuerpo 18). Esto se debe a la inexistencia de un cracker de etileno geográficamente cerca. En el mismo sentido, Total Austral informó que no agregó las instalaciones para separar etano a su planta separadora de gases recientemente inaugurada en Tierra del Fuego, debido a la ausencia de consumo petroquímico cercano.

883. PBB Polisor tiene una capacidad instalada producción de etileno de 700 mil toneladas por año y una capacidad instalada de procesamiento de etano de unas 850 mil toneladas métricas por año.

884. Conforme a lo informado por PBB Polisor (fs1713 C 18), alrededor del 60% del etano que consume PBB Polisor es producido por Compañía Mega, mientras que el 40% restante es producido en las instalaciones de TGS.²²⁵



Fuente: PBB Polisor (fs1713 C 18)

885. Compañía Mega S.A. (Repsol Ypf S.A. 38%, Petroleo Brasileiro S.A. 34% y The Dow Chemical Company 28%), se constituyó el 30 de julio de 1997 y comenzó a operar comercialmente el 1 de abril de 2001.

886. Conforme a su objeto social, la firma construyó y opera la planta de separación de gas natural en Loma de la Lata (Pcia. de Neuquén), el poliducto que transporta los líquidos del gas natural desde dicha separadora a la planta de fraccionamiento de líquidos del gas natural en Bahía Blanca (Pcia. de Buenos Aires).

887. De la planta de fraccionamiento se obtiene etano, propano, butano y gasolina natural. Dicha planta se encuentra vinculada al conjunto de instalaciones (ductos,

²²⁵ Dichos del Presidente de Dow Química Argentina S.A. en audiencia testimonial.

tanques de almacenamiento, infraestructura portuaria) necesarias para transportar, almacenar y despachar dichos productos.²²⁶

888. Compañía Mega cuenta con acuerdos de largo plazo para su abastecimiento de gas natural y para la venta de los líquidos (etano, propano, butano y gasolinas naturales), que entraron en vigencia el 1º de abril de 2001 y tienen una duración inicial de 10 años, renovables automáticamente año a año hasta el 2017, o sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones hasta el año 2020, a menos que las partes acuerden lo contrario.²²⁷
889. El contrato de aprovisionamiento de gas natural está establecido con YPF: el proyecto fue diseñado para separar en Neuquén el gas natural del yacimiento de Loma de La Lata de YPF.
890. El contrato para la venta de etano está signado PBB Polisur y establece que Compañía Mega despache y PBB Polisur compre una cantidad mínima y máxima anual de 500.000 y 540.000 toneladas métricas de etano, de acuerdo a ciertos requerimientos diarios. El mismo prevé el pago de daños a las partes firmantes en caso de incumplimiento.²²⁸
891. El complejo de Gral. Cerri se encuentra conectado a los gasoductos troncales de TGS. Tiene como finalidad la separación y fraccionamiento de los líquidos contenidos en el gas natural transportado por los gasoductos operados por la empresa: Neuba I y Neuba II (originados en la Cuenca Neuquina) y San Martín (originado en Tierra del Fuego - Cuenca Austral).
892. El objeto de esta actividad comercial (que constituye un segmento no regulado) es la valorización del gas contenido en la vena gaseosa transportada. A tal efecto se separan los gases de mayor valor (GLP, etano y gasolinas naturales) del metano (de menor valor) para que no se desaprovechen quemándose los como combustible conjuntamente con este último.
893. El complejo cuenta con tres plantas que separan y procesan los líquidos del gas natural: 1) planta de absorción, 2) Tren C y 3) Trenes A&B. Conjuntamente las

²²⁶ Información aportada por las partes, Cuerpo 14 foja única y Notas a los Estados Contables de la firma, por los periodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2002 y 2001.

²²⁷ Información aportada por las partes, Cuerpo 14 foja única y Notas a los Estados Contables de la firma, por los periodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2002 y 2001.

²²⁸ Información aportada por las partes, Cuerpo 14 foja única y Notas a los Estados Contables de la firma, por los periodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2002 y 2001.

tres plantas tienen una capacidad nominal instalada de procesamiento de gas de 42 miles de millones de m³ de gas por día²²⁹.

894. Para el fraccionamiento de etano, el complejo cuenta con una torre deetanizadora, con una capacidad nominal instalada de 1000 toneladas diarias de etano²³⁰.

895. Debido a la menor demanda por motivos estacionales de gas natural para uso combustible de Buenos Aires y GBA, el volumen de gas transportado por el sistema de gasoductos de TGS varía. Por ello, la capacidad instalada de separación se encuentra subutilizada en verano. Inversamente, en invierno las instalaciones no son suficientes para procesar todo el caudal de gas natural transportado.²³¹

896. Los volúmenes de productos obtenidos (propano, butano, etano, gasolinas) dependen 1) de la cantidad de gas natural que pasa por la planta (que depende del gas natural demandado en Buenos Aires para uso combustible, es estacional: mayor en invierno), y 2) de su calidad (riqueza en líquidos de la vena gaseosa).

897. TGS instrumenta comercialmente su actividad de producción de etano de la siguiente manera.

i) "Contratos de servicios de procesamiento a façon": consisten en la venta del servicio de procesamiento del gas natural. TGS percibe un ingreso por tonelada producida, siendo la propiedad de los líquidos separados de los mandantes, quienes los comercializan directamente a los clientes (solamente PBB Polisor, en el caso del etano). Bajo esta modalidad TGS opera con YPF, TOTALFINAELF, WINTERSHALL (socia de TotalFinaElf en las UTEs que opera) y Panamerican Energy.²³²

ii) "Contratos de servicios de procesamiento y comercialización": consisten en la venta tanto de los servicios de procesamiento del gas natural como de comercialización por cuenta y orden de los líquidos obtenidos. TGS percibe un

²²⁹ Esta capacidad fue duplicada en 1998 con la instalación del Tren C. Se alcanzó un pico de producción de 47 MM m³/d en 2002, por optimización de procesos. El promedio diario anual de procesamiento entre 1993 y 2002 varió entre 19,5 MM m³ y 35,4 MM m³. Los picos anuales de procesamiento diario entre 1993 y 2002 variaron entre 26,2 MM m³ y 47 MM m³.

²³⁰ El promedio diario anual producido entre 1993 y 2002 varió entre 800 t/d y 965 t/d. Los picos anuales de producción diaria entre 1993 y 2002 variaron entre 1046 t/d y 1214 t/d

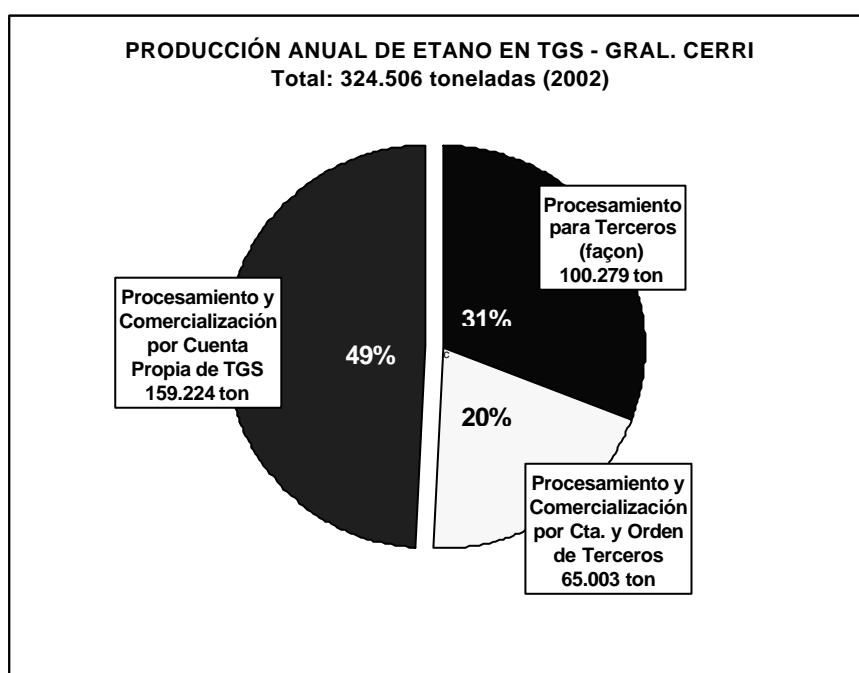
²³¹ Información aportada por las partes a fs 1754 del Cuerpo 18.

²³² Dichos del Gerente de Desarrollo de Negocios de TGS en audiencia testimonial. Presentación de PBB Polisor en su presentación a fs 1749 cuerpo 18 y presentación de las partes fs 1668 y 2181/2.

ingreso por tonelada producida y comercializada fijado en función del precio de venta obtenido. La propiedad de los líquidos es de los mandantes. Bajo esta modalidad TGS opera con PECOM, Pluspetrol y Compañía General de Combustibles (CGC).

iii) "procesamiento de TGS (PROSUR)": consiste en el procesamiento y comercialización de los líquidos de su propiedad. Alrededor del 90% de los líquidos son adquiridos (desde el año 2000) a las distribuidoras de gas natural que contratan el servicio de transporte de gas natural con la empresa (Metrogas, Camuzzi Pampeana y Gas Ban). El restante 10%, corresponde al procesamiento del gas natural de propiedad de TGS (por razones operativas TGS debe adquirir una cantidad diaria de gas natural para cubrir los vacíos que se producen en sus gasoductos)²³³.

898. Conforme a lo informado por TGS, la producción de etano por categoría de contrato para el año 2002 es la siguiente (fs 1748 cuerpo 18).



Fuente: TGS fs 2181/2

899. Como puede observarse en el gráfico precedente, la mitad de la producción de etano de TGS del año 2002 fue realizada por cuenta y orden de los terceros propietarios de los líquidos del gas natural y vendida por estos a PBB Polisor.

²³³ Corresponde aclarar que el marco regulatorio impide a TGS comercializar gas natural a terceros, pero no adquirirlo, ya que debe hacerlo por las referidas cuestiones técnicas relativas a la operación del sistema de gasoductos.

900. También puede notarse que TGS vendió a PBB Polisor un 69% del etano que obtuvo en 2002: un 49% de su propiedad y un 20% por cuenta y orden de los terceros propietarios.

901. A este último efecto, TGS cuenta con un contrato con PBB Polisor, que vence el 31/12/05, por el cual la primera vende a la segunda tanto el etano propio como el de los terceros propietarios que contratan el procesamiento y comercialización por su cuenta y orden²³⁴.

902. La cantidad comprometida de etano por dicho contrato es de 300.000 toneladas por año. El precio del etano es acordado entre las partes teniendo en cuenta la media histórica del precio internacional del etano en el Golfo de México.²³⁵

903. TGS es responsable bajo la modalidad "deliver or pay" del despacho (a través del ducto que la conecta con PBB Polisor) tanto del etano que vende conforme al precitado contrato, como del comercializado por los mandantes de los servicios de façon. PBB Polisor, por su parte, es encuentra obligada recibir el etano bajo la modalidad "take or pay".²³⁶

Análisis de la objeción planteada por PBB Polisor - Dow Química Argentina S.A.²³⁷

904. La operación que se notifica ha sido objetada por PBB Polisor y su accionista principal (Dow Química Argentina) debido a la influencia que adquirirá PETROBRAS en TGS.

905. La objetante ha enfatizado la importancia del complejo de Gral Cerri de TGS, al que califica como una "facilidad esencial" para PBB Polisor como cracker de etileno y productora de polietileno y para Solvay Indupa como productora de PVC, a partir del etileno provisto por PBB Polisor.

²³⁴ Preguntado en audiencia testimonial el Gerente de Desarrollo de Negocios de TGS con respecto a la posibilidad de que las empresas que hoy comercializan por cuenta y orden de TGS pasen comercializar directamente el etano a PBB Polisor, informó que TGS debería considerar conveniente la realización de un contrato sólo de façon con dichas firmas. Manifestó que los principales factores que TGS considera para determinar la modalidad de contrato más adecuada son el volumen y la calidad del gas a procesar, la duración del contrato y el impacto en la eficiencia del sistema y capacidad de procesamiento de la planta.

²³⁵ Dichos del Director General y Vicepresidente de TGS, del Gerente de Desarrollo de Negocios de TGS en audiencia testimonial y presentación de PBB Polisor a fs 1749 cuerpo 18. En esta última presentación la participación del etano comercializado por TGS sobre el total de su producción es estimada en 65%. Esta CNDC considera que dicha diferencia no es significativa.

²³⁶ PBB Polisor en su presentación a fs 1749 cuerpo 18.

²³⁷ Esta objeción también fue expresada por ADIMRA y Solvay Indupa.

906. PBB Polisur ha informado que el contrato de abastecimiento de etano con TGS expira el 31/12/05, que no cuenta con garantías de aprovisionamiento posteriores a dicha fecha y que la expansión futura de dicho cracker depende fundamentalmente de la expansión de Cerri (antes que de la expansión de Compañía Mega, el otro proveedor del cracker), debido a la interconexión de la Cerri con el sistema de gasoductos de TGS.

907. En particular, la firma a través de su Presidente, ha dicho que:

... “El control de Cerri permite a Petrobras regular la oferta de etano y limitar su expansión futura, posibilidad que debe evaluarse en un marco regional. Mediante el control de Cerri Petrobras obtiene una integración regional con toda la petroquímica del MERCOSUR. De producirse la adquisición de TGS y Cerri, Petrobras participaría como proveedor relevante de todos los crackers que elaboran etileno en el MERCOSUR. En efecto, con su participación accionaria en Compañía Mega y el control de TGS regularía el abastecimiento de etano al único cracker nacional, que es el de PBB Polisur, en tanto que es el casi exclusivo abastecedor de la materia prima – nafta – de los 4 crackers brasileños, en los cuales también tiene participación accionaria. Asimismo, la participación es tanto más relevante si se tiene en cuenta que: (i) la participación de Petrobras es esencialmente representado con acciones con derecho a voto y no meramente preferidas y ii) la existencia de un acuerdo de preferencia para desarrollos petroquímicos de Petrobras con los principales actores privados de la petroquímica de aquel país. La integración vertical señalada le permitiría a Petrobras regular o restringir la oferta de etano a partir del hecho evidente de que el controlante del “essential facility” es a su vez competidor del demandante del producto que provee tal “essential “facility”. Tal es lo que ocurre con PBB como consumidora de etano de Cerri (que pasará a ser controlada por Petrobras como activo de TGS) y competidora de “crackers” brasileños abastecidos también por Petrobras y en los cuales participa como proveedor de la materia prima (nafta) y como accionista”.

908. La presentación sigue, bajo el título “Efectos restrictivos de la competencia derivados de una concentración vertical”, diciendo

“La concentración arriba señalada se proyecta sobre el mercado de polietileno y PVC del MERCOSUR atento que el control de abastecimiento de materias primas concede al abastecedor controlante el derecho de restringir la oferta del

insumo e incrementar los precios de los derivados (etileno y aguas abajo, Polietileno y PVC) teniendo en cuenta también la protección arancelaria extra-zona del MERCOSUR y las barreras geográficas (alto costo del flete de polietileno y PVC, limitaciones severas al transporte y abastecimiento de etileno)” ...

“Una restricción de la producción de etileno – y consecuentemente, de polietileno y PVC aguas abajo – no puede justificarse alegando que, al margen de los efectos negativos sobre la producción nacional no afecta la competencia por cuanto existe un mercado relativamente abierto para el ingreso de esos productos. Ello no es así teniendo en cuenta que (i) toda reducción de oferta afecta la competencia, y el control por Petrobras de un “essential facility” nacional tiene tal efecto, (ii) la oferta de PVC y polietileno está limitada dentro del MERCOSUR por fletes y protección extra-zona hasta el punto que más del 90% del polietileno y el PVC que se comercializa en Argentina y Brasil es de origen MERCOSUR.”

909. La presentación abona sus dichos con las declaraciones del físico Luis Pinguelli Rosa, - quien, según la objetante sería el principal asesor en temas energéticos del (al momento de dicha presentación) futuro presidente Luiz Inacio Lula da Silva – vertidas en una entrevista en el diario “El Cronista Comercial” (11/10/02). Dicho asesor expresó “Se buscará la cooperación y la posibilidad de acordar un planeamiento sectorial en petróleo y petroquímica”, lo que es interpretado por la objetante de la siguiente manera “Resulta claro que cuando quien controla el abastecimiento del insumo de sus competidores habla de acordar con ellos está muy cerca de la cuotificación o de otras conductas lesivas a la competencia y al interés general.”

910. Seguidamente y bajo el título “Sobre la posibilidad de una restricción de las eventuales expansiones de General Cerri”, la presentación de la objetante advierte que:

“La particular posición de Petrobras como proveedor casi exclusivo y socio de todos los crackers que en el MERCOSUR compiten con el de PBB Polisor permite señalar la nula vocación que Petrobras podría tener para impulsar

como socio controlante de TGS la expansión de una facilidad productiva que es competitiva con su propia integración productiva en el MERCOSUR²³⁸ ...

“...tampoco es argumento para contestar el aserto de que Petrobras tendría nula vocación para impulsar la expansión de Cerri cercenando de tal forma la oferta de etileno en la Argentina y limitando e comercio de derivados petroquímicos en el MERCOSUR la afirmación de que Petrobras no podría negar irracionalmente al eventual socio con el que comparta el control una expansión que sea “un buen negocio”. Ello no es así por las siguientes razones: (i) Cerri es una parte menor del negocio de TGS (ii) Cualquier proyecto es alternativo a otros que pueda tener una compañía. En el caso de una corporación del tamaño de Petrobras la posibilidad de argumentar la indisponibilidad financiera para encarar un proyecto en particular (sin que ello parezca embozar una negativa por otros motivos extraeconómicos) es enorme e incontrolable no sólo por las autoridades que velan por la competencia sino inclusive por el accionista que eventualmente comparte con Petrobras el control de TGS”.

911. Finalmente, la presentación concluye que:

“Los efectos de una concentración de la planta de Cerri en manos de Petrobras son los siguientes: a) Restricción de la oferta de etano en la Argentina y limitación de expansiones futuras de ese insumo y afectación consecuente de una mayor oferta de etileno y sus derivados, polietileno y PVC con efectos sobre la competencia y sobre el empleo y exportación nacionales; b) Concentración de la propiedad de LPG en el mercado argentino; c) Concentración de la producción de etileno en el área del MERCOSUR bajo una influencia relevante de Petrobras; d) concentración de la oferta de polietileno y PVC a través de empresas brasileñas vinculadas societaria o contractualmente, como consumidoras de etileno, a Petrobras (integración vertical)”.

912. La presentación plantea como solución lo siguiente:

²³⁸ La presentación asimismo advierte, que “Ello no se ve limitado por el argumento de que Petrobras no sería controlante de Cerri al tener una participación limitada en el 50% de la sociedad que controla TGS – dueña a sus vez de la Planta de Cerri. Sobre el particular es necesario recordar que la socia de Pecom en Ciesa – sociedad controlante de TGS – es Enron, una empresa que se encuentra en estado de reestructuración en el marco de un proceso falencial y los socios de Ciesa están, a sus vez, vinculados por un pacto de accionistas que les permite ejercer vetos que les otorgan el carácter de controlantes en el sentido amplio que refiere el artículo 54 de la ley de sociedades”, a la vez que solicita se investigue la situación de control en TGS y se le dé intervención al ENARGAS a fines de que investigue si dada la existencia de un pacto de accionistas y la situación de Enron el cambio de control de Pecom podría afectar la transparencias requerida por el marco regulatorio del gas.

“La única solución integral al problema señalado es que se prohíba la transferencia de las acciones de PECOM en Ciesa a Petrobras, salvo que previamente se cause a TGS a escindir en una sociedad independiente el activo de Cerri y que Petrobras no participe en dicha sociedad”, indicando que no considera una solución al problema planteado el “asegurar a PBB Polisor un contrato de suministro a largo plazo ya que ello no resuelve las restricciones a expansiones futuras ni tampoco los efectos concentratorios en el mercado de LPG”.

913. En vista de la importancia de los argumentos vertidos por PBB Polisor objetando la operación bajo análisis, los mismos se ponderan a continuación²³⁹.

914. Si bien existe una integración técnica entre la planta de craqueo de etano de PBB Polisor y la planta de separación de gases de Cerri (las plantas se encuentran conectadas por un ducto para el despacho del etano), se estima no es posible que con fundamento en dicha integración técnica, TGS pueda ejercer poder de mercado en detrimento de PBB Polisor por cuanto:

i) dicha integración técnica no es total (el 60% del abastecimiento de etano proviene de Compañía Mega - en la que Dow Química es accionista -, también integrada verticalmente con PBB Polisor a través de un ducto; y

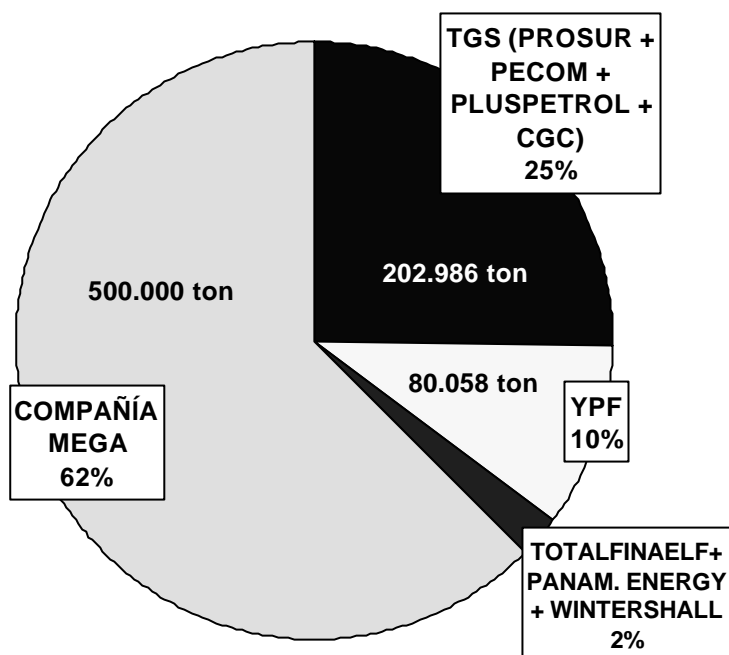
ii) el grado de integración es mucho menor desde el punto de vista comercial²⁴⁰ (PBB Polisor cuenta con cuatro contratos de abastecimiento negociados independientemente²⁴¹: Compañía Mega, TGS, YPF y TotalFinaElf-PanAmerican Energy, según se muestra en el siguiente gráfico).

²³⁹ El análisis se limita a los argumentos vertidos en torno al etano, ya que los efectos horizontales en relación al GLP han sido extensamente tratados tanto en relación a su uso combustible en la sección sobre petróleo y gas, como en la sección precedente en cuanto a su uso petroquímico.

²⁴⁰ A los efectos de calificar la integración existente entre TGS y PBB Polisor, se utilizan las categorías "integración técnica" para dar cuenta de la vinculación a través de ductos e "integración comercial" para dar cuenta de los contratos que vinculan comercialmente a PBB Polisor con sus proveedores.

²⁴¹ Memoria de los Estados Contables de Compañía Mega e información proporcionada por PBB Polisor a fs 1713 C 18 y Anexo Confidencial.

**ABASTECIMIENTO DE ETANO DE PBB POLISUR
POR COMERCIALIZADOR INDEPENDIENTE
Total estimado: 805.228 toneladas (2001)**



Fuente: CNDC en base a los datos de procesamiento correspondientes a 2001 provistos por TGS fs 2181/2 e información no confidencial provista por PBB Polisor a fs 1713 C. 18.^{242 243}

Nota: PROSUR es la denominación comercial con que TGS identifica su actividad de separación de gases por cuenta propia.

915. Contrariamente, se considera que la dependencia originada en la referida integración vertical corre en sentido inverso, ya que PBB Polisor es la única empresa en condiciones tanto técnicas como comerciales de adquirir el etano tanto de TGS como de sus otros propietarios, a los que reconoce diferentes precios, conforme a las particularidades de cada contrato.

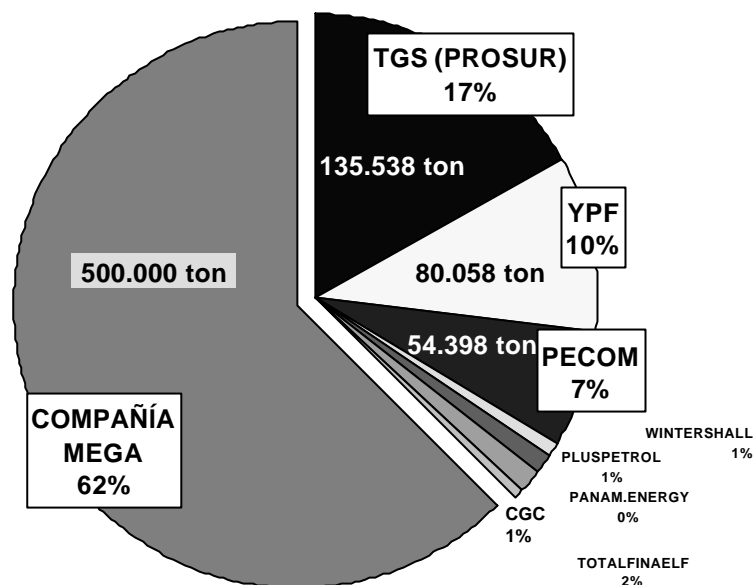
916. A continuación se muestra un gráfico con la desagregación por propietario del etano adquirido por PBB Polisor.

²⁴² PECOM incluye los líquidos de Quintana y Sudelektra, firmas que fueron adquiridas por la primera en el curso del 2002. Wintershall es la socia de TotalFinaElf en sus áreas gasíferas en la Cuenca Austral. Se restaron del total a los efectos de las estimaciones de participación el procesamiento y comercialización por cuenta y orden de Pampeana y Enron, ya que actualmente no continúan y son montos marginales (2,753 y 743 ton, respectivamente). El procesamiento de Enron se originaba en operaciones marginales de trading de gas que desarrollaba la firma.

²⁴³ Debe notarse que las toneladas comprometidas por YPF y Total-Panamerican Energy conforme a la información suministrada bajo confidencialidad por PBB Polisor, son algo mayores en el caso de YPF y menores en el segundo caso. Dichas diferencias no alteran en lo sustantivo el análisis.

ABASTECIMIENTO DE ETANO DE PBB POLISUR POR PROPIETARIO

Total estimado: 805.228 toneladas (2001)



Fuente: CNDC en base a los datos de procesamiento correspondientes a 2001 provistos por TGS TGS fs 2181/2, e información no confidencial provista por PBB Polisor a fs 1713 C. 18²⁴⁴

917. Los gráficos precedentes ponen de manifiesto la importancia de Compañía Mega (62%) e YPF (10%) como proveedores de etano de PBB Polisor, tanto en su carácter de propietarios como de comercializadores independientes de TGS.

918. En relación al contrato entre TGS y PBB Polisor, dicho gráficos muestran que el mismo comprende unas 200.000 toneladas²⁴⁵ que representan el 25% del abastecimiento de PBB Polisor.

919. Dicha participación está integrada por un 17% que corresponde a etano propiedad de TGS (PROSUR), un 7% a etano propiedad de PECOM y un 1%, respectivamente propiedad de Pluspetrol y CGC (la diferencia de 1% surge de redondeos).

920. Por tanto, TGS y PECOM son propietarios del 24% del etano que adquiere PBB Polisor.

921. Como el grupo PECOM comparte por partes iguales el control de TGS con ENRON, no puede tomar decisiones unilaterales sobre la porción del etano

²⁴⁴ Corresponden las mismas aclaraciones metodológicas del gráfico anterior.

propiedad de TGS, por lo que no puede considerarse que controle el mencionado 24% del abastecimiento de etano de PBB Polisor.

922. Como ilustración cuantitativa del grado efectivo de poder de PECOM sobre el abastecimiento de etano a PBB Polisor, puede decirse que PECOM tiene incidencia sobre alrededor 15% de dicho aprovisionamiento (tomando la mitad de la participación de TGS, conforme a la participación accionaria de PECOM en TGS).

923. Por todo ello, en relación al abastecimiento de etano de PBB Polisor, cabe concluir que la misma cuenta con:

i) un proveedor comercial y técnicamente totalmente independiente de TGS y PECOM: Compañía Mega²⁴⁶;

ii) tres proveedores comercialmente independientes: TGS, YPF y TotalFinaElf + Panamerican Energy + Wintershall.

iv) la incidencia de PECOM en dicho abastecimiento no es sustantiva.

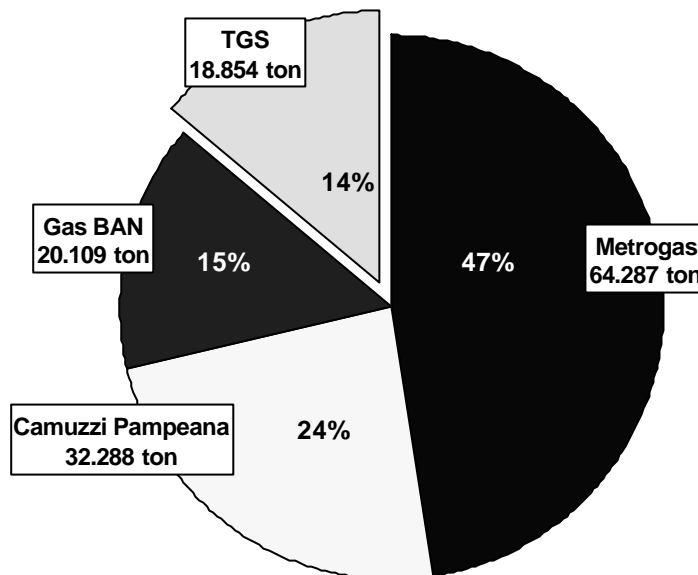
924. Adicionalmente, corresponde notar que, como se anticipó, el etano propiedad de TGS (PROSUR) resulta del procesamiento del gas natural propiedad de terceros y propio.

925. Conforme a los datos de 2001, el 86% correspondió a gas natural de terceros y el 14% a propio, según se muestra de modo desagregado a continuación.

²⁴⁵ Este monto es exactamente el mismo al informado por PBB Polisor.

²⁴⁶ Si bien PETROBRAS participa como accionista en COMPAÑÍA MEGA, se recuerda que i) PETROBRAS no tiene ninguna incidencia en la comercialización del etano a PBB Polisor, por cuanto la misma se rige por el contrato de 20 años vigente y ii) que Dow Química e YPF (los dos accionistas de conforman el capital social de PBB Polisor) detentan el restante capital social de Compañía Mega.

**TGS: PRODUCCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ETANO
POR CUENTA PROPIA (PROSUR),
por propietario del gas natural procesado.
Total: 135.538 toneladas (2001)**



Fuente: TGS fs 2181/2.

926. Se observa que la mayor parte (47%) del etano propiedad de TGS proviene del procesamiento del gas natural de Metrogas, a la cual le compra los líquidos contenidos en el caudal que transporta el sistema de gasoductos.
927. Las otras dos cargadoras involucradas son Gas Ban y Camuzzi Pampeana, con participaciones del 15% y 24% en el aprovisionamiento de líquidos de PROSUR (TGS).
928. La cantidad procesada de gas natural propio de TGS por PROSUR es marginal (14%).
929. Estos datos terminan de completar el cuadro de situación en que TGS desarrolla la actividad de separación de gases en general y con relación al etano en particular.
930. Todo el análisis precedente pone de manifiesto la naturaleza económica de dicha actividad, que conviene a esta altura enfatizar: la planta de Cerri es el instrumento que permite a todos los usuarios del sistema de transporte de TGS valorizar el gas natural transportado y obtener cada uno una mayor rentabilidad de su actividad propia, sea esta la producción de gas (como en el caso de YPF, Total

y PECOM), de distribución de gas (Camuzzi, Metrogas y Gas Ban) o de transporte de gas (TGS).

931. Esta naturaleza no es singular, ya que es propia de cualquier complejo de separación de gases, con o sin instalaciones para el fraccionamiento del etano. Por ejemplo, Compañía Mega es un emprendimiento que, desde el punto de vista de YPF, se justifica para valorizar el gas que obtiene en Loma de la Lata.
932. Por ello, puede decirse que se trata de una actividad cooperativa entre todos los actores del sistema donde todos ganan y, entonces, cualquier manipulación que resulte en una operación subóptima del mismo, es posible de perjudicar a todos.
933. Una eventual restricción de la oferta de etano a PBB Polisur por parte de TGS o PECOM no sólo las perjudicaría directamente sino que también afectaría negativamente a los restantes actores involucrados que a través del complejo de Gral. Cerri valorizan el gas natural que venden o compran.
934. Un escenario de ese tipo se considera poco probable porque alteraría la relación comercial que la empresa mantiene con dichos agentes que son los principales usuarios del servicio de transporte de gas, su principal actividad.
935. Además, todo lo dicho pone en evidencia que las productoras y las distribuidoras de gas tienen fuertes incentivos para valorizar su gas natural y, consecuentemente, si TGS cesara total o parcialmente de separar y fraccionar los líquidos del gas natural, varios de dichos agentes económicos se encuentran técnica y financieramente en condiciones de instalar plantas alternativas a la de Cerri²⁴⁷. Por ello, los efectos de una eventual restricción de la oferta de etano por parte de TGS serían relativamente efímeros.
936. De hecho la factibilidad de la instalación de nuevas plantas se evidencia en la creación de Compañía Mega²⁴⁸ y de otros emprendimientos menores como la planta de fraccionamiento de Cañadón Alfa en Tierra del Fuego (de Total Austral) o la planta de Pioneer en Plaza Huincul. Estos dos últimos, si bien no separan etano podrían ampliarse en tal sentido, de existir posibilidad de consumo petroquímico.

²⁴⁷ No existen barreras legales, ni barreras tecnológicas de relevancia para la instalación de separadoras de gases, con unidades de separación de etano, siempre que exista consumo petroquímico geográficamente cercano. En cuanto a la conexión de una planta alternativa a la de Cerri con el sistema de gasoductos de TGS, difícilmente podría ser negada en el contexto del actual marco regulatorio.

²⁴⁸ Mega tiene una capacidad de procesamiento de 36 MM3/d y Cerri de 42 MM3/d.

937. En consecuencia, esta Comisión entiende que no existen barreras a la entrada de tenor suficiente como para que TGS pueda actuar unilateralmente en la actividad de separación y venta de etano.
938. Cabe aclarar que si bien se señaló precedentemente que en la industria petroquímica hay importantes barreras a la entrada, en el particular caso del etano la barrera decisiva al ingreso es contar con consumo petroquímico insatisfecho, factible técnicamente de ser atendido.
939. Con relación a la limitación de futuras expansiones de Cerri, necesarias para habilitar una eventual expansión de PBB Polisur como cracker de etileno, corresponde observar que si bien es cierto que un proyecto de inversión de tal tipo competiría con los fondos disponibles para la inversión de sus accionistas controlantes, no es menos cierto que PBB Polisur podría financiar por sí misma dicha expansión.
940. De hecho PBB Polisur y TGS ya han establecido en el reciente acuerdo para el aprovisionamiento de etano que, a partir del 2004 se aumentará un 10% el volumen de etano producido en TGS. Dicha inversión será financiada por PBB Polisur y será pagada por TGS con la entrega del producto.
941. Dicha expansión favorecerá no sólo a PBB Polisur sino también a las empresas productoras y distribuidoras de gas natural que podrán vender una mayor cantidad de etano a PBB Polisur. Nuevamente, una negativa a expandirse por parte de TGS, cuando la misma no importa utilización de fondos frescos, sería a costa no sólo del beneficio de los accionistas de TGS, sino también del de las productoras y distribuidoras de gas.
942. En resumidas cuentas, esta Comisión considera poco probable que con el ingreso de PETROBRAS en TGS se perfeccione un escenario como el descrito por la objetante, a saber: que TGS limite la capacidad de producción o de expansión de PBB Polisur a fines de ampliar la participación en el MERCOSUR de la industria petroquímica brasileña.
943. Por ello, tampoco se estima probable que, por esa causa, se afecte negativamente la competencia en los mercados aguas debajo de polietileno y PVC.

X.5.7. Efectos de la operación en los mercados de productos petroquímicos

944. A continuación se analizan los mercados de productos petroquímicos donde las notificantes participan, tomando como área geográfica de referencia, según se estableció, el territorio de la República Argentina para los productos petroquímicos básicos e intermedios (a excepción del benceno y el propileno) y el MERCOSUR (+Chile cuando corresponde) para los productos petroquímicos finales (a excepción de la urea).
945. En enfoque regional ha sido establecido en el entendimiento de que los eventuales perjuicios para el interés económico general de la República Argentina deben provenir de una alteración en las condiciones de competencia en la región.
946. La participación de las empresas en los mercados relevantes ha sido cuantificada en términos de su capacidad instalada, que constituye un dato público confiable, relevado por las cámaras del sector²⁴⁹.
947. Como la industria opera con bajos niveles de capacidad ociosa y su capacidad de producción no puede ser ampliada rápidamente, el cálculo de las participaciones de mercado a partir de la capacidad instalada es suficiente para describir la estructura del mercado.
948. Asimismo, dicha metodología es ajustada para delimitar la dinámica en el corto y mediano plazo de la industria porque ante un aumento de los precios las firmas no pueden ampliar sustantivamente su oferta más allá de su capacidad²⁵⁰. Por ello, el poder disciplinario sobre los precios de mercado está limitado por la capacidad instalada de cada firma.
949. El tratamiento de los distintos productos se organiza en las secciones que siguen conforme a las cadenas de valor en que participan.
950. Las cadenas de valor que se analizarán son: i) etileno - polietilenos, ii) etileno - PVC, iii) benceno - etilbenceno - estireno - caucho SBR, iv) benceno - etilbenceno - estireno - poliestireno, v) propileno - polipropileno, v) amoníaco - urea.

²⁴⁹ IPA - Instituto Petroquímico Argentino. "Información Estadística de la Industria Petroquímica y Química de la Argentina" 22° Edición, Buenos Aires, agosto de 2002 y APLA - Asociación Petroquímica y Química Latinoamericana. "Anuario Petroquímico Latinoamericano 2002-2003".

²⁵⁰ En algunos casos, mediante mejoras de procesos, se puede producir marginalmente por encima de la capacidad nominal instalada.

951. Adicionalmente se analizarán individualmente el caucho NBR y el tolueno. En el primer caso porque su insumo butadieno (un butano) ya fue analizado en la sección precedente de materias primas, mientras que el otro insumo que participa en su elaboración (el acrilonitrilo) no es producido por las notificantes en Argentina. En el segundo caso, porque su insumo (nafta petroquímica) ya fue analizado en la sección de materias primas y se encadena con solventes, no producidos por las notificantes en Argentina.

Etileno – Polietileno - Cloruro de Vinilo - PVC

952. El etileno forma parte de dos principales cadenas de valor: una que finaliza en el polietileno y la otra en el PVC.

Etileno

953. En Argentina, en el 2001, el 42% de la producción de etileno se destinó a la fabricación de polietileno de baja densidad, el 39% a la de polietileno de alta densidad, el 14% a la de cloruro de vinilo (VCM) a partir del cual se fabrica el policloruro de vinilo (PVC) y el 5% como componente de la producción de estireno.

954. El etileno, si bien es una commodity cuyos precios internacionales de referencia corresponden a los contratos del Golfo de México, no es fácilmente exportable o importable debido a dificultades técnicas de transporte.

955. En singular, en el caso de la Argentina, los coeficientes de apertura del etileno fueron del 32% y del 13% para los años 2000 y 2001. En el año 2000 las exportaciones fueron insignificantes, registrándose importaciones principalmente desde México y Estados Unidos. En el año 2001 cayeron las importaciones y crecieron significativamente las exportaciones, éstas últimas con destino principalmente a Venezuela, Bélgica y Brasil.

956. Debido al relativamente escaso comercio con Brasil de este producto, el mercado relevante de referencia se ha mantenido nacional. A continuación se presentan las participantes del mercado argentino y brasileño.

957. La referencia a Brasil es importante debido a que la producción de etileno de Brasil se encadena con la producción brasileña de polietileno y PVC, que compite con la producción argentina.

ETILENO			
Empresas	País	Cap.Instalada t/a	% en cada país
ICI Argentina	Argentina	21.000	3%
PBB Polisor	Argentina	700.000	93%
PECOM Energía	Argentina	28.000	4%
Total Argentina		749.000	
Braskem	Brasil	1.200.000	42%
Copesul	Brasil	1.135.000	40%
Petroquímica Uniao	Brasil	500.000	18%
Total Brasil		2.835.000	

958. PBB Polisor es el principal productor de etileno de la Argentina, donde representa el 93% de la capacidad instalada. También producen en menor proporción etileno ICI Argentina (una firma de capitales internacionales) y PECOM, ambas en el área de San Lorenzo, Pcia de Santa Fe utilizando como insumo propano en el primer caso y nafta o propano en el segundo caso.

959. En Brasil, los productores son las centrales petroquímicas a cuyo alrededor se organizan los polos petroquímicos de San Pablo (Braskem ex Copene), Copesul (Rio Grande do Sul) y Petroquímica Uniao (Bahía). Las dos primeras de similar tamaño representan alrededor del 40% de la capacidad instalada en su país. La tercera es casi la mitad del tamaño de las anteriores y poco menor a PBB Polisor y representa cerca del 20% de la capacidad de su país.

960. El cuadro precedente muestra que la participación de PECOM (ex Pasa) en la producción argentina de etileno es marginal y que Petrobras no participa directamente en la producción de etileno de Brasil.

961. No obstante, las refinerías de PETROBRAS alimentan a los tres crackers de etileno brasileños y la firma posee una porción minoritaria del capital votante en cada una de las sociedades titulares de dichas plantas de etileno.

Polietilenos

962. El etileno se encadena con los tres tipos principales de polietileno: alta densidad, baja densidad y baja densidad lineal.

963. El polietileno alta densidad (conocido como PEAD) es un producto que en nuestro país se destina principalmente a la fabricación de películas film y a piezas

plásticas producidas mediante soplado o inyección. Todos los polietilenos son commodities con precios de referencia del Golfo de México.

964. Los coeficientes de apertura del PEAD²⁵¹ para la Argentina fueron del 103% y del 91%, para los años 2000 y 2001. Las importaciones en casi un 70% provinieron de Brasil, mientras que las exportaciones también han tenido a Brasil como principal destino. Lo anterior pone en manifiesto el alto grado de transabilidad regional del PEAD y la pertinencia de un análisis regional, conforme al principio de realidad económica.

POLIETILENO ALTA DENSIDAD - PEAD				
Empresas	País	Cap.instalada t/a	% en cada país	% en Mercosur
PBB Polisur (Dow)*	Argentina	510.000	100%	31%
Total Argentina		510.000		31%
Ipiranga Petroquímica*	Brasil	500.000	44%	30%
OPP Química	Brasil	200.000	18%	12%
Polialden	Brasil	160.000	14%	10%
Politeno *	Brasil	195.000	17%	12%
Solvay Polietileno	Brasil	82.000	7%	5%
Total Brasil		1.137.000		69%
Total MERCOSUR		1.647.000		100%

965. El cuadro precedente muestra que la única productora de nuestro país es PBB Polisur, cuya capacidad instalada a nivel de MERCOSUR representa el 31%.

966. En Brasil la principal productora es Ipiranga Petroquímica vinculada a la única refinería de petróleo independiente del país. Los otros productores de Brasil son, comparados con el cracker argentino, menores participando en promedio con el 10% de la capacidad instalada en la región. Opp Química y Polialden tienen su capital accionario mayoritariamente en poder de Braskem (donde Petrobras tiene participación en el capital votante). En Politeno convergen los grupos nacionales Braskem, a través de Conepar y Suzano, con participaciones de las internacionales Sumitomo e Itochu. PETROBRAS no tiene una participación directa o independiente en este negocio.

967. El polietileno de baja densidad convencional (conocido como PEBD) se destina en un 90% en nuestro país a la producción de películas film.

²⁵¹ Se recuerda que se utilizaron los coeficientes de apertura (exportaciones+importaciones dividido producción doméstica), así como también el origen de las importaciones para determinar el mercado geográfico relevante, por cuanto dichos criterios permiten estimar la importancia de los productos brasileños para abastecer la demanda argentina (párrafos 798 yss).

968. Los coeficientes de apertura del PEBD para la Argentina fueron del 126% y del 133%, para los años 2000 y 2001. Las importaciones en casi un 70% provinieron de Brasil, mientras que las exportaciones también han tenido a Brasil como un destino importante, seguido por Chile. Lo anterior pone en manifiesto el alto grado de transabilidad regional del PEBD y la pertinencia de un análisis regional, conforme al principio de realidad económica.

POLIETILENO BAJA DENSIDAD - PEBD				
Empresas	País	Cap.instalada t/a	% en cada país	% en Mercosur+Chile
ICI Argentina	Argentina	19.500	17%	3%
PBB Polisor (Dow)	Argentina	96.000	83%	15%
Total Argentina		115.500		18%
OPP Química (Braskem)	Brasil	210.000	43%	32%
Petroquímica Triunfo (Petrobras)	Brasil	150.000	31%	23%
Polietilenos (Unipar)	Brasil	130.000	27%	20%
Total Brasil		490.000		75%
Petroquímica Dow	Chile	45.000		7%
Total Chile		45.000		7%
Total Mercosur+Chile		650.500		100%

969. También en el caso del polietileno de baja densidad convencional su principal productor en Argentina es PBB Polisor. Dow también está presente en Chile, con una capacidad instalada de 45 mil toneladas por día de polietileno, por lo que dicha firma tiene una participación en la región MERCOSUR + Chile del 22%, similar a la de Petroquímica Triunfo (donde PETROBRAS es el accionista mayoritario).

970. El productor más importante de la región es OPP Química del grupo local Braskem, quien representa el 43% de la capacidad instalada en Brasil y el 32% de la capacidad instalada en MERCOSUR + Chile.

971. Siendo que PECOM no produce PEBD la operación notificada no tiene efectos horizontales en el mismo.

972. El polietileno de baja densidad lineal (conocido como PEBDL), en nuestro país se destina en un 70% a películas film y el resto a piezas plásticas fabricadas por procesos de inyección y otras aplicaciones.

973. Los coeficientes de apertura del PEAL para la Argentina fueron del 178% y del 93%, para los años 2000 y 2001. Las importaciones en alrededor de un 50% provinieron de Brasil, mientras que las exportaciones también han tenido a Brasil

como primordial destino. Lo anterior pone de manifiesto el alto grado de transabilidad regional del PEAL y la pertinencia de un análisis regional, conforme al principio de realidad económica.

POLIETILENO DE BAJA DENSIDAD LINEAL				
Empresas	País	Cap.instalada t/a	% en cada país	% en Mercosur
PBB Polisur *(Dow)	Argentina	390,000	100%	38%
	Total Argentina	390,000		38%
Ipiranga Petroquímica *	Brasil	150,000	24%	15%
OPP Química (Braskem)	Brasil	300,000	48%	29%
Politeno *	Brasil	180,000	29%	18%
	Total Brasil	630,000	100%	62%
	Total Mercosur	1,020,000		100%

974. En este caso PBB Polisur es el único productor en Argentina y el más importante de la región, representando un 38% de la capacidad instalada del MERCOSUR.

975. OPP Química de Braskem es su principal competidor, seguido por Politeno e Ipiranga. En este caso, Petrobras no tiene una participación directa en el negocio, sino sólo a través de su situación como proveedor de materia prima del cracker de etileno que alimenta a OPP Química y a Politeno.

Cloruro de vinilo y PVC

976. El etileno, por otro lado, se encadena con el cloruro de vinilo y éste con el policloruro de vinilo (PVC).

977. El cloruro de vinilo se usa íntegramente para la producción de PVC.

978. Los coeficientes de apertura del cloruro de vinilo para la Argentina fueron bajos 13% y del 23%, para los años 2000 y 2001. No existen importaciones, por lo que dichos coeficientes de apertura directamente miden la participación de las exportaciones en la producción local.

979. El único destino de las exportaciones ha sido Brasil. El único productor de la Argentina es Solvay Indupa, quien consume internamente su producción de cloruro de vinilo para fabricar PVC y exporta sus excedentes a Brasil.

980. Dado que el intercambio con Brasil es marginal, no existiendo exportaciones hacia la Argentina desde Brasil, no cabe realizar un análisis regional de este

producto. Además, PECOM no tiene producción de cloruro de vinilo y PETROBRAS no participa directamente en su producción en Brasil.²⁵²

981. El PVC en Argentina se utiliza para la fabricación de caños y sus accesorios, botellas, cables, películas de film, laminados, calzados y perfiles rígidos para la construcción.

982. Los coeficientes de apertura del PVC para la Argentina fueron del 92% y del 70%, para los años 2000 y 2001. Las importaciones en alrededor de un 45% y un 60% para los respectivos años provinieron de Brasil, mientras que las exportaciones a Brasil representan alrededor del 50% de las exportaciones argentinas. Lo anterior pone en manifiesto el alto grado de transabilidad regional del PVC y la pertinencia de un análisis regional, conforme al principio de realidad económica.

POLICLORURO DE VINILO - PVC				
Empresas	País	Cap.Instalada t/a	% en cada país	% en Mercosur
Solvay Indupa	Argentina	210,000	100%	23%
Total Argentina		210,000		23%
Solvay	Brasil	236,000	33%	26%
Trikem (Braskem)	Brasil	475,000	67%	52%
Total Brasil		711,000		77%
Total Mercosur		921,000		100%

983. Solvay es el único productor de la Argentina y también es un importante productor en Brasil, por lo que conjuntamente sus dos plantas representan alrededor de la mitad de la capacidad instalada en el MERCOSUR. La porción restante corresponde a Trikem una firma del grupo Braskem (donde PETROBRAS tiene una porción minoritaria del capital votante).

984. En resumidas cuentas, con relación a las cadenas de valor constituidas por etileno – polietileno (baja densidad convencional y lineal y alta densidad) y etileno – cloruro de vinilo - PVC, la operación que se notifica no suma nuevos activos a los que Petrobras ya tenía, dejando la estructura de la oferta local y regional sin variaciones.

985. Por otra parte, como se recordará, en la sección anterior se consideró improbable que PETROBRAS hiciera uso estratégico de la posición que obtendrá

²⁵² Trikem es la principal productora en Brasil (94% de la capacidad instalada). PETROBRAS tiene en dicha firma participación accionaria minoritaria indirecta (a través de Braskem).

en TGS para favorecer a la industria petroquímica brasileña de polietilenos (en la que participa directamente a través de Petroquímica Triunfo) que compete directamente con PBB Polisur.

Benceno - Etilbenceno - Estireno - Poliestireno - Caucho Sintético SBR

986. El benceno es un petroquímico básico que se obtiene de la refinación de petróleo crudo y cuyo principal uso en Argentina es la producción de etilbenceno, a partir del cual se produce el estireno del que se obtienen dos productos finales: caucho sintético (SBR) y poliestireno.

Benceno

987. El benceno es una commodity que para Argentina presenta coeficientes de apertura del 57% y del 32%, para los años 2000 y 2001. Las importaciones provinieron íntegramente de Brasil, mientras que las exportaciones (mucho menos significativas) se dirigieron a Uruguay y Paraguay. Siendo que las necesidades de benceno de Argentina se completan con importaciones de Brasil, considera pertinente un análisis regional.

BENCENO				
Empresas	País	Cap. Instalada t/a	% en cada país	% en Mercosur
PECOM Energía	Argentina	150,000	56%	12%
YPF	Argentina	120,000	44%	10%
Total Argentina		270,000		22%
Acominas	Brasil	12,085	1%	1%
Braskem	Brasil	455,000	47%	37%
Copesul	Brasil	265,000	27%	21%
CSN	Brasil	6,120	1%	0%
Petrobras	Brasil	34,100	4%	3%
Petroquímica Uniao	Brasil	200,000	21%	16%
Total Brasil		972,305		78%
Total Mercosur		1,242,305		100%

988. PECOM e YPF son las principales productoras en Argentina, ambas firmas prácticamente consumen la totalidad del benceno que producen para la fabricación de los productos derivados (etilbenceno - estireno en el caso de PECOM) y ciclohexano (un producto intermedio para la fabricación de Nylon 6) en el caso de YPF, el que es exportado en su totalidad.

989. En Brasil, la oferta de benceno está principalmente representada por los tres crackers de etileno: Copesul, Braskem y Petroquímica Uniao.

990. La participación propia de Petrobras es reducida (4%) de Brasil, equivalente a 3% de MERCOSUR, aunque no debe perderse de vista la integración técnica de PETROBRAS con dichos crackers (conectados a sus refinerías) y su vinculación societaria (participaciones minoritarias en capital votante).

991. Con la operación que se notifica, al sumar las instalaciones petroquímicas de PECOM, PETROBRAS por sí misma representará el 14% de la oferta de benceno del MERCOSUR. El aumento de la concentración regional de la oferta se estima en 72 puntos del HHI, respecto de un HHI inicial de 2320 puntos, lo que implica un 3% de aumento del índice de concentración.

Etilbenceno

992. El etilbenceno se produce a partir de benceno (combinado con etileno) y se destina totalmente a la producción de estireno, por lo que las firmas productoras de este último son quienes mayoritariamente producen etilbenceno para su consumo interno. No obstante, es una commodity que puede obtenerse en el mercado mundial.

993. Para Argentina, el etilbenceno presenta coeficientes de apertura del insignificantes: 1% y 4% para los años 2000 y 2001, correspondiendo a importaciones y exportaciones marginales (en ambos casos con Brasil). Lo anterior se debe a PECOM es el único productor nacional de etilbenceno y sus derivados (estireno y poliestireno) y utiliza dicho insumo para su consumo interno.

994. Por ello, no corresponde hacer mayores consideraciones respecto del etilbenceno.

Estireno

995. El estireno es un producto petroquímico intermedio importante porque de él deriva por un lado el caucho sintético y por el otro los poliestirenos, ambos productos, conjuntamente con el polietileno, de singular relevancia para la industria.

996. En Argentina en el año 2001, el 76% de su producción se destinó a poliestirenos y el 9% a caucho sintético.

997. Análogamente al etilbenceno, la producción doméstica de estireno es consumida internamente por su único productor local (PECOM) para fabricar

poliestirenos y caucho sintético, por lo que el estireno para la Argentina presenta coeficientes de apertura bajos (17% y 8%, para los años 2000 y 2001, respectivamente).

998. El intercambio comercial es marginal y se realizó en dichos años principalmente con Estados Unidos, en lo que respecta a las importaciones y con los Países Bajos y Chile, en lo relativo a las exportaciones.

999. Siendo nulo el intercambio de estireno con Brasil y no teniendo PETROBRAS incidencia alguna en la producción de estireno de dicho país²⁵³, no corresponde avanzar en un análisis regional, dado que la operación notificada no lleva a cambios en la estructura local o regional de la oferta.

Poliestireno

1000. El poliestireno es el otro producto final al que conduce la cadena de valor conformada por benceno – etilbenceno – estireno. Existen dos tipos principales de poliestireno: poliestireno expandible y poliestireno convencional o de alto impacto.

1001. El poliestireno convencional y alto impacto se utiliza en nuestro país para la fabricación de envases descartables, envases lácteos, refrigeración, extrusión de láminas, autopartes de la industria automotriz y envases cosméticos.

1002. Los coeficientes de apertura para la Argentina de poliestireno convencional y de alto impacto son del 50% y del 34% para los años 2000 y 2001. Es una commodity con precios internacionales de referencia en el Golfo de México. Las exportaciones son significativamente más importantes que las importaciones y tuvieron como principal destino Brasil (especialmente en el 2000). Las importaciones provienen de Brasil y Colombia, básicamente.

1003. Se presenta a continuación la estructura regional de la oferta, dado que las firmas de Brasil pueden considerarse competidoras sustanciales PECOM, que es el principal productor nacional.

²⁵³ En Brasil existen tres productores de estireno: CBE (Grupo Unigel), EDN (de Dow) e INNOVA (de PECOM), los que respectivamente representan el 23%, 29% y 48% de la capacidad instalada en dicho país.

POLIESTIRENO CONVENCIONAL Y DE ALTO IMPACTO				
Empresas	País	Cap.instalada t/a	% en cada país	% en Mercosur
PECOM Energía	Argentina	65,500	80%	15%
Plast	Argentina	10,200	12%	2%
Resignum	Argentina	6,000	7%	1%
Total Argentina		81,700		19%
Basf	Brasil	110,000	31%	25%
EDN Sul (Dow)	Brasil	120,000	34%	28%
INNOVA (PECOM)	Brasil	120,000	34%	28%
Resinor	Brasil	1,320	0%	0%
Total Brasil		351,320		81%
Total Mercosur		433,020		100%

1004. Como muestra el cuadro precedente, PECOM es el principal productor de la región sumando una capacidad instalada del 43% entre sus dos plantas instaladas Zárate (Pcia. de Buenos Aires) e Innova en el Porto Alegre, siendo esta última del doble de tamaño que la primera.

1005. Los otros productores de relevancia de la región son Estireno do Sul (EDN Sul) de Dow Química S.A. y Basf, con plantas de similar tamaño a la de Innova. Petrobras no participa actualmente en este segmento, pasará a constituirse a través de PECOM en el principal productor de la región.

1006. El poliestireno expandible se utiliza en nuestro país principalmente en la industria de la construcción y para envases y embalajes.

1007. Los coeficientes de apertura para la Argentina en poliestireno expandible fueron de 55% y 48% para los años 2000 y 2001. Las importaciones fueron significativamente mayores a las exportaciones y provinieron de países extrazona tales como Chile, Colombia y Reino Unido. Brasil ha sido el principal destino de las exportaciones. Debe notarse que, conforme a los datos de 2002, Brasil se ha constituido en el principal origen de las importaciones.

POLIESTIRENO EXPANDIBLE				
Empresas	País	Cap.instalada t/a	% en cada país	% en Mercosur+Chile
Aislantes de Cuyo	Argentina	1,200	8%	3%
Basf Argentina	Argentina	12,000	76%	27%
Resignum	Argentina	2,500	16%	6%
Total Argentina		15,700		36%
Basf	Brasil	11,000	67%	25%
Resinor	Brasil	5,400	33%	12%
Total Brasil		16,400		37%
Basf	Chile	12,000	100%	27%
Total Mercosur + Chile		44,100		100%

1008. Existen tres productores de poliestireno expandible en Argentina (Aislantes Cuyo, Basf Argentina y Resignum Argentina), dos en Brasil (BASF y Resinor) y uno en Chile (BASF).

1009. El mayor productor es BASF que en la región suma casi el 80% de la capacidad instalada. Como insumo, todas las productoras pueden recurrir a estireno importado de terceros países, ya que el producto tiene un alto grado de transabilidad internacional y un precio fijado en los mercados mundiales.

1010. De hecho, la producción de BASF en Chile es a partir de estireno importado, ya que dicho país no cuenta con producción propia y la producción de BASF en la Argentina se basa en insumo importado porque PECOM consume habitualmente el total de su producción.

1011. Consecuentemente, se manifiesta que no existe una dependencia de las productoras de poliestireno expandible en cuanto su aprovisionamiento de insumos (estireno) respecto de PECOM.

Caucho sintético SBR

1012. A partir del estireno combinado con el butadieno (un derivado del butano) se produce la variedad más difundida en Argentina del caucho sintético denominada Caucho Estireno Butadieno – o “Caucho SBR”, material que mayoritariamente se utiliza para la fabricación y reparación de neumáticos, aunque tiene otros usos como calzado, autopartes y piezas industriales.

1013. PECOM es su único productor en Argentina y Petroflex su único productor en Brasil. Las respectivas plantas de caucho sintético se localizan en el área de Campana (Pcia. de Buenos Aires) y en Río de Janeiro.

1014. El caucho SBR es una commodity con precios internacionales de referencia del Golfo de México.

1015. Para la Argentina, el caucho SBR tuvo coeficientes de apertura del 77% y del 76%, para los años 2000 y 2001, respectivamente. Las exportaciones representaron algo más de la mitad de la producción doméstica, mientras que las importaciones son marginales.

1016. Dichas importaciones provienen de todo el mundo, pero especialmente de EE.UU y Brasil (Petroflex), mientras que las exportaciones, especialmente en el año 2001 se dirigieron a Brasil.

1017. Siendo Petroflex, como se muestra en el cuadro siguiente, un productor que casi sextuplica la capacidad instalada de PECOM y vista la alta transabilidad del caucho SBR, corresponde una estimación del impacto regional de la operación notificada.

CAUCHO ESTIRENO-BUTADIENO - SBR				
Empresas	País	Cap.instalada t/a	% en cada país	% en Mercosur
PECOM Energía	Argentina	53,000	100%	14%
Petroflex	Brasil	337,000	100%	86%
Total Mercosur		390,000		100%

1018. La capacidad instalada de PECOM representa sólo el 14% de la capacidad instalada en el MERCOSUR, siendo Petroflex, firma cuyo capital social se distribuye principalmente entre los grupos privados locales Suzano, Braskem (donde PETROBRAS tiene participación minoritaria) y Unipar, la firma más importante en términos de capacidad de la región.

1019. En resumidas cuentas, en la cadena de valor constituida por benceno – etilbenceno – estireno – caucho SBR, como efecto de la operación notificada:

i) Petrobras que actualmente participa con el 3% del mercado regional de benceno, sumará la participación regional de PECOM del 12%.

ii) la estructura de la oferta argentina y brasileña de los productos intermedios derivados (etilbenceno y estireno) no se modificará.

iii) el mercado regional de caucho SBR, no verá alterada su estructura de oferentes.

Caucho sintético NBR

1020. Existe otra variedad de caucho sintético, denominada Caucho Butadieno Acrilonitrilo (caucho NBR) producido por PECOM en la Argentina en las mismas instalaciones que el caucho SBR.
1021. El caucho NBR se obtiene a partir del butadieno y del acrilonitrilo (no interviene el estireno) por un proceso de polimerización y se destina a autopartes y piezas industriales principalmente.
1022. El caucho NBR presenta para Argentina coeficientes de apertura altos (120% y 52%, respectivamente para los años 2000 y 2001), siendo notoriamente más relevantes las exportaciones que las importaciones. Si bien Brasil no es un destino especialmente destacado de las exportaciones, es el principal origen de las relativamente reducidas importaciones.
1023. Se expone a continuación la situación regional del mercado de caucho NBR, dado que las firmas brasileñas, por su participación en las importaciones argentinas, pueden considerarse las principales competidoras de PECOM, la única productora de caucho NBR de Argentina.

CAUCHO BUTADIENO ACRILONITRILO – NBR				
Empresas	País	Cap.instalada t/a	% en cada país	% en Mercosur
PECOM Energía	Argentina	4,000	100%	11%
Total Argentina		4,000		11%
Nitriflex	Brasil	21,000	64%	57%
Petroflex	Brasil	12,000	36%	32%
Total Brasil		33,000		89%
Total Mercosur		37,000		100%

1024. El principal productor de la región es Nitriflex una firma propiedad de Brampac S.A., que participa con el 57% de la capacidad instalada de la región, seguida por Petroflex (32%).
1025. PECOM, con un 11% es el tercer productor de la región, habiendo iniciado esta línea de negocios recientemente.
1026. PETROBRAS no participa en este negocio, por lo que la estructura de la oferta regional o local de la oferta de caucho NBR no cambiará como efecto de la operación.

Propileno – Polipropileno

Propileno

1027. El propileno es un gas que se presenta mezclado con el propano y se destina a la producción de polipropileno o, en menor medida, de isopropanol.
1028. No es posible contar con los coeficientes de apertura para dicho gas, al no existir datos respecto de su producción doméstica. Los datos del INDEC registran importaciones (totalmente marginales) sólo para 2002 y con destino a Brasil.
1029. No obstante no contar con la información apropiada para definir la pertinencia de un análisis regional en el caso del propileno, dado que PECOM y PETROBRAS producen propileno respectivamente en Argentina y Brasil, el análisis regional es el modo más restrictivo de considerar la operación notificada en este segmento.

PROPILENO				
Empresas	País	Cap.instalada t/a	% en cada país	% en Mercosur
YPF	Argentina	145,000	59%	8%
Shell Argentina	Argentina	30,000	12%	2%
Esso Argentina	Argentina	20,000	8%	1%
PBB Polisor	Argentina	20,000	8%	1%
PECOM Energía	Argentina	16,000	7%	1%
EG3 S.A. (Petrobr)	Argentina	14,000	6%	1%
Total Argentina		245,000		14%
Copesul	Brasil	581,000	38%	33%
Braskem	Brasil	570,000	37%	32%
Petroquímica Uniao	Brasil	225,000	15%	13%
Petrobras	Brasil	145,000	10%	8%
Total Brasil		1,521,000	100%	86%
Total Mercosur		1,766,000		

1030. Tanto las refinerías de petróleo como PBB Polisor producen propileno²⁵⁴, siendo YPF quien tiene una mayor participación en la capacidad instalada en la Argentina, pero que constituye un productor menor en el MERCOSUR.
1031. Los principales productores del MERCOSUR son los crackers de etileno de Brasil (en los cuales PETROBRAS tiene participación minoritaria en el capital votante).

²⁵⁴ Recuérdese que el propileno es parte de la corriente de C3 (propanos) que se obtiene de la refinación de crudo o del procesamiento de gas natural.

1032. Petrobras, con una capacidad de producción propia similar a la de YPF es un productor menor en el contexto de Brasil (10% de la producción de Brasil, equivalente a 8% del MERCOSUR). En Argentina, a través de EG3 S.A. tiene una capacidad instalada del 6% a nivel de Argentina, equivalente al 1% a nivel de Mercosur.

1033. Dado que PECOM tiene una participación menor en el negocio (7% en Argentina, equivalente a 1% de MERCOSUR), la concentración del mercado tanto a nivel local como regional es muy reducida, 84 puntos y 16 puntos del HHI, respectivamente.

Polipropileno

1034. El polipropileno se utiliza en nuestro país para la fabricación de piezas plásticas a través de inyección, de películas, de fibras y filamentos, entre otros.

1035. El polipropileno muestra en Argentina un coeficiente de apertura del 50% y del 54% para los años 2000 y 2001. Las exportaciones son significativamente superiores a las importaciones y se dirigen a Brasil y Chile como destino principal, aunque la participación de otros países representa alrededor de la mitad de las exportaciones totales.

1036. Las importaciones provienen primordialmente de Brasil y en menor medida de Chile, por lo que corresponde dimensionar el efecto de la operación a nivel regional, incluyendo a este último país.

POLIPROPILENO				
Empresas	País	Cap.Instalada t/a	% en cada país	% en Mercosur+Chile
Petroken (Repsol-Ypf/Bassell)	Argentina	180,000	64%	12%
Petroquímica Cuyo	Argentina	100,000	36%	6%
Total Argentina		280,000		18%
Ipiranga Petroquímica	Brasil	150,000	13%	10%
OPP Química (Braskem)	Brasil	550,000	48%	35%
Polibrasil (Suzano/Basell)	Brasil	450,000	39%	29%
Total Brasil		1,150,000		74%
Petroquim (Ipiranga/Petroq. San Julio)	Chile	130,000	100%	8%
Total Chile		130,000		8%
Total Mercosur +Chile		1,560,000		100%

1037. El principal productor en Argentina es Petroken (de YPF y el grupo internacional Bassell) que cuenta con una planta en la zona de Ensenada (Pcia de Buenos Aires) alimentada principalmente por las refinerías de YPF.

1038. Petroken representa el 64% de la capacidad instalada en el país, correspondiendo la capacidad remanente a Petroquímica Cuyo (36%), empresa donde PECOM posee acciones representativas del 40% de su capital social. Tanto Petroken como Petroquímica Cuyo son participantes menores en el contexto regional (12% y 6%, respectivamente).

1039. Los productores brasileños superan ampliamente la capacidad instalada de las empresas argentinas y son OPP Química (Braskem) y Polibrasil (Grupo Suzano/Bassell) e Ipiranga Petroquímica. Asimismo existe un productor en Chile con una capacidad algo mayor a la de Petroquímica Cuyo, relacionado con el grupo Ipiranga.

1040. PETROBRAS no participa directamente en la producción de polipropileno de la región, carácter que seguirá manteniendo con posterioridad a la operación notificada, puesto que la participación que indirectamente adquiere en Petroquímica Cuyo no le otorga control exclusivo o conjunto de la misma.

Amoníaco - Urea

Amoníaco

1041. El amoníaco es un petroquímico básico que se obtiene del metano (gas natural) y a partir del cual se obtiene urea (aunque tiene otros usos menores tales como fertilizante, en refrigeración y en la industria química).
1042. La urea es el fertilizante nitrogenado de mayor difusión en el mundo, cuyo consumo en Argentina en las últimas campañas agrícolas es del orden de las 800.000 toneladas.
1043. El amoníaco presenta para Argentina coeficientes de apertura del 42% y del 26%, respectivamente para los años 2001 y 2002, estando explicada dicha reducción por un importante aumento de la producción local (a partir de la instalación de Profertil).
1044. Las importaciones si bien han provenido en su totalidad de Brasil, han sido marginales en ambos años (6% y 0,09% de la producción doméstica). Más de la mitad de las exportaciones se han dirigido a Brasil.
1045. Debido al escaso intercambio regional en amoníaco, que en buena parte se explica porque el mismo es consumido internamente por sus productoras para la fabricación de urea, no se ha estimado pertinente realizar un análisis regional.
1046. No obstante, siendo PECOM y PETROBRAS productoras de amoníaco en Argentina y Brasil, a efectos de la estimación del efecto de conglomerado por extensión de mercado de la operación notificada, se brinda a continuación la estructura actual de la oferta en dichos países.

AMONIACO			
Empresas	País	Cap. Instalada t/a	% en cada país
Profertil	Argentina	750,000	85%
PECOM Energía	Argentina	120,000	14%
Fab. Militar Río Tercero	Argentina	12,000	1%
Total Argentina		882,000	
Petrobras-Fafen	Brasil	775,500	56%
Ultrafertil	Brasil	600,600	43%
Acominas	Brasil	3,600	0%
CSN	Brasil	4,201	0%
Usiminas	Brasil	5,400	0%
Total Brasil		1,389,301	

1047. En la Argentina existen tres plantas de amoníaco. La más importante es la de Profertil, un emprendimiento reciente entre YPF y la firma Agrium de Europa, destinado a la producción de urea granulada. Profertil cuenta con el 85% de la capacidad instalada para la producción de amoníaco en la Argentina.

1048. La planta de amoníaco - urea de PECOM es la que está ubicada en Campana y su capacidad instalada en amoníaco representa el 14% de la capacidad instalada en Argentina.

1049. En Brasil la división de fertilizantes de PETROBRAS con una capacidad instalada para la producción de amoníaco apenas mayor que la de Profertil, representa cerca de la mitad de la capacidad instalada en ese país.

Urea

1050. Con respecto a la urea, corresponde notar que los coeficientes de apertura para la Argentina han sido del 279% y del 43% para los años 2000 y 2001. La drástica reducción corresponde a la prácticamente quintuplicación de la producción doméstica como efecto de la creación de Profertil. En el 2001, las importaciones se redujeron un 245% mientras que las exportaciones pasaron de ser insignificantes a representar la mitad de las importaciones del año anterior.

1051. Consecuentemente se produjo un cambio cualitativo en la posición de Argentina en relación al mundo con respecto a la urea, pasando de ser un importador neto a tener un saldo favorable en el balance comercial.

1052. Brasil no ha sido ni un destino preferencial de las exportaciones, ni un origen principal de las importaciones de urea, por lo que en este producto no

puede considerarse a PETROBRAS y las restantes productoras de urea como competidores actuales o potenciales significativos de los productores domésticos (Profertil y PECOM).

1053. No obstante, sólo a fines de ilustrar el efecto de conglomerado por extensión de mercado que resulta de la operación notificada, se brinda a continuación la capacidad instalada para la producción de urea en Argentina y Brasil.

UREA			
Empresas	País	Cap.instalada t/a	% en cada país
PECOM Energy	Argentina	200,000	15%
Profertil (Repsol -Ypf)	Argentina	1,100,000	85%
Total Argentina		1,300,000	
Petrobras-Fafen	Brasil	1,040,250	63%
Ultrafertil	Brasil	610,500	37%
Total Brasil		1,650,750	

1054. La estructura de la oferta de urea prácticamente reproduce la del amoníaco. Sin embargo, en este caso Profertil es la mayor empresa de la región con 1,1 millones de toneladas por año de capacidad instalada. Profertil representa el 85% de la capacidad instalada en Argentina, equivalente al 37% de la capacidad instalada en la región.

1055. Corresponde agregar que la urea producida por Profertil es de calidad superior a la producida por PECOM y las firmas brasileñas (la urea de Profertil es granulada, mientras que en el resto de las empresas es urea perlada).

1056. PETROBRAS es el principal productor de urea en Brasil (63% de la capacidad instalada) equivalente al 35% de la capacidad instalada en la región.

1057. Por tanto, como efecto de la operación notificada PETROBRAS ingresará al mercado argentino de producción de urea, ampliando su participación en la región. Sin embargo, no puede por ello considerarse que dicho ingreso importe la eliminación de un competidor actual o potencial significativo para el mercado argentino.

Tolueno

1058. El tolueno es un petroquímico básico que se obtiene a partir de la nafta cruda y su uso principal es la fabricación de solventes.

1059. Si bien es una commodity, el tolueno presenta bajos coeficientes de apertura para la Argentina (8% y 23%, respectivamente para los años 2000 y 2001). Las exportaciones son significativamente más importantes que las importaciones y se dirigen primordialmente a Brasil y Chile. Mientras que las importaciones marginales han tenido como único origen Brasil.

1060. Debido al escaso intercambio regional en tolueno, que en buena parte se explica porque el mismo es consumido internamente por sus productoras para la fabricación de solventes, no se ha estimado pertinente realizar un análisis regional.

1061. No obstante, siendo PECOM y PETROBRAS productoras de tolueno en Argentina y Brasil, a efectos de la estimación del efecto de conglomerado por extensión de mercado de la operación notificada, se brinda a continuación la estructura actual de la oferta en dichos países.

TOLUENO			
Empresas	País	Cap.instalada t/a	% en cada país
PECOM Energía	Argentina	150,000	56%
YPF	Argentina	120,000	44%
Total Argentina		270,000	
Copesul	Brasil	91,000	28%
Petrobras	Brasil	78,000	24%
Petroquímica Uniao	Brasil	75,000	23%
Copene (Braskem)	Brasil	65,000	20%
EDN	Brasil	6,750	2%
Acominas	Brasil	2,090	1%
CBE	Brasil	3,500	1%
CSN	Brasil	1,700	1%
Total Brasil		323,040	

1062. En Argentina, la producción está dividida prácticamente en partes iguales entre PECOM y YPF. En Brasil la oferta se encuentra más desconcentrada. Los principales productores son los tres crackers de etileno y Petrobras propiamente.

1063. Con la adquisición de PECOM, PETROBRAS ampliará su capacidad de producción de tolueno, conservará la posición de PECOM de primer productor de la Argentina, lo que, adicionalmente, lo posicionará como el primer productor de la región.

1064. La marginalidad de las importaciones de tolueno provenientes de Brasil (representaron el 3% y el 0,2% de la producción doméstica) y el saldo positivo de

la balanza comercial en este producto con Brasil, no permite considerar a PETROBRAS ni a las restantes firmas brasileñas como un competidor actual o potencial significativo de PECOM en relación al tolueno, por lo que el efecto de conglomerado es poco significativo.

X.5.8. SÍNTESIS Y CONCLUSIONES

1065. A nivel de las materias primas petroquímicas (nafta petroquímica, propanos, butanos, etano y metano), la operación implica la enajenación a favor de PETROBRAS de las áreas de exploración y producción de petróleo y gas natural de PECOM y de la refinería de San Lorenzo, la participación accionaria de PECOM en la refinería de Campo Durán (Refinor) y en Transportadora Gas Del Sur (TGS).
1066. A nivel de los productos petroquímicos, la operación implica la enajenación a favor de PETROBRAS de la división petroquímica del grupo PECOM (ex PASA), productora de etileno, estireno, caucho sintético, poliestireno y amoníaco/urea, la empresa INNOVA S.A. radicada en Brasil, productora de estireno y poliestireno, la participación del grupo PECOM en Petroquímica Cuyo, productora de polipropileno.
1067. Petrobras no tiene participación significativa en la industria petroquímica argentina, limitándose a producir una corriente de propanos rica en propileno en la Refinería Eliçabe de Eg3 (producto que es suministrado a Petroken para la producción de polipropileno homopolímero y copolímero y materiales de avanzada) y participar en el capital accionario de Compañía Mega, firma que alimenta de etano, conjuntamente con TGS, al polo petroquímico de Bahía Blanca.
1068. En cambio, la participación de PETROBRAS es significativa en la industria petroquímica de Brasil porque sus refinerías son las proveedoras de materia prima petroquímica a la industria, posee, a través de PETROQUISA participaciones accionarias minoritarias en los crackers de etileno (Braskem S.A., Copesul y Petroquímica Uniao y Río Polímeros S.A.), una participación accionaria mayoritaria en Petroquímica Triunfo S.A., productora de polietileno, y participaciones minoritarias en Mentanor S.A. y Deten Química S.A., productoras de metanol y detergentes, respectivamente. Finalmente, a través de su división de fertilizantes (FAFEN), tiene una participación de relevancia en la producción de amoníaco-urea.

1069. Con relación a la participación de PETROBRAS en Compañía Mega S.A., esta Comisión entiende que la existencia de los contratos de 20 años para la exportación a Brasil de propanos, butanos y gasolinas naturales, anulan la incidencia de Compañía Mega en relación a la oferta de dichas materias primas para la industria petroquímica argentina y que el contrato de idéntico plazo para el suministro de etano a PBB Polisor S.A., reduce significativamente el riesgo de desabastecimiento de la mencionada firma, especialmente teniendo en cuenta que su controlante (Dow Química Argentina S.A.) es accionista de Compañía Mega.

1070. En base a la información relevada de expertos y firmas petroquímicas en audiencia testimonial, así como también bibliografía específica consultada, se pueden señalar las siguientes características de la industria:

i) comprende el encadenamiento de tres principales etapas productivas: productos petroquímicos básicos, intermedios y finales;

ii) presenta importantes economías de escala, aglomeración y transacción, por lo que se encuentra integrada verticalmente con la industria del petróleo y gas para contar con un aprovisionamiento seguro de materias primas petroquímicas;

iii) la oferta de productos es poco sensible en el corto y mediano plazo a las variaciones de la demanda; y

iv) sus productos finales más importantes constituyen commodities, siendo en la mayor parte de los casos especialmente importante su comercio regional.

1071. En base a las precedentes consideraciones, se trata de una industria con considerables barreras a la entrada, dado que la instalación o expansión de las plantas petroquímicas depende no sólo de la existencia de demanda (nacional o regional), sino también del adecuado aprovisionamiento de insumos.

1072. Asimismo, tanto las firmas petroquímicas, como los expertos y la bibliografía consultados, coincidieron en términos generales en considerar a las firmas argentinas y brasileñas como competidoras directas.

1073. Debido a la referida existencia de barreras a la entrada, en buen grado motivadas por el importante grado de integración vertical inherente a la industria y la dinámica de la competencia a nivel regional, cobra especial importancia determinar del modo más preciso posible el grado de competencia directa

existente entre PECOM y PETROBRAS y sus vinculadas, así como también su importancia en términos del eslabonamiento de la industria.

1074. A tal efecto, se procedió a precisar el grado en que la oferta petroquímica de Brasil completa significativamente la oferta doméstica, a través de un análisis de las importaciones y el coeficiente de apertura de un conjunto de productos petroquímicos producidos por PECOM (incluyendo aquellos productos encadenados con la producción de PECOM)

1075. En base a dicho análisis, se estableció como regional el mercado geográfico relevante para los petroquímicos finales (excepto urea, donde la participación de las importaciones originadas en Brasil es marginal). En el caso de las materias primas petroquímicas, productos petroquímicos básicos e intermedios, el área geográfica relevante se mantuvo a nivel nacional (a excepción del benceno).

1076. El enfoque regional establecido para los referidos productos responde al principio de realidad económica y es el más restrictivo para evaluar los efectos de la operación notificada. Ello es así porque sólo bajo esa perspectiva se evidencia la competencia directa entre PETROBRAS o sus vinculadas y PECOM y sus vinculadas. Asimismo, sólo a la luz del enfoque regional cobra sentido la objeción planteada por PBB Polisor/Dow Química Argentina S.A. contra la operación notificada.

1077. Con relación al aprovisionamiento de materias primas petroquímicas (metano, nafta petroquímica, propanos, butanos y etano) para la industria petroquímica doméstica, se ha señalado lo siguiente.

1078. En relación al metano, que el mismo es obtenido por la industria petroquímica directamente del sistema de distribución del gas natural, actividad sujeta a regulación gubernamental, conforme a su característica de monopolio natural;

1079. En relación a la nafta petroquímica, que:

- a) EG3 S.A. (Petrobras) no produce nafta virgen en Argentina;
- b) la producción de gasolinas naturales por parte de TGS y Compañía Mega se exportaba en su totalidad a Brasil, previo a la operación notificada;

- c) la industria petroquímica argentina que utiliza nafta petroquímica como insumo presenta un alto grado de integración vertical y societaria con las refinerías de petróleo locales;
- d) la producción doméstica excede ampliamente la demanda local; y
- e) la producción de nafta petroquímica de PETROBRAS en Brasil no es relevante para el aprovisionamiento de la petroquímica nacional.

1080. Por todo ello la Comisión concluye que no cabe esperar cambios significativos en la estructura de la oferta disponible de nafta petroquímica para la industria petroquímica nacional y por tanto una alteración en las condiciones vigentes de competencia que resulte en perjuicio del interés económico general.

1081. En relación a propanos y butanos, que:

- a) la producción de propanos y butanos de Compañía Mega se encuentra comprometida para su exportación a Brasil por contratos de 20 años, previos a la operación;
- b) la participación de PETROBRAS a través de EG3 S.A. en la oferta local disponible de propanos es de aproximadamente el 3%, la propia de PECOM es del 4% y las participaciones de Refinor y TGS, respectivamente son del 15% y 26%;
- c) la participación de PETROBRAS posterior a la operación notificada se estima en el 7% de la oferta localmente disponible de propanos, en el escenario que subestima los efectos de la operación (al excluir Refinor y TGS) y del 48%, en el escenario que sobreestima los efectos de la operación al incluir a Refinor y TGS, donde PETROBRAS tendrá control conjunto con los restantes accionistas y no podrá determinar unilateralmente la estrategia competitiva de las empresas;
- d) la concentración de la oferta local disponible de propanos como efecto de la operación, en el escenario que sobreestima el aumento de la concentración, es de 270 puntos del HHI, que representan un aumento del 8,8% sobre el índice de concentración inicial (de alrededor de 3100 puntos).
- e) la participación de PETROBRAS a través de EG3 S.A. en la oferta local disponible de butanos es de aproximadamente el 3%, la propia de PECOM es del 4% y las participaciones de Refinor y TGS, respectivamente son del 7% y 15%;

f) la participación de PETROBRAS posterior a la operación notificada se estima en el 7% de la oferta localmente disponible de butanos, en el escenario que subestima los efectos de la operación (al excluir Refinor y TGS) y del 29%, en el escenario que sobreestima los efectos de la operación (al incluir a Refinor y TGS);

g) la concentración de la oferta localmente disponible de butanos como efecto de la operación, en el escenario que sobreestima el aumento de la concentración, es de 156 puntos del HHI, que representan un aumento del 5,8% sobre el índice de concentración inicial (de alrededor de 2.680 puntos);

h) dicha concentración de la oferta localmente disponible de propanos y butanos, no es totalmente indicativa de los efectos que cabe esperar en relación al abastecimiento de propanos y butanos para uso petroquímico, por cuanto está referida al mercado global que incluye el uso combustible y el uso petroquímico;

i) el uso petroquímico de butanos y propanos tiene una logística singular: las plantas petroquímicas argentinas se encuentran en su mayor parte integradas verticalmente con sus proveedores, bien a través de una integración societaria total (como el caso de la división petroquímica de Repsol-YPF y de PECOM) o bien mediante contratos de largo plazo diseñados para minimizar el riesgo de desabastecimiento;

j) las refinerías de YPF, SHELL y ESSO, conjuntamente con la de PECOM son las principales fuentes de abastecimiento, mientras que EG3 y TGS no constituyen (por su ubicación geográfica) fuentes de abastecimiento de relevancia de propanos y butanos para uso petroquímico; y

k) PECOM compite como fuente de abastecimiento en el polo de Campana/Zárate con la refinería de ESSO, mientras que en el polo petroquímico de San Lorenzo existen instalaciones portuarias a través de las cuales Basf y Dow obtienen los insumos.

1082. Por todo ello, la Comisión concluye que, si bien el aumento de la concentración como resultado de la operación en los mercados nacionales de propano y butano es significativo, no cabe esperar cambios de relevancia en la estructura de la oferta disponible de propanos y butanos para uso petroquímico, por cuanto el abastecimiento se encuentra altamente contractualizado y existen fuentes alternativas de aprovisionamiento a las de las notificantes.

1083. En relación al abastecimiento de etano, la operación notificada ha sido objetada por PBB Polisor / Dow Química Argentina S.A. entendiendo que la titularidad indirecta por parte de PETROBRAS de la porción correspondiente a PECOM del capital social de TRANSPORTADORA GAS DEL SUR (TGS) pondría en riesgo el abastecimiento de etano de PBB Polisor (el cracker de etileno alrededor del cual se desarrolla el polo petroquímico de Bahía Blanca), por cuanto intentaría por esa vía medrar la posición de PBB Polisor como productor de etileno y polietileno del MERCOSUR en favor de sus competidores brasileños y de la propia PETROBRAS que los abastece de materias primas.
1084. Analizada la cuestión, la Comisión concluye que no cabe esperar como efecto de la operación notificada, alteraciones significativas en las condiciones vigentes de suministro de etano al polo petroquímico de Bahía Blanca, conforme a lo siguiente.
1085. PETROBRAS ejercerá conjuntamente con su socio accionista el control de TGS y por tanto no podrá establecer unilateralmente su futura conducta.
1086. Si bien existe una integración técnica entre la planta de craqueo de etano de PBB Polisor y la planta de separación de gases de Cerri (las plantas se encuentran conectadas por un ducto para el despacho del etano), no se estima posible que con fundamento en dicha integración técnica, TGS pueda ejercer poder de mercado en detrimento de PBB Polisor por cuanto:
- a) la integración técnica no es total (el 60% del abastecimiento de etano proviene de Compañía Mega, integrada con PBB Polisor a través de un ducto, a la vez que integrada societariamente, por cuanto Dow Química es accionista de Compañía Mega);
 - b) el grado de integración es mucho menor desde el punto de vista comercial (PBB Polisor cuenta con cuatro contratos de abastecimiento negociados independientemente: Compañía Mega, TGS, YPF y TotalFinaElf-PanAmerican Energy, dado que estas dos últimas contratan con TGS sólo el servicio de procesamiento a façon de su gas y por tanto comercializan independientemente el etano que obtienen;
 - c) se estima que dichos contratos representaron, respectivamente, el 63%, el 25%, el 10% y el 2% del abastecimiento de etano de PBB Polisor;

- d) contrariamente a lo afirmado por PBB Polisor - Dow Química Argentina S.A., se considera que la dependencia originada en la referida integración técnica corre en sentido inverso, ya que PBB Polisor es la única empresa en condiciones tanto técnicas como comerciales de adquirir el etano tanto de TGS como de sus otros propietarios, a los que reconoce diferentes precios, conforme a las particularidades de cada contrato;
 - e) el mencionado contrato con TGS, representativo del 25% del consumo de etano de PBB Polisor (alrededor de 200.000 ton), incluye tanto etano propio como de terceros y que es comercializado por TGS por cuenta y orden;
 - f) dicho 25% comprende un 17% de etano propio (TGS-PROSUR), un 7% de etano de PECOM, y la porción restante se distribuye entre CGC y Pluspetrol;
 - g) si bien TGS y PECOM son, entonces, propietarios del 24% del etano vendido a PBB Polisor, siendo que PECOM comparte el control societario de TGS, no se considera que controle en su totalidad dicha participación y se estima su incidencia en un 15% de dicho aprovisionamiento (tomando la mitad de la participación de TGS, conforme a la participación accionaria de PECOM en TGS), lo que se considera poco significativo;
 - h) a su vez, tal incidencia, en términos cualitativos puede considerarse aún menor, por cuanto el mencionado 17% de etano propio de TGS (PROSUR), proviene del procesamiento del gas natural propio (14%) y de terceros (86%), debido a que Metrogas, Camuzzi Pampeana y Gas Ban venden a TGS los líquidos contenidos en el gas natural que transportan en su sistema.
1087. Todo lo anterior demuestra que la planta de Cerri es el instrumento que permite a todos los usuarios del sistema de transporte de TGS valorizar el gas natural transportado y obtener una mayor rentabilidad tanto de la producción de gas (YPF, Total y PECOM), como de su distribución (Camuzzi, Metrogas y Gas Ban) o transporte (TGS), por lo que cualquier manipulación que resulte en una operación subóptima de la planta de Cerri, es pasible de perjudicar a todos.
1088. Todo lo dicho pone en evidencia que las productoras y las distribuidoras de gas tienen fuertes incentivos para valorizar su gas natural y, consecuentemente, si TGS cesara total o parcialmente separar y fraccionar los líquidos del gas natural, varios de dichos agentes económicos se encuentran técnica y financieramente en condiciones de instalar plantas alternativas a la de Cerri, siendo que no existen

significativas barreras a la entrada para la instalación de una planta de separación de gases con una unidad separadora de etano, de existir consumo petroquímico insatisfecho (que es la única barrera a la entrada de importancia decisiva).

1089. Finalmente, esta Comisión entiende que la indisponibilidad de fondos por parte de TGS para expandir su producción de etano, no ha sido hasta ahora un factor limitativo definitivo para la expansión de PBB Polisor y del polo petroquímico de Bahía Blanca: la mayor expansión se logró con la construcción de Compañía Mega y, recientemente TGS y PBB Polisor acordaron una expansión de la producción de etano del 10%, con fondos de esta última.

1090. En resumidas cuentas, esta Comisión considera poco probable que con el ingreso de PETROBRAS en TGS se perfeccione un escenario como el descrito por la objetante, a saber: que TGS limite la capacidad de producción o de expansión de PBB Polisor a fines de ampliar la participación en el MERCOSUR de la industria petroquímica brasileña.

1091. Por ello, tampoco se estima probable que, por esa causa, se afecten negativamente la competencia en los mercados aguas debajo de polietileno y PVC.

1092. En relación a las cadenas de valor constituidas por: i) etileno - polietileno y ii) etileno - cloruro de vinilo - policloruro de vinilo (PVC), se ha acreditado que:

- a) PECOM sólo produce una cantidad marginal de etileno en Argentina y no produce ninguno de los restantes productos en Argentina o en la región, mientras que PETROBRAS no produce ninguno de dichos productos en Argentina;
- b) PETROBRAS participa minoritariamente en el capital social de las productoras de etileno de Brasil y produce polietileno de baja densidad (PEBD) en dicho país a través de Petroquímica Triunfo;
- c) la oferta de etileno de las petroquímicas brasileñas no es relevante para el abastecimiento de la industria petroquímica nacional;
- d) la oferta de PEBD brasileña es de relevancia para el abastecimiento de la industria argentina, contando la precitada Petroquímica Triunfo con una capacidad instalada algo mayor a la existente en la República Argentina y

representativa del 23% de la capacidad instalada a nivel regional (MERCOSUR+CHILE);

- e) existen en Brasil dos plantas de polietilenos de capitales nacionales privados brasileños: Polietilenos (grupo Unipar) y OPP Química (Braskem). La primera cuenta con una capacidad de producción similar al total de capacidad instalada en Argentina, mientras que la segunda cuenta con una capacidad que duplica la capacidad instalada en Argentina; y
- f) Polietilenos es societariamente independiente de PETROBRAS, mientras que en Braskem PETROBRAS tiene una participación minoritaria en el capital social.

1093. Por todo ello, despejadas eventuales amenazas en cuanto al aprovisionamiento del etano para la producción de etileno por parte del Polo Petroquímico de Bahía Blanca y contando con fuentes alternativas de abastecimiento de PEBD desde Brasil que pueden considerarse razonablemente independientes de PETROBRAS, esta Comisión concluye, en relación a las cadenas de valor constituidas por etileno - polietileno y etileno - PVC, que no cabe atribuir a la operación notificada efectos sobre las actuales condiciones nacionales o regionales de la competencia que resulten en perjuicio del interés económico general de la República Argentina.

1094. Con relación a las cadenas de valor conformadas por benceno - etilbenceno - estireno - caucho sintético y benceno - etilbenceno - estireno - poliestireno, se ha acreditado que:

- a) PETROBRAS no produce en Argentina ni en Brasil, ninguno de tales productos, a excepción del benceno;
- b) PETROBRAS al sumar las instalaciones petroquímicas de PECOM representará el 14% de la oferta de benceno del MERCOSUR, lo que importa un aumento de la concentración regional de la oferta de 72 puntos del HHI, que representa un aumento del 3% sobre un índice inicial de 2.320 puntos;
- c) PECOM es la única productora nacional de estireno, autoproveyéndose a tal fin de benceno y etilbenceno;

- d) a su vez, PECOM es la única productora nacional de poliestireno y caucho sintético, autoproveyéndose a tal fin de estireno. Los eventuales faltantes de estireno han sido cubiertos con producto con origen en EE.UU.;
- e) la principal competidora de PECOM en caucho estireno - butadieno (caucho SBR) es la brasileña PETROFLEX, quien casi sextuplica en capacidad instalada. Dicha empresa es propiedad de los grupos brasileños Suzano, Unipar y Braskem. Sólo en este último tiene PETROBRAS una participación accionaria minoritaria;
- f) las necesidades de importación de caucho SBR de la Argentina han sido marginales, pero en parte han provenido de Brasil;
- g) PECOM con sus dos plantas radicadas en Argentina y Brasil posee el 43% de la capacidad instalada para la producción de poliestireno convencional y de alto impacto en la región;
- h) PETROBRAS no tiene participación directa alguna en este mercado, siendo Dow y Basf los principales competidores de PECOM en la región;
- i) las necesidades de importación de poliestireno convencional y de alto impacto han sido marginales, pero en parte han provenido de Brasil; y
- j) las necesidades de estireno del principal productor regional de poliestireno expandible (BASF), mercado en el cual no participan PECOM o PETROBRAS, son al menos para Argentina y Chile satisfechas en el mercado mundial, dada la alta transabilidad de dicho insumo.

1095. La Comisión concluye que no cabe esperar como efecto de la operación notificada distorsiones en las condiciones vigentes de competencia que resulten en perjuicio del interés económico general de la República Argentina conforme a lo siguiente:

- a) en el mercado regional de benceno, porque el aumento esperable de dicha concentración es poco significativo, a la vez que dicho producto es internacionalmente transable y en general consumido para la obtención de sus derivados por sus propias productoras;
- b) en los mercados regionales aguas abajo de caucho SBR y poliestireno convencional y de alto impacto, por cuanto PETROBRAS no tiene

participación directa en los mismos y las principales competidoras de PECOM en la región pueden considerarse razonablemente independientes de esta última; y

- c) en el mercado regional aguas abajo de poliestireno expandible, ni PETROBRAS ni PECOM participan del mismo y el aprovisionamiento de estireno para las productoras puede realizarse en el mercado mundial.

1096. En relación al mercado regional de caucho butadieno - acrilonitrilo (caucho NBR), se ha acreditado que PECOM es la única productora nacional y que sus principales competidoras son Nitriflex y Petroflex, no teniendo PETROBRAS una posición significativa en la región, por lo que no cabe esperar como resultado de la operación notificada distorsiones en las condiciones vigentes de competencia.

1097. En relación a la cadena de valor conformada por propileno - polipropileno, se ha acreditado que:

- a) Los principales productores de propileno de la región son las refinerías de Repsol-YPF en Argentina y los crackers de etileno en Brasil;
- b) en Argentina, la participación de la capacidad instalada para la producción de propileno PECOM es del 7% (equivalente al 1% de la región);
- c) la participación de EG3 (PETROBRAS) en la capacidad instalada de propileno en Argentina es del 6% (equivalente al 1% de la región). La participación de PETROBRAS en Brasil es del 10% de la capacidad instalada (equivalente al 8% de la región);
- d) la concentración del mercado local y regional de propileno como resultado de la operación notificada es muy reducida, 84 puntos y 16 puntos del HHI, respectivamente;
- e) ni PECOM ni PETROBRAS participan directamente en la producción de polipropileno de la región.
- f) PECOM participa indirectamente a través de sus tenencias accionarias minoritarias en Petroquímica Cuyo, firma que participa del 36% de la capacidad instalada para producir polipropileno en Argentina, equivalente al 6% del MERCOSUR+Chile; y

- g) los principales productores de polipropileno de la región son las plantas radicadas en Brasil de OPP Química (Braskem) y Polibrasil (Suzano), que operan con independencia de Petrobras.

1098. Por todo ello, la Comisión concluye que la concentración local y regional de la oferta en propileno y la participación indirecta de PETROBRAS (a través de Petroquímica Cuyo) en el mercado regional de propileno, no alterará las condiciones vigentes de la competencia nacional o regional, de modo que resulte perjuicio para el interés económico general de la República Argentina.

1099. En relación al mercado nacional de tolueno, se ha acreditado que:

- a) PECOM es el principal productor nacional, participando del 56% de la capacidad instalada, quedando el remanente en YPF;
- b) PETROBRAS es el segundo productor de Brasil, con un 24% de la capacidad instalada en dicho país, quedando el remanente casi en su totalidad distribuido uniformemente entre los crackers de etileno;
- c) Las importaciones desde Brasil para completar la oferta doméstica de Argentina son marginales; y
- d) Los productores argentinos se autoproveen de tolueno para fabricar sus derivados.

1100. Por todo ello, la Comisión concluye que, como efecto de la operación notificada PETROBRAS ingresará al mercado argentino de producción de tolueno, ampliando su participación en la región. Sin embargo, dado que PETROBRAS no era una fuente significativa de aprovisionamiento tolueno para industria petroquímica argentina, la operación no importa la eliminación de un competidor actual o potencial significativo, por lo que no cabe esperar alteraciones en las condiciones de competencia el mercado local o regional de tolueno que resulten en perjuicio del interés económico general de la República Argentina.

1101. Finalmente, en relación a la cadena de valor conformada por amoníaco - urea, se acreditó que:

- a) existen dos productores de urea en Argentina: Profertil (85% de la capacidad instalada) y PECOM (15% restante);

- b) las importaciones de amoníaco (insumo de la urea) desde Brasil han sido marginales y dichos productores locales se autoproveen de amoníaco;
- c) PETROBRAS es el principal productor de urea de Brasil (63% de la capacidad instalada);
- d) las importaciones de urea realizadas por Argentina no provinieron principalmente de Brasil;
- e) desde la puesta en marcha de Profertil (2001), Argentina dejó de realizar importaciones significativas de urea, pasando a ser un importante exportador; y
- f) la urea de Profertil (granulada) es de calidad superior a la de las restantes firmas de la región (urea perlada).

1102. Por todo ello, la Comisión concluye que, como efecto de la operación notificada PETROBRAS ingresará al mercado argentino de producción de amoníaco-urea, ampliando su participación en la región. Sin embargo, dado que PETROBRAS no era una fuente significativa de aprovisionamiento amoníaco - urea para la demanda argentina, la operación no importa la eliminación de un competidor actual o potencial significativo, por lo que no cabe esperar alteraciones en las condiciones de competencia el mercado local o regional de amoníaco - urea que resulten en perjuicio del interés económico general de la República Argentina.

1103. En resumidas cuentas, esta Comisión concluye que conforme a los Lineamientos para el Control de Concentraciones Económicas (Res. SCDyDC Nº 164/2001) la operación notificada no distorsiona la competencia en los mercados domésticos o regionales de materias primas petroquímicas y productos petroquímicos de modo que resulte perjuicio para el interés económico general de la República Argentina por cuanto: i) no se incrementa sustantivamente en la mayor parte de los mercados el grado de concentración económica vigente, ii) subsistirán en todos los mercados competidores pasibles de imponer una restricción al ejercicio de poder de mercado de las empresas que intervienen en la operación, iii) no se elimina en los mercados relevantes un competidor vigoroso y efectivo y, adicionalmente, no se alteran significativamente las fuentes de aprovisionamiento de insumos de las industria petroquímica doméstica o de las restantes industrias domésticas que utilizan petroquímicos como insumos.

X.6. SECTOR ELÉCTRICO

1104. Esta sección contiene una introducción con la evolución de la industria desde su privatización y el análisis de los principales aspectos del marco regulatorio que reglamenta la actividad, a fin de determinar en qué medida la regulación puede prevenir la realización de prácticas contrarias a la Ley 25.156 en los mercados de generación, transporte y distribución de energía eléctrica.
1105. Asimismo y conforme a lo establecido en los "Lineamientos para el Control de las Concentraciones Económicas" (Anexo de la Res. SCDyDC N° 164/2001) se analiza en qué medida las relaciones verticales preexistentes entre los segmentos de producción y comercialización de gas y la generación térmica de energía eléctrica se modifican como resultado de la operación notificada.
1106. En virtud de que, según se mostrará, no existe una variación significativa en la relaciones verticales mencionadas, conforme a los precitados Lineamientos, no se analizan las barreras a la entrada y las ganancias de eficiencia que podrían resultar de la operación.
1107. Por último, en la sección destinada al transporte de energía eléctrica se tratará en detalle las objeciones planteadas por ADIMRA.

X.6.1. Introducción: evolución de la industria desde su privatización.

1108. Uno de los cambios estructurales más importantes realizados en la Argentina en la década de los noventa, corresponde a la desregulación y privatización del sector eléctrico. La reforma efectuada en el sistema eléctrico argentino se distingue especialmente por su profundidad, alcance y rapidez en su ejecución.
1109. La misma se llevó a cabo en el lapso que va desde fines de 1989 y hasta 1993, abarcando a todo el espectro de la industria eléctrica e introduciendo importantes cambios en el rol desempeñado por el Estado en el sector.
1110. Conviene primeramente analizar las causas que llevaron a transformar todo el esquema del mercado a los fines de una mejor comprensión del actual mercado eléctrico argentino.
1111. El Estado Nacional, a partir del año 1949 monopolizó la actividad eléctrica en todos sus segmentos y hasta el año 1976 produjo un importante crecimiento en el

sector, con un gran aprovechamiento de los recursos hídricos del país traducido en la construcción de importantes proyectos hidráulicos.

1112. A partir del año 1977 comienzan los problemas de administración del sistema, originados básicamente en la situación económica, tasas de inflación crecientes y tarifas no relacionadas con costos económicos, cuyas consecuencias fueron la desfinanciación del sector y la imposibilidad de realizar un mantenimiento adecuado de las centrales y de inversiones en nuevos proyectos.

1113. La baja hidráulica de los años 88/89, una alta indisponibilidad del parque nuclear y un gran deterioro del parque térmico trajo aparejado que entre los años 87-89 se produjera la mayor crisis electro-energética argentina

1114. .Por esas razones, a partir el año 1990 se inició una profunda transformación del sector que culminó con la sanción de la Ley N° 24.065.

1115. La Leyes N°23696 de Reforma del Estado y la N° 23697 de Emergencia Económica, promulgadas en agosto y setiembre de 1989 respectivamente, sentaron las bases para el dictado de la Ley N° 24065 conocida como Marco Regulatorio (MR) del sector eléctrico la que, como se dijo, constituyó un cambio muy importante en la política del sector.

1116. Conceptualmente, a partir de la Ley N° 24.065, el Estado abandona su rol de administrador y planificador para ejercer uno nuevo: el de fijador de políticas, supervisor y regulador de la actividad.

1117. La Ley N°24065 entró en vigencia a partir del 16/1/92, y sus principales objetivos fueron:

- a) proteger adecuadamente los derechos de los usuarios;
- b) promover la competitividad de los mercados tanto del lado de la producción como del lado de la demanda;
- c) promover la operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transporte y distribución;

- d) dado el carácter de monopolio natural, regular las actividades de transporte y distribución asegurando que las tarifas que se cobren sean justas y razonables;
- e) incentivar el abastecimiento, transporte, y uso eficiente de la electricidad fijando metodologías tarifarias apropiadas;
- f) alentar la realización de inversiones privadas en producción, transporte y distribución, asegurando la competitividad de los mercados donde sea posible.

1118. Para el logro de estos objetivos, era necesario una reforma integral del sector. Los rasgos principales de esta reforma fueron:

- a) la introducción o simulación de la competencia en todo nivel donde resulte factible y el reemplazo de la planificación centralizada por un sistema descentralizado de toma de decisiones;
- b) la desintegración vertical y horizontal del sector;
- c) la instalación del usuario como beneficiario último de esta transformación.

1119. El Marco Regulatorio estableció funciones entre organismos, algunos de los cuales no existían antes del proceso de privatización y concesión, a saber :

- a) La Secretaría de Energía: es la autoridad que reglamenta, mediante resoluciones, el marco regulatorio.
- b) Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA): tiene una función técnica de despachos de cargas, a través del Organismo Encargado del Despacho (OED), y contabiliza las transacciones económicas. Permite la ejecución de los contratos libremente pactados entre los generadores, distribuidores y grandes usuarios.
- c) Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE): se encarga de hacer cumplir la Ley 24065, su reglamentación y disposiciones complementarias y la efectivización de los contratos de concesión. Además regula las tarifas de las distribuidoras; previene conductas antimonopólicas, anticompetitivas o discriminatorias; aplica sanciones previstas en la ley y dictamina reglamentos

en materia de seguridad; establece normas y procedimientos técnicos de medición de consumos; controla la facturación y calidad del servicio prestado.

X.6.2. La desintegración vertical.

1120. La reforma más importante del sector ha sido la que dispuso la desintegración vertical de la industria, consistente en particionar al sector en tres segmentos: generación, transmisión y distribución.

1121. La ley declara a la generación eléctrica como de “interés general”, permitiendo y propiciando la libre competencia a través de la libre entrada y salida de productores. En cambio, tanto la transmisión (transporte) como la distribución ha sido declarada “servicio público”.

1122. Esta distinción obedece a que la generación es el tramo naturalmente competitivo por la gran cantidad de actores que participan, mientras que los restantes segmentos, transmisión y distribución fueron concesionados en carácter de monopolios naturales y sujetos a regulación.

1123. El proceso de desregulación determinó cambios sustantivos en el mercado caracterizados por un fuerte incremento en la potencia instalada como consecuencia de inversiones que incorporaron usinas de última generación denominadas de ciclo combinado, mejorando las prestaciones del sistema, reduciendo el precio de la energía y disminuyendo notablemente las fallas y los cortes que habían caracterizado al periodo anterior.

X.6.3. LA OPINIÓN DEL ENRE

1124. El día 20 de marzo de 2003 fue recibida la opinión del ENRE requerida en cumplimiento del artículo 16º de la Ley 25.156. La misma obra a fs 2165/2177 y pone en conocimiento de esta CNDC los términos del informe producido por su Área de Análisis Regulatorios y Estudios Especiales, que no objeta la consecución de operación notificada.

1125. Dicho informe consta de dos partes. En la primera, se describe la operación por la que se transfieren las acciones de Perez Companc S.A. a Petroleo Brasileiro S.A. y las tenencias accionarias del grupo PECOM en las distintas empresas que operan en la generación, transporte y distribución de energía eléctrica.

1126. En la segunda parte titulada "Marco Regulatorio del Sector Eléctrico", en primer término se analiza la integración vertical y horizontal que actualmente existe entre las empresas que operan en el sector eléctrico y, en segundo término, se informa sobre las normas que reglamentan las siguientes cuestiones: i) operaciones de importación y exportación, ii) ampliaciones del sistema de transporte concesionado a Transener S.A., iii) tarifas aplicables a los usuarios del sistema de transporte y remuneración de Transener S.A., iv) libre acceso y v) preferencia por la industria nacional.
1127. Respecto a la integración vertical y horizontal, el informe expresa que "cabe observar que el Grupo PECOM tiene participación mayoritaria tanto en las empresas Hidroeléctrica Pichi Picún Leufú S.A. y Genelba, y un porcentaje del 5,4% en Hidroeléctrica Piedra del Águila, del segmento de generación, como en Enecor S.A., en el segmento de transporte y por tanto, configuraría una transgresión a la restricción del artículo 31º de la Ley 24.065".
1128. Sin embargo, seguidamente indica que "... corresponde analizar si efectivamente el transportista puede discriminar en favor de algún usuario (generador, distribuidos o gran usuario, considerando que su función es el servicio de operación y mantenimiento)" y que "la desintegración vertical entre generadores y transportistas, en la que encuentra sustento el artículo 31 aparece dirigida principalmente a evitar situaciones de privilegio que no se dan en este modelo, en donde el Organismo Encargado de Despacho (OED) se encuentra bajo la responsabilidad de una figura independiente, distinta del transportista, con lo cual quedaría eliminada la amenaza de un despacho de privilegio".
1129. Finalmente informa que "acerca de si es suficiente el registro de las tenencias accionarias como instrumento para presumir potencialidad para ejercer abuso de poder de mercado, dada la modalidad operativa del mercado eléctrico argentino podríamos decir que no"
1130. El informe termina diciendo que "Pareciera recomendable, en nuestra obligación de evitar las prácticas discriminatorias y los abusos de posición dominante, contar con la información correspondiente a la configuración del mercado de combustible, la formación de precio del mismo y la vinculación de las estructuras corporativas de las empresas del sector de combustibles con las del sector eléctrico. Finalmente otro aspecto a tener en cuenta es la concurrencia de proyectos energéticos asociados a combustibles no renovables y la electricidad y

su consecuencia en la política de desarrollo de un país. Asimismo, esta consideración nos conduciría a un análisis integral que evalúe todo en su conjunto, a los efectos de detectar la solución óptima a los problemas energéticos, desde un punto de vista económico. Lo antedicho es sin perjuicio de las eventuales autorizaciones que pudieren resultar necesarias por parte de otros órganos competentes del Estado Nacional. Y, por último, ante la posibilidad de otras prácticas discriminatorias, el ENRE deberá efectuar el seguimiento necesario para resguardar y asegurar el cumplimiento de las normas específicas"

X.6.4. Metodología de análisis.

1131. En virtud de que PETROBRAS no posee activos en la industria eléctrica argentina y por ello no existen relaciones horizontales en ninguno de los segmentos, el análisis se centrará en las relaciones verticales preexistentes, toda vez que empresas del grupo PECOM tienen participación en todos los segmentos del mercado eléctrico: generación, transmisión y distribución.
1132. El procedimiento de análisis a seguir será el tratamiento de cada uno de los segmentos en los que se divide la industria, esto es, generación, transporte y distribución del siguiente modo: en primer término se describirán las empresas que integran la operación, luego se expondrán los aspectos pertinentes del Marco Regulatorio aplicable a cada uno y, finalmente, se analizarán las relaciones verticales mencionadas y las eventuales preocupaciones que respecto a la competencia pudieren suscitar.
1133. Con respecto al segmento de generación eléctrica, también se analizará la profundización de las relaciones verticales existentes con la producción de gas.
1134. En el segmento relacionado con el transporte de electricidad, analizaremos las objeciones a la presente operación que se relacionan con la presentación de ADIMRA (Asociación de Industriales Metalúrgicos de la República Argentina) y si las mismas poseen entidad suficiente como para afectar la competencia.

X.6.5. GENERACIÓN ELÉCTRICA

Las empresas involucradas.

1135. Las empresas de generación eléctrica en las que PECOM participa y que se pretenden transferir son: a) GENELBA, que es una central térmica de generación, b) La central hidroeléctrica PICHÍ PICUN LEUFU ("HPPL") y c) Una participación no controlante (sólo un 5,42% indirecto) en HIDROELECTRICA PIEDRA DEL AGUILA S.A. ("HPDA") que, debido a su escasa incidencia, no resulta relevante en el presente análisis.

1136. Como se expresó más arriba, PETROBRAS no posee activos en este segmento. Por lo tanto se trata de un "cambio de jugador por otro."

Marco Regulatorio

1137. En este apartado se analizan los principales aspectos del marco regulatorio aplicables al segmento de la generación de energía eléctrica a efectos analizar las condiciones de operación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y el nivel de competencia del mismo.

Sistema de Formación de Precios y Remuneración de los Generadores.

1138. El Sistema de Formación de Precios y Remuneración de los Generadores es una herramienta importante para asegurar condiciones de competencia en el segmento de generación de electricidad. El mismo consiste en ordenar de manera creciente, las máquinas que cubrirán la demanda de acuerdo a la declaración de costos variables de producción.

1139. De tal modo, el mercado de generación es altamente competitivo pues el sistema de despacho establece que la generación más barata desplaza a la más cara.

1140. Si bien un indicador importante para analizar la participación podría ser la potencia instalada, como se explicó, el sistema despacha al generador más eficiente con prescindencia de su porcentaje de participación de mercado. Por lo tanto, mayor capacidad de generación no asegura al productor un mayor

despacho, sino que es su declaración de costos la que así lo determina, por ende, los generadores mas eficientes desplazan al resto.

1141. Siguiendo las pautas de la ley 24.065, la Secretaría de Energía dictó las normas para la determinación del despacho y los precios. La reglamentación de los precios se basa principalmente en los artículos 35 y 36 de la ley 24.065 y en los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios.

1142. Desde enero de 2002 y con fundamento en la legislación dictada por el Congreso y el Poder Ejecutivo Nacional relacionada con la emergencia pública, según lo descripto precedentemente, CAMMESA procedió a considerar convertidas a pesos (uno a uno) todos los costos variables en dólares estadounidenses dispuestas en la normativa del mercado eléctrico, a solicitar declaraciones y redeclaraciones de costos variables de producción, y a efectuar el cálculo y la sanción de precios de energía y las liquidaciones de operaciones en el MEM. Estas modificaciones se plasmaron en las resoluciones 2, 8 y 246/02.

Mercados y precios

1143. En primer término corresponde definir al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) como el ámbito en que interactúan todos los participantes de la industria.

1144. El precio de la generación de energía eléctrica puede formarse en dos mercados: a) el mercado a término y b) el mercado spot. A su vez, en los mismos se definen tres precios diferentes: 1) el precio contractual, 2) el precio spot y 3) el precio estacional.

1145. **Precio contractual o del Mercado a Término:** este precio se fija libremente entre las partes y es el que pagan los Distribuidores, los Grandes Usuarios y los Comercializadores que han celebrado Contratos de Abastecimiento de mediano o largo plazo directamente con los Generadores o con Comercializadores que tienen la responsabilidad de proveer o respaldar el suministro de la cantidad de energía contratada ya sea con la producción de su central propia o comercializada o con la energía que provee el Mercado Spot.

1146. **Precio Spot:** el precio Spot se sanciona en forma horaria. De tal modo, existen diferentes precios en diferentes horas. Así, en una hora determinada, el mercado fija un valor para remunerar a los generadores por la energía que es despachada

en esa hora, cuyo monto es igual al costo de generación del siguiente MW que puede demandar el Mercado ("Precio Spot" o "Precio Spot Horario"). Ese valor es el que corresponde al precio declarado por la última máquina ingresada en el despacho económico y es el que abonarán todos los agentes y participantes del MEM que adquieran energía en ese mercado.

1147. **Precio Estacional:** los Distribuidores pueden comprar energía en el MEM abonando un precio estabilizado a fin de evitar la volatilidad que tiene el precio sancionado en forma horaria como es el Precio Spot. El precio estabilizado se calcula para Períodos Estacionales de seis meses (invierno-primavera y verano-otoño) cada uno con distinta contribución de generación térmica, hidroeléctrica y nuclear. Los precios estacionales son fijados por la Secretaría de Energía basados en cálculos de CAMMESA tomando en cuenta entre otras cuestiones la demanda esperada de los Distribuidores y Grandes Usuarios, las provisiones de agua y combustible empleadas en la generación, la capacidad de generación disponible, etc.

Programación de Despacho en base a Costos.

1148. Dadas las peculiaridades tecnológicas de la industria, la programación de la operación y la operación en sí misma de las distintas centrales de generación debe ser coordinada en forma centralizada. Esta tarea está a cargo del Organismo Encargado del Despacho (OED) que, como responsable técnico de la operación del sistema interconectado, tiene bajo su responsabilidad aplicar las normas del despacho económico dictadas por la Secretaría de Energía. Las funciones del OED están actualmente asignadas a CAMMESA.

1149. El despacho de las centrales de generación es programado e instruido por CAMMESA en base al costo marginal de corto plazo declarado por cada unidad en el sistema²⁵⁵. El costo marginal del sistema se define como el costo de producir electricidad para satisfacer la unidad adicional de demanda en el sistema, utilizando la central de generación disponible más eficiente.

1150. Los generadores termoeléctricos, como es el caso de Genelba, declaran semestralmente a CAMMESA sus costos de producción que incluyen principalmente el costo de combustible y otros insumos variables distintos de los combustibles. A partir de la sanción de la Resolución N° 8/02, los generadores

térmicos pueden “redeclarar” quincenalmente sus costos en la medida en que existan variaciones en más-menos 5%. Las redeclaraciones de costos variables de producción que realicen los generadores térmicos deberán acompañarse con informes técnicos que justifiquen las variaciones de dichos costos . La regulación impone topes máximos para los valores a declarar.

1151. Por su parte, los Generadores hidroeléctricos proporcionan valores de agua a CAMMESA semestral, mensual o semanalmente de acuerdo con su categorización (que depende de su capacidad embalse), otorgando a diversas bandas de embalse precios crecientes a medida que se reduce el nivel de embalse previsto. Conforme la Resolución N° 8/02 en el caso de los Generadores hidráulicos, los Valores de Agua máximos a declarar y “redeclarar” estarán limitados al Porcentaje para el Valor del Agua establecido en el Anexo 22 - Programación y Despacho de Centrales Hidroeléctricas de los Procedimientos.

1152. En el despacho económico CAMMESA despacha las unidades, ya sea nucleares, hidroeléctricas y termoeléctricas, considerando sus declaraciones de costos y valores de agua y las limitaciones de transporte, comenzando por las unidades que operan a menor costo para seguir luego con aquellas que lo hacen a mayor costo hasta satisfacer el total de la demanda.

1153. El despacho de las unidades de generación, se efectiviza sin tener en cuenta los compromisos asumidos por contratos celebrados en el Mercado a Término por los Generadores. De ese modo, si un Generador está despachado en una hora determinada, cubre sus compromisos para esa hora bajo Contratos del Mercado a Término con su propia generación o, de ser insuficiente, comprando energía en el Mercado Spot. Si el Generador no está despachado en una hora con compromisos bajo Contratos en el Mercado a Término, debe comprar energía en el Mercado Spot a fin de cumplimentar dichos compromisos contractuales.

1154. Los Contratos del Mercado a Términos tienen respaldo del MEM para asegurar el efectivo suministro al Gran Usuario, Distribuidor o Comercializador, sin perjuicio de las eventuales liquidaciones de diferencias de precios y costos que por vía contractual deben efectuarse entre el vendedor y el comprador de energía y sin perjuicio de las situaciones de restricciones de transporte que existan en el MEM y que obliguen a cubrir con generación propia los requerimientos del Gran Usuario, Distribuidor o Comercializador.

²⁵⁵.Con las restricciones dispuestas por las Resoluciones SE N° 8/02 y N° 126/02.

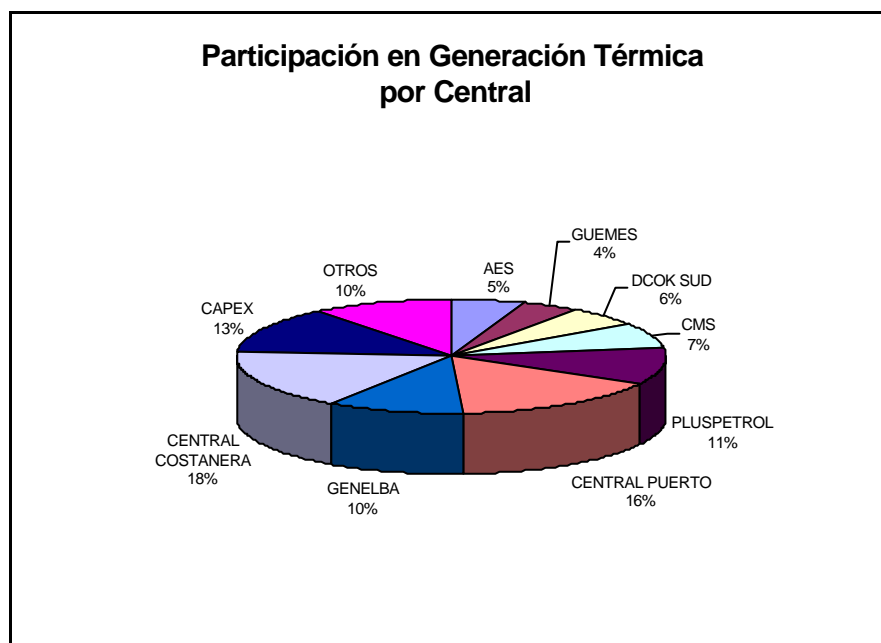
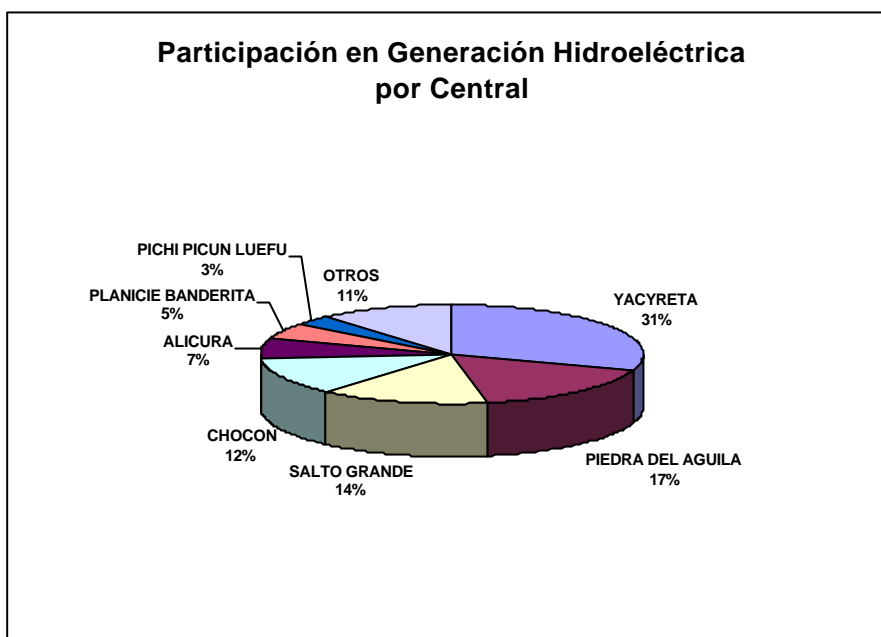
Pagos a los Generadores.

1155. Los pagos que reciben los Generadores por la energía vendida se liquidan en base a los siguientes factores: a) si las ventas se realizan a través de Contratos del Mercado a Término, se liquida el precio contractual, b) en el caso de ventas en el Mercado Spot, el Precio Spot Horario por la energía, más la remuneración por potencia y en ciertas ocasiones, un pago por otros servicios puestos a disposición del MEM (reactivo, regulante, etc.); menos los montos que deba abonar por energía y/o potencia adquiridos en el Mercado Spot o en el Mercado a Término para cubrir sus obligaciones contractuales, los costos del servicio de transporte, el costo de conexión al Sistema Argentino de Interconexión (SADI)²⁵⁶, un cargo por los costos operativos de CAMMESA y los cargos por otros servicios que debiera abonar al MEM por disposiciones de la reglamentación o compromisos adquiridos mediante contratos.
1156. Debido a que a los Distribuidores se les cobra por sus compras de energía en el mercado de acuerdo al Precio Estacional, y que a los Generadores se les remunera de acuerdo al Precio Spot, pueden adeudárseles montos a los Generadores, los que no están cubiertos por pagos a efectuarse por los Distribuidores. La Resolución S.E. N° 137/93 ha establecido un Fondo de Estabilización con el objeto de cubrir estos montos.

Potencia instalada y generación

1157. Uno de los principales indicadores respecto a la participación de una empresa en el mercado de la generación es la potencia instalada como capacidad física de generación, pero a efectos de medir la real participación en el mercado, este parámetro es conveniente complementarlo con la magnitud de la energía despachada. Por ello, se analizan las participaciones de GENELBA y PICHÍ PICUN LEUFU tanto en potencia instalada como en energía generada.
1158. En el año 2001 la potencia total instalada en el MEM ascendió a 22.336 MW.
1159. La central de GENELBA posee un ciclo combinado que tiene una potencia de 674MW, mientras que la de PICHÍ PICUN LEUFU cuenta con tres turbinas que representan 255MW. La suma de ambas potencias es de 929MW que representan el 4.16% del total de la potencia instalada en el MEM.

1160. En generación térmica e hidroeléctrica la participación es la que figura en los siguientes cuadros .



1161. Durante el año 2001 GENELBA generó 3438.4 MWh, mientras que PICHI PICUN LEUFU 1296.5 MWh, por lo que la generación conjunta asciende a 4735 MWh 5.93% del total de energía generada.

²⁵⁶ Es el sistema que permite interconectar a las distintas redes de transmisión en la Argentina.

Efectos de la operación en el Mercado de Generación Eléctrica

1162. Como se explicó más arriba, en este segmento, se trata del reemplazo de un competidor por otro.
1163. Esta Comisión Nacional, dentro del proceso de análisis efectuado, recibió declaraciones testimoniales a los principales referentes del mercado. Estos expertos brindaron su visión respecto de las consecuencias que la operación tendría en el segmento de la generación. Así, fueron consultados: 1) el Ing. Jaques Marie Chambert-Loir, presidente de Central Puerto S.A y de Hidroeléctrica Piedra del Aguila, 2) el Ing. Miguel Ortiz Fuentes, Gerente General de Central Costanera S.A., 3) el Ing. Ernesto Badaraco , Presidente de la Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA) y 4) el Lic. Carlos Romero, académico especializado en el sector eléctrico. Todos ellos coincidieron en indicar que no perciben inconvenientes para la competencia derivados de la presente operación. (ver fs .1663/64, 1233/35, 1156/58, 1682/1684, respectivamente).
1164. Debe advertirse que no se han presentado objeciones de ninguna naturaleza por parte de terceros ni, como se expresa arriba, por los expertos consultados, a la transferencia de activos en el segmento de generación en estudio.
1165. Este Organismo ha expresado en diversos dictámenes²⁵⁷ que refieren al funcionamiento del mercado eléctrico en general y, en particular, en lo que respecta el sistema de fijación de precios en generación, que es poco probable que un participante, por sí solo, pueda disminuir, distorsionar o restringir la competencia existente en él.
1166. Si se toma una dimensión nacional del mercado geográfico, y ello es posible, dado que las centrales se encuentran conectadas al SADI , no se advierte, que las generadoras cuya transferencia se pretende, detentan poder de mercado suficiente como para influir en los precios del mercado a través de conductas punibles por la Ley N° 25.156.
1167. En ese sentido, debe tenerse en cuenta que la central PICHI PICUN LEUFU, cuya potencia instalada es, tal como se indicó anteriormente, de 255 MW, se encuentra en la región del Comahue -la principal región generadora de la Argentina- donde compete con centrales con una capacidad instalada mucho mayor

²⁵⁷ Dictamen de Concentración AES/ALICURA

(como, por ejemplo, PIEDRA DEL AGUILA, de 1400MW de capacidad, ALICURA, de 1000MW CHOCON CERROS COLORADOS, 1200 MW, etc.)

1168. En el caso de GENELBA, con 674Mw de capacidad, que se encuentra ubicada a pocos kilómetros del nodo de Ezeiza y posee un ciclo combinado de última generación, tampoco cuenta con poder de mercado, ya que también compite en esa región con importantes centrales como Central Puerto y Central Costanera, cuyas capacidades de generación son mayores.

Las relaciones verticales entre gas y generación eléctrica.

1169. El gas es uno de los insumos principales de las generadoras térmicas. Siendo GENELBA una central térmica, corresponde examinar los efectos del aumento en la participación de PETROBRAS en el mercado de producción y comercialización del gas.

1170. Con relación a esta operación y a las relaciones verticales derivadas de la producción y comercialización de gas y la generación eléctrica, sólo interesa el caso de GENELBA, ya que su principal fuente de energía es el gas natural, en donde PETROBRAS, PETROLERA SANTA FE (controlada por PETROBRAS) y PECOM participan como productores. La generación hidroeléctrica no incluye como insumos a derivados de petróleo o del gas.

1171. En principio, debe señalarse que esta relación ya existía previamente a esta operación, debido a que PECOM, controlante de GENELBA, ya poseía participación en el mercado de gas. En consecuencia, corresponde analizar si la adición de las participaciones de PETROBRAS Y PETROLERA SANTA FE en el mercado de producción y comercialización de gas fortalece la relación vertical y en que medida.

1172. Como primera aproximación se puede afirmar que el grupo PECOM no posee una posición significativa en la producción y comercialización de gas natural. Observando su participación en el mercado, dicho grupo cuenta con el 6.67% en la producción y comercialización de gas natural. En sentido similar PETROBRAS y PETROLERA SANTA FE detentan en el 1.23% y el 0.58 % respectivamente del mercado , por lo que la participación conjunta en la producción y comercialización del gas, en caso de aprobarse la presente operación será del 8.48%.

1173. Teniendo en cuenta que la demanda de las usinas térmicas representa el 31,5% de las ventas de gas²⁵⁸, un intento de aumento selectivo del precio del gas a las generadoras térmicas, otorgaría la posibilidad de arbitraje a otros productores de gas, que podrían reorientar la producción hacia ese destino y, teniendo en cuenta que existe una importante oferta alternativa de gas, no se vislumbra la capacidad del PETROBRAS para, unilateralmente, producir un aumento en los precios del gas vendido a las usinas térmicas competidoras.
1174. En otro sentido, y respecto a la posibilidad de que PETROBRAS aplique un precio más bajo en sus operaciones con la generadora térmica que pasaría a controlar por esta operación, GENELBA, debe señalarse que ello no implica, per se, un comportamiento anticompetitivo y siempre que el mercado de generación no corra el riesgo de ser monopolizado o resulte excesivamente concentrado a raíz de dicha conducta.
1175. La posibilidad de que tal situación ocurra podría darse si la central térmica que pretende controlar PETROBRAS, al beneficiarse con los precios más bajos del gas de modo permanente, determine la salida del mercado en forma definitiva de otras centrales de generación que deberían pagar un precio más alto por dicho combustible. Una vez ocurrido esto el mercado contaría con menos competidores, por lo que debe analizarse si esto le otorgaría mayores posibilidades de ejercicio de poder de mercado, ya sea en forma unilateral o coordinada.
1176. Sin embargo, esa posibilidad se ve limitada porque GENELBA tiene capacidad para abastecer una porción muy limitada de la demanda de energía eléctrica y debido al sistema de precios vigente, en caso de un aumento posterior de sus precios, podría quedar fuera del despacho. No debe olvidarse que GENELBA posee una potencia de 674 MW sobre un total de 22.336 MW en el MEM, que representa sólo el 3% y desde el punto de vista de la generación, representa un 4.30% de la total del MEM.²⁵⁹
1177. Como elemento adicional a lo anteriormente señalado debe tenerse en cuenta que, en la actualidad, GENELBA no adquiere gas en forma directa de PETROLERA SANTA FE ni de PETROBRAS, teniendo asumidos compromisos de

²⁵⁸ El gas entregado a usuarios finales para el año 1999 se distribuyó de la siguiente forma: 21.75% residencial, 32.39% industrial, 35.39% centrales eléctricas, 5% GNC y 5.48% otros (incluye usuarios comerciales, entes oficiales y subdistribuidores). Fuente: Informe ENARGAS 1999.

²⁵⁹ Datos Cammesa Informe anual del Mercado eléctrico Mayorista de Argentina 2001.

mediano y largo plazo con otros productores, a saber: PLUSPETROL , PETROLERA PEREZ COMPANC Y APCO ARGENTINA INC.

1178. En consecuencia, si bien en el futuro GENELBA podría suscribir contratos de compra de gas con PETROBRAS y PETROLERA SANTA FE, los compromisos asumidos y vigentes que dicha central tiene con otros productores que cubren sus necesidades actuales, limitando significativamente la firma de nuevos contratos por volúmenes importantes.
1179. Observada la relación vertical desde el otro extremo, es decir, la posibilidad de extensión de poder de mercado desde la generación eléctrica al segmento de producción y comercialización de gas, PETROBRAS se vería limitada principalmente, por dos factores.
1180. En primer lugar, como fuera mencionado, la participación de PETROBRAS en el mercado de producción y comercialización de gas no resulta relevante, más aún si se la compara con el líder REPSOL-YPF.
1181. En segundo lugar, el poder de compra de GENELBA tampoco reviste significación suficiente como para afectar el grado de competencia existente.
1182. En este punto son aplicables las consideraciones efectuadas acerca de las restricciones de capacidad de las plantas de generación y las relaciones contractuales preexistentes, que restringen la posibilidad de expandir el poder de compra del grupo adquirente en el corto plazo.
1183. Del mismo modo, el contrato más importante de venta de gas de PETROLERA SANTA FE corresponde al Bloque Sierra Chata en donde existe un contrato firme de exportación por 2.500.000 m³/d. La participación de esta firma en ese consorcio es de 19.888% y la totalidad del gas producido se exporta a la República de Chile. Otros contratos en los que participa PETROLERA SANTA FE se refieren al Bloque el Tordillo- Puesto Quiroga a través del cual vende gas a empresas como EG3, Siderar y Energy Consulting Services, siendo su participación en este consorcio del 22%.
1184. En conclusión, la presente operación si bien fortalece una relación vertical preexistente de PECOM, tal fortalecimiento no es preocupante desde el punto de vista de la defensa de la competencia puesto que el gas producido por PETROBRAS es vendido a terceros (como en el caso de su producción en el área

Aguarague) o se encuentra afectado mayormente bajo contratos de compraventa de largo plazo con clientes del exterior.

1185. Para mayor abundamiento, y sobre el particular, esta Comisión ha expresado: *“Desde el punto de vista de la legislación de defensa de la competencia debe analizarse la factibilidad y los incentivos que tiene un productor verticalmente integrado de extender su poder de mercado desde uno de los mercados al segundo de los mercados considerados. Dicha factibilidad e incentivo dependerá de la posición de ocupe la empresa en cada mercado y de las características propias de estos últimos. Así, si la empresa no cuenta con una posición de importancia (dominante) en alguno de los mercados, sus posibilidades de afectar negativamente el segundo mercado se ven sustancialmente reducidas; lo propio ocurriría, en principio, si aún poseyendo una posición dominante la empresa estuviera sujeta a regulación. Asimismo la preocupación se vería despejada si por sus características estructurales (reglas de funcionamiento, condiciones de entrada, etc.) el segundo mercado presenta bajas probabilidades de ser objeto de prácticas predatorias”*.²⁶⁰

CONCLUSIONES

1186. Por todo lo analizado respecto del segmento de generación eléctrica cabe concluir que:

- a) la Operación de Concentración notificada no modifica en modo alguno la concentración en el segmento de la generación eléctrica, puesto que PECOM se retira totalmente del mercado y es reemplazado por PETROBRAS que no posee participación en ninguna empresa de generación en la República Argentina;
- b) la participación de mercado de PECOM (5,93%) es poco significativa a fin de determinar la existencia de poder de mercado;
- c) resulta poco probable que en el segmento de generación de energía eléctrica se verifiquen conductas prohibidas por la Ley 25.156, atento a la alta competencia imperante en el mismo y a las condiciones en que opera el MEM;

²⁶⁰ Numerales 81 y 82 del Dictamen de Concentración N° 273 de la CNDC de fecha 24 de julio de 2001.

d) conforme el sistema de despacho económico utilizado en el MEM, las unidades de generación son despachadas conforme a un ordenamiento del costo de producción creciente (se despachan primero aquellas máquinas que tienen costos variables menores) a determinar según la metodología establecida por CAMMESA, por lo que la generación y venta de energía no depende únicamente de la participación en el mercado que tenga un productor, sino de su eficiencia para generarla.

1187. La baja participación de PECOM y PETROBRAS en el mercado de explotación de yacimientos gasíferos y de la capacidad instalada de Genelba en el mercado de generación eléctrica, hacen poco probable la presentación en el futuro de conductas que puedan llegar a afectar la competencia.

1188. Tal como se desarrolló en párrafos precedentes la operación no implica el fortalecimiento de significancia en la relación vertical preexistente entre la producción de gas y el mercado de generación.

1189. En consecuencia, del análisis realizado por esta Comisión, se concluye que la operación notificada no genera preocupación desde el punto de vista de la defensa de la competencia en el segmento de la generación de electricidad y su relación vertical con el sector de producción y comercialización de gas natural.

X.6.6. TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD.

Introducción

1190. Según se dijo, la actividad de transporte de energía eléctrica en la Argentina tiene carácter de monopolio natural y por ende sujeto a regulación.

1191. El artículo 1º del Decreto 1398, que regula a la Ley 24.065 establece que *“...caracterízase a la actividad de transporte como un servicio público por su naturaleza monopólica. No obstante lo cual, comparte las reglas propias del mercado por las particularidades que presenta en lo atinente a su expansión”*.

Empresas involucradas en la transferencia:

1192. En primer lugar, al igual que en generación, debe tenerse presente que PETROBRAS no posee participación alguna en empresas cuya actividad sea la de

transmisión de electricidad en la República Argentina. Por lo tanto, PETROBRAS sólo reemplazará en este tramo de la industria.

1193. Por su parte, PECOM posee participaciones accionarias en los siguientes activos:

1194. **ENECOR S.A.:** cuyo objeto es llevar a cabo la construcción, operación y mantenimiento de las obras necesarias y de los servicios de electroducto correspondientes a la obra Estación Transformadora 500/132/33 kW “ Paso de la Patria”, Provincia de Corrientes, su vinculación con la Estación Transformadora “Santa Catalina”, Provincia de Corrientes y las obras complementarias, incluyendo su explotación por concesión bajo la modalidad de Transportista Independiente en dicho tramo. PECOM, a través de Maipú Inversora, controla indirectamente el 70% de ENECOR, el 30% restante se encuentra en manos de Impregilo Internacional

1195. **YACYLEC S.A.:** conecta y transmite la electricidad proveniente de la Central Hidroeléctrica de Yacyretá al SADI. Esta Sociedad celebró con el Estado Nacional un contrato para la construcción, mantenimiento y operación de la línea de transmisión. La energía transportada durante el año 2001 fue de 4.093.004 MWh aproximadamente 341.084 MWh/mes. La participación accionaria de PECOM en Yacylec SA es minoritaria por lo tanto no se la considerará en el análisis de la operación.

1196. **TRANSENER S.A.:** es la empresa que tiene concesionado con carácter de monopolio natural el servicio de transporte de electricidad en alta tensión de la República Argentina.

1197. Conforme surge del Contrato de Concesión de fecha 16 de julio de 1993, TRANSENER tiene a su cargo: (i) el control de prácticamente la totalidad de la red de energía eléctrica de alta tensión de la Argentina y, (ii) el derecho exclusivo de suministrar el servicio público de transporte de energía eléctrica en alta tensión dentro de dicha red, con sus sucesivas ampliaciones.

1198. El contrato de concesión fue celebrado por un período de 95 años, prorrogable por otros diez años más si así lo autoriza la Secretaría de Energía y Minería. Este período de vigencia de 95 años se encuentra dividido en nueve períodos de gestión. El primer período de gestión dura 15 años y los subsiguientes, diez años cada uno.

1199. TRANSENER S.A. es controlada por CITELEC S.A. que posee el 65% del capital social. A su vez, como se dijo, PECOM tiene control conjunto con NATIONAL GRID S.A. en CITELEC S.A., lo que le otorga una participación indirecta del 32,49% del capital accionario de TRANSENER. En consecuencia, PECOM también tiene control conjunto con NATIONAL GRID en TRANSENER S.A., por lo que será incluida en el análisis de concentración. Finalmente, TRANSENER SA es titular del 90% del paquete accionario de TRANSBA SA.

1200. **TRANSBA SA:** conforme el Contrato de Concesión de fecha 31 de julio de 1997, la Compañía de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la Provincia de Buenos Aires (“Transba”) tiene a su cargo la prestación en forma exclusiva del servicio de transporte por distribución troncal de energía eléctrica en la Provincia de Buenos Aires. La concesión dura 95 años, y es prorrogable por un máximo de 10 años más según lo determine el ENRE. Al igual que en el contrato de concesión de Transener, este período de vigencia de 95 años se encuentra dividido en nueve períodos de gestión. El primero dura 15 años y los subsiguientes, 10 años cada uno. TRANSBA SA. se encuentra controlada por TRANSENER, quien es titular del 90% del paquete accionario.

1201. Dada la similitud de la actividad y del marco regulatorio aplicable a los efectos del presente estudio incluiremos a TRANSBA en las consideraciones aplicables a TRANSENER SA.

Tipos de Sistemas de Transporte

1202. Conforme al marco regulatorio de la electricidad, en el territorio de la República Argentina coexisten tres distintos tipos de sistemas de transporte, que se describen a continuación.

1203. El Sistema de Transporte de Energía en Alta Tensión: es el conjunto de instalaciones de transmisión de tensión igual o superior a doscientos veinte kilovoltios (220kV), que incluye el equipamiento de compensación, transformación, maniobra, control y comunicaciones destinado a la actividad de transportar energía eléctrica entre las diferentes regiones eléctricas. Como se dijo, esta concesión ha sido otorgada a TRANSENER S.A por 95 años.

MAPA DE TRANSENER



Fuente: TRANSENER

1204. El Sistema de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal: es el conjunto de instalaciones de transmisión en tensión igual o superior a ciento treinta y dos kilovoltios (132 kV) y menor a cuatrocientos kilovoltios (400 kV) destinadas a vincular eléctricamente en el ámbito de una misma Región Eléctrica a los Generadores, los Distribuidores, y los Grandes Usuarios, entre sí, con el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica de Alta Tensión, o con otros Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal.

1205. La República Argentina se divide en seis regiones eléctricas. Las siguientes compañías prestan, en un marco de exclusividad y dentro de los parámetros de una concesión otorgada por el Estado Nacional, el servicio de transporte de energía eléctrica por distribución troncal:

- 1) TRANSNOA S.A. ----- Región del Noroeste Argentino (NOA)
- 2) TRANSNEA S.A. ----- Región del Noreste Argentino (NEA)
- 3) TRANSCOMAHUE -- Región del Comahue
- 4) TRANSBA S.A. ----- Región Buenos Aires (BAS) (PECOM)

5) TRANSPA S.A. ----- Región Patagónica (TRANSPA)

6) DISTROCUYO S.A. – Región Cuyo

1206. La exclusividad otorgada a las sociedades antes nombradas puede ser cancelada tal cual lo prevé los contratos de concesión oportunamente suscriptos entre el Estado Nacional y las empresas concesionarias en caso que las innovaciones tecnológicas permitan la prestación de dicho servicio bajo condiciones competitivas.

1207. El Sistema de Transporte de Energía Eléctrica de Interconexión Internacional es el conjunto de instalaciones de transmisión destinadas a vincular eléctricamente un punto de entrega o recepción en el territorio nacional con un punto de entrega o recepción en la frontera con el territorio de otro país. Este sistema se encuentra reglamentado por el Decreto PEN N° 974/97.

1208. Sobre el particular, y en lo que respecta a la red de transporte que une la República Argentina con el Brasil, la misma es operada por CEMSA, empresa controlada por ENDESA (España).

1209. Asimismo también existe la figura del Transportista independiente: se aplica a aquellos propietarios y operadores de instalaciones de transporte de energía eléctrica, que bajo las condiciones establecidas por una licencia técnica otorgada por la Transportista que tenga la concesión del área correspondiente, ponen a disposición de dicha concesionaria sus instalaciones, sin adquirir por ello el carácter de agente del MEM. Las instalaciones del Transportista Independiente son consideradas parte del sistema de transporte al que sirven.

1210. Finalmente, existen operadores que realizan lo que se conoce como "Función Técnica de Transporte de Energía Eléctrica" (PAFTT): Los PAFTT son aquellos titulares de Instalaciones Superiores e Inferiores de Vinculación Eléctrica, utilizadas para la Función Técnica de Transporte de Energía Eléctrica que no son concesionarios de transporte

Marco Regulatorio

1211. La Ley N° 24.065 define al transportista en su art 7° indicando: "*que se considera transportista a quien, siendo titular de una concesión de transporte otorgada bajo el régimen de la presente ley, es responsable de la transmisión y*

transformación de esta ,desde el punto de entrega de dicha energía por el generador, hasta el punto de recepción por el distribuidor o gran usuario según sea el caso”.

1212. Los aspectos más importantes del marco regulatorio que se relacionan con el transporte de electricidad están referidos al principio de “acceso abierto”, remuneración de los transportistas y fijación de la tarifa, la restricción a la integración vertical y a la declaración de servicio público del transporte eléctrico.

Acceso abierto

1213. El acceso abierto (comúnmente conocido por denominación inglesa “open access”) es uno de los principios en los que se basa el sistema de transporte de electricidad argentino y su objetivo es evitar que el transportista pueda discriminar a alguno de los agentes del mismo.

1214. En un esquema regulatorio de separación vertical como el de la industria eléctrica en Argentina, adquiere gran relevancia el cumplimiento del principio de acceso abierto a los sistemas de transporte. El acceso indiscriminado al servicio de transporte es, por lo tanto, un requisito fundamental para que la transparencia del mercado no se vea disminuida a través de arreglos discrecionales que dificulten el ingreso y evolución de nuevos participantes en el mercado y obstaculicen el desarrollo de la competencia en el segmento de generación.

1215. Conforme al marco regulatorio, el principio referido se encuentra consagrado en los artículos 22 y 23 que prohíbe a los Transportistas restringir el libre acceso a la red, y obliga a los propietarios o concesionarios de las instalaciones que presten el servicio público de transporte a través del acceso indiscriminado de terceros a la capacidad de transporte disponible de sus sistemas.

1216. En tal sentido, el artículo 22 de la Ley Nº 24.065, establece que: *"Los transportistas (...) están obligados a permitir el acceso indiscriminado de terceros a la capacidad de transporte de sus sistemas que no esté comprometida para abastecer la demanda contratada, en las condiciones convenidas por las partes y de acuerdo a los términos de esta ley."*

1217. Asimismo, el artículo 23 de la Ley dispone que: *"Ningún transportista (...) podrá otorgar ni ofrecer ventajas o preferencias en el acceso a sus instalaciones,*

excepto las que puedan fundarse en categorías de usuarios o diferencias concretas que determine el Ente.”

1218. También, el procedimiento por el cual se regula el libre acceso a los sistemas de transporte se encuentra descrito en el “Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica” contenido en los Procedimientos de CAMMESA.

1219. Este principio también es recogido por el Contrato de Concesión de TRANSENER el que en el art. 22 inc. b) establece como obligación “ Permitir el acceso indiscriminado a la capacidad de transporte existente a cualquier agente del MEM conforme términos del Reglamento de Acceso “

1220. Al estar la actividad de transporte de energía eléctrica sujeta a un régimen de acceso abierto no discriminatorio, el impedir, dificultar, u obstaculizar a terceras personas la entrada en un mercado o excluirlas de éste, constituye una práctica restrictiva de la competencia que, el marco regulatorio del sector encomendó en custodia al ENRE.

1221. En tal sentido, el artículo 56 inciso c) de la Ley confiere al ENRE las siguientes funciones y facultades: "Prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas o discriminatorias entre los participantes de cada una de las etapas de la industria, incluyendo a productores o usuarios." Con la reforma incorporada en el artículo 59 de la Ley 25.156, es el Tribunal de Defensa de la Competencia (y hasta tanto se constituya, lo es esta Comisión) quien tiene las atribuciones para ello. En consecuencia, identificada una conducta que pudiere encuadrar en lo normado por la Ley de Defensa de la Competencia, la misma será juzgada a la luz de esta última normativa sin, va de suyo, dejar de tener en cuenta lo establecido por la regulación.

1222. Ha de tenerse presente que esta Comisión no ha recibido denuncia alguna ni tiene investigación de oficio abierta por hechos o conductas que violenten el principio analizado en los párrafos precedentes.

Remuneración al transportista y forma de fijación de la tarifa.

1223. Adicionalmente al libre acceso, y a fin de evitar situaciones en las cuales las transportistas abusen de su posición de dominio, dado el carácter monopólico de su servicio, el marco regulatorio ha depositado en el ENRE la facultad de fijar las

tarifas máximas (denominadas en inglés “price cap”) que las transportistas podrán cobrar a los usuarios por el servicio prestado.

1224. En tal sentido el art. 56 inc. d) de la Ley N° 24.065 dispone que el ENRE tendrá la función y facultad de: “Establecer las bases para el cálculo de las tarifas de los contratos que otorguen concesiones a transportistas y distribuidores y controlar que las tarifas sean aplicadas de conformidad con las correspondientes concesiones y con las disposiciones de esta ley.”

1225. Asimismo los arts. 40 y 41 establecen que las tarifas de transporte deberán ser “justas y razonables”, y posibilitar una razonable tasa de rentabilidad a aquellas empresas que operen con eficiencia. Por “justas y razonables” se entiende que las mismas deben generar ingresos suficientes para que las empresas transportistas puedan satisfacer los costos operativos razonables aplicables al servicio, los impuestos, las amortizaciones y generar una tasa de retorno (sobre el particular la ley remite al promedio de la industria, al de otras actividades de riesgo similar, o comparable nacional o internacionalmente).

1226. A su vez, la tarifas deben asegurar un mínimo costo razonable para los usuarios, compatible con la seguridad del abastecimiento.

1227. El ENRE fija una remuneración cada 100 kms de línea operada²⁶¹. Las tarifas fijadas por el ENRE establecen el precio máximo para cada clase de cliente (distribuidores, grandes usuarios etc.). Esto no impide que la transportista pueda pactar con algún usuario tarifas menores que las máximas establecidas por el ENRE, siempre y cuando esto no signifique percibir, por igual servicio, distintas tarifas entre usuarios análogos situados en zonas geográficas no diferenciadas (art. 44 de la Ley 24.065).

1228. Asimismo, la bonificación que se otorgue a un usuario no puede implicar operar bajo el nivel de recuperación de los costos, y por ende a pérdida, ya que los usuarios no beneficiados por dicha bonificación no tienen la obligación de subsidiar el privilegio otorgado (art. 42, inc. e de la Ley 24.065). El artículo 8º dispuso que en el caso de los contratos que tengan por objeto la prestación de obras y servicios públicos quedan sin efecto las cláusulas que fijan los precios en dólares estadounidenses o en otras divisas extranjeras y las cláusulas indexatorias basadas en índices de precios de otros países y cualquier otro mecanismo

²⁶¹ Audiencia de ATEERA fs. 1159/1164

indexatorio. Los precios y tarifas resultantes de tales cláusulas deben ser convertidos a pesos a la paridad de \$1 = U\$S 1.

1229. De tal modo, el Poder Ejecutivo Nacional está facultado a renegociar los términos de los contratos mencionados y en uso de esa facultad, el 12 de febrero de 2002, dictó el Decreto 293/02 que encomienda al Ministerio de Economía la renegociación de los contratos que tengan por objeto la prestación de obras y servicios públicos tales como los contratos de transporte de Energía Eléctrica de Transener y Transba.

Limitaciones a la integración vertical

1230. Otro de los principios en los que se basó la reforma estructural, ha sido el de la segmentación de la industria.

1231. Para que el mismo se materialice efectivamente el marco regulatorio impide a los agentes contar con participaciones mayoritarias en empresas que actúen en distintos segmentos de la industria.

1232. En tal sentido los artículos 30 y 31 de la Ley N° 24.065 establecen restricciones a la integración vertical entre transportistas y generadores, distribuidores o grandes usuarios.

1233. Más específicamente, el artículo 30, establece "*Los transportistas (sea individualmente o como propietarios mayoritarios y/o como tenedores de paquetes accionarios mediante los cuales accedan al control de la empresa concesionaria del transporte), no podrán comprar ni vender energía eléctrica*".

1234. A su vez, el artículo 31, primer párrafo, reza: "*Ningún generador, distribuidor, gran usuario ni empresa controlada por alguno de ellos o controlante de los mismos, podrá ser propietario o accionista mayoritario de una empresa transportista o de su controlante*".

1235. De tal modo, PETROBRAS al adquirir entre los activos transferidos, centrales de generación, se vería impedida de ser accionista mayoritario de TRANSENER.

La declaración de Servicio Público del Transporte de Electricidad.

1236. En la República Argentina el servicio de transporte de electricidad se encuentra altamente regulado a fin de prevenir cualquier práctica anticompetitiva o discriminatoria que afecte a usuarios y consumidores. Este alto grado de control que el Estado ejerce sobre el servicio se origina en el carácter de servicio público que le ha conferido al mismo, y a la falta de competencia que -debido a sus características de monopolio natural- se observa en dicho servicio.
1237. En ese sentido la Ley N° 24.065 y su Decreto reglamentario N° 1398/92 disponen expresamente que el transporte de electricidad queda caracterizado como un servicio público, exceptuándose, no obstante su naturaleza monopólica, el régimen de ampliación del transporte que no tenga como objetivo principal la mejora o el mantenimiento de la confiabilidad, el que será de libre iniciativa y a propio riesgo de quien la ejecute.
1238. En la doctrina francesa, fuente de nuestro derecho administrativo, el servicio público se define de dos maneras. Según el sentido orgánico formal, el servicio público se caracteriza por una cierta organización y es una empresa administrada por la Administración. En el otro sentido, de carácter material, se define como una actividad que tiene de satisfacer una necesidad de interés general. En rigor, el servicio público prestado por la Administración puede llevarse a cabo bajo una forma pública o privada; cuando acontece lo primero hay coincidencia entre función pública (en sentido amplio) y servicio público, siendo éste una parte de la actividad administrativa.²⁶²
1239. Ahora bien, uno de los principios fundamentales de los servicios públicos es el que se refiere a la continuidad y regularidad de su prestación, es por ello que los Estados se orientan cada vez más hacia la protección efectiva de los derechos de los usuarios. Por otra parte, el fundamento de la continuidad y la regularidad encuentra apoyo en tres exigencias básicas relativas a la necesidad social, la economía social y la propia existencia de Estado, que imponen estas exigencias de prestación ininterrumpida.²⁶³
1240. En ese orden de ideas, en el derecho comparado encontramos normas que establecen que el suministro de energía eléctrica no sólo es un servicio público,

²⁶² Juan Carlos Cassagne, "La huelga en los servicios esenciales". Editorial Civitas S.A.

²⁶³ Antonio Martínez Marín, "El buen funcionamiento de los servicios públicos", Editorial Tecnos.

sino que “es de carácter esencial para los intereses generales y, por consiguiente, no puede ser interrumpido por el ejercicio del derecho de huelga”²⁶⁴. Siguiendo esa línea, en nuestro ordenamiento jurídico encontramos el Decreto N° 2184/1990 que establece “A los fines previstos en el presente decreto, serán considerados servicios esenciales c) la producción y distribución de agua potable, energía eléctrica, gas y otros combustibles....”.

1241. De lo reseñado precedentemente se puede concluir que en el caso del transporte de energía eléctrica nos encontramos frente a un servicio público de carácter material que el Estado ha otorgado en concesión, conforme a lo dispuesto en el artículo 3 de la Ley N° 24.065 y las leyes 15.336 y 23.696.

1242. Por otra parte, cabe señalar que la Ley N° 24.065 en su artículo 2, en materia de abastecimiento, transporte y distribución de electricidad, fija los siguientes objetivos: a) proteger adecuadamente los derechos de los usuarios; b) promover la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo; c) promover la operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalación de transporte y distribución de electricidad; d) regular las actividades del transporte y la distribución de electricidad, asegurando que las tarifas que se apliquen a los servicios sean justas y razonables; e) incentivar el abastecimiento, transporte, distribución y uso eficiente de la electricidad fijando metodologías tarifarias apropiadas; y f) alentar la realización de inversiones privadas en producción, transporte y distribución, asegurando la competitividad de los mercados donde sea posible. A fin de vigilar el cumplimiento de dichos objetivos, mediante el artículo 54, la ley crea al Ente Regulador de la Electricidad, y le otorga facultades suficientes para llevar a cabo la tarea referida.

1243. Asimismo, el artículo 31 del Decreto 1398/92 dispone que la Secretaría de Energía deberá controlar que, como resultado de la modalidad de privatización dispuesta por los Artículos 93, 94 y 95 de la Ley N° 24.065, la división de la actividad eléctrica, en generación, distribución y transporte, se efectúe de modo tal que impida que el mercado eléctrico mayorista se transforme en un monopolio o en un oligopolio, controlando también que en dicho ámbito se mantenga la condición de libre competencia. A tal fin deberá dictar las normas necesarias tendientes a evitar que el control de las empresas que desarrollen dichas actividades se concentre en un único grupo económico.

²⁶⁴ Real Decreto de España N° 518/1987.

1244. De lo brevemente reseñado se desprende que el sistema eléctrico en general, y el transporte de energía eléctrica en particular se encuentran fuertemente regulados y controlados no sólo por el Ente Regulador de la Electricidad, sino también por la Secretaría de Energía y por esta Comisión Nacional, organismos que actúan cada uno dentro de las competencias que tienen asignadas por Ley.

1245. Por tanto, el status de servicio público disminuye el riesgo del abuso de posición dominante que podría ejercer un prestador del servicio de transporte de electricidad.

Efectos de la operación en el transporte de energía eléctrica.

1246. Como ya se ha mencionado, CITELEC S.A. es la sociedad controlante de TRANSENER S.A. pues es la titular del 65% del capital social de esta última.

1247. Por otra parte, PECOM y NATIONAL GRID, poseen el 49,93 % y el 42,50 %, respectivamente, del capital social de CITELEC. De conformidad con el acuerdo de accionistas presentado y suscripto entre NATIONAL GRID FINANCE B.V. y PEREZ COMPANC S.A., que fuera analizado en el capítulo pertinente, ambas empresas ejercen el control conjunto de CITELEC.

1248. En consecuencia, siendo CITELEC la sociedad controlante de TRANSENER y habiendo un acuerdo de accionistas entre los principales socios de la primera que le otorga el control conjunto sobre la misma, se infiere que existe un control de idéntica naturaleza sobre TRANSENER.

1249. Ahora bien, analizada la relación de PECOM con TRANSENER se ha observado que la primera no controla de forma exclusiva a la segunda, de acuerdo a la documentación presentada por las partes (cf párrafos 79 y ss.).

1250. La operación presentada implica, entonces, que no se producirá una modificación en la estructura de control ni en la naturaleza del mismo, tratándose de la sustitución de un socio por uno nuevo.

1251. En otro orden, debe hacerse referencia una cláusula contenida en el acuerdo de accionistas suscripto entre los socios co-controlantes de CITELEC y TRANSENER que consagra un derecho preferencial a favor de los socios firmantes para adquirir participaciones adicionales en caso de que uno de ellos tuviera voluntad de transferirlas.

1252. En ese sentido, debe recordarse que el Marco Regulatorio veda a PECOM (y, en su caso a PETROBRAS) tomar el control de TRANSENER, en virtud de lo dispuesto en el primer párrafo del artículo 31 de la Ley N° 24.065, que establece *“Ningún generador, distribuidor, gran usuario ni empresa controlada por alguno de ellos o controlante de los mismos, podrá ser propietario o accionista mayoritario de una empresa transportista o de su controlante”*. Tal prohibición sería aplicable debido a la actividad de generación que desarrolla PECOM.

1253. Por último, un cambio de control o en la naturaleza del mismo en TRANSENER o su controlante CITELEC, debe ser sometida al análisis previo contemplado en el artículo 8° de la Ley de Defensa de la Competencia a fin de analizar cuáles serían sus consecuencias en el mercado.

CONCLUSIONES

1254. De todo lo expuesto, con relación al transporte de energía eléctrica, se concluye lo siguiente:

- a) no se advierte una modificación en la realidad económica del mercado, tratándose “el ingreso de un jugador por otro” que no afecta el grado de concentración del mismo.
- b) siendo que Petrobras tampoco posee participación directa o indirecta en la empresa TRANSENER ni en su controlante, la operación no modifica la naturaleza del control existente;
- c) este segmento se encuentra regulado y controlado por el ENRE, que dificulta la ejecución de conductas violatorias de la Ley de Defensa de la Competencia;
- d) la regulación se sustenta en las restricciones a las tenencias accionarias que aseguran la desintegración vertical, el acceso abierto y la fijación de tarifas máximas;
- e) habida cuenta del carácter legal de las restricciones mencionadas, su cumplimiento no puede ser soslayado por la transportista, sin importar quien sea el que posee la titularidad de sus tenencias accionarias;

- f) en consecuencia, existen restricciones legales que impiden, tanto a PECOM como en su caso a PETROBRAS, acceder a una participación mayoritaria en TRANSENER, mientras mantengan su actividad en el segmento de generación tal cual la desarrollan en la actualidad;
- g) la transportista está obligada a permitir el acceso indiscriminado de terceros a la capacidad de transporte de sus respectivos sistemas (artículos 22 y 23 del Marco Regulatorio);
- h) en virtud de la regulación existente, la operación de concentración notificada no generará ningún efecto en el nivel de las tarifas que abonen quienes contraten servicios de transporte pues, es el ENRE quien fija las mismas;
- i) la Licencia y/o autorización para operar a TRANSENER no impide la autorización, que podrá otorgar el ENRE, a los fines de la construcción e instalación de nuevos servicios de transporte en competencia (Capítulo V de la Ley 24.065).

1255. Por todo lo expuesto, esta Comisión entiende que, en el segmento de transporte de energía eléctrica, la operación notificada no despierta preocupación desde el punto de vista de la competencia.

Efectos de la operación en el segmento de transporte independiente.

1256. En este segmento, PECOM controla Enecor, que es una sociedad que construyó, opera y mantiene, la línea de alta tensión que une los puntos Rincón Santa María (Provincia de Corrientes) – Resistencia (Provincia de Chaco). Adicionalmente, opera la estación transformadora de Paso de la Patria, Provincia de Corrientes.

1257. Enecor es un transportista independiente en los términos del decreto PEN 186/95, que opera bajo licencia de TRANSNEA. Cabe destacar que la desintegración vertical entre Generadores y Transportistas, que encuentra sustento en el art. 31 de la Ley N° 24.065, mediante el establecimiento de limitaciones a la integración vertical, aparece dirigida principalmente a evitar situaciones de privilegio que no podrían darse en el modelo eléctrico en lo concerniente a los transportistas independientes, debido a que el Organismo Encargado del

Despacho es una figura distinta del transportista, quedando eliminada la amenaza de un despacho de privilegio.

1258. Además, como transportista Enecor, no puede comprar ni vender energía y su función es la referida en el párrafo precedente.

1259. Dentro del marco regulatorio no se puede considerar a Enecor como agente del MEM, ya que no es titular de una concesión por ser Transportista Independiente, conforme lo establece el decreto PEN 186/95 (artículo 2 - diferencias entre agentes y participantes del MEM).

1260. De acuerdo a lo descripto precentemente, esta Comisión no vislumbra inconvenientes, desde el punto de vista de la competencia, a la transferencia de las tenencias accionarias controlantes de ENECOR.

X.6.7. DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD

Introducción

1261. La distribución de energía eléctrica es otro de los tres segmentos en que fue dividida la industria luego del proceso de privatización llevado a cabo a partir del año 1992.

1262. En función a ello la electricidad transmitida por las empresas transportadoras en alta tensión, es transferida desde los puntos de suministro del SADI a los consumidores a través de sistemas de distribución compuestos por una extensa red de líneas aéreas, cables subterráneos y subestaciones que van transformando la electricidad a tensiones cada vez más bajas (220kV e inferiores) para llegar a los usuarios finales.

1263. La actividad de distribución eléctrica en Argentina tiene carácter de monopolio natural y por ende sujeta a regulación. Así lo establece el artículo 1º del Decreto 1398 que reglamenta la Ley N° 24.065: *“Atribúyese el carácter de servicio público a la actividad de distribución de energía eléctrica por su condición de monopolio natural. Su regulación deberá consistir en la fijación de las tarifas a aplicar y en el control de la calidad de la prestación del servicio.”*

1264. Finalmente, el Marco Regulatorio establece el carácter de servicio público en su artículo 1º: *“Caracterízase como servicio público al transporte y distribución de electricidad.”*

Empresas involucradas en la operación

1265. PECOM posee el 48.5% del capital social de DISTRILEC INVERSORA S.A que, a su vez, es titular del 56.35 % de las acciones de EDESUR S.A

1266. Según se dijo en la sección sobre "El control conjunto y la influencia sustancial en sociedades vinculadas a la Vendedora", PECOM posee el control conjunto de la empresa, conforme al acuerdo de accionistas vigente. Por ello, se considera a EDESUR como empresa involucrada en el presente análisis.

1267. EDESUR S.A brinda el servicio de distribución eléctrica cuyos límites se circunscriben al área de concesión, dentro de la cual realiza la prestación de sus servicios en condiciones de exclusividad conforme al marco regulatorio vigente. En particular, el Pliego de Bases y Condiciones correspondiente al llamado a Licitación por el cual se concesionó la prestación, estableció que el área de exclusividad corresponde al sur de la Capital Federal y 12 partidos bonaerenses.

1268. PETROBRAS no participa en este segmento de la industria en Argentina.

Marco Regulatorio

1269. La Ley N° 24.065 en su art. 9 define a los Distribuidores del siguiente modo: *“Se considera distribuidor a quien, dentro de su zona de concesión es responsable de abastecer a usuarios finales que no tengan la facultad de contratar su suministro en forma independiente”.*

1270. Adicionalmente el artículo 21º del Decreto 1389 fija la responsabilidad que el distribuidor tiene frente a la demanda estableciendo que:

“los distribuidores deberán satisfacer toda la demanda de provisión de servicio de electricidad durante el término de la concesión que se le otorgue. Serán responsables de atender el incremento de la demanda en su zona de concesión por lo que deberán asegurar su aprovisionamiento celebrando los contratos de compra-venta de energía en bloque que considere conveniente.”

1271. De acuerdo a lo establecido por el artículo 6º de la Ley N° 15.336, la prestación y concesión del servicio público de distribución eléctrica es atribución reservada de las Provincias y, por lo tanto, no delegada a la Nación.

1272. A nivel nacional, la actividad de distribución es llevada a cabo por las siguientes empresas: a) EDENOR S.A., cuyo ámbito geográfico de prestación de servicio es el sector norte de la Capital Federal y trece partidos del Gran Buenos Aires, b) EDESUR S.A., que, como se dijo, presta servicios en el sector sur de la Capital Federal y doce partidos del Gran Buenos Aires. y c) EDELAP S.A., cuyo ámbito se circunscribe a la ciudad de La Plata.

1273. Los aspectos más relevantes, desde el punto de vista de la competencia, consagrados en el marco regulatorio se refieren a: 1) las tarifas y su metodología de fijación 2) el principio de acceso abierto y 3) las restricciones a la integración vertical.

Tarifas por el servicio de distribución

1274. El ENRE fija las tarifas máximas a percibir por los distribuidores, para ello cada cinco años se produce una revisión tarifaria que las adecua de acuerdo a parámetros de eficiencia. El mecanismo para fijarlas se encuentra normado en los artículos 40 y 41 de la Ley N° 24.065.

1275. Los referidos artículos, al igual que en el caso de las empresas de transmisión, establecen que los servicios provistos por los distribuidores de electricidad deben ser ofrecidos a “tarifas justas y razonables”, entendiéndose como tales a aquellas que reditúan un ingreso suficiente como para satisfacer los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos, amortización y una tasa de retorno razonable. La tasa de retorno debe guardar relación con el nivel de eficiencia operativa del negocio y ser similar, como promedio de la industria, a la de otras actividades nacionales o internacionales de riesgo análogo o comparable.

1276. El suministro se cobra a cada usuario de acuerdo con la tarifa aplicable. Los cargos cobrados por el distribuidor tienen por objeto recuperar los diversos costos vinculados con el suministro, incluyendo los costos de compra de electricidad y los cargos por transmisión y distribución.

1277. Los cuadros tarifarios, ya sean los establecidos inicialmente o por las próximas revisiones tarifarias quinquenales, tanto para la distribución como para el transporte, tratan de reflejar el valor agregado de la prestación del servicio.
1278. De tal modo la variación en el precio de la energía no incide en la remuneración de los transportistas ni de las distribuidoras (bajo el supuesto de que toda la energía generada es comercializada en el mercado spot²⁶⁵), porque rige el sistema “pass through,” esto significa que los cambios en los precios de la energía se trasladan directamente al usuario final.
1279. Cada distribuidor opera en cumplimiento de lo dispuesto en el contrato de concesión celebrado entre el distribuidor y el gobierno argentino, el cual establece, entre otras cosas, el área de concesión, la calidad de servicio a proporcionar, las tarifas que el distribuidor está autorizado a cobrar y su obligación de satisfacer la demanda.
1280. El ENRE, es el organismo encargado de controlar que el distribuidor cumpla con las disposiciones del contrato de concesión y el marco regulatorio y contempla un mecanismo de audiencias públicas para el tratamiento y resolución de reclamos formulados contra el distribuidor.

Método de Ajuste de Tarifas

1281. En virtud de lo dispuesto en los contratos de concesión, el cuadro de ajuste tarifario aplicable por EDESUR SA se calcula en dólares estadounidenses pero se fija en pesos argentinos en función del tipo de cambio establecido en el artículo 3 del Decreto 2128/91, que reglamenta la Ley N° 23.928.
1282. Los Costos de Distribución se ajustan anualmente, estando sujetos, entre otras cosas, a la aplicación del índice de precios mayoristas de productos industriales de los Estados Unidos.
1283. La Ley 25.561, de Emergencia Pública, dejó sin efecto las cláusulas de indexación de tarifas de servicios públicos por índices de precios de otros países, y los precios y tarifas de ellas resultantes han sido establecidos en pesos argentinos a la paridad de \$ 1/US\$ 1. En virtud del Decreto 293/02 el Ministerio de Economía

²⁶⁵ Otra posibilidad sería que el distribuidor haya realizado un contrato con el generador. En su caso, si el precio del contrato resultare mayor que el estacional el distribuidor debería asumir la diferencia entre el precio contractual y el estacional (que es el máximo permitido por la regulación).

debe renegociar los contratos de concesión, tales como los de distribución y comercialización de electricidad. Por su parte, Edesur actualmente se encuentra renegociando su contrato.

Principio de Acceso Abierto

1284. El acceso abierto (comúnmente conocido por denominación inglesa “open access”) es uno de los principios en los que se basa el sistema de distribución de electricidad argentino y su objetivo es evitar que el distribuidor pueda discriminar a alguno de los agentes del mismo (generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios).

1285. En un esquema regulatorio de separación vertical como el de la industria eléctrica en Argentina, también adquiere gran relevancia el cumplimiento del principio de acceso abierto a los sistemas de distribución, al igual que a los sistemas de transporte. El acceso indiscriminado al servicio de distribución es, por lo tanto, un requisito fundamental para que la transparencia del mercado no se vea disminuida a través de arreglos discrecionales que dificulten el ingreso y evolución de nuevos participantes en el mercado y obstaculicen el desarrollo de la competencia en el segmento de generación.

1286. En virtud de la similitud de tratamiento que la distribución y el transporte de energía tienen en el marco regulatorio, todas las consideraciones vertidas en el apartado que sobre acceso abierto se desarrolla en el segmento de transporte, son de aplicación al segmento de distribución, por ello y por razones de brevedad se remite a el apartado dedicado a dicho tema en la sección precedente sobre transporte eléctrico (párrafos 1213 y ss.).

Normas de Desintegración Vertical

1287. El Marco Regulatorio procura limitar la integración vertical de sus agentes, como medio para incrementar la competencia entre éstos y estimular su eficiencia.

1288. Con tal finalidad, adicionalmente a otras disposiciones destinadas a proteger la competencia y la transparencia del mercado tales como las de acceso abierto y tarifas máximas, la Ley Nº 24.065 establece ciertas restricciones para la integración vertical de la generación, transporte, y distribución de electricidad en la Argentina.

1289. Conforme a lo dispuesto por el artículo 31 de la Ley :

"Ningún (...) distribuidor (...) ni empresa controlada por él o controlante del mismo, podrá ser propietario o accionista mayoritario de una empresa transportista o de su controlante..."

1290. Por su parte el artículo 32 establece:

"Sólo mediante la expresa autorización del ente dos o más transportistas, o dos o más distribuidores, podrán consolidarse en un mismo grupo empresario o fusionarse. También será necesaria dicha autorización para que un transportista o distribuidor pueda adquirir la propiedad de acciones de otro transportista o distribuidor, respectivamente."

1291. También en este sentido, el artículo 9º del Decreto 1398/92 establece:

"El titular de una concesión de distribución no puede ser propietario de unidades de generación. De ser ésta una forma societaria, si pueden serlo sus accionistas como personas físicas o constituyendo otra persona jurídica con este objeto."

Efectos de la operación en la distribución de energía eléctrica

1292. La presente operación reconoce la existencia previa de una relación vertical. La misma está dada por la presencia de PECOM en el segmento de generación (en las centrales de GENELBA y PICHÍ PICUN LEUFU) y por su participación en EDESUR (en el segmento de distribución).

1293. La Ley N° 25.156 y su reglamentación no establece distinciones a efectos del análisis de las concentraciones económicas entre sectores regulados y no regulados y, por lo tanto, una operación de concentración económica que afecta una industria regulada puede, como cualquiera otra, ser objetada en el caso de que restrinja o distorsione la competencia, de modo que pueda resultar perjuicio para el interés económico general (art. 7º, Ley 25.156, modificado por el art. 1º del Decreto N° 396/2001).

1294. A los efectos de la evaluación de la posible alteración de la mencionada relación vertical preexistente, el análisis comprende todas las etapas de la producción aguas arriba de la distribución y su marco regulatorio específico. Se

hará especial hincapié en aquellas etapas o mercados donde, por ser posible la competencia, los efectos de la operación pueden resultar más significativos.

1295. Las principales preocupaciones desde el punto de la defensa de la competencia tienen que ver con: a) extensión del poder de mercado desde el segmento regulado hacia el segmento desregulado; b) evasión de la regulación y; c) conductas oportunistas típicas en una integración vertical.

1296. Bajo la teoría de la extensión del poder de mercado se analizan todas aquellas conductas ejecutadas por parte de la empresa verticalmente integrada -poseedora de un recurso caracterizado como "cuello de botella"- que tienen impacto en un mercado desregulado. Esta teoría está relacionada con lo que en la terminología anglosajona se denomina apalancamiento ("leveraging"), el cual sucede cuando una empresa utiliza en un mercado las ventajas derivadas de operar en otro mercado, generalmente relacionado con el primero.²⁶⁶

1297. Los supuestos de integración vertical más preocupantes desde el punto de vista de defensa de la competencia suceden cuando los competidores "aguas abajo" de la empresa dominante precisan del recurso caracterizado como "esencial" o "cuello de botella" que ésta controla. De tal modo, la empresa dominante vende el insumo esencial que posee a clientes que, a su vez, son competidores suyos en otro mercado. En estos casos, la empresa dominante puede tener incentivos a discriminar utilizando diversos métodos en contra de sus clientes competidores, conducta que podría terminar excluyendo en el mercado desregulado a competidores incluso más eficientes que ella misma.

1298. La evasión de la regulación hace referencia a la posibilidad o incentivo que puede tener la empresa sujeta a regulación a evadir la misma desplazando costos ("switching costs") del mercado desregulado hacia el mercado regulado. La factibilidad de este tipo de conducta está condicionada por el diseño del marco regulatorio (p.ej. el mecanismo de ajuste de tarifas), pues para que dicha maniobra tenga efecto el ente regulador sectorial debe reconocer dichos costos en la tarifa del servicio. Este desplazamiento de costos da lugar a la existencia de subsidios

²⁶⁶ Debe tenerse en cuenta, sin embargo, que el apalancamiento, incluso llevado a cabo por una empresa dominante, no necesariamente es reprochable en términos de la Ley 25.156: tanto puede tener efectos positivos o negativos sobre la competencia y el interés económico general, dependiendo ello de las circunstancias particulares del mercado. P. ej. tratándose de mercados no relacionados verticalmente sino adyacentes a aquél en el que la empresa dominante ostenta su posición, si la misma puede producir el bien relacionado en el mercado adyacente en forma más eficiente, ello puede ser incluso beneficioso para los consumidores; o si la empresa dominante entra en un mercado adyacente en el que no existe suficiente competencia. En ambos casos no existiría un problema de "defensa de la competencia", aunque sí puede ser el caso de que se trate de una infracción al marco regulatorio.

cruzados pues le permite a la empresa regulada declarar bajos costos de operación en el mercado desregulado, quedando en condiciones de ejecutar en este último mercado prácticas predatorias respecto del resto de los competidores.

1299. Una posible conducta de tipo oportunista, relacionada con la indicada en el párrafo anterior, consiste en la celebración de contratos con empresas relacionadas del grupo controlante de la empresa regulada, en donde estas aumentan artificialmente el precio de los insumos o servicios que les venden a la empresa regulada, para lograr ganancias extraordinarias. Del mismo modo que en el caso anterior, los mayores costos originados por la suba artificial de los precios de los insumos se trasladan a la tarifa final de los usuarios una vez que el ente sectorial los reconoce. Esta conducta permite mejorar artificialmente la posición competitiva de la empresa en el segmento desregulado, dejándola en condiciones de ejecutar prácticas depredatorias respecto de otros competidores, debido a que los contratos directos incrementan su participación de mercado, y los mayores precios fortalecen su posición financiera.

1300. Otra posible conducta oportunista podría emanar a partir de que la empresa propietaria de la empresa regulada también lo sea de una empresa que controla una red de acceso (essential facility) que es esencial para el desarrollo de toda la actividad. De este modo, al ser propietario de la essential facility podría restringir el acceso a dicha red a cualquier competidor de la empresa regulada obligándolo a la contratación del servicio a esta última.

1301. En resumen, la integración en industrias en las cuales coexisten una o más etapas monopólicas reguladas junto con una o más etapas en competencia, presentan potenciales preocupaciones desde el punto de vista del análisis de defensa de la competencia. Estas preocupaciones consisten básicamente en:

- a) la extensión del poder de mercado desde el segmento regulado hacia el segmento desregulado;
- b) la evasión de la regulación;
- c) las conductas oportunistas típicas en una integración vertical.

1302. La mayor o menor probabilidad de que estas posibles conductas anticompetitivas u oportunistas sucedan depende de una serie de factores, entre

los cuales se encuentran el diseño del marco regulatorio específico y las características propias del mercado desregulado.

1303. En el siguiente apartado se analizará si cada una de las preocupaciones aquí planteadas podrían materializarse con la presente operación.

A - Extensión del poder de mercado

1304. Una de las preocupaciones que puede generar una concentración entre un distribuidor de energía eléctrica y un generador radica en la posibilidad de manejo del insumo crítico, esto es la electricidad producto de la generación. En este sentido, si PECOM poseyera una participación importante en el segmento de la generación podría despertar alguna preocupación en la medida que pueda discriminar a otras distribuidoras, grandes usuarios y comercializadoras en favor de su empresa distribuidora. Al respecto debe notarse la baja participación que tienen las empresas generadoras controladas por la firma adquirente en la oferta total de energía eléctrica. Las participaciones que alcanzan GENELBA y PICHICUN LEUFU, ambas controladas por PECOM, en conjunto representan el 5.96% del total de la generación para el año 2001.²⁶⁷

B - Evasión de la Regulación

1305. Respecto a este punto cabe analizar la posibilidad de transferencia de costos que podrían llevar a cabo las firmas integradas (switching cost). En estos casos podría existir un incentivo a lograr un reconocimiento tarifario en el segmento regulado (empresa distribuidora) de costos propios de la operación en el sector desregulado (generación).

1306. Este desplazamiento de costos daría lugar a la existencia de subsidios cruzados. En teoría, para que dicha maniobra tenga efecto el ente regulador debería reconocer mayores costos en la tarifa final de forma tal que le permita al grupo integrado declarar bajos costos de generación en el mercado mayorista, y así financiar prácticas predatorias respecto del resto de los competidores en este último mercado.

1307. En lo que se refiere al switching cost en los costos variables de producción (CVP), parece bastante improbable que se pueda afectar el funcionamiento del mercado mayorista, debido a que el margen de distribución está determinado, por

²⁶⁷ Elaboración sobre la base del Informe Anual 2001 del ENRE.

un lado, por el tope máximo (price cap) fijado por el ENRE para las tarifas y, por el otro, por las condiciones que rigen el traslado del costo de la energía a los usuarios finales.

1308. No obstante ello, el organismo regulador en cualquier instancia que implique una revisión tarifaria, debería prestar atención respecto de otros costos propios del sector generación que pretendan ser incluidos dentro del costo del sector regulado.

C - Conductas Oportunistas

1309. En lo que se refiere a las concentraciones verticales entre distribuidoras de energía eléctrica y generadoras, se podrían presentar problemas desde el punto de vista de la competencia en aquellos casos donde se pretenda celebrar contratos entre EDESUR y las centrales generadoras del grupo, que eleven artificialmente el precio de la energía perjudicando a los consumidores.

1310. Dicha posibilidad se encuentra limitada ya que la regulación establece que las tarifas se calculan en relación al precio estacional y no al precio fijado en los contratos. Por ello, la regulación vigente impide el *pass through* (traslado) a la tarifa de un precio mayor al estacional y por lo tanto evita la consecución de una conducta como la precedentemente descrita, a partir de los posibles contratos a celebrarse entre EDESUR y GENELBA y PICHI PICUN LEUFU.

1311. El último aspecto que se analizará es la integración vertical entre empresas que operan en los segmentos de transporte (TRANSENER) y de distribución (EDESUR).

1312. En este caso el mayor problema se podría presentar si la consolidación permite a las firmas involucradas evitar el *By Pass* físico (la posibilidad que tienen los grandes usuarios de conectarse directamente a la red de transporte sin necesidad de utilizar los servicios del distribuidor).

1313. Esta situación se presentaría en el caso de que un gran usuario perteneciente al área de EDESUR quisiera acceder directamente a la línea troncal y por algún medio EDESUR, la distribuidora troncal o TRANSENER no permitieran la conexión.

1314. En ese caso el gran usuario discriminado podría denunciar tal situación ante el ENRE el que obligaría a EDESUR, la distribuidora troncal o TRANSENER a permitir la conexión, en cumplimiento del principio de acceso abierto.

Opiniones sobre el efecto de la operación.

1315. Esta Comisión a efectos de evaluar las repercusiones que en el segmento de distribución podría tener la operación notificada, recabó una serie de opiniones tanto de expertos como de otros operadores del segmento de distribución.
1316. De tal modo, se tomó declaración al Sr. Francisco Fernando Ponasso, presidente de la ASOCIACION DE DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELECTRICA DE LA REPUBLICA ARGENTINA (ADEERA), quien manifestó que *“desconocía cual podría ser el impacto”*, agregando que *“para nosotros, se trata de un cambio de titularidad con una situación de participación en el mercado que sigue siendo la misma”*. (ver fs 1661/1662)
1317. También fue citado el Lic. Carlos Romero en su carácter de experto en el sector eléctrico, el cual preguntado para que diga si el marco regulatorio actual posibilita a un generador (GENELBA, PICHICUN LEUFU) suscribir un contrato por un valor superior al mercado con un distribuidor relacionado al mismo grupo (EDESUR) con el propósito de trasladar ese costo al usuario final y lograr un beneficio extra para el generador, dijo: *“que con las regulaciones actuales no, porque existe un sistema regulado de tarifas muy específico..., que son precios que se determinan de acuerdo a las normas técnicas vigentes.”* Agregó que *“en el caso de la distribución hay regulaciones muy claras en términos de tarifas finales y sobre todo en el caso de los consumidores residenciales existe la obligatoriedad de la prestación del servicio, por lo tanto los precios y las cantidades están asegurados por la regulación”*. (ver fs. 1682/1684)
1318. Además de los instrumentos regulatorios mencionados, acceso abierto, limitaciones a la integración vertical y metodología para la fijación de las tarifas, debe señalarse que PECOM no tiene el control exclusivo de EDESUR. Efectivamente, su participación accionaria en esa empresa es del 27,33%, siendo el grupo español ENDESA el accionista mayoritario. Tal como se explicó en párrafos anteriores existe un acuerdo de accionistas entre ellos.
1319. También debe tenerse presente que PETROBRAS no posee participaciones en empresas que intervengan en el segmento de distribución y que la operación presentada no modifica las condiciones en las que, actualmente, se ejerce el control.

1320. En consecuencia, y siendo que se trata de una concesión monopólica regulada, el grado de concentración existente en el mercado no se verá afectado, constituyendo, la operación presentada, sólo un “cambio de un jugador por otro.”

1321. Asimismo, como se ha visto, el mercado de distribución de energía eléctrica se encuentra altamente controlado por el Ente Regulador tornando difícil la realización de conductas que infrinjan la Ley de Defensa de la Competencia.

CONCLUSIONES

1322. En el segmento de distribución, la operación notificada sólo importa el reemplazo de un jugador por otro.

1323. Como se dijo, PECOM posee el control conjunto de EDESUR, conforme al acuerdo de accionistas vigente.

1324. El principio de acceso abierto y el sistema de fijación de las tarifas dificultan la posibilidad de que se presenten conductas punibles por la Ley N° 25.156 Tales circunstancias no podrían ser modificadas por PETROBRAS luego de la Operación de Concentración notificada.

1325. De todo cuanto se ha expuesto, con relación al mercado de la distribución de energía eléctrica surge que si bien se trata de un mercado regulado, no se verifican situaciones que puedan hacer pensar que se resientan las condiciones de competencia en el sector de generación.

1326. Por los argumentos expuestos, la operación notificada no implica preocupaciones desde el punto de vista de la competencia en el mercado de la distribución eléctrica.

X.6.8. LAS OBJECIONES PRESENTADAS POR ADIMRA

1327. La ASOCIACION DE INDUSTRIALES METALURGICOS DE LA REPUBLICA ARGENTINA, a través de su presidente, Ing. Pedro Manfredo Arbeit, formuló dos presentaciones en el marco de este expediente objetando la transferencia a PETROBRAS de las participaciones accionarias de PECOM en TRANSENER y

GENELBA, como así también la adquisición de la generadora hidroeléctrica PICHI PICUN LEUFU (fs 1220/1222 y presentación de fecha 14/4/2003²⁶⁸).

1328. Las objeciones formuladas se refieren a los efectos de la operación en i) el segmento de transmisión de electricidad donde opera TRANSENER y ii) el segmento de generación de energía eléctrica, donde operan GENELBA y PICHI PICUN LEUFU.

1329. ADIMRA entiende que los activos de transmisión y de generación deben ser considerados como activos estratégicos para el país y el gobierno debería intentar que los mismos queden en manos de inversores privados argentinos.

1330. Respecto a este último punto, se advierte que no existe una normativa específica que tipifique como "activos estratégicos para el país" a la infraestructura de generación y transmisión eléctrica, y que esta Comisión no se encuentra facultada por la Ley N° 25.156 de Defensa de la Competencia y su normativa reglamentaria, para objetar una operación en atención a la naturaleza estratégica para el país de los activos a transferirse.

1331. Adicionalmente, esta Comisión advierte que la introducción de consideraciones de tal tipo en los procedimientos de control de concentraciones económicas, sin la existencia de una norma que específicamente lo regle, introduce un excesivo grado de discrecionalidad en los procedimientos de control de concentraciones económicas.

Las objeciones de ADIMRA relativas al segmento de transmisión:

1332. Se resumen a continuación las cuestiones por las cuales objeta ADIMRA la transferencia a PETROBRAS de la participación de PECOM en TRANSENER.

a) TRANSENER podría discriminar a las empresas constructoras y proveedoras argentinas en favor de las brasileñas, en los procedimientos de adjudicación que efectúe a fin de seleccionar las empresas que realizarán las futuras ampliaciones de la redes de transmisión.

b) Por su condición de empresa en marcha a los efectos de la liquidación del IVA, TRANSENER, cuando participa en los procesos

²⁶⁸ ADIMRA también objetó la adquisición de las participaciones accionarias de PECOM en TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR, por su incidencia en cuanto al abastecimiento de etano del polo petroquímico de Bahía Blanca.

licitatorios por los cuales se seleccionan los contratistas que realizarán ampliaciones de las redes de transmisión eléctrica, posee una ventaja competitiva de tipo financiera respecto de las firmas constituidas ad-hoc para competir en dichas licitaciones.

- c) TRANSENER posee otra ventaja competitiva en las licitaciones para la expansión de la red, derivada de la tasa que percibe en concepto de pago por el control y supervisión de las obras de ampliación de redes y que representa el 3% del monto de la obra.

1333. Por estos tres factores, ADIMRA enfatiza que la transferencia de TRANSENER a PETROBRAS traerá como consecuencia indeseable la alteración de las condiciones de competencia en el mercado de construcción de nuevas líneas.

1334. ADIMRA abona sus dichos informando que sus socios han sufrido discriminaciones no arancelarias de todo tipo en Brasil con el objeto de excluirlos de los proyectos importantes que se realizan en dicho país.

1335. Lo anterior, sumado a los usos y costumbres en la adquisición de bienes y servicios por parte del gobierno brasileño, probarían según ADIMRA que la transferencia objetada producirá una restricción del comercio argentino vigente y se impondrán condiciones discriminatorias a favor de la industria brasileña.

1336. ADIMRA aduce que, consecuentemente, la Argentina perdería fuentes de trabajo de alto valor agregado (ingenieros, jefes de proyecto etc.), reteniendo sólo las de menor remuneración.

1337. A los fines de sopesar la preocupación contenida en el punto a), seguidamente se analiza la normativa en vigencia sobre el régimen de ampliaciones al sistema de transporte, a fin de evaluar si TRANSENER tiene posibilidades de discriminar en favor de empresas brasileras en los procesos de ampliación de las redes de transmisión.

1338. El art. 11 de la Ley N° 24.065, dispone: *“Ningún transportista o distribuidor podrá comenzar la construcción y/u operación de instalaciones de la magnitud que precise la calificación del ente, ni la extensión o ampliación de las existentes, sin obtener de aquél un certificado que acredite la conveniencia y necesidad pública*

Esta objeción fue también efectuada por PBB POLISUR - DOW QUÍMICA ARGENTINA y se analizó en detalle en la sección sobre la industria petroquímica del presente dictamen

de dicha construcción, extensión o ampliación. El ente dispondrá la publicidad de este tipo de solicitudes y la realización de una audiencia pública antes de resolver sobre el otorgamiento del respectivo certificado”.

1339. El Decreto 1398/92 reglamentario del art. 1º de la Ley N° 24.065, establece: *”Caracterízase a la actividad de transporte como un servicio público por su naturaleza monopólica. No obstante lo cual, comparte las reglas propias del mercado por las particularidades que presenta en lo atinente a su expansión. Tales condiciones deberán ser tenidas en cuenta por la SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA al establecer la regulación específica de tal actividad y por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD al ejercer las funciones que le asigna la Ley N° 24.065...”.*

1340. Lo consagrado en estas normas fue recogido por otras dictadas con posterioridad, que establecieron que las expansiones para cubrir el incremento necesario de capacidad de transporte o para mejorar la calidad del servicio son responsabilidad de los usuarios del sistema de transporte –Generadores, Distribuidores y Grandes Usuarios- y, en algunos casos particulares, de las Provincias o cualquier entidad pública o privada que demuestre tener intereses legítimos en la ampliación, quienes deberán presentar una solicitud de ampliación al ENRE y hacerse cargo de los costos que correspondieren (Anexo 16 de los Procedimientos de Cammesa).

1341. En los títulos II y III del Anexo 16 de los Procedimientos referidos, se exponen los mecanismos para realizar las ampliaciones a las redes de transporte: i) celebración de un Contrato entre Partes o, ii) Concurso Público.

1342. Contrato entre Partes: Cualquier agente del MEM podrá obtener una ampliación de la capacidad del sistema de transporte celebrando un contrato de Construcción, Operación y Mantenimiento (“Contrato COM”) con la Transportista operadora de la red en cuestión o con un Transportista Independiente.

1343. Las ampliaciones de la capacidad de transporte realizadas por Contrato entre Partes son remuneradas exclusivamente según el régimen vigente para instalaciones existentes, no pudiendo, bajo ningún concepto, transferirse a los usuarios los costos de amortización.

1344. Concurso Público: Cualquier agente del MEM podrá solicitar una ampliación de la red de transmisión por medio de un concurso público.

1345. El ENRE autorizará al solicitante adjudicar un Contrato COM a aquel oferente que hubiera presentado la mejor oferta económica en dicho proceso licitatorio.
1346. Las ampliaciones que se ejecuten por concurso público serán solventadas por todos aquellos agentes que sean reconocidos por el ENRE como beneficiarios del área de influencia de la ampliación, en la proporción que determine la SECRETARÍA DE ENERGÍA.
1347. Para ambos mecanismos contractuales de ampliación, el procedimiento establece: i) que previo a la adjudicación, se realice una Audiencia Pública (en la que puede participar sin restricción alguna todo interesado tanto en la construcción como en el uso de la ampliación) y ii) que de no existir oposición fundada, el ENRE emita un Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública (instrumento que faculta a la Transportista operadora de la red en cuestión a otorgar al Transportista Independiente una Licencia Técnica con las condiciones técnicas de construcción, operación y mantenimiento).
1348. Al respecto, puede considerarse que i) dichos mecanismos son suficientemente transparentes y accesibles a todos los eventuales perjudicados, lo que dificulta a TRANSENER efectuar maniobras discriminatorias en favor de los contratistas brasileños sin que sea advertido por la autoridad regulatoria y, ii) en ningún caso la transportista puede, unilateralmente, iniciar ampliaciones de su sistema de transmisión, sin la aprobación del ENRE que vela por el cumplimiento de los objetivos del marco regulatorio.
1349. Adicionalmente, en el caso de las ampliaciones realizadas mediante concurso público, por la naturaleza competitiva del procedimiento de adjudicación, el grado de transparencia al que se encuentra sujeto el accionar de TRANSENER es aún mayor.
1350. Además, en ambas modalidades de ampliación, dado que las obras son solicitadas por los usuarios, y siendo éstos los que enfrentarán los costos de su realización, no se vislumbra la posibilidad de que TRANSENER realice políticas discriminatorias en favor de contratistas brasileños.
1351. Para el caso de que TRANSENER resulte adjudicataria de una obra de ampliación mediante cualquiera de las modalidades indicadas, amén de la obligación de someterse a los procedimientos descriptos para estar debidamente autorizada y que se ejecutan bajo estricto contralor del ENRE, esta Comisión

entiende que existen dos cuestiones adicionales que imposibilitarían a TRANSENER discriminar en favor de subcontratistas o proveedores brasileños.

1352. La primera cuestión adicional al marco regulatorio propiamente dicho, se refiere a la sujeción de TRANSENER a la Ley Nº 25.551 de Compra Nacional y su reglamentación que establece un régimen de compras y contrataciones a favor de la industria nacional, régimen cuyo control corresponde a la Sindicatura General de la Nación y los entes reguladores.
1353. Dicha norma prevé que se dará preferencia en las compras y adjudicaciones a las empresas de origen argentino, cuando la diferencia de precios entre las ofertas presentadas no supere el 7% para empresas calificadas como PYMES y el 5% para el resto de las empresas (art. 3º Ley Nº 25.551).
1354. La norma establece explícitamente que las sociedades privadas prestadoras, licenciatarias, concesionarias y permisionarias de obras y/o de servicios deberán, periódicamente, presentar al ente regulador declaraciones juradas en las cuales manifiesten que en las contrataciones realizadas han cumplido con las obligaciones impuestas (Decreto 1600/ 2002 art. 11 inc. b III). Siendo TRANSENER una sociedad concesionaria de servicios queda incluida en esta obligación.
1355. Adicionalmente, también se establece que los subcontratistas directos deberán presentar ante las sociedades privadas prestadoras, licenciatarias, concesionarias y permisionarias de obras y/o de servicios, análogas declaraciones juradas a las que estas últimas deben presentar. Dichas declaraciones juradas son elevadas por las referidas sociedades receptoras al ente regulador.
1356. Finalmente, la norma indica que la falta de presentación o la consignación de información inexacta en las mencionadas declaraciones juradas a que la ley obliga, dará lugar a las acciones que el ente regulador determine. (Decreto 1600/ 2002 art. 11 inc. b III).
1357. En base a lo precedentemente expuesto, esta Comisión, no obstante no ser la autoridad de aplicación o de contralor de la legislación de compra nacional, entiende que dicha normativa imposibilitaría a TRANSENER la consecución de prácticas discriminatorias en favor de los contratistas o proveedores brasileños.

1358. La segunda cuestión adicional al marco regulatorio propiamente dicho que dificultaría una política discriminatoria por parte de TRANSENER surge, ya no de los obstáculos legales establecidos por las normas (regulatorias y de compr nacional) en preservación del interés público, sino de la propia dinámica de los intereses privados de sus socios accionistas.
1359. En efecto, puede considerarse que cualquier política discriminatoria que PETROBRAS proponga en TRANSENER, fundada explícita o veladamente en cuestiones ajenas a la mejora de su desempeño, es pasible de comprometer su situación económico-financiera, lo que inevitablemente conduciría a un conflicto con su socio co-controlante (NATIONAL GRID).
1360. Adicionalmente, debe tenerse presente que, según se dijo, no obstante la existencia de una cláusula de "first refusal" entre los socios accionistas de TRANSENER, PETROBRAS no podrá ejercer dicha cláusula en su favor y por tanto pasar a controlar TRANSENER de modo exclusivo, mientras mantenga su condición de socio mayoritario en empresas activas en el segmento de generación eléctrica (GENELBA y PECOM ENERGY - propietaria de Pichi Picún Leufú -), por cuanto ello constituiría una violación al marco regulatorio que procuró segmentar verticalmente al sector eléctrico.
1361. Por todo lo expuesto y respecto a la primera cuestión sobre la cual se apoya ADIMRA para requerir a la autoridad de competencia que no autorice la transferencia de TRANSENER, a saber: la alteración de las condiciones vigentes de competencia en el mercado de construcción de nuevas líneas de transmisión debido a que TRANSENER (impulsada por PETROBRAS) asumiría una política discriminatoria en favor de contratistas y proveedores brasileños, esta Comisión no considera factible una exitosa consecución de tal política discriminatoria por cuanto:
- i) en primer término, existen obstáculos insalvables de orden legal en la normativa vigente, que regla las ampliaciones de la red de transmisión eléctrica y el régimen de compr nacional; y
 - ii) siendo que la voluntad social de TRANSENER se conformará con el concurso de ambos socios co-controlantes (PETROBRAS y NATIONAL GRID), una política ajena a los propios intereses económicos de TRANSENER, es pasible de ser obstaculizada por NATIONAL GRID.

1362. Con relación a las restantes cuestiones sobre las que ADIMRA advierte (reseñadas en el párrafo 1332 puntos b) y c), que también a su entender incidirían en el accionar de TRANSENER como contratista de nuevas líneas de transmisión, a saber, la ventaja competitiva que posee en los procedimientos de adjudicación de obras de ampliación en razón de: i) su condición de empresa en marcha a los efectos de la liquidación del IVA y ii) la percepción de una tasa por su función de supervisión de las obras de ampliación, corresponde en primer lugar advertir que ambas son cuestiones previas e independientes de la operación notificada, que responden a lo establecido por normas diferentes de la Ley de Defensa de la Competencia.

1363. Sin perjuicio de ello, con relación a lo primero, esta Comisión interpreta que la ventaja competitiva que TRANSENER tendría por su condición de "empresa en marcha" a los efectos de la liquidación del IVA, se funda en una norma tributaria de índole general que se aplica a todas las empresas y los sectores de la economía en simétrica condición, cuyo estudio y evaluación excede a la Ley de Defensa de la Competencia y los Lineamientos para el Control de Concentraciones Económicas..

1364. Respecto a la cuestión referida a la tasa que percibe TRANSENER por el control y supervisión de las obras de ampliación, emanada del artículo 6°, Capítulo 4°, del Anexo 16, de los Procedimientos: *"... la concesionaria (TRANSENER) percibirá por toda ampliación, una remuneración por supervisión de su construcción igual al tres por ciento (3%) del valor total de la obra..."*, esta Comisión entiende que es la SECRETARÍA DE ENERGÍA a quien le compete en definitiva dilucidar sus efectos ya que podrá sopesar más ajustadamente los aspectos técnicos que deben ser considerados.

1365. No obstante, cabe señalar que la disposición en cuestión podría tener al menos dos (2) efectos que merecen señalarse, aunque son previos a la operación notificada y no serán alterados como resultado de la misma.

1366. El primero es que, "prima facie" resulta plausible lo manifestado por ADIMRA, en cuanto a que la norma tendría como efecto mejorar el posicionamiento de TRANSENER como constructor-contratista de ampliaciones de la red de transmisión en las licitaciones por las cuales se adjudican dichas obras porque por su doble carácter de constructor y contralor de la obra a ejecutarse, TRANSENER se autoremunera el servicio de control y supervisión a un costo que podría considerarse un precio de transferencia, que no es comparable con la

remuneración explícita y regulada establecida que los demás constructores-contratistas deben efectuar y contemplar a la hora de formular sus ofertas.

1367. El segundo es que puede teóricamente configurarse un eventual conflicto de interés por la coexistencia en un mismo agente (TRANSENER) de dos roles de difícil articulación: ejecutar y a la vez ejercer el contralor de las obras de ampliación de las que resulta adjudicataria.

1368. Por ello esta Comisión entiende apropiado recomendar a la SECRETARÍA DE ENERGÍA el análisis del marco regulatorio vigente en lo relativo a las obras de ampliación de la red de transporte eléctrico que confiere a TRANSENER la función de supervisión de las obras, a cambio de una remuneración del 3% sobre su monto, en atención al planteo realizado por ADIMRA.

Las objeciones de ADIMRA relativas al segmento de generación

1369. ADIMRA argumenta que la operación notificada pone en riesgo el abastecimiento doméstico de energía eléctrica, porque PETROBRAS redireccionaría la oferta de las generadoras de PECOM hacia el abastecimiento de la demanda eléctrica brasileña, circunstancia agravada debido a que las exportaciones se realizarían a precios predatorios y tarifas pesificadas.

1370. ADIMRA manifiesta que si bien la participación conjunta de las generadoras de PECOM es baja, debe tenerse en cuenta que el sistema de generación argentino se encuentra pasando por una crisis económica ya que con las actuales tarifas difícilmente se encaren nuevos proyectos que aumenten la capacidad de generación, la cual resultará insuficiente para abastecer la creciente demanda eléctrica de los próximos años.

1371. ADIMRA agrega que, como la generación de electricidad no es considerada por el marco regulatorio un "servicio público", sino una actividad de "interés público", los generadores no están obligados a abastecer el mercado local. De ello deduce que las generadoras de PECOM, controladas por PETROBRAS, optarán por abastecer la demanda eléctrica brasileña, especialmente teniendo en cuenta las bajas tarifas con que actualmente se remunera la generación en la Argentina.

1372. ADIMRA interpreta que la autorización de las exportaciones de energía eléctrica por parte de la SECRETARÍA DE ENERGÍA no serían obstáculo suficiente para evitar que PETROBRAS exporte toda la electricidad producida por

las generadoras de PECOM, por cuanto dicha autorización sólo se referiría a contratos de largo plazo

1373. Adicionalmente, ADIMRA interpreta que el Tratado de Asunción por el cual se ha conformado el MERCOSUR al impedir que se apliquen restricciones no arancelarias al comercio, impediría al gobierno argentino restringir dichas exportaciones.

1374. Finalmente, ADIMRA advierte que, como PETROBRAS exportaría la energía eléctrica a Brasil a precios menores que los que exigiría una empresa privada a fin de favorecer a los consumidores o industriales brasileños, se estaría subsidiando el consumo energético de las empresas brasileñas que compiten con las argentinas en el MERCOSUR.

1375. Esta Comisión ha sopesado los argumentos expuestos por ADIMRA en los temas que conforme a la Ley Nº 25.156 de Defensa de la Competencia le competen, y ha entendido que los mismos no son suficientes para objetar la operación notificada desde el punto de vista de la competencia, conforme a los argumentos que se desarrollan a continuación.

1376. Como ADIMRA reconoce, la participación conjunta de las generadoras de PECOM (GENELBA y PICHÍ PICUN LEUFU) es reducida: representan el 4% de la potencia instalada y el 5,9% de la energía generada en la Argentina.

1377. Esta Comisión no comparte con ADIMRA que la oferta de dichos generadores sea sustancial a los efectos de abastecer el mercado doméstico si se toma en consideración que las barreras a la entrada para la instalación de nuevas generadoras térmicas son relativamente bajas debido a la inexistencia de restricciones legales o tecnológicas de consideración. Por ende, no se advierten obstáculos de tal índole que dificulten a la oferta de energía eléctrica acompañar el crecimiento de la demanda.

1378. En lo relativo al riesgo de desabastecimiento del mercado doméstico debido al posible redireccionamiento de la oferta eléctrica de GENELBA y PICHÍ PICUN LEUFU hacia el mercado eléctrico brasileño, esta Comisión ha encontrado que, si bien es cierto lo dicho por ADIMRA en cuanto a que la generación eléctrica no se tipifica como un "servicio público" y no le son aplicables las obligaciones de abastecimiento propias de dicha figura legal, es igualmente cierto que existen claras restricciones de índole legal y operativa que aseguran el normal

funcionamiento del mercado eléctrico mayorista y el equilibrio físico de las redes de transmisión y que, por tanto, condicionan fuertemente las exportaciones.

1379. Las restricciones de índole legal surgen del artículo 34 de la Ley N° 24.065, que establece que *“la exportación e importación de energía eléctrica deberán ser previamente autorizadas por la Secretaría de Energía dependiente del Ministerio de Economía, Obras y Servicios Públicos”*.
1380. La Resolución SEyP 0021/97 adicionalmente dispone que los contratos de exportación podrán ser pactados libremente entre las partes, pero deberán ajustarse a la regulación vigente sobre cuestiones operativas del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).
1381. El ENRE ha informado que en dichos contratos, el vendedor tiene obligación de colocar potencia firme en el nodo de frontera y disponer de la suficiente capacidad de generación y transporte para cumplir con el contrato, lo que no significa, en modo alguno, que el importador cuente con una prioridad en el despacho, sino que se agrega como una demanda adicional al MEM.
1382. En este marco, CAMMESA siempre prioriza el abastecimiento y el equilibrio del sistema eléctrico argentino, aún en los casos de existencia de contratos de exportación, debido a que las normas operativas que aplica constituyen resguardos técnicos que, de hecho, terminan por subordinar el abastecimiento de la demanda externa al abastecimiento de la demanda local, por lo que sólo se autorizan y efectúan exportaciones cuando existe energía excedente.
1383. Por todo lo dicho, esta Comisión entiende que la autorización que extiende la SECRETARÍA DE ENERGÍA no es un mero trámite administrativo, sino que es la forma en que se instrumentan las restricciones operativas establecidas para asegurar el adecuado funcionamiento del MEM y mantener el equilibrio físico del SADI²⁶⁹.
1384. Adicionalmente, esta Comisión advierte que la gestión de tales restricciones operativas son responsabilidad técnica de CAMMESA, que es una entidad independiente en que se encuentran representados tanto el Estado Nacional como todos los agentes del sistema y es el órgano de despacho que, entre otras

²⁶⁹ Mantener el equilibrio físico del SADI importa básicamente respetar ciertos niveles de tensión en cada una de las líneas de transmisión, para que el conjunto del sistema no colapse.

cuestiones, controla que las cargas que se realizan en todos los puntos del sistema de transmisión sean las adecuadas para evitar su colapso físico.

1385. Por todo ello, esta Comisión entiende que resultaría imposible redireccionar un porcentaje importante de la generación argentina hacia el abastecimiento de la demanda eléctrica brasileña sin el conocimiento y el aval tanto de CAMMESA como de la SECRETARÍA DE ENERGÍA.

1386. Con relación a la aplicación de los acuerdos de libre comercio del MERCOSUR a las exportaciones de electricidad a Brasil, esta Comisión, no obstante no ser esta cuestión un tema de su competencia, tomó en audiencia testimonial al Director Nacional de Economía de los Hidrocarburos de la Secretaría de Energía, debido a su carácter de Coordinador Alterno por la Argentina en el Subgrupo de Trabajo N° 9: Energía y Minería del MERCOSUR²⁷⁰.

1387. El funcionario explicó, en primer término, que la autorización que la SECRETARÍA DE ENERGÍA expide para las exportaciones de energía eléctrica debe considerarse, conforme a las normas del MERCOSUR, un "obstáculo técnico al comercio" y no una "restricción para-arancelaria", por cuanto la disposición deriva de las condiciones técnicas en que se presta el servicio.

1388. En segundo término, informó que hasta el presente no han surgido controversias o reclamos en el seno del MERCOSUR en torno a dicha disposición.

1389. En base a los referidos dichos del funcionario, esta Comisión entiende que la soberanía del Gobierno Argentino en relación a la regulación de las exportaciones de energía eléctrica al MERCOSUR, no puede, sin más, darse por menoscabada, como argumenta ADIMRA.

1390. Adicionalmente a todo lo expuesto, se ha informado a esta Comisión²⁷¹ que en la actualidad existen restricciones operativas adicionales fundadas en: i) la actual capacidad de transporte de las líneas de transmisión existentes y ii) la capacidad de las instalaciones convertoras que adecuan la transmisión a los parámetros técnicos de sistema eléctrico brasileño (que tiene una diferente regulación de frecuencia respecto del argentino). Ambas restricciones técnicas adicionales ponen otro límite físico a las exportaciones de electricidad hacia Brasil.

²⁷⁰ Órgano encargado de instrumentar las pautas negociadoras aprobadas por el GRUPO MERCADO COMÚN (la máxima instancia de negociación del MERCOSUR) para el sector energético.

²⁷¹ Audiencia con el Gerente General de CAMMESA, fs.1120/1122.

1391. Por todo lo hasta aquí expresado, esta Comisión concluye que es improbable que como efecto de la operación notificada resulten significativamente alteradas las condiciones actuales de competencia en el mercado de generación eléctrica de modo tal que se produzca un desabastecimiento de energía en el mercado argentino, por cuanto: i) las generadoras de PECOM no representan un porcentaje significativo de la oferta disponible y ii) existen restricciones de índole legal y operativa que subordinan las exportaciones al abastecimiento de la demanda local y al mantenimiento del equilibrio físico del sistema de transmisión, cuya legalidad y conveniencia no se encuentra en modo alguno en entredicho.
1392. En otro orden, sobre los dichos de ADIMRA aduciendo que las generadoras de PECOM incurrirían en una política de precios predatoria alterando las condiciones vigentes de competencia, esta Comisión considera que el escaso porcentaje que representan dichas generadoras en la oferta eléctrica argentina es, en sí mismo, muy bajo para posibilitar maniobras exitosas de predación de precios.
1393. Adicionalmente, como se describió en detalle en la sección sobre generación eléctrica del presente dictamen, el sistema de despacho administrado por CAMMESA se basa en la declaración de costos y no de precios, lo cual dificulta el ejercicio de maniobras predatorias, al hacerlas fácilmente detectables por dicha entidad independiente, que tiene acceso a los costos declarados por todas las generadoras y, por tanto, puede compararlos y eventualmente auditarlos.
1394. Finalmente, en cuanto a lo que ADIMRA manifiesta sobre los diferenciales de precios que existen entre el mercado eléctrico argentino y brasileño como resultado de la pesificación de las tarifas argentinas, lo que permitiría a las generadoras de PECOM controladas por PETROBRAS exportar energía a Brasil a precios mucho menores a los que exigiría una empresa privada, subsidiando a las industrias brasileñas que compiten con las argentinas, esta Comisión advierte que: i) la capacidad de generación de GENELBA y PICHÍ PICUN LEUFÚ es poco significativa no sólo en relación a la demanda local de energía eléctrica, sino también (y mucho más) en relación a la demanda final que incluye la demanda industrial brasileña, por lo cual no puede en modo alguno considerarse que lo manifestado por ADIMRA constituya un fenómeno de envergadura y, ii) las eventuales distorsiones que la pesificación de las tarifas habrían introducido en el comercio internacional, son resultado de una norma de índole general que modificó los precios relativos de las exportaciones argentinas, todo ello previo a la operación notificada y que ella nada altera, por lo que, no corresponde su objeción

a través del procedimiento establecido para el análisis de una concentración económica en la Ley 25.156 de Defensa de la Competencia y en su reglamentación.

XI. SÍNTESIS Y CONSIDERACIONES FINALES

1395. La estimación de los efectos de la operación notificada sobre la competencia fue llevado a cabo conforme a los Lineamientos para el Control de las Concentraciones Económicas (Res. SCDyDC N° 164/2001) y en base a la información: i) aportada por las Partes y los Entes Reguladores, ii) recopilada a lo largo de alrededor de 40 audiencias testimoniales celebradas con competidores, firmas proveedoras o adquirentes de los bienes y servicios producidos por las partes, expertos privados y gubernamentales y cámaras empresarias y iii) obtenida de publicaciones oficiales y privadas.

1396. En virtud de la naturaleza de los activos que se transfieren, la operación notificada importa:

i) una concentración horizontal en la actividad de exploración y explotación de petróleo y gas y producción y comercialización de combustibles líquidos, y

ii) una concentración de conglomerado en la actividad petroquímica, el transporte de gas y la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

1397. No obstante, en algunas materias primas petroquímicas existen efectos horizontales menores, así como también en algunos productos petroquímicos, en este último caso al considerarse regional (MERCOSUR) el mercado geográfico relevante.

1398. También, en el caso de transporte de gas y de generación eléctrica, adicionalmente al efecto de conglomerado, se produce una modificación no sustantiva de las relaciones verticales preexistentes entre dichas actividades y la producción y comercialización de gas natural.

1399. Los efectos de la operación fueron evaluados en los siguientes sectores: i) la producción y comercialización de petróleo y gas, ii) la producción y comercialización de derivados del petróleo, iii) el transporte de gas natural, iv) la industria petroquímica y v) el sector eléctrico.

1400. Siendo que en dichos sectores operan firmas en las cuales PECOM, no obstante poseer participaciones societarias minoritarias, ejerce el control conjunto con los restantes tenedores accionarios (debido a la existencia de acuerdos de accionistas) y que PETROBRAS reemplazará a PECOM en el ejercicio de dicho control conjunto, se utilizó, complementariamente a los referidos Lineamientos, una metodología de estimación de los efectos sobre la competencia que perfila dos escenarios:

i) aquél que sólo comprende a las empresas bajo control exclusivo, que subestima los efectos de la operación y

ii) aquél que comprende además de las empresas bajo control exclusivo a las empresas bajo control conjunto, que, en consecuencia, sobreestima los efectos de la operación y es el más restrictivo desde el punto de vista de la defensa de la competencia.

1401. A continuación se sintetizan los efectos estimados de la operación notificada en cada uno de los sectores enumerados.

XI.1. Exploración y producción de petróleo y gas.

Exploración

1402. La operación notificada implica la enajenación a favor de PETROBRAS de cinco áreas de exploración de petróleo y gas en donde participa y es operador PECOM, a saber: Cuenca Austral Marina 2A Norte, Santa Cruz I Oeste, Santa Cruz II Oeste (denominación que utiliza PECOM para referirse a las áreas en proceso de exploración situadas en las áreas de explotación Santa Cruz I y II), Río Turbio y Añelo.

1403. PETROBRAS desarrolla actividades de exploración en cinco (5) áreas: Puesto Zuñiga, Cerro Manrique, Mata Mora, Chihuidos CNQ-10 (Parva Negra y Cerro Arena) y Lote CNQ-7 (Gobernador Ayala y Cerro Hamaca), éstas dos últimas a través de su controlada Petrolera Santa Fe.

1404. En consecuencia, PETROBRÁS desarrollará actividades de exploración en diez (10) áreas de exploración de petróleo y gas.

1405. Dichas áreas representan el 20% del total de 50 áreas que informa la Secretaría de Energía. Sin embargo debe decirse que dicha participación sobrestima la incidencia de la operación en el segmento de exploración, por cuanto el total de áreas actualmente en exploración es algo mayor (debido al relativo atraso del relevamiento en relación a la situación actual de la industria).

Producción

1406. PECOM desarrolla actividades en las siguientes doce (12) áreas de explotación de petróleo y gas: 25 de Mayo – Medanito S.E., Catriel Oeste, Jagüel de los Machos, Faro Vírgenes, Puesto Hernández, Bajada del Palo – La Amarga Chica, Santa Cruz II, Río Neuquén, Entre Lomas, Aguada de la Arena, Veta Escondida y Rincón de Aranda y Santa Cruz II.

1407. Dichas áreas representan el 12,68% de las reservas probadas de petróleo y el 5,84% de las reservas probadas de gas del país. En todas estas áreas PECOM es el operador.

1408. PETROBRAS desarrolla actividades de explotación de petróleo y gas, a través de Petrolera Santa Fe, en seis áreas (Sierra Chata, Refugio Tupungato, Atamisqui, El Tordillo, La Tapera - Puesto Quiroga y Atuel Norte) y en un área adicional (Aguaragüe, a través de Braspetro). Sólo opera las primeras tres.

1409. Dichas áreas representan el 5,93% y el 5,95% de las reservas probadas de petróleo y gas, respectivamente.

1410. PETROBRAS como efecto de la operación participará en un total de 18 áreas de explotación (de las cuales operará 15), representativas del 18,61% y del 11,79% de las reservas probadas de petróleo y gas, respectivamente.

1411. La mayor parte de las áreas de explotación en que PECOM y PETROBRAS participan se encuentran concesionadas a UTEs, figura jurídica muy utilizada en el sector petrolero por la cual cada participante, en la proporción que le corresponde, es el dueño exclusivo del petróleo que se extrae. En consecuencia, analizado de este modo, el porcentaje real de participación en las reservas probadas es menor.

1412. Siguiendo este análisis, PETROBRAS tendrá derechos sobre el 8,88% de las reservas probadas de petróleo y sobre el 5,38% de las reservas probadas de gas.

1413. En el año 2002, las áreas de explotación operadas por PECOM produjeron el 12,22% y el 9,04%, respectivamente de la producción total de petróleo y gas del país. En el caso de PETROBRAS, las áreas de explotación bajo su operación produjeron el 0,26% y el 1,99%, respectivamente de la producción doméstica de petróleo y gas.
1414. Por tanto, la participación conjunta en la producción nacional de petróleo y gas fue del 12,48% y del 11,03%, respectivamente, para dicho año. Por ello, el incremento esperable de la concentración en la producción doméstica de dichos hidrocarburos se considera poco significativo.
1415. PECOM y PETROBRAS son propietarias del petróleo y el gas conforme a su participación en las UTEs que constituyen, por lo que, aun siendo operadoras no comercializan en todos los casos todos los hidrocarburos que extraen, a la vez que comercializan la porción de la producción que les pertenece de las UTEs que no operan, debido a ello sus participaciones en la comercialización de hidrocarburos difieren de sus participaciones en la producción.
1416. En el año 2001, PECOM comercializó 9,32% y el 6,67% de la producción de petróleo y gas, respectivamente. PETROBRAS y Petrolera Santa Fe comercializaron el 1,2% y el 1,81% de la producción doméstica de petróleo y gas, respectivamente.
1417. Como efecto de la operación que se notifica, la participación de PETROBRÁS en la comercialización de la producción doméstica de petróleo apenas superará el 10% y en gas no será mayor a dicha cifra.
1418. En consecuencia, el incremento del grado de concentración en la comercialización de la producción doméstica de hidrocarburos se considera poco significativo.
1419. En otro orden, la operación notificada importa la transferencia a favor de PETROBRAS de la empresa World Energy Business (dedicada a la comercialización internacional de petróleo) y de la participación minoritaria de PECOM en Oleoductos del Valle, empresa concesionaria del oleoducto que conecta las áreas productivas de la cuenca Neuquina con Puerto Rosales, en la provincia de Buenos Aires, sobre la cual PECOM ejerce el control conjuntamente con los restantes accionistas.

1420. Ninguna de esas transferencias resultan preocupantes desde el punto de vista de la competencia por cuanto:

i) World Energy Business sólo presta sus servicios a PECOM, y

ii) Oleoductos del Valle actúa bajo la supervisión regulatoria de la Secretaría de Energía que establece sus tarifas, a la vez que por la Ley N° 17.319 tiene la obligación de permitir que terceros utilicen su capacidad de transporte remanente.

1421. Por todo lo expuesto, esta Comisión considera que la operación notificada no alterará las condiciones de competencia vigentes en la exploración y explotación de petróleo crudo y gas natural, así como tampoco en el transporte de petróleo crudo y por tanto no resultará perjuicio para el interés económico general.

XI.2. Producción y comercialización de derivados de petróleo y gas.

1422. En relación a la producción y comercialización de derivados de petróleo, la operación implica la enajenación a favor de PETROBRAS de i) la refinería propia de PECOM (Refinería San Lorenzo - Refisan) y ii) la participación accionaria de PECOM en REFINOR (empresa propietaria de la refinería de Campo Durán, operada comercial y técnicamente por PECOM y sujeta al control conjunto de todos sus accionistas).

1423. En relación a la producción y comercialización de gas licuado de petróleo (GLP), corresponde sumar a lo anterior la transferencia de la participación de PECOM en TRANSPORTADORA GAS DEL SUR - TGS, donde PECOM ejerce el control conjunto.

1424. En cuanto a la comercialización minorista de combustibles líquidos, la operación importa la enajenación a favor de PETROBRAS DE la red de estaciones de servicio propia de PECOM (San Lorenzo) y la red de Refinor.

1425. PETROBRÁS participa en la actividad de producción y comercialización de derivados de petróleo a través de la Refinería Eliçabe de EG3 y de la red de estaciones de servicio de dicha bandera.

1426. Asimismo, PETROBRAS participa en Compañía Mega, un emprendimiento desarrollado, entre otras cuestiones, para la producción de GLP y su exportación a Brasil.

1427. Dado que la producción de GLP de Compañía Mega se encuentra contractualizada para su exportación a dicho país por 20 años, la misma fue excluida del análisis, por cuanto no forma parte de la oferta domésticamente disponible.

1428. Los mercados nacionales de derivados del petróleo y del gas se encuentran considerablemente concentrados, previo a la operación notificada.

1429. En el escenario de mínima, que subestima los efectos de la operación (excluye Refinor y TGS - para GLP -) y conforme a los datos del año 2002 de la Secretaría de Energía:

- i) la participación conjunta de Refisan y EG3 en la capacidad instalada de refinación y en el total anual procesado de crudo para el año 2002 fue del 11%;
- ii) las refinerías de YPF representan el 53% de la capacidad instalada, seguidas por Shell con el 17,5% y Esso con el 14%, por lo que PETROBRAS se ubicará en cuarto lugar;
- iii) en los mercados nacionales de nafta normal, nafta super, nafta ultra, kerosene, gas oil, gas licuado de petróleo (GLP) y lubricantes:
 - la participación conjunta de Refisan y EG3 fue de 16,6%, 13,5%, 6,3%, 10,2%, 14%, 14,7%²⁷², y 5.1% , para cada subproducto respectivamente;
 - el incremento de la concentración económica como efecto de la operación no supera los 100 puntos del HHI en ninguno de los subproductos analizados;
- iv) en los mercados nacionales de fuel oil y asfaltos:
 - la participación conjunta de Refisan y EG3 fue de 39,2% y 27,7%, para cada subproducto respectivamente;

²⁷² Calculada como participación en la oferta disponible doméstica: producción total menos la producción de Compañía Mega. En todos los restantes derivados de petróleo, la participación corresponde a la comercialización al mercado interno (consumo aparente = producción + importaciones - exportaciones).

- el incremento de la concentración económica como efecto de la operación es de 771²⁷³ y 380 puntos del HHI, respectivamente (quedando dichos mercados concentrados en 2.498 y 3.437 puntos del HHI);

1430. En el escenario de máxima, que sobreestima los efectos de la operación (incluye Refinor y TGS - para GLP -) y conforme a los datos del año 2002 de la Secretaría de Energía:

- i) la participación conjunta de las refinerías de PECOM y PETROBRAS en la capacidad instalada de refinación y en total anual procesado de crudo para el año 2002 fue de alrededor del 15.5%;
- ii) nuevamente, las refinerías de YPF representan el 53% de la capacidad instalada, seguidas por Shell con el 17,5% y Esso con el 14%, por lo que PETROBRAS se ubicará en tercer lugar;
- iii) en los mercados nacionales de nafta super, nafta ultra, kerosene y lubricantes, nafta normal y gas oil:
 - la participación conjunta de Refisan, EG3 y Refinor fue de 15%, 6,5%, 11%, 5,3%, 19.8% y 15.9% para cada subproducto respectivamente;
 - el incremento de la concentración económica como efecto de la operación no supera los 100 puntos del HHI, en los primeros cinco subproductos. Sólo fue superior en la nafta normal y el gasoil, con una variación de 181 y 116 puntos del HHI respectivamente;
 - la empresa líder actualmente es YPF (con participaciones del orden del 50% en naftas y gas oil y del 40% en lubricantes, conforme a datos del 2002);
- iv) en los mercados nacionales de gas licuado de petróleo (GLP), fuel oil y asfaltos:

²⁷³ Utilizando datos del año 2001, la variación en la concentración en el escenario más restrictivo es de 360 puntos y representa un aumento del 18%.

- la participación conjunta de Refisan, EG3, Refinor y TGS (sólo considerada para GLP) es mayor: 37,6% (GLP)²⁷⁴, 47% (fuel oil) y 27,7% (asfaltos)²⁷⁵;
- el incremento de la concentración económica como efecto de la operación es de 201 (GLP), 1074 (fuel oil)²⁷⁶ y 380 (asfaltos) puntos del HHI (quedando dichos mercados concentrados en 3.012, 3.110 y 3.437 puntos del HHI, respectivamente);

1431. Nótese, que en el caso del GLP, sólo el escenario de máxima muestra una importante concentración, dada la importancia que poseen Refinor y TGS como productores.

1432. Esta Comisión considera que no se alterarán las condiciones de competencia de modo que resulte en perjuicio del interés económico general por cuanto:

- i) existe YPF como competidor fuerte y sustancial;
- ii) PETROBRÁS no tiene capacidad para fijar unilateralmente la estrategia competitiva en Refinor y TGS, ya que no posee el control exclusivo en Refinor y TGS, ya que las decisiones sustantivas en dichas empresas son tomadas en conjunto entre todos sus accionistas, conforme fue establecido en la sección sobre los acuerdos de accionistas (cf. párrafos 63 y ss. y 92 y ss).

1433. El aumento de la concentración en el mercado de fuel oil y, en menor medida, en el de asfaltos, es importante, tanto en el escenario de mínima como de máxima.

1434. No obstante, al respecto, corresponde formular las siguientes consideraciones:

- i) el mercado de asfaltos está liderado por YPF con una participación en 2002 del 43,1%;
- ii) en el mercado de fuel oil, Shell participa con el 23,4% e YPF con el 16,5%, conforme a datos del 2002;

²⁷⁴ Calculada como participación en la oferta disponible doméstica: producción total menos la producción de Compañía Mega. En todos los restantes derivados del petróleo, la participación corresponde a su comercialización al mercado interno (consumo aparente = producción + importaciones - exportaciones).

²⁷⁵ Refinor no participa en asfaltos.

²⁷⁶ Utilizando datos del año 2001, la variación en la concentración en el escenario más restrictivo es de 512 puntos y representa un aumento del 24%.

- iii) el fuel oil y los asfaltos son hidrocarburos pesados de menor valor agregado que se obtienen como co-productos del mismo proceso de refinación que produce los hidrocarburos livianos (naftas) de mayor valor agregado;
- iv) el fuel oil y los asfaltos son productos secundarios en el volumen de negocios de derivados del petróleo de la Argentina: representan, respectivamente, el 1.1% y 4,3% del total de ventas al mercado interno de derivados, conforme a datos del 2002; mientras que las naftas²⁷⁷ representaron cerca del 20% del negocio;
- v) en el caso de las refinerías involucradas en la presente operación, el asfalto también es un negocio secundario:
 - para PECOM representa el 3.3% del total de ventas de derivados del petróleo al mercado interno (en volumen, 2002);
 - para EG3 representa el 1,9% del total de ventas de derivados del petróleo al mercado interno (en volumen, 2002);
 - Refinor no produce asfaltos;
- vi) el fuel oil, si bien es poco relevante en el negocio global de derivados en la Argentina, es relativamente importante, especialmente para PECOM debido a las particularidades de su refinería de San Lorenzo:
 - para PECOM representa el 20,5% del total de ventas de derivados del petróleo al mercado interno (en volumen, 2002);
 - para EG3 representa el 9,4% del total de ventas de derivados del petróleo al mercado interno (en volumen, 2002);
 - para Refinor representa el 11,5% del total de ventas de derivados del petróleo al mercado interno (en volumen, 2002);

1435. Esta Comisión considera que si bien se trata de mercados altamente concentrados, no cabe esperar que el incremento de la concentración atribuible a la operación notificada por sí mismo altere sustantivamente las condiciones vigentes de competencia conforme a lo siguiente:

²⁷⁷ Incluye a la nafta super, normal y ultra.

- i) no cabe razonablemente suponer que la operación bajo análisis esté motivada en la explotación de dichos mercados, dada su poca significatividad en el giro del negocio de las refinerías y por ende su poca relevancia en los negocios de las notificantes;
- ii) el liderazgo de YPF es el factor primordial que hasta el presente ha determinado la dinámica del mercado de asfaltos; y
- iii) en fuel oil, el mercado se encuentra equilibrado entre las petroleras líderes: YPF, Shell y ESSO, y la operación consolidará a PETROBRAS como otro actor.
- iv) si bien la operación aumentará el grado de concentración en los mercados de asfaltos y de fuel oil, ante un aumento significativo y no transitorio de su precio, las refinerías están en condiciones de aumentar, de modo considerable y en forma inmediata, su producción de asfaltos y de fuel oil.

1436. Lo precedente indica que el accionar de PETROBRAS en los mercados de fuel oil y asfaltos estará fuertemente condicionado al disciplinamiento que pueden imponer los demás actores, por lo que no podrá actuar unilateralmente en los mismos.

Estaciones de servicio

1437. Conforme a los datos de la Secretaría de Energía para diciembre de 2002, las redes de estaciones de servicio San Lorenzo, EG3 y Refinor representan el 12% del parque total de 6.490 estaciones de servicio instaladas: Refisan, Refinor y EG3 poseen, respectivamente, 100, 64 y 622 estaciones de servicio de su bandera.

1438. Dichas redes son en buena medida geográficamente complementarias:

- i) EG3 tiene la mitad de sus estaciones de servicio concentradas en la Ciudad de Buenos Aires y la Provincia de Buenos Aires;
- ii) la red de estaciones San Lorenzo se encuentra distribuida en un 50% en las provincias de Santa Fe y Córdoba;
- iii) las estaciones de servicio de Refinor en un 70% se localizan en las provincias de Salta, Tucumán y Jujuy.

1439. En aquellas jurisdicciones provinciales donde las redes se superponen (Buenos Aires, Catamarca, Córdoba, Corrientes, Chaco, Entre Ríos, La Rioja, Salta, San Juan, Santa Fe, Santiago del Estero y Tucumán), el incremento de la concentración como efecto de la operación en el escenario más restrictivo (incluyendo a Refinor), nunca supera los 100 puntos del HHI.
1440. En las 42 ciudades donde en un radio de 15 cuadras se superponen estaciones de servicio de EG3, San Lorenzo y Refinor (las tres o de a pares), existe presencia de estaciones de servicio de YPF y/o de los demás principales competidores (Esso y Shell)
1441. En base a los datos expuestos, esta Comisión concluye en relación a la distribución minorista de combustibles líquidos (estaciones de servicio) que no cabe esperar, como efecto de la operación notificada, alteraciones en las condiciones vigentes de competencia que resulten en perjuicio del interés económico general.

XI.3. Transporte de gas

1442. En 1992 se dispuso, mediante los Decretos N° 1189/92 y N° 1738/92 del Poder Ejecutivo Nacional, la desregulación del sector gasífero argentino .La Ley N°24.076 dispuso el marco regulatorio de la actividad que contemplaba la segmentación de la industria en producción, transporte y distribución.
1443. De tal modo, el segmento de transporte derivó en la concesión de los activos de GAS DEL ESTADO a dos empresas de transporte y a ocho empresas de distribución.
1444. Los activos de transporte troncal fueron divididos en dos sistemas de gasoductos, el del Norte y el del Sur, los activos que conforman el sistema del Sur, fueron concesionados a TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR (TGS), titular de la concesión y operación exclusiva del sistema sur de transporte de gas.
1445. PECOM posee, indirectamente a través de CIESA S.A., el 35% del capital social TRANSPORTADORA GAS DEL SUR S.A (TGS), otro 35% corresponde a ENRON y el restante 30% cotiza en las bolsas de Buenos Aires y Nueva York. Existe por lo tanto control conjunto entendiendo esta Comisión que PECOM posee influencia sustancial en las decisiones de TGS, incluyéndola por ende en el análisis de la operación.

1446. PETROBRAS no posee participaciones en empresas dedicadas al transporte de gas en la Argentina.
1447. TGS posee dos áreas de negocios diferenciadas: a) la del transporte de gas, que es una actividad que se encuentra regulada y b) la que corresponde al procesamiento y separación de gas llevada a cabo en la planta de General Cerri, actividad esta última que se encuentra desregulada.
1448. El transporte de gas es el principal negocio de TGS, con una participación del 78% en sus ingresos totales durante el año 2001 y dicho servicio se clasifica básicamente en tres tipos: transporte en firme, transporte interrumpible y servicios de intercambio y desplazamiento.
1449. El servicio de transporte de gas prestado por TGS se encuentra altamente regulado. Este alto grado de control que el Estado ejerce sobre el servicio se origina en el carácter de servicio público otorgado al mismo y la consideración de que se presta en condiciones de monopolio natural.
1450. En el marco regulatorio, y respecto del segmento de transporte de gas, existen diversos aspectos destinados a evitar prácticas anticompetitivas o discriminatorias por parte de los transportistas, referidos a 1º) reglamentación de las tarifas de transporte; 2º) acceso abierto; 3º) indicadores de transparencia del mercado y 4º) limitaciones a la integración vertical.
1451. El marco regulatorio vigente establece que TGS no puede fijar tarifas superiores a las dispuestas por el ENARGAS como así tampoco puede fijar tarifas que discriminen por tipo de usuario.
1452. También TGS está obligada a "*permitir el acceso indiscriminado de terceros a la capacidad de transporte de sus respectivos sistemas que no esté contratada*" (art. 26 de la Ley 24.076) y el "*acceso no discriminado y libre significará el derecho de acceder a la capacidad disponible de la transportista en igualdad de condiciones con los demás clientes*" (art. 26 del Decreto Reglamentario).
1453. Adicionalmente, el acceso a la capacidad firme disponible está sujeto a un procedimiento de concurso abierto y público regido por la normativa emanada del ENARGAS.
1454. El Indicador de Transparencia es una herramienta regulatoria útil para la industria pues le permite conocer a través de medios electrónicos las ofertas que

realicen tenedores de capacidad mediante publicaciones de reventa y/o cesiones de capacidad, al igual que saber con anticipación cuándo se celebran los Concursos Abiertos de Capacidad de Transporte. Y también constituye una herramienta que permite detectar anomalías, aplicar medidas correctivas, y medir la calidad del servicio a los clientes.

1455. Por otro lado, el marco regulatorio vigente que prohíbe la integración vertical (en el sentido de que una empresa no puede controlar conforme a la ley de sociedades a empresas que operan en dos o más segmentos verticalmente relacionados), no permite a PETROBRAS adquirir control exclusivo sobre TGS.

1456. Por tanto, el “first refusal” que PECOM ha pactado con ENRON para el caso de que esta última empresa quisiera desprenderse de sus tenencias accionarias, no podrá ser ejercido por PETROBRAS por la regulación antes mencionada, en tanto y en cuanto la misma continúe operando como productor y comercializador de gas natural.

1457. Queda evidenciado entonces que los incentivos y la capacidad de TGS para llevar a cabo conductas anticompetitivas mediante el aprovechamiento de su posición monopólica en el segmento del transporte de gas, se ven limitados por la situación de control compartido existente en dicha empresa y por el contralor que el marco regulatorio impone sobre el comportamiento de la misma.

1458. Del análisis realizado de la operación, se advirtieron dos relaciones verticales, ambas pre-existentes a la misma: transporte y distribución de gas y b) transporte de gas y generación de electricidad. Estudiadas ambas se llegó a la conclusión de que ninguna de ellas despierta preocupaciones, desde el punto de vista de la competencia.

1459. En consecuencia, se concluye que la operación de concentración, en relación al mercado de transporte de gas, no despierta preocupación desde el punto de vista de la competencia.

XI.4. Industria Petroquímica

1460. A nivel de las materias primas petroquímicas (nafta petroquímica, propanos, butanos, etano y metano), la operación implica la enajenación a favor de PETROBRAS de las áreas de exploración y producción de petróleo y gas natural

de Pecom y de la refinería de San Lorenzo, la participación accionaria de Pecom en la refinería de Campo Durán (Refinor) y en Transportadora Gas Del Sur (TGS).

1461. A nivel de los productos petroquímicos, la operación implica la enajenación a favor de Petrobrás de la división petroquímica del grupo Pecom (ex PASA), productora de etileno, estireno, caucho sintético, poliestireno y amoníaco/urea, la empresa INNOVA S.A. radicada en Brasil, productora de estireno y poliestireno, la participación del grupo Pecom en Petroquímica Cuyo, productora de polipropileno.
1462. Petrobras no tiene participación significativa en la industria petroquímica argentina, limitándose a producir una corriente de propanos rica en propileno en la Refinería Eliçabe de Eg3 y participar en el capital accionario de Compañía Mega, firma que alimenta de etano, conjuntamente con TGS, al polo petroquímico de Bahía Blanca.
1463. Con relación a la participación de PETROBRAS en Compañía Mega S.A., esta Comisión entiende que la existencia de los contratos de 20 años para la exportación a Brasil de propanos, butanos y gasolinas naturales, anulan la incidencia de Compañía Mega en relación a la oferta de dichas materias primas para la industria petroquímica argentina y que el contrato de idéntico plazo para el suministro de etano a PBB Polisur S.A., reduce significativamente el riesgo de desabastecimiento de la mencionada firma, especialmente teniendo en cuenta que su controlante (Dow Química Argentina S.A.) es accionista de Compañía Mega.
1464. En cambio, la participación de PETROBRAS es significativa en la industria petroquímica de Brasil porque: i) sus refinerías son las proveedoras de materia prima petroquímica a la industria, ii) posee, a través de PETROQUISA participaciones accionarias minoritarias en los crackers de etileno (Braskem S.A., Copesul y Petroquímica Uniao y Río Polímeros S.A.), una participación accionaria mayoritaria en Petroquímica Triunfo S.A., productora de polietileno, y participaciones minoritarias en Mentanor S.A. y Deten Química S.A., productoras de metanol y detergentes, respectivamente y iii) a través de su división de fertilizantes (FAFEN), tiene una participación de relevancia en la producción de amoníaco-urea.
1465. Tanto las firmas petroquímicas, como los expertos y la bibliografía consultados, coincidieron, en términos generales, en considerar a las firmas argentinas y brasileñas como competidoras directas.

1466. Debido a la existencia de barreras a la entrada en la industria (en buen grado motivadas por el importante grado de integración vertical inherente a la misma) y la dinámica de la competencia a nivel regional, se desarrolló un análisis tendiente a determinar con la mayor precisión posible el grado de competencia directa existente entre Pecom y Petrobrás y sus vinculadas, así como también su importancia en términos del eslabonamiento de la industria.
1467. A tal efecto, a través de un análisis de las importaciones argentinas y del coeficiente de apertura de los productos producidos por Pecom (incluyendo aquellos productos encadenados con la producción de Pecom) se estableció el grado en que la oferta petroquímica de Brasil completa significativamente la oferta doméstica y, concomitantemente, se definió como regional el mercado geográfico relevante para los petroquímicos finales (excepto urea, donde la participación de las importaciones originadas en Brasil es marginal). En el caso de las materias primas petroquímicas, productos petroquímicos básicos e intermedios, el área geográfica relevante se mantuvo a nivel nacional (a excepción del benceno).
1468. El enfoque regional establecido responde al principio de realidad económica y es el más restrictivo para evaluar los efectos de la operación notificada. Ello es así porque sólo bajo esa perspectiva se evidencia la competencia directa entre Petrobrás o sus vinculadas y Pecom y sus vinculadas y porque sólo a la luz del enfoque regional cobra sentido la objeción planteada por PBB Polisor/Dow Química Argentina S.A. contra la operación notificada.
1469. Analizada la operación a la luz de la metodología expuesta tanto a nivel del abastecimiento de materias primas de la petroquímica argentina como de la comercialización de productos petroquímicos básicos, intermedios y finales, esta Comisión entiende que la misma no alterará las condiciones nacionales o regionales de la competencia de modo que resulte perjuicio para el interés económico general de la República Argentina, en base a los fundamentos que se sintetizan a continuación.

Abastecimiento de materias primas petroquímicas

1470. Metano: la operación notificada no introducirá cambios significativos debido a que la industria petroquímica de metano directamente del sistema de distribución del gas natural, actividad sujeta a regulación gubernamental.

1471. Nafta petroquímica: no cabe esperar como efecto de la operación notificada cambios significativos en la estructura de la oferta disponible de nafta petroquímica²⁷⁸ para la industria petroquímica nacional y por tanto una alteración en las condiciones vigentes de competencia que resulte en perjuicio del interés económico general, por cuanto: i) EG3 S.A. (Petrobras) no produce nafta virgen en Argentina; ii) la producción de gasolinas naturales de TGS y de Compañía Mega se exporta en su totalidad a Brasil, iii) la industria petroquímica argentina que utiliza nafta petroquímica como insumo presenta un alto grado de integración vertical y societaria con las refinerías de petróleo locales; iv) la producción doméstica excede ampliamente la demanda local; y v) la producción de nafta petroquímica de PETROBRAS en Brasil no es relevante para el aprovisionamiento de la petroquímica nacional.

1472. Propanos y butanos: el análisis efectuado demostró que de la operación notificada sólo cabe esperar un considerable aumento de la concentración de los mercados nacionales de dichos gases, si se toma como referencia el escenario de máxima que incluye Refinor y TGS.

1473. En tal caso, la participación conjunta de las notificantes es del 48% y del 29% de la oferta localmente disponible²⁷⁹ de propanos y butanos, respectivamente. La concentración de dicha oferta como resultado de la operación notificada se estima, en 270 puntos del HHI (sobre el índice de concentración inicial de alrededor de 3100 puntos), en el caso de propanos y en 156 puntos del HHI (sobre el índice de concentración inicial de alrededor de 2.680 puntos), en el caso de butanos.

1474. Dichas estimaciones del aumento de la concentración, no es totalmente indicativa de los efectos que resultarán de la operación notificada en cuanto al abastecimiento de propanos y butanos de la petroquímica local, por cuanto las mismas están referidas al mercado global que incluye tanto el uso combustible como el uso petroquímico de sendos gases.

1475. Se destaca que el uso petroquímico de butanos y propanos tiene una logística singular: como en todo el mundo, las plantas petroquímicas argentinas se encuentran en su mayor parte integradas verticalmente con sus proveedores, bien a través de una integración societaria total (como el caso de la división

²⁷⁸ Denominación reservada en el análisis para los hidrocarburos de 5 a 7+ átomos de carbono que se obtienen bajo el nombre de "nafta virgen" de la refinación de petróleo y bajo el nombre de "gasolinas naturales" de la separación de los líquidos del gas natural.

petroquímica de YPF y de PECOM) o bien mediante contratos de largo plazo diseñados para minimizar el riesgo de desabastecimiento.

1476. Las refinerías de YPF, SHELL y ESSO, conjuntamente con la de PECOM, son las principales fuentes de abastecimiento de la petroquímica local, mientras que EG3 y TGS no constituyen fuentes de abastecimiento de relevancia de propanos y butanos para uso petroquímico debido a su ubicación geográfica: las plantas que utilizan dichos gases como insumos no se localizan en el polo de Bahía Blanca, sino en los de San Lorenzo, Campana/Zárate y Ensenada.
1477. La refinería de PECOM compite como fuente de abastecimiento en el polo de Campana/Zárate con la refinería de ESSO, mientras que en el polo petroquímico de San Lorenzo existen instalaciones portuarias a través de las cuales Basf y Dow obtienen los insumos.
1478. Adicionalmente, en Refinor y TGS (las empresas que explican la mayor parte de las participaciones conjuntas estimadas en propanos y butanos) PETROBRÁS tendrá control conjunto con los restantes accionistas y no podrá determinar unilateralmente la estrategia competitiva de dichas empresas.
1479. Por tanto, la Comisión estimó que, como efecto de la operación notificada, no obstante un aumento de la concentración de la oferta disponible de propanos y butanos, no cabe esperar cambios de relevancia en cuanto a su abastecimiento para uso petroquímico, por cuanto el mismo se encuentra altamente contractualizado y existen fuentes alternativas a las de las notificantes.
1480. Adicionalmente, según se dijo en el párrafo 1432, subsistirá YPF como competidor fuerte y sustancial en la producción y comercialización de GLP (butanos y propanos), a la vez que PETROBRAS no podrá determinar unilateralmente la estrategia competitiva de Refinor y TGS, por cuanto las decisiones sustantivas en dichas empresas son tomadas por todos los accionistas.
1481. Etano: la operación notificada ha sido objetada por PBB Polisor / Dow Química Argentina S.A. entendiéndose que la titularidad indirecta por parte de PETROBRAS de la porción correspondiente a PECOM del capital social de TRANSPORTADORA GAS DEL SUR (TGS) pondría en riesgo el abastecimiento de etano de PBB Polisor (el cracker de etileno alrededor del cual se desarrolla el polo petroquímico de

²⁷⁹ Oferta localmente disponible: producción total menos exportaciones contractualizadas a largo plazo. Excluye la producción de Compañía Mega para ambos gases y de TotalFinaElf para el caso del propano.

Bahía Blanca), por cuanto intentaría por esa vía medrar la posición de PBB Polisor como productor de etileno y polietileno del MERCOSUR en favor de sus competidores brasileños y de la propia PETROBRAS que los abastece de materias primas.

1482. Analizada la cuestión, la Comisión concluye que no cabe esperar como efecto de la operación notificada, alteraciones significativas en las condiciones vigentes de suministro de etano al polo petroquímico de Bahía Blanca, conforme a lo siguiente.

1483. PETROBRAS ejercerá conjuntamente con su socio accionista el control de TGS y por tanto no podrá establecer unilateralmente su futura conducta, por cuanto que las decisiones sustantivas en dicha empresa son tomadas por todos sus accionistas.

1484. Si bien existe una integración técnica entre la planta de craqueo de etano de PBB Polisor y la planta de separación de gases de Cerri (las plantas se encuentran conectadas por un ducto para el despacho del etano), no se estima posible que con fundamento en dicha integración técnica, TGS pueda ejercer poder de mercado en detrimento de PBB Polisor por cuanto:

- a) la integración técnica no es total (el 60% del abastecimiento de etano proviene de Compañía Mega, integrada con PBB Polisor a través de un ducto, a la vez que integrada societariamente, por cuanto Dow Química es accionista de Compañía Mega);
- b) el grado de integración es mucho menor desde el punto de vista comercial (PBB Polisor cuenta con cuatro contratos de abastecimiento negociados independientemente: Compañía Mega, TGS, YPF y TotalFinaElf-PanAmerican Energy, dado que estas dos últimas contratan con TGS sólo el servicio de procesamiento a façon de su gas y por tanto comercializan independientemente el etano que obtienen;
- c) se estima que dichos contratos representaron, respectivamente, el 63%, el 25%, el 10% y el 2% del abastecimiento de etano de PBB Polisor;
- d) se considera que la dependencia originada en la referida integración técnica corre en sentido inverso al alegado por PBB Polisor - Dow Química Argentina, ya que PBB Polisor es la única empresa en condiciones tanto

técnicas como comerciales de adquirir el etano tanto de TGS como de sus otros propietarios, a los que reconoce diferentes precios, conforme a las particularidades de cada contrato;

- e) el mencionado contrato con TGS, representativo del 25% del consumo de etano de PBB Polisur (alrededor de 200.000 ton), incluye tanto etano propio como de terceros y que es comercializado por TGS por cuenta y orden;
- f) dicho 25% comprende un 17% de etano propio (TGS-PROSUR), un 7% de etano de PECOM, y la porción restante se distribuye entre CGC y Pluspetrol;
- g) si bien TGS y PECOM son, entonces, propietarios del 24% del etano vendido a PBB Polisur, siendo que PECOM comparte el control societario de TGS, no se considera que controle en su totalidad dicha participación y se estima su incidencia en un 15% de dicho aprovisionamiento (tomando la mitad de la participación de TGS, conforme a la participación accionaria de PECOM), lo que se considera poco significativo;
- h) a su vez, tal incidencia del 15%, en términos cualitativos puede considerarse aún menor, por cuanto el etano propiedad de TGS (PROSUR), proviene del procesamiento del gas natural propio (14%) y de terceros (86%), debido a que Metrogas, Camuzzi Pampeana y Gas Ban venden a TGS los líquidos contenidos en el gas natural que transportan en su sistema.

1485. Todo lo anterior demuestra que la planta de Cerri es el instrumento que permite a todos los usuarios del sistema de transporte de TGS valorizar el gas natural transportado y obtener una mayor rentabilidad tanto de la producción de gas (YPF, Total y Pecom), como de su distribución (Camuzzi, Metrogas y Gas Ban) o transporte (TGS), por lo que cualquier manipulación que resulte en una operación subóptima de la planta de Cerri, es pasible de perjudicar a todas las empresas que operan con TGS.

1486. Todo lo dicho pone en evidencia que las productoras y las distribuidoras de gas tienen fuertes incentivos para valorizar su gas natural y, consecuentemente, si TGS cesara total o parcialmente de separar y fraccionar los líquidos del gas natural, varios de dichos agentes económicos se encuentran técnica y financieramente en condiciones de instalar plantas alternativas a la de Cerri,

siendo que de existir consumo petroquímico insatisfecho, no existen significativas²⁸⁰ barreras a la entrada para la instalación de una planta de separación de gases con una unidad separadora de etano.

1487. Finalmente, esta Comisión entiende que la indisponibilidad de fondos debido a que por parte de TGS para expandir su producción de etano, no ha sido hasta ahora un factor limitativo decisivo para la expansión de PBB Polisor y del polo petroquímico de Bahía Blanca: la mayor expansión se logró con la construcción de Compañía Mega y, recientemente TGS y PBB Polisor acordaron una expansión de la producción de etano del 10%, con fondos de esta última.

1488. En resumidas cuentas, esta Comisión considera poco probable que con el ingreso de PETROBRAS en TGS se perfeccione un escenario como el descrito por la objetante, a saber: que TGS limite la capacidad de producción o de expansión de PBB Polisor a fines de ampliar la participación en el MERCOSUR de la industria petroquímica brasileña.

1489. Por ello, tampoco se estima probable que, por esa causa, se afecten negativamente la competencia en los mercados aguas debajo de polietileno y PVC.

Productos petroquímicos básicos, intermedios y finales

Etileno, polietileno y PVC

1490. En relación a las cadenas de valor constituidas por i) etileno - polietileno y ii) etileno - PVC, despejadas eventuales amenazas en cuanto al aprovisionamiento del etano para la producción aguas abajo de etileno en el Polo Petroquímico de Bahía Blanca, esta Comisión concluye que no cabe atribuir a la operación notificada efectos sobre las actuales condiciones nacionales o regionales de la competencia que resulten en perjuicio del interés económico general de la República Argentina, por cuanto: i) PECOM sólo produce una cantidad marginal de etileno en Argentina y no produce ninguno de los restantes productos en Argentina o en la región, mientras que PETROBRAS no produce ninguno de dichos productos en Argentina; ii) PETROBRAS participa minoritariamente en el capital social de las productoras de etileno de Brasil y la oferta de etileno de dichas petroquímicas brasileñas no es relevante para el abastecimiento de la industria

²⁸⁰ La principal barrera a la entrada es contar con un efectivo adquirente del etano a producir. No obstante, en términos más generales debe decirse que, como en cualquier industria con instalaciones específicas, las inversiones

petroquímica nacional y iii) si bien PETROBRAS produce polietileno de baja densidad (PEBD) en dicho país a través de Petroquímica Triunfo y la oferta de PEBD brasileña es de relevancia para el abastecimiento de la industria argentina, existen fuentes brasileñas alternativas de aprovisionamiento (Polietilenos del grupo UNIPAR y OPP Química de Braskem) que pueden considerarse razonablemente independientes de PETROBRAS.

Benceno, etilbenceno, estireno, poliestireno y caucho sintético SBR.

1491. Con relación a las cadenas de valor conformadas por i) benceno - etilbenceno - estireno - caucho SBR y ii) benceno - etilbenceno - estireno - poliestireno, la Comisión concluye que no cabe esperar como efecto de la operación notificada distorsiones en las condiciones vigentes de competencia que resulten en perjuicio del interés económico general de la República Argentina porque: i) en benceno el aumento esperable de la concentración es poco significativo (la participación conjunta en la capacidad instalada regional para la producción de benceno es del 14% y el incremento del HHI atribuible a la operación es de 72 puntos), el producto es internacionalmente transable y es, en general, consumido por sus propias productoras para la obtención de sus derivados; ii) en los mercados regionales aguas abajo de caucho SBR y de poliestireno convencional y de alto impacto, si bien PECOM es el único productor doméstico, PETROBRAS no constituye un competidor actual o potencial por no tener participación directa en la comercialización de dichos petroquímicos en Brasil o en la región, siendo Petroflex en caucho SBR y Dow y Basf en poliestireno convencional y alto impacto las principales competidoras de PECOM, firmas que pueden considerarse independientes de PETROBRAS; y iii) ni PETROBRAS ni PECOM participan directamente en mercado regional de poliestireno expandible y el aprovisionamiento de estireno para su fabricación por parte del principal productor regional (BASF) puede realizarse en el mercado mundial, dada su alta transabilidad.

Caucho sintético NBR

1492. Respecto del mercado regional de caucho butadieno - acrilonitrilo (caucho NBR), se ha acreditado que PECOM es la única productora nacional y que sus principales competidoras son Nitriflex y Petroflex, no teniendo PETROBRAS una posición significativa en la región, por lo que no cabe esperar como resultado de la operación notificada distorsiones en las condiciones vigentes de competencia.

en plantas y equipos constituyen un costo hundido y por tanto una barrera a la entrada.

Propileno y polipropileno

1493. En relación a la cadena de valor conformada por propileno - polipropileno, la Comisión concluye que la concentración local y regional de la oferta en propileno y la participación indirecta de PETROBRAS (a través de Petroquímica Cuyo) en el mercado regional de propileno, no alterará las condiciones vigentes de la competencia nacional o regional, de modo que resulte perjuicio para el interés económico general de la República Argentina, por cuanto: i) los principales productores de propileno de la región son las refinerías de Repsol-YPF en Argentina y los crackers de etileno en Brasil; ii) PECOM y PETROBRAS tienen una posición marginal (PECOM y EG3 representan, respectivamente el 7% y el 6% de la capacidad instalada para la producción de propileno de Argentina, equivalente al 1% de la capacidad regional y PETROBRAS representa el 10% de la capacidad instalada en Brasil, equivalente al 8% de la región), por lo que el incremento de la concentración del mercado local y regional como efecto de la operación es poco significativa 84 puntos del HHI a nivel local y 16 puntos del HHI, a nivel regional; ii) ni PECOM ni PETROBRAS participan directamente en la producción de polipropileno de la región (PECOM participa indirectamente a través de sus tenencias accionarias minoritarias en Petroquímica Cuyo, firma que participa del 36% de la capacidad instalada para producir propileno en Argentina, equivalente al 6% del MERCOSUR+Chile y los principales productores de polipropileno de la región son las plantas radicadas en Brasil de OPP Química (Braskem) y Polibrasil (Suzano), que operan con independencia de Petrobras.

Amoníaco - urea

1494. En relación a la cadena de valor amoníaco - urea, la Comisión concluye que si bien como efecto de la operación notificada PETROBRAS ingresará al mercado argentino de producción de amoníaco-urea, ampliando su participación en la región, no cabe esperar alteraciones en las condiciones de competencia el mercado local o regional de amoníaco - urea que resulten en perjuicio del interés económico general de la República Argentina por cuanto: i) PECOM, a partir de la instalación de Profertil se ha transformado en un productor menor en el mercado argentino (representa el 15% de la capacidad instalada local de producción de amoníaco - urea) y ii) si bien PETROBRAS es el principal productor de amoníaco - urea en Brasil (representa el 63% de la capacidad instalada en dicho país), Brasil hasta el presente no ha sido una fuente significativa de aprovisionamiento real o

potencial de amoníaco - urea para la demanda argentina, por lo que la operación no importa la eliminación de un competidor actual o potencial significativo.

Tolueno

1495. En relación al mercado nacional de tolueno, la Comisión concluye que, si bien es cierto que PECOM es el principal productor nacional (representa el 56% de la capacidad instalada doméstica, quedando el remanente en YPF) y que PETROBRAS es el segundo productor de Brasil (representa el 24% de la capacidad instalada en dicho país quedando el remanente distribuido uniformemente entre los crackers de etileno), también es cierto que las importaciones de tolueno desde Brasil para completar la oferta doméstica argentina son marginales y que las petroquímicas argentinas se autoproveen de tolueno para fabricar sus derivados (de las refinerías vinculadas).

1496. Por tanto, de la operación notificada no cabe esperar alteraciones en las condiciones de competencia el mercado local o regional de tolueno que resulten en perjuicio del interés económico general de la República Argentina, por cuanto la operación lleva a la eliminación de un competidor actual o potencial significativo de PECOM en el mercado nacional de tolueno.

1497. Por todo lo expuesto, la Comisión considera despejada toda preocupación desde el punto de vista de la competencia relativa a los efectos de la operación notificada en el sector petroquímico.

XI.5. Sector Eléctrico

1498. La reforma más importante impuesta al sector eléctrico con motivo de su privatización fue su desintegración vertical en tres segmentos: generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

1499. El segmento de generación opera en condiciones de libre competencia, mientras que los segmentos de transmisión y distribución por su condición de monopolios naturales operan bajo regulación estatal.

1500. En el segmento de generación, la operación notificada importa la transferencia de las participaciones accionarias de PECOM en i) GENELBA (empresa que opera una central térmica de generación situada en Ezeiza (Pcia. de Buenos Aires), ii) PECOM ENERGY que opera PICHÍ PICUN LEUFU (una central hidroeléctrica de

pasada sobre el río Limay en Neuquén) y iii) en HIDROELÉCTRICA PIEDRA DEL ÁGUILA (central hidroeléctrica sobre el río Limay situada aguas arriba de Pichi Picun Leufu), donde PECOM posee una participación accionaria minoritaria del 5,42%.

1501. Dado que PETROBRAS no tiene actividad alguna en el segmento de generación eléctrica, la operación notificada no conduce a una concentración horizontal en el mismo.

1502. Las centrales de PECOM (GENELBA y PICHÍ PICUN LEUFU) conjuntamente representan una porción menor tanto de la potencia instalada a nivel nacional (4.16%), como de la energía generada (5.93%).

1503. A su vez, teniendo en cuenta que las remuneraciones percibidas por los generadores dependen no sólo de su capacidad de generación sino de su eficiencia y las particularidades técnicas del sistema de despacho administrado por CAMMESA (despacho en base a declaración de costos), PECOM no estaba capacitada para ejercer poder de mercado en este segmento, situación que cabe esperar se mantenga inalterada con la entrada de PETROBRAS.

1504. La operación, asimismo, importa un incremento marginal en el grado de integración vertical previamente existente entre la producción de gas y la generación de energía eléctrica por parte de GENELBA, por cuanto se adicionará la producción gasífera de PETROBRAS a la de PECOM.

1505. Sin embargo, teniendo en cuenta que la participación conjunta de las notificantes en la producción y comercialización de gas natural no es significativa y que existen múltiples fuentes de abastecimiento de gas natural para las generadoras que compiten con GENELBA, se estima que este aspecto de la operación no alterará las condiciones vigentes de competencia en los mercados de gas natural y de generación eléctrica, de modo que resulte perjuicio al interés económico general.

1506. En el segmento de la transmisión, la operación importa la transferencia indirecta de las participaciones accionarias de PECOM en i) TRANSENER (concesionaria del Sistema de Transporte de Energía en Alta Tensión) y en su controlada TRANSBA (concesionaria del Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la Pcia. de Buenos Aires); ii) ENECOR (concesionaria bajo la modalidad de "transportista independiente" del electroducto que vincula las

estaciones transformadoras "Paso de la Patria" y "Santa Catalina" localizadas en la Provincia. de Corrientes) y iii) Yacilec (empresa que opera el electroducto que vincula la Central Hidroeléctrica de Yaciretá con el SADI).

1507. Por su condición de monopolio natural, el segmento de transmisión de energía eléctrica se encuentra altamente regulado. Las principales restricciones regulatorias se refieren a límites en las tenencias accionarias, a la obligación de brindar acceso abierto y a la regulación de las tarifas de transporte, lo que imposibilita la realización de conductas contrarias a la Ley de Defensa de la Competencia.

1508. Dado que PETROBRAS no tiene participación alguna en el segmento de transporte de energía eléctrica, la operación sólo importa un cambio de socio en las transportistas mencionadas y no tiene efectos de concentración horizontal o vertical.

1509. Por otro lado, las mencionadas restricciones impiden a PECOM incrementar su participación accionaria en TRANSENER, dado que violaría las restricciones de integración vertical del marco regulatorio (por su participación en generación). Dicha limitación continuará aplicándose a PETROBRAS.

1510. Con relación a ENECOR le caben las mismas consideraciones aplicadas para TRANSENER Y TRANSBA.

1511. Finalmente, la empresa Yacilec no ha sido incluida en la evaluación de los efectos de la operación notificada por cuanto PECOM no ejerce control ni exclusivo, ni conjunto sobre ella y, por ende, no tiene capacidad para determinar su comportamiento.

1512. En el segmento de distribución de energía eléctrica, la operación importa la transferencia indirecta a PETROBRAS de las tenencias accionarias de PECOM en EDESUR (empresa concesionaria de la distribución de energía eléctrica en la zona sur de la Capital Federal y 12 partidos de la Provincia de Buenos Aires).

1513. PECOM tiene una participación minoritaria en el paquete accionario de EDESUR. No obstante no tener el control accionario, debido a la existencia de un acuerdo de accionistas y a que cinco directores de los diez que prevé el estatuto fueron elegidos por PECOM, esta Comisión Nacional de Defensa de la Competencia entendió que PECOM ejerce con los restantes accionistas el control

conjunto de dicha empresa, por ello consideró a EDESUR como empresa involucrada en la operación.

1514. Por su condición de monopolio natural y por las similitudes que existen entre el transporte y la distribución, el segmento de distribución de energía eléctrica se encuentra altamente regulado. Las principales restricciones regulatorias se refieren a límites en las tenencias accionarias, a la obligación de brindar acceso abierto y a la regulación de tarifas de transporte (de peaje y a consumidor final), por lo que se imposibilita la realización de conductas contrarias a la Ley de Defensa de la Competencia.

1515. Del análisis realizado surge la existencia de una relación vertical preexistente a la operación notificada, que está dada por la presencia de PECOM en el segmento de generación a través de las centrales de GENELGA y PICHÍ PICUN LEUFU y también en el segmento de distribución por su participación en EDESUR.

1516. Las principales preocupaciones cuando se analiza una operación que implique relaciones verticales desde el punto de vista de la aplicación de la Ley 25.156, son las siguientes: a) extensión del poder de mercado desde el segmento regulado hacia el segmento desregulado; b) evasión de la regulación; y c) conductas oportunistas típicas en una integración vertical. Analizados cada uno de los puntos mencionados, no surgieron indicios que llevaran a sugerir que se restrinjan las condiciones de competencia en el sector de generación.

1517. Dado que PETROBRAS no tiene participación alguna en el segmento de distribución de energía eléctrica, la operación sólo importa un cambio de socio en la mencionada distribuidora y no tiene efectos de concentración horizontal o vertical.

1518. Por todo lo mencionado en el segmento de distribución la operación no despierta preocupaciones desde el punto de vista de la competencia.

1519. Finalmente, se consideraron las objeciones realizadas en las dos presentaciones realizadas por ADIMRA (Asociación de Industriales Metalúrgicos de la República Argentina) en contra de la operación.

1520. Las objeciones formuladas se refieren a los efectos de la operación en i) el segmento de transmisión de electricidad donde opera TRANSENER y ii) el

segmento de generación de energía eléctrica, donde operan GENELBA y PICHILEUFU.

1521. ADIMRA entiende que los activos de transmisión y de generación deben ser considerados como activos estratégicos para el país y el gobierno debería intentar que los mismos queden en manos de inversores privados argentinos.

1522. Respecto a este punto esta Comisión advierte que no existe una normativa específica que tipifique a los activos de transmisión y generación como “estratégicos para el país”, por ello introducir tales consideraciones al análisis introduciría un alto grado de discrecionalidad en el procedimiento normado por la Ley 25.156.

1523. Las objeciones respecto a los activos de transmisión se refirieron principalmente a:

- a) La presencia de PETROBRAS en TRANSENER conduciría a un trato discriminatorio en contra de las empresas constructoras y proveedoras argentinas y en favor de sus competidoras brasileñas en los procesos de adjudicación que TRANSENER llevará a cabo para la ampliación de las redes de transmisión.
- b) TRANSENER goza de una ventaja competitiva de tipo financiera respecto a las firmas que se conforman ad hoc para una licitación, debido a que por su condición de empresa en marcha se encuentra en mejor situación para liquidar el IVA.
- c) Cuando TRANSENER participa como oferente en las licitaciones para la expansión de la red goza de otra ventaja competitiva por cuanto percibe en concepto de control y supervisión de las obras de ampliación un 3% sobre el monto de las mismas.

1524. Genéricamente también indica que los usos y costumbres en la adquisición de bienes y servicios por parte del gobierno de Brasil probarían que se producirá una restricción del compra local y se establecerán condiciones discriminatorias en favor de los contratistas y proveedores brasileños, por lo que Argentina perdería fuentes de trabajo de alto valor agregado.

1525. Por otro lado la presentación sostiene que la transferencia de TRANSENER a PETROBRAS alterará las condiciones de competencia en el mercado de

construcción de nuevas líneas mediante la discriminación a favor de las empresas brasileñas.

1526. A efectos de evaluar los argumentos vertidos la Comisión analizó la legislación vigente que norma los procedimientos por los cuales se realizan las ampliaciones de la red de transmisión.

1527. De la normativa se desprende que i) ninguna obra de ampliación puede realizarse sin contar con la autorización previa del ENRE, a través de un certificado de conveniencia y necesidad pública; ii) dicha autorización requiere la realización previa de una audiencia pública donde toda persona con interés legítimo puede participar, iii) las obras son responsabilidad de los usuarios del sistema de transporte (generadores, distribuidores y grandes usuarios) u otras entidades públicas o privadas con interés legítimo en las mismas (provincias, empresas, u otros), quienes deben hacerse cargo de sus costos y iv) los mecanismos a través de los cuales pueden realizarse las ampliaciones son básicamente: Concurso Público o Contrato entre Partes: el primero constituye un procedimiento competitivo estrictamente reglado por el cual la obra se otorga a la mejor oferta económica y el segundo es un procedimiento privado, pero su remuneración se realiza conforme el régimen vigente para las instalaciones existentes.

1528. La Comisión considera que la normativa vigente es suficientemente restrictiva como para evitar que TRANSENER incurra en conductas discriminatorias de las empresas constructoras y proveedoras argentinas, porque no interviene en su contratación, ya que los contratistas son los usuarios y los procedimientos de contratación se encuentran estrictamente supervisados por la autoridad regulatoria.

1529. Por otra parte, en el caso de que TRANSENER compita con los restantes contratistas para la ejecución de las obras, amén de que debe ajustarse a los procedimientos de contralor del ENRE descriptos, también debe actuar conforme al régimen vigente de compras y contrataciones previsto en la Ley 25.551 y su reglamentación. Dicha normativa se encuentra bajo el contralor de la Sindicatura General de la Nación y los entes reguladores y favorece la compra de insumos nacionales y la contratación de proveedores locales, estableciendo, entre otras cuestiones, que se dará preferencia a productos y proveedores nacionales cuando la diferencia de precios no supere el 7% si la contratista es una PYME y 5% si la empresa no es PYME. En el mismo sentido TRANSENER tiene la obligación de

dar a publicidad todas las contrataciones y compras que superen un determinado valor.

1530. Finalmente, en el caso de que PETROBRAS pretenda que TRANSENER intente actuar conforme a criterios extra-económicos en las contrataciones en que participa, enfrentará un conflicto con su co-controlante (NATIONAL GRID),

1531. Por todo ello, esta Comisión ha desestimado el argumento de la objetante relativo a la posibilidad de que los proveedores y contratistas argentinos puedan ser objeto de discriminación en las obras de ampliación de la red de transmisión eléctrica como resultado del ingreso de PETROBRAS en TRANSENER.

1532. Con relación al argumento b) sobre el beneficio financiero que obtiene TRANSENER en relación a la liquidación del IVA, la Comisión entiende que el mismo es ajeno a la Ley 25.156 de Defensa de la Competencia, tratándose de una disposición de índole tributaria de aplicación general a todos los sectores de la economía.

1533. Sobre el argumento c) centrado en el fee del 3% que TRANSENER percibe por el control y supervisión de las obras de ampliación de la red de transporte eléctrico conforme al marco regulatorio vigente, la Comisión estima que dicha disposición mejora su posicionamiento como contratista por cuanto el costo de su propio control y supervisión constituye un precio de transferencia para la firma, no comparable con el precio real que deben abonar el resto de los contratistas.

1534. Asimismo, la Comisión observa que dicha disposición introduce una situación de conflicto de intereses que posiciona a TRANSENER a la vez como contratista y supervisora de sus obras.

1535. Debe notarse que esta situación es previa a la operación notificada y no se modifica con la misma, no obstante por los motivos expresados y a efectos de promover un mejor funcionamiento de este aspecto de la regulación del sector eléctrico, esta Comisión entiende que debe recomendarse a la SECRETARÍA DE ENERGÍA, que estudie la posibilidad de introducir modificaciones regulatorias en aras de eliminar las distorsiones y el conflicto de intereses devenidos de la función de supervisión atribuida a TRANSENER.

1536. Respecto a las objeciones realizadas por ADIMRA referidas al segmento de generación, las mismas se refieren a que se produciría un efecto nocivo en el

Mercado Eléctrico Mayorista debido a que PETROBRAS redireccionaría la electricidad generada por sus plantas hacia la exportación a Brasil, poniendo en riesgo el abastecimiento doméstico y percibiendo por dichas exportaciones un precio predatorio.

1537. En primer término la Comisión entiende que la oferta conjunta de GENELBA y PICHU PICUN LEUFU es reducida y solo representa el 4% de la potencia instalada y el 5.9 % de la energía generada, por lo cual no se considera a dicha oferta como sustancial para el abastecimiento de la demanda nacional.

1538. Con relación al argumento relativo al eventual desabastecimiento local de energía eléctrica por su exportación a Brasil, esta Comisión observa que las operaciones de exportación se encuentran sujetas a autorización de la SECRETARÍA DE ENERGÍA, conforme a lo dispuesto por la Ley 24.065 (art. 34).

1539. Asimismo debe especialmente considerarse que dicha autorización no es un simple trámite administrativo sujeto a la discrecionalidad de dicho órgano, sino que depende de los elementos técnicos objetivos relacionados con el mantenimiento del equilibrio físico del SADI y la capacidad de transmisión de las instalaciones. Por ello, no es técnicamente posible la exportación de toda la energía que se desee, sino la que es factible conducir por las redes de transmisión existentes.

1540. Finalmente, una última restricción de tipo objetivo se relaciona con el equilibrio del sistema eléctrico argentino en general, cuestión que es supervisada por CAMMESA. Resulta técnicamente imposible destinar un porcentaje importante de la generación argentina al mercado brasileño por cuanto el sistema se descompensaría. Por ello, CAMMESA controla que las cargas en todos los puntos del sistema sean las adecuadas para mantener el sistema en equilibrio.

1541. En base a lo precedente, esta Comisión ha desestimado el argumento de la objetante en cuanto al posible riesgo de desabastecimiento del mercado doméstico como efecto del ingreso de PETROBRAS en el mismo, por la operación notificada.

XI.6. Consideraciones Finales

1542. Por todo lo expuesto, esta Comisión concluye que analizada la operación conforme a los Lineamientos para el Control de las Concentraciones Económicas (Res. SCyDC 164/2001) no infringe el Artículo 7º de la Ley 25.156 de Defensa de

la Competencia, por cuanto no tiene por objeto o efecto restringir o distorsionar la competencia, de modo que pueda resultar perjuicio al interés económico general.

1543. La Comisión ha tomado debida nota de la opinión de los Entes Reguladores consultados conforme al Artículo 16º de la precitada norma, quienes no han formulado objeciones a la operación notificada.

1544. La Comisión ha analizado en detalle las objeciones formuladas por ADIMRA y PBB Polisur y ha entendido que las mismas no tienen sustento suficiente para, conforme a la Ley 25.156 de Defensa de la Competencia, recomendar no autorizar o condicionar la autorización de la operación notificada.

1545. La Comisión ha investigado todas las cuestiones que la SECRETARÍA DE ENERGÍA ha sugerido en su presentación de fs 2163, a saber: i) la integración en la cadena productiva gas-electricidad, ii) el poder de mercado que podría ejercer PETROBRAS en el sistema de transporte gasífero y eléctrico al incorporar las reservas gasíferas de PECOM en la REPÚBLICA DE BOLIVIA, iii) las participaciones accionarias de PECOM en TRANSENER y TRANSPORTADORA GAS DEL SUR y la incidencia de PECOM en la formación de su voluntad social y iv) si caben limitaciones en la compra de los activos de PECOM por parte de PETROBRAS (cf párrafos 208 y ss.).

1546. La Comisión ha tomado nota de las pautas de negociación entre los gobiernos de la REPÚBLICA ARGENTINA y de la REPÚBLICA FEDERATIVA DE BRASIL en relación a un conjunto de compromisos a requerir a PETROBRAS que la SECRETARÍA DE ENERGÍA sugiere. (cf. párrafos 216 y ss.).

1547. Sobre el particular, la Comisión advierte que, sólo le corresponde estudiar compromisos a requerir a las Partes si del análisis realizado conforme a los Lineamientos para el Control de Concentraciones Económicas (Res. SCDyDC N° 164/2001) se concluye que la operación tal como ha sido notificada infringe el referido Artículo 7º de dicha norma y, por tanto, corresponde de acuerdo al Artículo 13º, inc. b), condicionar la autorización de la operación notificada a la consecución de medidas que preserven las condiciones de competencia.

1548. Finalmente y según se dijo, la Comisión ha determinado que el marco regulatorio vigente relativo a las obras de ampliación de la red de transporte eléctrico que confiere a TRANSENER la función de supervisión de las obras, a

cambio de una remuneración del 3% sobre su monto, convendría ser revisado en atención al planteo oportunamente realizado por ADIMRA.

1549. En otro orden, en virtud de ser la SECRETARÍA DE ENERGÍA DE LA NACIÓN la autoridad de aplicación competente de la Ley la la Ley N° 17.319 (denominada Ley de Hidrocarburos) esta Comisión Nacional de Defensa de la Competencia entiende que no corresponde expedirse acerca de si la operación infringe la Ley citada. Además, la SECRETARIA DE ENREGIA, en oportunidad de responder el oficio remitido (fs. 2163), no indicó que la operación notificada viole la normativa mencionada.

1550. Adicionalmente, resta informar que las Partes realizaron un ejercicio teórico sobre las ganancias de eficiencia que podrían obtenerse con la operación, que arroja un monto total de 42 millones de u\$s, que obra como Anexo II del presente Dictamen. Sobre el particular corresponde advertir que el análisis de las ganancias de eficiencia no es pertinente en este caso, por cuanto la operación notificada no aumenta la probabilidad de ejercicio de poder de mercado.

XII. CLÁUSULAS DE RESTRICCIONES ACCESORIAS

1551. Habiendo analizado los instrumentos suministrados por las partes a los efectos de esta operación, no se advierte en los mismos la existencia de cláusulas accesorias restrictivas de la competencia.

XIII. CONCLUSIONES

1552. De acuerdo a lo expuesto precedentemente, esta COMISION NACIONAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA concluye que la operación de concentración económica notificada en los mercados de i) exploración y explotación de petróleo crudo y gas, ii) transporte de petróleo crudo y de gas natural, iii) producción y comercialización de derivados de petróleo y gas, iv) materias primas petroquímicas y productos petroquímicos y v) generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, no infringe el artículo 7º de la Ley N° 25.156, al no restringir o distorsionar la competencia de modo que pueda resultar perjuicio al interés económico general.

1553. Por ello, esta COMISIÓN NACIONAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA aconseja al SEÑOR SECRETARIO DE LA COMPETENCIA, LA DESREGULACION Y LA DEFENSA DEL CONSUMIDOR:

1554. Autorizar la operación de concentración económica por la cual, PETROLEO BRASILEIRO S.A., a través de PETROBRAS PARTICIPACOES S.L. adquirirá de la FUNDACION PEREZ COMPANC, GOYAIKE S.A. y los Sres. Jorge Gregorio Perez Companc, María Carmen Sundblad de Perez Companc, Jorge Perez Companc, Rosario Perez Companc, Pilar Perez Companc, Luis Perez Companc, Cecilia Perez Companc, Catalina Perez Companc y Pablo Perez Companc, el 58,62% del capital accionario de PEREZ COMPANC S.A. y el 58,88% de las acciones de PETROLERA PEREZ COMPANC S.A., tomando el control exclusivo sobre las mismas, conforme a lo establecido en el artículo 13 inciso a) de la Ley N° 25.156.
1555. Adicionalmente, y a efectos de mejorar las condiciones de competencia vigentes y futuras en el segmento de transporte de energía eléctrica, esta COMISIÓN NACIONAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA aconseja al SEÑOR SECRETARIO DE LA COMPETENCIA, LA DESREGULACION Y LA DEFENSA DEL CONSUMIDOR:
1556. Recomendar a la SECRETARÍA DE ENERGÍA el análisis del marco regulatorio vigente relativo a las obras de ampliación de la red de transporte eléctrico que confiere a TRANSENER la función de supervisión de las obras, a cambio de una remuneración del 3% sobre su monto, en atención al planteo realizado por ADIMRA descripto oportunamente (párrafos 1327 y ss.)
1557. Finalmente, esta COMISIÓN NACIONAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA aconseja al SEÑOR SECRETARIO DE LA COMPETENCIA, LA DESREGULACION Y LA DEFENSA DEL CONSUMIDOR, notificar con copia el presente y la Resolución que en consecuencia se dicte a la SECRETARÍA DE ENERGÍA, el ENTE REGULADOR DEL GAS (ENARGAS) y el ENTE REGULADOR DE ELECTRICIDAD (ENRE), en el entendimiento de que la información recogida a lo largo de la investigación puede ser de utilidad a efectos de sus competencias específicas.

XIV. ANEXO I: Superposición de las redes de estaciones de servicio.

Superposición de estaciones de servicio de la red de EG3 y PECOM²⁸¹

BOCAS EG3			BOCA SL / PECOM		
DOMICILIO	LOCALIDAD	TIPO	RAZON SOCIAL	DOMICILIO	
RUTA PROV. N° 11 Y RUTA PROV. N° 4	CHAZON	CORDOBA	Rutera Líquida	SAFFADI CHAZONy Ruta Pcial 4	
SARMIENTO Y R.J. CARCANO	VILLA DOLORES	CORDOBA	Urbana Líquida	SUMI SA 2711	
SAN MARTÍN E HIPOLITO IRIGOYEN	GRANADERO BAIGORRIA	SANTA FE	Urbana Dual	ENDAPLA San Martin esq. Vietti	
MITRE Y ZEBALLOS	ROSARIO	SANTA FE	Urbana Gas	CONQUER II Italia y Rioja Av. Avellaneda	
AV. COLOMBRES 1552	ROSARIO	SANTA FE	Urbana Líquida	SL AVELLANEDA 519 Bis	
AV. LAGOS Y AV. GODOY	ROSARIO	SANTA FE	Urbana Líquida	CONQUER I Italia y Rioja San Juan y Pueyrredon	
AV. FRANCIA 1602/04 AV.PELLEGRINI Y SARMIENTO	ROSARIO	SANTA FE	Urbana Dual Urbana Líquida	CONQUER II CONQUER II Italia y Rioja Av. Avellaneda	
AV.COLOMBRES 1450	ROSARIO	SANTA FE	Urbana Líquida	SL AVELLANEDA 519 Bis	
ESPAÑA Y LA RIOJA AV.ZUVIRIA 5598 E.DERQUI	ROSARIO SANTA FE	SANTA FE	Urbana Líquida	CONQUER II / CONQUER I Zuviria 5198 Pueyrredon y Sarmiento Ac. Centenario 4350	
PELLEGRINI Y MORENO	TOTORAS	SANTA FE	Urbana Líquida	AMBROGIO NESTOR Av. Hernandarias 229	
AYACUCHO Y CHACABUCO	CORRIENTES	CORRIENT ES	Urbana Líquida	AYACUCHO COMBUSTIBLES Y SERVICIOS	
AV.MC LEAN 1001	RESISTENCIA	CHACO	Urbana Líquida	TAMACO COMBUSTIBLES Av. Castelli 127 (y Frondizi)	
AV. CASTELLI 2680	RESISTENCIA	CHACO	Urbana Líquida	COMBUSTIBLES Av. Laprida y Lopez y Planes	
AV.SARMIENTO 1300	RESISTENCIA	CHACO	Urbana Líquida	SL RESISTENCIA	
CALLE 27 ESQ. 102	25 DE MAYO	BUENOS AIRES	Urbana Líquida		
HIPOLITO YRIGOYEN 13405	ADROGUE	BUENOS AIRES	Urbana Dual	PALO VERDE ADROGUE SRL AV. YRIGOYEN Y COMB. DE MALVINAS AV. YRIGOYEN Y COMB. DE MALVINAS	
HIPOLITO YRIGOYEN 13495	ADROGUE	BUENOS AIRES	Urbana Líquida	PALO VERDE ADROGUE SRL AV. INT. BLANCO (RUTA 8) Y RUTA 51	
RUTA NAC. 8 KM. 173,600 AV.HIPOLITO YRIGOYEN 15481	ARRECIFES BURZACO	BUENOS AIRES	Rutera Dual Urbana Dual	GASTECMOR SA COLPRIM SRL H. YRYGOYEN	

²⁸¹ Superposición en un radio de 15 cuadras.

BOCAS EG3			BOCA SL / PECOM	
DOMICILIO	LOCALIDAD	TIPO	RAZON SOCIAL	DOMICILIO
				Y DARDO ROCHA
EVA PERON Y SALTA	LANUS	BUENOS AIRES	Urbana Líquida VAZQUEZ HNOS.	AV. RODRIGUEZ 2582 Y DEHEZA
YERBAL 3105	LANUS OESTE	BUENOS AIRES	Urbana Líquida EL INMIGRANTE SA	AV. SAN MARTIN Y MARCOS AVELLANEDA
CNO.DE CINTURA Y OLIMPO	LUIS GUILLON	BUENOS AIRES	Urbana Líquida GNC OLIMPO SRL	AV. C. DE CINTURA Y OLIMPO
RUTA DE LA TRADICION 8474	MONTE GRANDE	BUENOS AIRES	Urbana Dual GNC OLIMPO SRL	AV. C. DE CINTURA Y OLIMPO
AV. RIVADAVIA 3084 Y URQUIZA	CAPITAL FEDERAL	CAPITAL FEDERAL	Urbana Dual SAN LUIS Y AGÜERO	AGÜERO ESQUINA SAN LUIS
SANTA FE 2900	CAPITAL FEDERAL	CAPITAL FEDERAL	Urbana Dual SAN LUIS Y AGÜERO	AGÜERO ESQUINA SAN LUIS
AV.ACOSTA VILLAFANEZ ESQ.INT.GIMENEZ	FERNANDO DEL VALLE DE CATAMARCA	CATAMARCA	Urbana Dual TOTAL SERVICIOS SRL	RUTA NAC. 38 KM 470
AV. ALMAFUERTE 218	PARANA	ENTRE RIOS	Urbana Líquida GONZALEZ, OSVALDO OSCAR	ALMAFUERTE Y MARANGU NICH
GÜEMES 1500 (SUR)	SAN JUAN	SAN JUAN	Urbana Líquida RAUL OSCAR FERNANDEZ	GRAL ACHA 1098 Y TAPIA (esq. F.M Esquiú)
AV.ACONQUIJA 1931/41	YERBA BUENA TUCUMAN		Urbana Líquida MULTISERVICIOS ACONQUIJA SA	AV. ACONQUIJA 599 (Y MACIEL)

Superposición entre estaciones de servicio de la red de EG3 y REFINOR²⁸²

BOCAS EG3			BOCA REFINOR	
DOMICILIO	LOCALIDAD	TIPO	RAZON SOCIAL	DOMICILIO
BULNES Y FELIX FRIAS	CORDOBA	Urbana Dual	Velich-Velich S.de H.	Sarmiento 907
AV.COLON 3380	CORDOBA	Urbana Dual	Petrocord S.A.C.I.F.	Avda. Colon esq. Chubut
AV.BELGRANO Y RUTA PROV.1	S. DEL ESTERO	Urbana Dual	CCSS La Banda	Rivadavia esq. España Santa Fé esq. Mendoza
REPUBLICA DE SIRIA 17	SALTA	Urbana Líquida	La Constructora S.A. / Padova SRL	/ Avda Belgrano y Siria
RUTA 302 KM. 6	TUCUMAN	Rutera Líquida	Gar S.A.	Aut.J.D.Perón y Avda. Circunvalación
AV.SAN NICOLAS DE BARI Y PORTEZUELO	LA RIOJA		De La Fuente, Carlos y Luis (El Triángulo)	Ruta N° 5 y Solano Gomez

²⁸² Superposición en un radio de 15 cuadras.

BOCAS EG3			BOCA REFINOR	
DOMICILIO	LOCALIDAD	TIPO	RAZON SOCIAL	DOMICILIO
AV.ALEM Y CASEROS	LA RIOJA		De La Fuente, Carlos y Luis (El Triángulo)	Ruta N° 5 y Solano Gomez

Superposición entre estaciones de servicio de la red de PECOM y REFINOR²⁸³

BOCAS SL / PECOM		BOCAS REFINOR	
DIRECCION	LOCALIDAD	RAZON SOCIAL	DOMICILIO
AV. BELGRANO Y AV. DE LAS AMÉRICAS	TUCUMAN	CSS Siria e Italia	Av. Siria e Italia
AV. ALEM 205 Y SAN LORENZO	TUCUMAN	CCSS ALEM	Av. Alem e Independencia
AV. ACONQUIJA 599 (Y MACIEL)	YERBA BUENA (TUCUMAN)	CCSS Mate de Luna	Av. Mate de Luna y Geronimo Helguera
PARAGUAY Y PASAJE DEL INCA	SALTA	CCSS Salta	Salta esq. Pelegrini
AV. MONS. PABLO CABRERA 4822	CORDOBA	S. GIORDANO E HIJOS SRL	MONS. P. CABRERA 5500

²⁸³ Superposición en un radio de 15 cuadras.

XV. ANEXO II: Ejercicio presentado por las Partes sobre las posibles ganancias de eficiencia.

Se transcribe a continuación la presentación realizada por las Partes:

"(...) a pesar de que como lo hemos descrito en el presente las empresas involucradas no han evaluado alternativas de reorganización, hemos confeccionado un cuadro en el cual se detallan las diferentes ganancias de eficiencia que se generarían en el hipotético caso de que Petrobras y Perez Companc tomaran la decisión de operar coordinada y/o unificadamente.

Destacamos que la descripción que sigue no deja de ser un análisis puramente teórico e hipotético, realizado al solo efecto de graficar en forma preliminar y estimativa algunas formas que permitirían unificar procedimientos o aprovechar sinergias, sobre las cuales no se ha profundizado en cuanto a su factibilidad e implicancias.

Únicamente a modo de ejercicio intelectual, y sin que éstas "eficiencias" hayan sido consideradas por las partes, a continuación consideramos las empresas a partir de aquí controladas por Petrobras, como entidades independientes que potencialmente podrían coordinar ciertas actividades mediante contrataciones recíprocas basadas en prácticas y valores de mercado."

	Valor Presente Neto (VPN) (en MM U\$S) (1)
1- Posible operación coordinada de las refinerías de EG3 y de Pecom. Optimización general de logística.	20,0
Las empresas Petrobras contarán ahora con dos refinerías geográficamente distribuidas (San Lorenzo y Bahía Blanca) lo cual permitiría un mejor abastecimiento de las redes y de los clientes desde locaciones más cercanas. A tal efecto se podrían instrumentar contratos de abastecimiento a redes y <i>swaps</i> de Productos. Adicionalmente, surgirían ahorros de implementar prácticas comunes de mantenimiento y por la utilización coordinada de inventarios de repuestos.	
2- Posible swap de gases con PSF para procesar su riqueza en el Complejo Cerri.	4,0
Actualmente, PSF exporta gas con alto contenido de líquidos a Chile. Se podría analizar la factibilidad de inyectar ese mismo gas al sistema de transmisión de TGS, procesarlo en la Planta General Cerri, y continuar enviando a Chile gas "seco".	
3- Potenciales eficiencias operativas por la operación unificada de campos de petróleo y gas.	13,0
La vasta experiencia de Pecom en la operación, gestión y mantenimiento de yacimientos en Argentina, sumado al conocimiento geológico y geofísico de la Cuenca Neuquina, podrían ser aplicados al desarrollo de los campos de PSF y Petrobras Argentina mejorando la productividad de los mismos.	
4- Ahorros de costos por posible consolidación de centros de cómputos.	3,0
Las empresas Petrobras podrían centralizar sus centros de desarrollo y procesamiento de tecnología Informática. De esta manera, se lograrían una mejor utilización de equipos y redes, optimización en uso de servidores y centrales de comunicaciones y reducciones en la importación de licencias de distintas Tecnologías en uso.	
6- Ahorro de costos por potencial unificación de la gestión financiera.	1,0
Las empresas Petrobras utilizan varios instrumentos y servicios financieros en su operación diaria. La potencial coordinación de las mismas generaría mejoras en su gestión, especialmente en lo referente a la gestión de "cuasimonedas", permitiendo la ampliación de su uso para los consumidores.	
7- Ahorros estimados por unificación de las sedes administrativas de las empresas Petrobras en Argentina.	1,0
Actualmente, las empresas Petrobras tienen sus sedes administrativas distribuidas en tres predios en la Ciudad de Buenos Aires. La unificación de las mismas en el edificio propio de Maipú y Rivadavia, permitiría disminuir los costos de alquiler, expensas y mantenimiento.	

(1) Valores presentes netos estimados a una tasa de descuento promedio del 11%

I.	DESCRIPCION DE LA OPERACION.....	1
I.1.	PARTICIPACIONES ACCIONARIAS	2
I.2.	PARTICIPACIONES EN UTES DE EXPLOTACIÓN DE PETRÓLEO Y GAS	3
I.3.	PARTICIPACIONES EN UTES DE EXPLORACIÓN DE PETRÓLEO Y GAS.....	3
II.	ENCUADRAMIENTO JURIDICO.....	4
III.	ACTIVIDAD DE LAS PARTES Y NATURALEZA DEL CONTROL	5
III.1.	LOS VENDEDORES.....	5
III.2.	EL COMPRADOR	11
III.3.	EL CONTROL CONJUNTO Y LA INFLUENCIA SUSTANCIAL EN LAS SOCIEDADES VINCULADAS LOS VENDEDORES	13
III.3.1.	<i>El concepto de control.....</i>	13
III.3.2.	<i>Análisis de los acuerdos de accionistas presentados.....</i>	16
III.4.	CONCLUSIÓN: LAS SOCIEDADES CONTROLADAS POR PECOM QUE FORMAN PARTE DE LA PRESENTE OPERACIÓN.....	26
IV.	DERECHOS A TRANSFERIRSE EN LAS ÁREAS DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS EN LAS QUE PECOM ES EL OPERADOR.....	27
V.	PROCEDIMIENTO.....	30
VI.	OBJECIONES A LA OPERACIÓN FORMULADAS POR TERCEROS	36
VII.	LA OPINIÓN DE LA SECRETARÍA DE ENERGÍA.....	45
VIII.	LAS MATRICES ENERGÉTICAS DE ARGENTINA Y BRASIL.....	49
IX.	NATURALEZA ECONÓMICA DE LA OPERACIÓN	51
X.	EVALUACIÓN DE LOS EFECTOS DE LA OPERACIÓN NOTIFICADA SOBRE LA COMPETENCIA.....	57
X.1.	ADVERTENCIA METODOLÓGICA.....	57
X.2.	EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS	58
X.2.1.	<i>Introducción.....</i>	58
X.2.2.	<i>Mercados relevantes.....</i>	67
X.2.3.	<i>La actividad de PECOM.....</i>	69
X.2.4.	<i>La actividad de PETROBRAS.....</i>	71
X.2.5.	<i>Efectos de la operación en la exploración de petróleo y gas.....</i>	72
X.2.6.	<i>Efectos de la operación en las reservas de petróleo y gas.....</i>	74
X.2.7.	<i>Efectos de la operación en la producción y comercialización de petróleo y gas.....</i>	76
X.2.8.	<i>Efectos de la operación en el transporte de petróleo crudo (oleoductos).....</i>	80
X.2.9.	<i>SÍNTESIS Y CONCLUSIONES.....</i>	81
X.2.10.	<i>La incorporación de reservas de gas en BOLIVIA.....</i>	84
X.3.	TRANSPORTE DE GAS NATURAL.....	86
X.3.1.	<i>Introducción.....</i>	87
X.3.2.	<i>Empresas involucradas.....</i>	88
X.3.3.	<i>Descripción de la actividad de TGS.....</i>	88
X.3.4.	<i>Infraestructura para el transporte de gas.....</i>	92
X.3.5.	<i>Marco Regulatorio.....</i>	94
X.3.6.	<i>Las relaciones verticales pre-existentes.....</i>	101
X.3.7.	<i>LA OPINION DEL ENARGAS.....</i>	103
X.3.8.	<i>Otras opiniones sobre los efectos de la operación.....</i>	103
X.3.9.	<i>SINTESIS Y CONCLUSIONES.....</i>	104
X.4.	PRODUCCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE DERIVADOS DEL PETRÓLEO.....	105
X.4.1.	<i>Introducción.....</i>	106
X.4.2.	<i>Mercados relevantes del producto.....</i>	112
X.4.3.	<i>Mercados geográficos relevantes.....</i>	113

X.4.4.	<i>Efectos de la operación en los combustibles líquidos.</i>	114
	Producción de combustibles líquidos	115
	Comercialización de combustibles líquidos	124
	Red de distribución (estaciones de servicio)	128
X.4.5.	<i>Efectos de la operación en Gas licuado de petróleo (GLP)</i>	135
X.4.6.	<i>Efectos de la operación en Asfaltos</i>	141
X.4.7.	<i>Efectos de la operación en Lubricantes</i>	144
X.4.8.	<i>SÍNTESIS Y CONCLUSIONES</i>	146
X.5.	INDUSTRIA PETROQUÍMICA	152
X.5.1.	<i>Activos transferidos</i>	153
X.5.2.	<i>La actividad petroquímica de PETROBRAS</i>	154
X.5.3.	<i>Descripción de la Industria</i>	156
X.5.4.	<i>La industria petroquímica en el Cono Sur</i>	164
X.5.5.	<i>Mercados relevantes</i>	174
X.5.6.	<i>Efectos de la operación en el abastecimiento de materias primas petroquímicas</i>	183
	Nafta petroquímica	184
	Gas licuado de petróleo (uso petroquímico)	186
	Etano	195
	Análisis de la objeción planteada por PBB Polisor - Dow Química Argentina S.A.	200
X.5.7.	<i>Efectos de la operación en los mercados de productos petroquímicos</i>	211
	Etileno – Polietileno - Cloruro de Vinilo - PVC	212
	Benceno - Etilbenceno - Estireno - Poliestireno - Caucho Sintético SBR	218
	Caucho sintético NBR	224
	Propileno – Polipropileno	225
	Amoníaco - Urea	228
	Tolueno	230
X.5.8.	<i>SÍNTESIS Y CONCLUSIONES</i>	232
X.6.	SECTOR ELÉCTRICO	245
X.6.1.	<i>Introducción: evolución de la industria desde su privatización</i>	245
X.6.2.	<i>La desintegración vertical</i>	248
X.6.3.	<i>LA OPINIÓN DEL ENRE</i>	248
X.6.4.	<i>Metodología de análisis</i>	250
X.6.5.	GENERACIÓN ELÉCTRICA	251
	Las empresas involucradas	251
	Marco Regulatorio	251
	Potencia instalada y generación	255
	Efectos de la operación en el Mercado de Generación Eléctrica	257
	Las relaciones verticales entre gas y generación eléctrica	258
	CONCLUSIONES	261
X.6.6.	TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD	262
	Introducción	262
	Empresas involucradas en la transferencia	262
	Tipos de Sistemas de Transporte	264
	Marco Regulatorio	266
	Efectos de la operación en el transporte de energía eléctrica	273
	CONCLUSIONES	274
	Efectos de la operación en el segmento de transporte independiente	275
X.6.7.	DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD	276
	Introducción	276
	Empresas involucradas en la operación	277
	Marco Regulatorio	277
	Efectos de la operación en la distribución de energía eléctrica	281
	Opiniones sobre el efecto de la operación	286
	CONCLUSIONES	287
X.6.8.	<i>LAS OBJECIONES PRESENTADAS POR ADIMRA</i>	287
XI.	SÍNTESIS Y CONSIDERACIONES FINALES	300
XI.1.	EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS	301
XI.2.	PRODUCCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE DERIVADOS DE PETRÓLEO Y GAS	304
XI.3.	TRANSPORTE DE GAS	310
XI.4.	INDUSTRIA PETROQUÍMICA	312
XI.5.	SECTOR ELÉCTRICO	322
XI.6.	CONSIDERACIONES FINALES	329

XII.	CLÁUSULAS DE RESTRICCIONES ACCESORIAS	331
XIII.	CONCLUSIONES	331
XIV.	ANEXO I: Superposición de las redes de estaciones de servicio.....	333
XV.	ANEXO II: Ejercicio presentado por las Partes sobre las posibles ganancias de eficiencia.....	336