Ministerio de Economía
Secretaría de Defensa de la Competencia y del Consumidor

8

BUENOS AIRES, 8 ENE 2001

191

VISTO el Expediente N° 064-007894/2000 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMÍA, y

CONSIDERANDO:

Que el artículo 58 de la Ley N° 25.156 faculta a la Autoridad de Aplicación de la Ley N° 22.262 a intervenir en las causas que se inicien durante la vigencia de la primera de las normas legales citadas, subsistiendo sus funciones hasta que se constituya y se ponga en funcionamiento el TRIBUNAL NACIONAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA en el ámbito del MINISTERIO DE ECONOMÍA.

Que, en consecuencia, las operaciones de concentración económica en las que intervengan empresas cuya envergadura determine que deban realizar la notificación prevista en el artículo 8° de la Ley N° 25.156, procede su presentación y tramitación por los obligados ante la COMISIÓN NACIONAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA, en virtud de lo dispuesto y por la integración armónica de los artículos 6° a 16 y 58 de la Ley N° 25.156.

Que las presentes actuaciones dan cuenta de la notificación presentada en los términos del referido artículo 8° de la Ley N° 25.156 y con relación a la operación de concentración económica llevada a cabo, por la cual TRANSCANADA PIPELINES LIMITED, NOVA GAS INTERNATIONAL HOLDINGS (CAYMAN) LTD. y TCPL INTERNATIONAL HOLDINGS LTD. venden a TOTAL GAS & POWER VENTURES S.A. el CIEN POR CIENTO (100%) de las acciones de las sociedades holding NOVA GAS

C.E. PROESCRALD N° 1

INTERNACIONAL S.A., NOVA GAS TRANSMISSION (ARGENTINA) LTD., NOVA GAS TRANSMISSION (CHILE) S.A., y TCP PROJECT LTD., las cuales tienen participación en las sociedades operativas TRANSPORTADORA GAS DEL NORTE S.A., GASODUCTO GASANDES (ARGENTINA), TRANSPORTADORA DE GAS DEL MERCOSUR S.A. y GASINVEST S.A., acto que encuadra en el artículo 6° inciso c) de la Ley N° 25.156.

Que la operación de concentración económica que se notifica con incidencia en la industria del gas natural, no infringe el artículo 7° de la Ley N° 25.156 al no disminuir, restringir o distorsionar la competencia, de modo que pueda resultar perjuicio al interés económico general.

Que el suscripto comparte los términos del Dictamen emitido por la COMISIÓN NACIONAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA dependiente de la SECRETARÍA DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA Y DEL CONSUMIDOR al cual cabe remitirse en honor a la brevedad, y cuya copia autenticada se incluye como ANEXO I y es parte integrante de la presente.

Que el infrascripto 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.

Por ello,

EL SECRETARIO DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA Y DEL CONSUMIDOR

RESUELVE:

ARTÍCULO 1° .- Autorizar la operación de concentración económica notificada, por la cual

M.E.
PROESGRALD N°

TRANSCANADA PIPELINES LIMITED, NOVA GAS INTERNATIONAL HOLDINGS (CAYMAN) LTD. y TCPL INTERNATIONAL HOLDINGS LTD. venden a TOTAL GAS & POWER VENTURES S.A. el CIEN POR CIENTO (100%) de las acciones de las sociedades holding NOVA GAS INTERNACIONAL S.A., NOVA GAS TRANSMISSION (ARGENTINA) LTD., NOVA GAS TRANSMISSION (CHILE) S.A., y TCP PROJECT LTD., las cuales tienen participación en las sociedades operativas TRANSPORTADORA GAS DEL NORTE S.A., GASODUCTO GASANDES (ARGENTINA), TRANSPORTADORA DE GAS DEL MERCOSUR S.A. y GASINVEST S.A. de acuerdo a lo previsto en el artículo 13 inc. a) de la Ley N° 25.156.

ARTÍCULO 2° .- Considérese parte integrante de la presente al Dictamen emitido por la COMISION NACIONAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA de fecha 29 de diciembre del año 2000, que en CUARENTA (40) fojas autenticadas se agrega como Anexo I.

ARTÍCULO 3°. – Regístrese, comuníquese y archívese.

M.E.
PROESGRALD N°
1

RESOLUCIÓN N° 8

Dr. CARLOS WINOGRAD
Secretario de Defensa de la
Competencia y del Consumidor

ES COPIA FIEL DEL ORIGINAL

Ministerio de Economía
Secretaría de Defensa de la Competencia y del Consumidor
Comisión Nacional de Defensa de la Competencia

8

Dr. Edgardo R. Núñez
Secretario
Comisión Nacional de Defensa de la Competencia

4304

Expte. N° 064-007894/2000 (Conc. N° 128).-

DICTAMEN CONCENTRACIÓN N° 191

BUENOS AIRES, 29 DIC 2000

SEÑOR SECRETARIO:

Elevamos para su consideración el presente dictamen referido a la operación de concentración económica que tramita en expediente N° 064-007894/2000 del Registro del Ministerio de Economía, caratulado "TOTAL GAS AND POWER VENTURES SA Y TRANSCANADA PIPELINES LIMITED, NOVA GAS INTERNATIONAL HOLDINGS (CAYMAN) LTD. Y TCPL INTERNATIONAL HOLDINGS LTD. S7 NOTIFICACION ART. 8 LEY 25156" por la cual TRANSCANADA PIPELINES LIMITED, NOVA GAS INTERNATIONAL HOLDINGS (CAYMAN) LTD. y TCPL INTERNATIONAL HOLDINGS LTD, venden a TOTAL GAS & POWER VENTURES S.A. el 100% de las acciones de las sociedades holding NOVA GAS INTERNACIONAL S.A., NOVA GAS TRANSMISSION (ARGENTINA) LTD, NOVA GAS TRANSMISSION (CHILE) S.A. y TCP PROJECT LTD, las cuales tienen participación en las sociedades operativas TRANSPORTADORA GAS DEL NORTE S.A., GASODUCTO GASANDES (ARGENTINA), TRANSPORTADORA DE GAS DEL MERCOSUR S.A., y GASINVEST S.A.

I. LAS PARTES

1. Las partes en la presente operación de concentración económica son:

- TOTAL GAS & POWER VENTURES S.A. es la parte compradora. Se trata de una sociedad con domicilio social en Francia, perteneciente al grupo TOTALFINAELF S.A., dedicada a las siguientes actividades: i) negociación y participación en proyectos industriales relacionados con la generación y la comercialización de electricidad, ii) el transporte de hidrocarburos y su transformación en centrales eléctricas para la producción y comercialización de electricidad, iii) el transporte de hidrocarburos y su transformación en unidades industriales para la producción y comercialización de

productos derivados, y iv) la exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos y la explotación de otras sustancias minerales.

2. En la Argentina el grupo TOTALFINAELF S.A. controla las siguientes empresas locales:

- TOTAL AUSTRAL S.A.. Empresa dedicada a la extracción de petróleo y gas natural.
- TOTALGAZ ARGENTINA S.A.. Esta empresa se dedica al envasado y distribución de gas licuado de petróleo (GLP).
- TOTAL LUBRICANTES ARGENTINA S.A.. Esta empresa fabrica (i) productos lubricantes: aceites lubricantes para vehículos, aceites lubricantes industriales, grasas lubricantes para vehículos e industriales y especialidades para automotores (líquidos refrigerantes anticongelantes anticorrosivos concentrados y líquidos para sistemas de freno), y ii) productos fitosanitarios: aceites minerales emulsionables, insecticidas, acaricidas y coadyuvantes.
- HUTCHINSON ARGENTINA S.A.. Esta empresa se dedica a la fabricación de autopartes de caucho.
- MAPA ARGENTINA S.A. Esta empresa fabrica guantes de látex.
- VIRULANTA ARGENTINA S.A. Empresa dedicada a la fabricación de artículos de limpieza para el hogar y la línea de productos para bebés Tigex.
- BOSTIK S.A.. Empresa dedicada a la fabricación de productos adhesivos, colas y masillas destinadas a la construcción, el automóvil, la aeronáutica, la industria del cuero y el embalaje.
- PAULSTRA ARGETINA S.A.. Empresa dedicada a la producción de autopartes de caucho.
- FORMOGAS S.A.. Esta empresa se dedica específicamente al fraccionamiento y distribución del gas licuado de petróleo en garrafas.
- VENADO GAS S.A. Empresa dedicada específicamente al fraccionamiento y distribución de gas licuado de petróleo en garrafas.
- ATOTECH ARGENTINA S.A. Empresa dedicada a la fabricación de productos de química de base, química fina e industrial y productos de performance.
- VETEK S.A.: la actividad desarrollada por esta empresa es la odorización de gases.

ES COPIA FIEL DEL ORIGINAL
Dr. Eduardo R. Nuñez
Secretario
Comisión Nacional de Defensa de la Competencia

- ELF LUBRICANTES ARGENTINA S.A. Esta empresa fabrica productos lubricantes aceites lubricantes para vehículos, aceites lubricantes industriales, grasas lubricantes para vehículos e industriales y especialidades para automotores.

3. TRANSCANADA PIPELINES LIMITED, una de las partes vendedoras, es una sociedad con domicilio en Canadá. Sus actividades comprenden: i) el transporte de gas natural, ii) la distribución de gas natural, iii) la extracción y procesamiento de gas natural, iv) la extracción de líquidos de gas natural, iv) la prestación de servicios de comercialización de gas natural, vi) la prrestación de servicios de asistencia técnica de gasoductos, vii) la prestación de servicios eléctricos, viii) la prestación de servicios eléctricos, ix) la prestación de servicios de comercialización de energía, x) la generación eléctrica, y xi) la venta al por mayor de petróleo y sus derivados.

4. NOVA GAS INTERNATIONAL HOLDINGS (CAYMAN) LTD., una de las partes vendedoras, es una sociedad con domicilio en las Islas Cayman y está controlada por TRANSCANADA PIPELINES LIMITED. Tiene como objeto social la actividad de inversión.

5. TC'L INTERNATIONAL HOLDINGS LTD, una de las partes vendedoras, es una sociedad con domicilio social en Bermuda y es una subsidiaria de TRANSCANADA PIPELINES LIMITED. Las actividades que desarrolla consisten en el transporte de gas natural y la prestación de servicios de comercialización de gas y energía.

6. En la Argentina TRANSCANADA PIPELINES LIMITED controla las siguientes empresas locales:

- NOVA GAS INTERNACIONAL S.A. (NISA) es una sociedad constituida de conformidad con las leyes de la República Argentina. Se encuentra totalmente controlada por TRANSCANADA PIPELINES LIMITED. La actividad principal de NISA consiste en la inversión de capital en sistemas de transporte de gas de la Argentina. NISA presta, además, servicios de asistencia técnica y servicios relacionados con la operación, mantenimiento y gerenciamiento de los sistemas de transporte en los cuales tiene inversiones o en los que su controlante TRANSCANADA PIPELINES LIMITED mantiene.

ES COPIA FIEL DEL ORIGINAL

Ministerio de Economía
Secretaría de Defensa de la Competencia y del Consumidor
Comisión Nacional de Defensa de la Competencia

8

Dr. Edgardo R. Núñez
Secretario
Comisión Nacional de Defensa de la Competencia

directa o indirectamente, una participación accionaria. Es el operador técnico del gasoducto operado por TGN.

- TRANSPORTADORA DE GAS DEL MERCOSUR S.A. (TGM), es una sociedad constituida de conformidad con las leyes de la República Argentina. TGM realiza las siguientes actividades: i) construcción, operación y mantenimiento de gasoductos; ii) transporte de gas natural. Es propietaria de un gasoducto de 437 kilómetros que conecta la red de TGN a la frontera argentino - brasileña. TRANSCANADA PIPELINES LIMITED tiene, a través de NISA, un 21,792% del paquete accionario de esta sociedad.
- GASINVEST S.A., una sociedad constituida de conformidad con las leyes de la República Argentina, cuya actividad es la realización de inversiones. TRANSCANADA PIPELINES LIMITED posee, a través de .NISA y de NOVA GAS ARGENTINA, el 27,23% de las acciones de esta sociedad. GASINVEST es titular del 70,44% de TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A. (TGN).

- TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A. (TGN), una sociedad constituida de conformidad con las leyes de la República Argentina. Realiza las siguientes actividades: i) prestación de servicios relacionados con la operación y mantenimiento de gasoductos de terceros; ii) transporte de gas natural. Se trata de una de las dos licenciatarias de transporte de gas natural de la Argentina resultantes del proceso de privatización de GAS DEL ESTADO S. E. Se encuentra controlada por GASINVEST S.A., quien posee 70,44% de TGN. NISA y NOVA GAS ARGENTINA poseen el 0,03% y el 0,009% de TGN, respectivamente.
- GASODUCTO GASANDES ARGENTINA S.A., una sociedad constituida de conformidad con las leyes de la República Argentina. Realiza las siguientes actividades: i) construcción, operación y mantenimiento de gasoductos; ii) transporte de gas natural Es propietaria del tramo argentino entre La Mora, Mendoza y la frontera argentino - chilena del gasoducto del mismo nombre que a partir de la conexión con TGN, transporta gas desde la provincia de Mendoza hasta Santiago de Chile. TRANSCANADA PIPELINES LIMITED posee indirectamente el 46,5% de las acciones de esta sociedad.

II. LA OPERACIÓN

ES COPIA
FIEL DEL ORIGINAL

Ministerio de Economía
Secretaría de Defensa de la Competencia y del Consumidor
Comisión Nacional de Defensa de la Competencia

Dr. Edgardo R. Nieto
Secretario
Comisión Nacional de Defensa de la Competencia

7. La presente operación de concentración económica consiste en la venta por parte de TRANSCANADA PIPELINES LIMITED, NOVA GAS INTERNATIONAL HOLDINGS (CAYMAN) LTD. y TCPL INTERNATIONAL HOLDINGS LTD, a TOTAL GAS & POWER VENTURES S.A. del 100% de las acciones de las sociedades holding NOVA GAS INTERNATIONAL S.A., NOVA GAS TRANSMISSION (ARGENTINA) LTD, NOVA GAS TRANSMISSION (CHILE) S.A. y TCP PROJECT LTD, las cuales tienen participación en las sociedades operativas TRANSPORTADORA GAS DEL NORTE S.A., GASODUCTO GASANDES (ARGENTINA), TRANSPORTADORA DE GAS DEL MERCOSUR S.A. y GASINVEST S.A.

8. Las sociedades holding cuyo paquete accionario se transfiere son:

- NOVA GAS INTERNACIONAL S.A. (NISA).
- NOVA GASANDES GAS TRANSMISSION (ARGENTINA) LTD, una sociedad constituida de conformidad con las leyes de las Islas Caymán. Esta sociedad realiza únicamente actividad de inversión.
- NOVA GASANDES GAS TRANSMISSION (CHILE) LTD, una sociedad constituida de conformidad con las leyes de las Islas Caymán.
- NOVA GAS INTERNATIONAL (CHILE) S.A., sociedad constituida en virtud de las leyes de Chile.
- TCPL PROJECT LTD., una sociedad constituida de conformidad con las leyes de las Islas Bermudas.

9. Estas sociedades holding mantienen participaciones accionarias en las sociedades operativas con actividades en la República Argentina que fueran mencionadas en los párrafos anteriores:

- TRANSPORTADORA DE GAS DEL MERCOSUR S.A. (TGM). La compradora, por la presente operación, adquiriría el 21,80 del paquete accionario de esta empresa.
- GASINVEST S.A. La compradora, por la presente operación, controlará, directa o indirectamente, el 27,23 del paquete accionario de esta empresa.
- GASODUCTO GASANDES ARGENTINA S.A.. La compradora, por la presente operación, controlará el 46,5% del paquete accionario de esta empresa.

ES COPIA FIEL DEL ORIGINAL

10. En consecuencia, por la presente operación, se transfieren indirectamente participaciones en las siguientes Sociedades Operativas argentinas:

    (i) 27,23 % de GASINVEST, quien a su vez es titular del 70,44 % de TGN;
    (ii) 21,792 % de TGM;
    (iii) 46,5 % de GASANDES ARGENTINA.

11. El contrato de venta de acciones celebrado entre las partes, de fecha 30 de mayo de 2000, prevé dos situaciones: i) Opción de los compradores de las participaciones a adquirir. Con anterioridad al cierre de la operación el comprador puede elegir entre adquirir directamente las acciones de toda o de algunas de las sociedades operativas en lugar de las acciones de la correspondiente sociedad holding.
    ii) Derecho de opción de venta de los vendedores. Sujeto al previo ejercicio por parte de COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A. (CGC) de la opción de compra que CGC tiene a su favor respecto de ciertas acciones emitidas por TGM, DE LA "Participación Indirecta en TGM" , los vendedores tendrán la opción de vender al comprador, y el comprador deberá adquirir la Participación Indirecta en TGM. Dicha opción debe ejercerse en cualquier momento después de la transacción entre los vendedores y TOTAL GAS & POWER VENTURES S.A. y a más tardar en la fecha que tenga lugar en último término entre: (i) el 31 de marzo de 2001, y (ii) dos meses después del vencimiento del plazo de la opción de compra de CGC de la Participación Indirecta en TRANSPORTADORA SUL BRASILEIRA DE GAS S.A. (TSB), sociedad constituida en el marco de las leyes de la República Federativa de Brasil, y a más tardar el 30 de septiembre de 2001, en relación con la Partición Indirecta de TGM. A los efectos del Contrato, la Participación Indirecta de TGM significa el 10,89282% del capital de TGM que TRANSCANADA posee indirectamente en dicha sociedad.

12. Con posterioridad al cierre de la operación pero con anterioridad a la Opción de Venta de los Vendedores descripta precedentemente, la estructura accionaria resultante en las Sociedades Operativas argentinas continuará siendo la misma, dado que las transferencias accionarias se realizan en el capital de las sociedades controlantes, cambiando únicamente el control indirecto. Es decir, la composición accionaria resultante será:

Ministerio de Economía
Secretaría de Defensa de la Competencia y del Consumidor
Comisión Nacional de Defensa de la Competencia

8

Gasinvest	Transcogas Inversora S.A.	22,28 %
	CGC	4,96 %
	NISA (TGPV)	20,60 %
	Nova Gas Arg (TGPV)	6,63 %
	Petroliam Nasional Berhad	18,3 %
	TecGas N.V.	27,23 %
GasAndes Argentina	Nova Gas Arg (TGPV)	46,5 %
	CGC	17,5 %
	Gener S.A.	13,0 %
	MetroGas Chile	13,0 %
	Total Austral	10,0 %
TGN	CMS Gas Argentina Company	29,42 %
	Gasinvest	70,44 %
	Nova Gas Arg (TGPV)	0,009 %
	Transcogas Inversora S.A.	0,03 %
	CGC	0,007 %
	TecGas N.V.	0,03 %
	NISA (TGPV)	0,03 %
	Petronas Argentina S.A.	0,02 %

ES COPIA FIEL DEL ORIGINAL

Dr. Eduardo R. Nuñez
Secretario
Comisión Nacional de Defensa de la Competencia

ES COPIA FIEL DEL ORIGINAL

Ministerio de Economía
Secretaría de Defensa de la Competencia y del Consumidor
Comisión Nacional de Defensa de la Competencia
8
Dr. Edgardo R. Núñez
Secretario
Comisión Nacional de Defensa de la Competencia

	NISA (TGPV)	32,684 %
TGM	Petronas Argentina S.A.	14,63 %
	TecGas N.V.	32,68 %
	CMS Operating S.A.	20,00 %
	CGC	0,006 %

13. Como consecuencia de la transferencia de acciones, el Comprador tendrá el siguiente porcentaje de control indirecto en las Sociedades Operativas:

(i) En Gasinvest controlará en forma indirecta el 27,23 %, resultante de adquirir, directa o indirectamente, el 20,6 % de NISA y el 6,63 % de Nova Gas Arg.

(ii) En GasAndes Argentina, controlará en forma indirecta el 56,5 %, resultante de adquirir indirectamente el 46,5 % de Nova Gas Arg, y del 10 % a través de la titularidad directa de Total Austral.

(iii) En TGN, controlará en forma indirecta el 19,219 %, resultante de adquirir, directa o indirectamente, el 27,23 % de Gasinvest, el 0,03 % de NISA, y el 0,009 de Nova Gas Arg.

(iv) En TGM, controlará en forma indirecta el 21,792 % adquirido de NISA.

En el supuesto que los Vendedores ejercieran la opción de venta mencionada anteriormente, como consecuencia del vencimiento de la opción de CGC sin que CGC hubiera ejercido su opción, la estructura accionaria resultante quedaría igual, modificándose únicamente el control indirecto en TGM que pasaría del 21,792 % al 32,684 %.

III PROCEDIMIENTO

NISA posee inmediatamente del cierre de la operación pero con anterioridad a la Opción de Venta de los Vendedores descripta en el párrafo N°11, el 21,792% adquirido indirectamente por TGPV, más el 10,89282%, cuya opción de compra tiene CGC. Una vez vencido el plazo para ejercer dicha opción de compra por parte de CGC sin que CGC la ejerza, NISA podrá vender al Comprador dicha Participación

ES COPIA FIEL DEL ORIGINAL

Ministerio de Economía
Secretaría de Defensa de la Competencia y del Consumidor
Comisión Nacional de Defensa de la Competencia

Dr. Edgardo R. Nuñez
Secretario
Comisión Nacional de Defensa de la Competencia

14. El día 6 de junio de 2000, las empresas intervinientes pusieron en conocimiento de esta COMISION NACIONAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA la operación de concentración económica bajo análisis, presentando posteriormente, el día 1° de septiembre del mismo año, el Formulario F1.

15. Luego de analizar la información suministrada por las empresas notificantes, se comprobó que la misma no satisfacía los requerimientos del Formulario F1, y que las partes la completaron satisfactoriamente en fecha 19 de septiembre de 2000, a partir de la cual comenzó a correr el plazo del art. 13 de la Ley 25.156.

16. Con fecha 26 de septiembre de 2000 esta COMISION otorgó al ENARGAS la intervención prevista por el art.16 de la Ley 25.156, notificándose de la misma a las presentantes y a dicho organismo con fecha 29 de septiembre del mismo año. La mencionada intervención implica la suspensión del plazo del art. 13 de la citada ley, hasta tanto se produzca la contestación o venza el respectivo plazo.

17. La contestación del ENARGAS se produjo el día 13 de noviembre de 2000, fecha a partir de la cual se reanudó el plazo del artículo 13 de la Ley 25.156. Es de notar que dicho organismo, en su contestación, no formuló ninguna objeción a la operación bajo análisis.

18. En razón de la necesidad de profundizar el análisis respecto de ciertos aspectos de la operación notificada, esta COMISION NACIONAL en fecha 20 de diciembre de 2000 requirió a las presentantes información adicional, mediante el procedimiento del Formulario F2, suspendiéndose el plazo del art. 13 de la Ley 25.156. La información requerida fue proporcionada en fecha 26 de diciembre del mismo año, reanudándose a partir de la misma el aludido plazo. En consecuencia, el vencimiento del plazo del art. 13 de la Ley 25.156 es el 10 de enero del 2001.

IV ENCUADRAMIENTO JURIDICO

Indirecta en TGM, según lo descripto anteriormente, en cuyo caso el Comprador pasaría a tener el

ES COPIA FIEL DEL ORIGINAL

Ministerio de Economía
Secretaría de Defensa de la Competencia y del Consumidor
Comisión Nacional de Defensa de la Competencia

Dr. Edgardo R. Núñez
Secretario
Comisión Nacional de Defensa de la Competencia

19. Las empresas involucradas dieron cumplimiento a los requerimientos de esta COMISIÓN NACIONAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA efectuados en uso de las atribuciones conferidas por los artículos 11 y 58 de la Ley N° 25.156, notificando oportunamente la operación, de acuerdo a lo dispuesto por el artículo 8 de la norma legal precitada.

20. La operación notificada constituye una concentración económica en los términos del artículo 6° inciso c) de la Ley N° 25.156, por cuanto implica la adquisición de acciones que otorgan control (conjunto) respecto de las empresas mencionadas en el acápite anterior.

21. La obligación de efectuar la notificación está dada porque el volumen de negocios de las empresas afectadas supera, a nivel mundial, el umbral de pesos dos mil quinientos millones ($ 2.500.000.000) previsto por el art. 8°, Ley N° 25.156.

V. EVALUACION DE LOS EFECTOS DE LA OPERACIÓN SOBRE LA COMPETENCIA

V.1 INTRODUCCION

22. En forma preliminar resulta conveniente reseñar brevemente cómo se encuentra estructurada en nuestro país la industria del gas natural en sus diversas etapas. El gas natural es extraído por los productores de los yacimientos que contienen dicho hidrocarburo. Una vez extraído el gas es inyectado al sistema de transporte, el cual lleva dicho producto desde el yacimiento hasta el punto de entrega a los distribuidores. El distribuidor, a su vez, es el prestador encargado de recibir el gas del transportista y abastecer a los consumidores a través de la red de distribución, hasta el medidor de consumo. También es posible que se produzca un salteo ("by-pass") del distribuidor, ello puede ocurrir tanto física como comercialmente. El "by-pass" físico ocurre cuando el consumidor (un gran usuario) toma el gas directamente del transportista sin utilizar la red de distribución de aquél; mientras que el "by-pass" comercial se produce cuando se

32,684% de TGM.

desagregan los servicios de transporte y distribución y la adquisición del gas y el consumidor elige un proveedor distinto de la distribuidora local para la provisión del gas y/o su transporte pero sigue utilizando la red de distribución. A continuación se efectuará una breve descripción del marco regulatorio aplicable a la producción y comercialización de gas natural, y al servicio de transporte de gas natural.

V 1.1 <u>Marco Regulatorio Aplicable a la Producción y Comercialización de Gas Natural en Boca de Pozo</u>

23. Hasta 1990, la industria del gas y del petróleo estaba virtualmente monopolizada por el Estado. De hecho, el sector público ejercía un dominio y control absoluto sobre la exploración, producción, desarrollo, transporte y distribución de los hidrocarburos a través de YPF SE y GAS DEL ESTADO, mientras que el sector privado realizaba actividades restringidas, únicamente por contratos con dichos entes públicos.

24. La Ley de Hidrocarburos, sancionada en 1967, estableció el marco regulatorio básico para la exploración y producción del gas y del petróleo en la Argentina. Aún cuando dicha ley confirió al Poder Ejecutivo la facultad de otorgar permisos de exploración y concesiones de explotación, a personas físicas y jurídicas del sector privado, con anterioridad a 1990 no se otorgaron dichos permisos y concesiones, y casi la totalidad de la exploración y la producción de hidrocarburos se realizaba por cuenta de YPF SE. Bajo este régimen, el 97,5 % de la producción de hidrocarburos provenía de áreas asignadas a YPF SE como ente estatal, y la producción del sector privado se desarrollaba bajo contratos de servicios con YPF SE . La totalidad del petróleo producido, ya sea que hubiera sido extraído por YPF SE o por el sector privado mediante dichos contratos de servicios, era entregado a YPF SE, y la Secretaría de Energía distribuía tal producción a las distintas compañías refinadoras mediante cuotas. De esta forma, el Poder Ejecutivo fijaba los precios oficiales de venta interna del petróleo crudo. Asimismo, todo el gas natural producido, sea por YPF SE, o por empresas privadas, debía ser vendido a GdE a precios oficiales de transferencia.

25. En el marco del sistema creado a partir de la desregulación económica, la Ley de Hidrocarburos comenzó a aplicarse para el sector privado. Como consecuencia de ello

los permisos de exploración y las concesiones de explotación se adjudican por concurso en los cuales cualquier persona física o jurídica, con domicilio constituido en la República Argentina, y con la solvencia financiera y la capacidad técnica adecuadas para ejecutar las tareas inherentes, puede presentar ofertas.

26. La concesión de explotación también faculta al titular a obtener una concesión de transporte para evacuar hacia los centros de consumo tanto el gas como los hidrocarburos líquidos producidos (la "Concesión de Transporte"). Los titulares de las concesiones de explotación tienen la libre disponibilidad de toda la producción de hidrocarburos líquidos y gas natural, sin restricciones, para ser vendido tanto en el mercado nacional o en el internacional, debiendo solicitar la oportuna autorización para exportar gas. Sin embargo, esta libre disponibilidad del gas producido no implica, que el titular adquiere la titularidad sobre las reservas de hidrocarburos que, salvo aquellos casos de concesiones otorgadas en virtud del Código de Minería, pertenecen al Gobierno Nacional o Provincial conforme se describe a continuación.

27. En la práctica, la desregulación de la actividad de exploración y producción de hidrocarburos se llevó a cabo a través de diferentes formas: (i) la oferta sujeta a concurso de concesiones de explotación de áreas de interés secundario previamente operadas por YPF, (ii) la oferta y adjudicación de contratos de asociación entre YPF y empresas privadas para la exploración y explotación de algunas de las áreas de mayor producción operadas por YPF; (iii) la transformación o reconversión de contratos de servicios de exploración de empresas privadas con YPF en permisos de exploración: (iv) la transformación o reconversión de contratos de servicios de explotación de empresas privadas con YPF en concesiones de explotación; y (v) la eliminación de los precios oficiales a la venta de crudo y gas. Esta desregulación se complementó con la privatización de YPF que se realizó en el año 1993, y con la mencionada venta de activos de YPF.

28. Según se señalara precedentemente, los titulares de las concesiones de explotación tienen la libre disponibilidad del gas producido bajo dichas concesiones. Esta libre disponibilidad implica que los titulares pueden vender el gas producido sin restricciones tanto en el mercado nacional como en el internacional, debiendo contar sin embargo,

con la correspondiente autorización de la Secretaría de Energía para exportar gas Las exportaciones de petróleo y gas no se encuentran sujetas a impuestos o gravamen alguno que afecte la exportación. Sin embargo, la Ley de Hidrocarburos autoriza al Poder Ejecutivo a restringir las exportaciones de gas durante cualquier período durante el cual el Poder Ejecutivo estime que la producción de gas es insuficiente para abastecer la demanda doméstica, debiendo notificar a los productores con doce meses de antelación a que dicha restricción sea efectiva.

29. Asimismo, la Ley 24.076 dispuso la regulación de los precios del gas "boca de pozo" en la Argentina, por un período entre uno y dos años a partir de junio de 1992, para ser desregulados antes de junio de 1994. De conformidad con el Decreto Nº 2731/93, el precio del gas fue desregulado a partir del 1º de enero de 1994.

V. 1.2 <u>Marco normativo del transporte y la distribución de gas natural</u>

30. Como complemento de la desregulación de la actividad de producción y exploración de hidrocarburos, mediante la Ley del Gas Natural se aprobó la Privatización de GdE y la Regulación del Transporte y la Distribución de Gas Natural. La Ley del Gas Natural estableció una nueva estructura para el transporte y distribución del gas natural y la desregulación de los precios del mismo. Las funciones de compra, transporte, distribución y venta de gas natural de GdE fueron asignadas a diez empresas privadas creadas para dichos fines: dos dedicadas al transporte y ocho a la distribución, cada una de ellas licenciadas y reguladas por un nuevo marco regulatorio.

31. El transporte y la distribución de gas natural constituyen un servicio público regulado por la Ley Nº 24.076, siendo el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS) la autoridad de aplicación de dicha ley. En cambio, la comercialización del gas en boca de pozo es una actividad que se encuentra desregulada.

32. En 1992, la Ley 24.076 y los Decretos Nº 1189/92 y Nº 1738/92 del Poder Ejecutivo Nacional dispusieron la privatización de GAS DEL ESTADO. La mencionada ley y los referidos decretos establecían, entre otras cosas, la transferencia de los activos de GAS DEL ESTADO a dos empresas de transporte y a ocho empresas de distribución. Los

ES COPIA FIEL DEL ORIGINAL

activos de transporte fueron divididos en dos sistemas de gasoductos, el Norte (TGN) y el Sur (TGS), 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. TGN tiene la titularidad y operación exclusiva de los gasoductos Norte, y Centro-Oeste (conformando el sistema norte de transporte de gas); y TGS tiene la titularidad y operación exclusiva del sistema sur de transporte de gas.

33. De acuerdo con la Ley 24.076, se otorgó a cada empresa privatizada una Licencia para operar los activos transferidos, estableciendo un marco regulatorio para la industria privatizada que se basa en el acceso abierto, no discriminatorio, y se creó el ENARGAS para regular el transporte, distribución, comercialización y almacenamiento de gas natural en la Argentina.

34. Debe destacarse, no obstante, que los derechos exclusivos de operación que TGN y TGS tienen sobre los sistemas norte y sur de transporte, respectivamente, no implican el otorgamiento de un monopolio absoluto para el transporte de gas natural, ni un derecho exclusivo alguno para transportar gas en una zona geográfica. El Estado Nacional, a través de autoridad competente, podrá otorgar otras Licencias o autorizar otras modalidades jurídicas para el transporte de gas por terceros a través de gasoductos que no formen parte del sistema de TGN o TGS.

35. Hasta la fecha, no han sido otorgadas –en el marco de la Ley del Gas Natural- Licencias de transporte de gas natural adicionales a las de TGN, y TGS. Esto, según afirman las presentantes, obedecería a diversos factores tales como:

    (i) Suficiente suministro de capacidad de transporte ofrecido por los sistemas de TGN y TGS, atento a las expansiones de capacidad realizadas por estas desde 1993:

    Desde 1993 a diciembre de 1999, TGN ha ampliado la capacidad de su sistema de transporte de 24,80 MMm3/d a 47,80 MMm3/d, lo que significa un incremento de un 92,74 %. Cabe destacar, que más del 60 % de dicho

incremento corresponde al Gasoducto Centro-Oeste, mediante el cual TGN compite con TGS por el transporte de gas natural desde la Cuenca Neuquina

Con respecto a TGS, la ampliación de capacidad de su sistema de transporte ha sido también importante, si bien menor que la de TGN. En efecto, desde 1993 hasta diciembre de 1999, TGS ha ampliado la capacidad de su sistema de transporte de 46,50 MMm3/d a 60,45 MMm3/d, lo que significa un incremento de un 30 %. Al igual que TGN, el mayor aumento de capacidad se registra en uno de los gasoductos que transportan gas desde la Cuenca Neuquina (Gasoducto Neuba II).

(ii) alto costo de la construcción de sistemas de transporte de gas natural; y

(iii) algunos de los nuevos centros de consumo de gas natural como, por ejemplo, el mercado de exportación, han visto satisfecha su demanda de transporte mediante gasoductos construidos como una extensión de los sistemas de transporte de TGN o TGS, al amparo de las Licencias de dichas compañías, y sujetos a la supervisión y control de las mismas (art. 16 inc. c) de la Ley del Gas Natural). Tal es el caso de: GasAndes y TGM, y otros como concesiones de transporte previstos en la Ley de Hidrocarburos.

36. Dentro del mismo esquema regulatorio que GASANDES y TGM, es decir, como extensiones de los sistemas de transporte de TGN o TGS (art. 16 inc. c) de la Ley del Gas Natural), se han construido también los siguientes gasoductos: (a) Gasoducto Norandino (autorizado por Resolución ENARGAS N° 597/98), que transporta gas natural desde un punto de conexión con el sistema de TGN en la Cuenca Noroeste argentina hasta la frontera argentino-chilena (donde se conecta con un gasoducto que se adentra en Chile), y tiene una capacidad máxima de 8 MMm3/d; y (b) Gasoducto Colón-Paysandú (autorizado por Resolución ENARGAS N° 628/98), que con una capacidad máxima inicial de 1,5 MMm3/d, transporta gas desde un punto de conexión con el sistema de TGN en Entre Ríos, Argentina, a un punto de la frontera argentino-uruguaya cercano a la ciudad uruguaya de Paysandú, donde se conecta con un gasoducto que se adentra en suelo uruguayo.

ES COPIA
FIEL DEL ORIGINAL

4318

Ministerio de Economía
Secretaría de Defensa de la Competencia y del Consumidor
Comisión Nacional de Defensa de la Competencia
Dr Eduardo R. Nunez
Secretario
Comisión Nacional de Defensa de la Competencia

V.2 NATURALEZA DE LA OPERACION

37. En la presente operación se verifica la existencia de relaciones verticales ya que TOTAL AUSTRAL S.A., sociedad controlada por la compradora, es usuaria de los gasoductos operados por TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A. (TGN), TRANSPORTADORA DE GAS DEL MERCOSUR S.A. (TGM) y GASODUCTO GASANDES ARGENTINA S.A..

V.3 MERCADO RELEVANTE Y PARTICIPACION DE MERCADO

V. 3.1 <u>MERCADO RELEVANTE AGUAS ARRIBA: LA PRODUCCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DEL GAS EN BOCA DE POZO</u>

V.3.1.1 <u>Breve Descripción del Recurso Gas Natural</u>

38. El gas es un recurso natural no renovable que requiere una serie de transformaciones y acondicionamientos para su posterior utilización. Su demanda se deriva de la demanda de otros bienes y servicios debido a su carácter de insumo básico en la producción.

39. El gas natural resulta ser en gran parte metano (80-90% en volumen). Del proceso de separación de algunos de los componentes del mismo es posible la obtención de gas licuado de petróleo (GLP), al separar el propano y el butano de la gasolina natural.

40. De manera frecuente, la obtención de gas natural suele estar asociada a la actividad de extracción de petróleo, dado que el mismo surge de un proceso químico originado en el mismo petróleo cuando este último se encuentra en el subsuelo.

V 3.1.2 <u>Mercado Relevante del Producto</u>

41. Resulta posible descomponer el proceso productivo del gas natural en etapas bien diferenciadas: la exploración y posterior extracción, el transporte por gasoductos troncales de alta presión desde las áreas de producción hasta los centros de consumo y su distribución a través de redes de media y baja presión hasta los usuarios finales.

ES COPIA FIEL DEL ORIGINAL

Ministerio de Economía
Secretaría de Defensa de la Competencia y del Consumidor
Comisión Nacional de Defensa de la Competencia
Dr. Edgardo R. Núñez
Secretario
Comisión Nacional de Defensa de la Competencia

4320

42. La producción gas natural tiene como finalidad la provisión a actividades demandantes de combustibles energéticos o materias primas. En Argentina, el petróleo y el gas o derivados, en estado gaseoso o líquido, contribuyen con el 88% de la energía utilizada en transportes, industrias, comercios o residencias. El gas natural es en general vendido por sus productores en lo que se denomina boca de pozo (punto de medición entre productores y transportadores de gas) a distribuidores, usinas eléctricas y grandes consumidores, como ser la industria petroquímica.

43. En relación con la determinación del precio del gas natural, desde la desregulación del mercado en el año 1994, éste es pactado en boca de pozo libremente por la oferta y la demanda.

44. Por otro lado resulta destacable que la transabilidad del gas natural se relaciona especialmente con los costos de transporte asociados y su incidencia en el precio final. Puesto que dichos costos son altos, no existe un precio internacional para el gas natural, ya que no se trata de un bien transable internacionalmente.

45 Por lo expuesto, el gas natural es un bien básico que constituye un insumo de otras actividades "aguas abajo". De ello se sigue que los productores de gas natural enfrentan una demanda derivada de aquellas actividades intensivas en el uso de hidrocarburos como insumos básicos de producción.

46. Estas actividades intensivas en el uso de derivados de hidrocarburos, no tienen la posibilidad de sustituir en términos económicamente convenientes esta fuente energética por alguna otra de similar rendimiento. Un ejemplo típico resulta ser en este caso el consumo residencial de gas natural, cuya sustitución por alguna otra fuente de energía implicaría costosas y hasta impracticables adaptaciones de los artefactos del hogar.

47. Se sigue de la exposición efectuada que el mercado relevante del producto se define como el de la exploración y/o extracción de gas natural.

V. 3.1.3 Mercado Geográfico Relevante

48. En relación con el mercado geográfico relevante y como ya se señalara, el gas natural es un bien básico. El gas natural resulta ser a nivel internacional poco transable Su precio resulta de un mercado nacional del mismo.

49. La existencia de un sistema nacional de transporte que alcanza a las distintas cuencas productoras, permite que en los principales centros de consumo del mismo pueda optarse por el gas de diferentes productores.

50. Por lo expuesto, cabe definir al mercado geográfico relevantes a considerar como el mercado nacional de gas natural.

V. 3.1.4 Participaciones de Mercado y Posición en el Mercado de Total Austral

51. El mercado de gas natural es un mercado que muestra una alta concentración de la oferta, tanto al nivel de operador como en cuanto a la titularidad del recurso extraído. Para ilustrar este punto obsérvese que, según cifras de 1999, REPSOL-YPF lidera el mercado con una producción propia que representa el 47% de la producción nacional de gas natural, si se consideran las participaciones de YPF y ASTRA, ambas controladas por el mismo grupo. Asimismo la participación de YPF S.A. en la comercialización de gas natural ha venido siendo superior a su participación en la producción. Esta situación, originada en la comercialización por parte de YPF S.A. de gas de otros productores, le permitió a dicha empresa reforzar su posición de liderazgo en el mercado. En ese sentido debe destacarse TOTAL AUSTRAL vende a YPF S.A. el gas que produce en la Cuenca Austral.

52. A los fines de una correcta apreciación de los datos vertidos en los cuadros subsiguientes, se realiza la distinción entre la producción de petróleo y gas por su propiedad y por operador. En particular, la propiedad se relaciona con la titularidad de los permisos otorgados por la Secretaría de Energía para la exploración y explotación un área determinada, mientras que la operación (esto es, realizar los trabajos de prospección y producción) de dicha área puede o no ser llevada a adelante por él o los titulares del mencionado permiso. En los mencionados cuadros se observa que, si bien

8
Ministerio de Economía
Secretaría de Defensa de la Competencia y del Consumidor
Comisión Nacional de Defensa de la Competencia
Dr. Edgardo R. Núñez
Secretario
Comisión Nacional de Defensa de la Competencia
4322

TOTAL AUSTRAL posee una participación como operador del 16.65% en la producción, su participación en la propiedad del gas es del 5,07% y, dado que su gas de la Cuenca Austral es comercializado por YPF, su participación en la oferta al mercado sería inferior al 3%. El gas de TOTAL AUSTRAL proviene de la Cuenca Austral y de la Cuenca Neuquina, donde la mencionada empresa formó consorcios con otras empresas para explorar y producir gas.

Cuadro N°1

Producción de Gas Natural por Operador para el Año 1999		
	Miles de M3	**Participaciones de Mercado**
YPF S.A.	14.208,575	33.49
Total Austral	**7,063,676**	**16.65**
Pluspetrol	4,302.226	10.14
Pan American Argentina	3,244,996	7.65
Tecpetrol	3,181,842	7.50
Perez Companc S.A.	2,956,375	6.97
Petrolera Santa Fe	1,507.669	3.55
Quintana Minerals Corp.	1.410.438	3.32
Capsa-Capex	956.255	2.25
Petrolera San Jorge	851.238	2.01
Petrolera Perez Companc S.A.	520.612	1.23
Pioneer	521.523	1.23
Sudelektra Argentina S.A.	461.841	1.09
Sipetrol	444.385	1.05
Astra	419.209	0.99
Petrolera Comodoro Rivadavia	250.456	0.59
Vintage Oil	173.772	0.41
Petsud-Necon	97.582	0.23
CGC	80.909	0.19
Total	**42.427.221**	**100.00**

Fuente: Secretaría de Energía de la Nación

Cuadro N°2

Propiedad del Gas Natural por Empresa para el Año 1999		
	M3	**Participaciones de Mercado**
YPF S.A.	18.521.768	43.66
Pan American Argentina	2.977.273	7.02
Pluspetrol	2.909.933	6.86
Total Austral	**2.151.558**	5.07
Perez Companc S.A.	1.894.300	4.46
Tecpetrol	1.738.840	4.10
Astra	1.414.166	3.33

Pioneer	1.139.964	2.69
Capex	964.959	2.27
Petrolera San Jorge	708.939	1.67
CGC	696.618	1.64
Sudelektra Argentina S.A.	461.841	1.09
Sipetrol	457.198	1.08
Petrolera Perez Companc S.A.	400.872	0.94
Petrolera Santa Fe	359.925	0.85
Vintage Oil	277.757	0.65
Petrolera Comodoro Rivadavia	251.568	0.59
Quintana Minerals Corp.	61.915	0.15
Otros	5.030.353	11.86
Total	**42,378,177**	**100.00**

Fuente: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas

53. Los principales clientes de TOTAL AUSTRAL son: en el mercado local, las distribuidoras Metrogas S.A., Gas Natural Ban S.A., YPF S.A. y Distribuidora de Gas Cuyana S.A., la central térmica Central Térmica Mendoza S.A., y en el extranjero, Metrogas Chile S.A. y Colbun S.A.

54. En el mercado local, el gas natural producido por Total Austral en la Cuenca Austral y vendido a sus clientes es inyectado en el Gasoducto San Martín propiedad de TGS. A su vez el gas natural producido por Total Austral en la Cuenca Neuquina es inyectado, de conformidad a las instrucciones recibidas por sus clientes, ya sea en el Gasoducto Neuba II, propiedad de TGS o en el Gasoducto Centro Oeste, de TGN. El gas producido en la Cuenca Neuquina y destinado a sus clientes en Chile es inyectado en el Gasoducto Centro-Oeste.

55. La Cuenca Neuquina es la más importante de las cuencas hidrocarburíferas de la Argentina, tiene una superficie de más de 100.000 km2, y al 31 de diciembre de 1999, contenía aproximadamente el 52 % de las reservas probadas de gas de la Argentina, produciendo durante el año 1999 un promedio de 68,9 MMm3 de gas natural por día, con un total anual de 25.145 MMm3 de gas natural, lo que representa el 59,2 % de la producción total del país. El área de explotación de Loma de la Lata (de donde parte el Gasoducto Centro-Oeste), operada por YPF S.A., es el área más productiva de la Argentina con una producción anual de gas aproximada de 10.761 de MMm3. El gas de la Cuenca Neuquina representa aproximadamente un 62 % del gas cargado por los

distribuidores de gas natural en los gasoductos operados por TGS, y más de un 48 % del gas cargado por dichos distribuidores en el sistema operado por TGN.

V. 3. 2 MERCADO RELEVANTE AGUAS ABAJO: EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL

56. En la presente operación el mercado relevante aguas abajo está constituido por el servicio de transporte de gas natural que es realizado utilizando la licencia de TGN, cubriendo en forma directa las provincias de Jujuy, Salta, Tucumán, Santiago del Estero, Catamarca, Córdoba, San Luis, Mendoza, La Pampa, Neuquén, Santa Fe, Entre Ríos y Buenos Aires, y en forma indirecta, a través de gasoductos secundarios, las provincias de San Juan, La Rioja y Corrientes. Además, mediante extensiones del gasoducto de TGN se presta el servicio de exportación de gas natural hacia Brasil y hacia Chile.

V. 3.2.1 EL SERVICIO DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL DENTRO DEL PAÍS

V. 3.2.1.1 Area de cobertura

57. TGN recibe el gas natural entregado por el cargador o por un tercero por cuenta del cargador, en los puntos de recepción (punto de interconexión con instalaciones del productor o con otro gasoducto) y en las cantidades acordadas, que transporta a través de un gasoducto; y entrega al cargador o a quien éste designe en los puntos de entrega acordados una cantidad de gas natural igual a la recibida menos el gas natural utilizado como combustible y pérdidas de la línea de gasoducto.

58. TGN presta el servicio de transporte de gas natural cubriendo en forma directa las provincias de Jujuy, Salta, Tucumán, Santiago del Estero, Catamarca, Córdoba, San Luis, Mendoza, La Pampa, Neuquén, Santa Fe, Entre Ríos y Buenos Aires, y en forma indirecta, a través de gasoductos secundarios, las provincias de San Juan, La Rioja y Corrientes.

59. TGN realiza la prestación del servicio de transporte de gas natural a través de un sistema de transporte que comprende dos gasoductos troncales (Gasoducto Centro-Oeste y Gasoducto Norte) que están conectados a dos de las principales cuencas

productoras de gas natural de la Argentina, Cuenca Neuquina y Cuenca Noroeste, e indirectamente a los yacimientos ubicados en Bolivia, donde también es inyectado el gas natural al sistema de transporte. Además, el sistema de transporte de TGN está conectado a cinco de las nueve distribuidoras que operan en la Argentina y a gasoductos de exportación que entregan gas natural a Chile y Brasil.

60. TGN es la única compañía transportadora de gas dentro de la región que cubre, a excepción del área metropolitana de Buenos Aires, que también es cubierta por TGS. El área metropolitana de Buenos Aires es servida por TGS y TGN de la siguiente forma:

(MMm³/d)	1997	1998	1999
TGN	7,702	7,712	7,712
Zona Metropolitana	0,97	0,97	0,97
Zona Bs. As. Norte	6,482	6,492	6,492
Zona Bs. As.	0,25	0,25	0,25
TGS	38,233	39,513	40,704
Zona Metropolitana	23,16	23,46	24,01
Zona Bs. As. Norte	6,8	7,18	7,875
Zona Bs. As.	8,273	8,873	8,819

V. 3.2.1.2 <u>Modalidades de prestación del servicio</u>

61. TGN recibe el gas natural entregado por un cargador o por un tercero por cuenta del cargador, en los puntos de recepción (punto de interconexión con instalaciones del productor o con otro gasoducto) y en las cantidades acordadas, que transporta a través de un gasoducto; y entrega al cargador o a quien éste designe en los puntos de entrega acordados una cantidad de gas natural igual a la recibida menos el gas natural utilizado como combustible y pérdidas de la línea de gasoducto.

62. De acuerdo con el Marco Regulatorio, y la Licencia de transporte de TGN (Decreto Nº 2457/92), TGN debe prestar los servicios de transporte de gas natural bajo alguna de las siguientes modalidades y en los términos y condiciones establecidos en la Licencia:

a) **Servicio de Transporte Firme**: el servicio de transporte firme tiene las siguientes características: i) no se admiten interrupciones ni reducciones, salvo en caso de emergencia o fuerza mayor; ii) el servicio debe ser contratado por una cantidad

mínima de 5.000 m3/día y un plazo mínimo de 1 año; iii) el precio del servicio de transporte firme está regulado como una tarifa máxima. La transportista puede realizar descuentos a sus cargadores en condiciones no discrimintaorias.

b) **Servicio de Transporte Interrumpible**: el servicio de transporte interrumpible tiene las siguientes características: i) la prestación del servicio está sujeta a interrupciones o reducciones debido a condiciones operativas o insuficiencia de capacidad disponible a opción de la transportista, que deberán ser notificadas al cargador con 6 horas de anticipación a cada entrega, salvo que obedezca a causas ajenas o a fuerza mayor; ii) el servicio debe ser contratado por una cantidad mínima de 1.500.000m3 anuales; iv) el precio del servicio de transporte interrumpible es una tarifa fija regulada y no se permiten descuentos.

c) **Servicio de Intercambio y Desplazamiento**: resulta de utilidad para un cargador que esté conectado a uno de los gasoductos de la transportista, que desee recibir gas natural en un punto de entrega que se encuentra "aguas arriba" del punto de recepción del gas por la transportista, o un cargador que desee transportar gas proveniente de un pozo productor no conectado en forma directa al gasoducto de la transportista ("swap"). El precio del servicio de intercambio y desplazamiento está regulado como una tarifa máxima. La transportista puede realizar descuentos a sus cargadores en condiciones no discriminatorias; no prevé una cantidad mí ma ni un plazo mínimo.

V. 3.2.2 <u>El Servicio de Transporte de Gas Natural hacia Brasil</u>

63. El 18 de diciembre de 1997 TGN realizó una oferta a TGM para la celebración de un Acuerdo de Expansión aceptado por TGM mediante su presentación ante el ENARGAS para su aprobación. En virtud de dicho contrato TGN otorgó el derecho a TGM a extender el gasoducto de TGN desde Aldea Brasilera, en la Argentina, hasta la frontera argentino-brasileña y proveer el servicio de transporte de gas a sus clientes, en los términos del artículo 16 de la Ley del Gas Natural. Dicho contrato fue aprobado por el ENARGAS mediante Resolución Nº 598/98, por la cual TGM quedó habilitada para construir y operar el gasoducto.

Ministerio de Economía
Secretaría de Defensa de la Competencia y del Consumidor
Comisión Nacional de Defensa de la Competencia
Dr. Eduardo R. Núñez
Secretario
Comisión Nacional de Defensa de la Competencia

64. De acuerdo con lo mencionado en el párrafo anterior, la actividad de TGM consiste en la prestación de servicio de transporte de exportación de gas natural a través de un gasoducto que se extiende desde Aldea Brasileira, Provincia de Entre Ríos, hasta la frontera argentino-brasileña. El gas natural es inyectado por el cargador en la Cuenca Neuquina, es transportado a través del Gasoducto Centro-Oeste de TGN y luego inyectado en el gasoducto de TGM a través de una interconexión con el Gasoducto Norte de TGN en la localidad de Aldea Brasileira. Desde dicha localidad el gas es transportado por el gasoducto de TGM hasta la frontera argentino-brasileña, y es exportado a Brasil mediante una conexión en la frontera con Brasil con el gasoducto de TSB.

65. Actualmente, TGM presta el servicio de transporte de gas natural únicamente bajo la modalidad de transporte firme. Dicha empresa provee de gas únicamente a la planta de generación eléctrica de AES ubicada en Uruguayana. TGM firmó un Contrato de Transporte con YPF para transportar el gas proveniente de la Cuenca Neuquina (a través del gasoducto de TGN) a lo largo del gasoducto de TGM, desde Aldea Brasilera (punto de conexión del gasoducto de TGN con TGM) hasta la frontera con Brasil. En este último punto el gasoducto TGM se conecta con el gasoducto de 25 km de TSB, el cual a su vez se conecta con el gasoducto de 12 km de Sulgás, el cual transporta el gas hasta la planta de generación térmoeléctrica de AES en Uruguayana. La duración del mencionado Contrato de Transporte con YPF es de aproximadamente 19 años, comenzando a partir del 1° de junio de 2000 hasta el 1° de diciembre de 2019. No obstante el gasoducto de TGM está diseñado para proveer gas a otros clientes de Brasil a través de la expansión futura de dicho gasoducto desde la frontera con Brasil hasta la ciudad de Porto Alegre.

66. Afirman las presentantes que los acuerdos de transporte de gas firmados entre TGM y sus clientes no están sujetos a los términos de los modelos de contratos de transporte aplicables a las Licencias de transporte dentro del país, sino a un régimen especial establecido por la Resolución N° 458/97 del ENARGAS por el cual TGM puede negociar los términos contractuales con sus clientes y crear sus propios modelos de contratos registrándolos ante el ENARGAS. De acuerdo con este régimen, TGM registró sus acuerdos de transporte ante el ENARGAS sin objeciones por parte del ente regulador.

8 -Ae
Ministerio de Economía
Secretaría de Defensa de la Competencia y del Consumidor
Comisión Nacional de Defensa de la Competencia
Dr. Edgardo R. Núñez
Secretario
Comisión Nacional de Defensa de la Competencia

Las tarifas que TGM cobra a sus clientes brasileños, en principio, no se encuentran reguladas.

67. Desde su inauguración en junio de 2000 TGM el único gasoducto de la Argentina que exporta gas a Brasil.

IV. 3.2.3 <u>El Servicio de Transporte de Gas Natural hacia Chile</u>

68. GASANDES ARGENTINA y TGN firmaron un Acuerdo de Expansión el 18 de agosto de 1995, que le otorga derecho a GasAndes Argentina a extender el gasoducto de TGN desde La Mora, Argentina, hasta la frontera argentino-chilena y proveer el servicio de transporte de gas a sus clientes, en los términos del artículo 16 de la Ley del Gas Natural. Dicho acuerdo fue aprobado por el ENARGAS mediante Resolución Nº 188/95, por la cual GasAndes Argentina quedó habilitada para construir y operar el gasoducto.

69. De acuerdo a lo mencionado en el párrafo anterior, la actividad de GASANDES ARGENTINA consiste en la prestación del servicio de transporte de exportación de gas natural a través de un gasoducto que se extiende desde la localidad de La Mora, Provincia de Mendoza hasta la frontera argentino-chilena. GASANDES ARGENTINA es un gasoducto de exportación y la totalidad de los clientes de GasAndes se encuentran en Chile, por lo que la totalidad del transporte es de exportación, no realizando ventas al mercado interno.

70. Según manifiestan las presentantes GasAndes fue desarrollado como un medio para entregar el gas natural producido en la Argentina a la región Metropolitana de Chile a precios competitivos con los precios de combustibles alternativos consumidos por clientes industriales, comerciales y residenciales y por generadores de electricidad. Antes de la construcción de GasAndes, la única región de Chile que tenía acceso al gas natural era la región del extremo sur de Chile próxima a Punta Arenas, en donde el gas natural se usaba principalmente para la producción de petroquímicos. Los requerimientos de energía en las regiones centrales de Chile se satisfacían mediante el consumo de fuel oil, gas licuado, hidrocarburos livianos, carbón y electricidad. La demanda de electricidad se satisfacía principalmente con generación hidroeléctrica de

ES COPIA FIEL DEL ORIGINAL

4329

las plantas ubicadas al sur de Santiago y por algunas plantas a carbón ubicadas en la región del SIC. En la actualidad, y desde el comienzo de sus actividades en 1997, GasAndes es el único gasoducto que sirve a la región Metropolitana de Santiago de Chile.

71. El gas natural es inyectado por los cargadores en la Cuenca Neuquina, es transportado a través del Gasoducto Centro-Oeste de TGN, y luego inyectado en el gasoducto de GASANDES a través de una interconexión con el Gasoducto Centro-Oeste en la localidad de La Mora, Provincia de Mendoza. Desde dicha localidad, el gas es transportado por el gasoducto de Gas Andes hasta la frontera argentino-chilena, y es exportado a Santiago, Chile a través de la porción chilena de GASANDES.

72. Afirman las presentantes que los acuerdos de transporte de gas firmados entre GasAndes Argentina y sus clientes chilenos no están sujetos a los términos de los modelos de contratos de transporte aplicables a las Licencias de transporte dentro del país, sino a un régimen especial establecido por la Resolución Nº 458/97 del ENARGAS por el cual GasAndes Argentina puede negociar los términos contractuales con sus clientes y crear sus propios modelos de contratos registrándolos ante el ENARGAS. De acuerdo con este régimen, GasAndes Argentina registró sus acuerdos de transporte ante el ENARGAS sin objeciones por parte del ente regulador. Cualquier contrato de transporte futuro de GasAndes Argentina también tendrá que estar registrado. Las tarifas que GasAndes Argentina cobra a sus clientes no se encuentran reguladas.

73. GASANDES ya ha contratado sus servicios en firme con sus clientes. Estos clientes son plantas termoeléctricas y una distribuidora de gas, quienes reciben el gas natural para consumir o distribuir en Chile. Sin embargo, GASANDES no transporta para terceros, ni terceriza sus contratos de transporte con ningún otro gasoducto. En el caso de los precios de transporte, bajo los contratos de transporte firmados con sus clientes, GasAndes Argentina fija una fórmula para calcular la tarifa que cobra. Este cálculo se aplica por los 25 años de vigencia del contrato. Afirman las presentantes que si GasAndes Argentina negociara una tarifa menor con algún cliente nuevo, tendría que ofrecerle la nueva tarifa negociada a sus clientes actuales, circunstancia que constituiría una obligación regulatoria controlada por el ENARGAS.

74. GasAndes es el único gasoducto que transporta gas natural desde la Cuenca Neuquina hasta la ciudad de Santiago de Chile.

V.4 ASPECTOS DEL MARCO REGULATORIO DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL DESTINADOS A PREVENIR PRACTICAS ANTICOMPETITIVAS

75. Como ya fuera expresado anteriormente, en la República Argentina el servicio de transporte de gas prestado por TGN, TGM y GASANDES ARGENTINA se halla altamente regulado. Este alto grado de control que el Estado ejerce sobre el servicio se origina en el carácter de servicio público del mismo, y la limitada competencia que -debido a sus características tecnológicas- tiene el mismo.

76. Pueden distinguirse diversos aspectos de la regulación del transporte de gas destinados a evitar prácticas anticompetitivas o discriminatorias por parte de los transportistas de gas natural: 1°) reglamentación de las tarifas de transporte; 2°) acceso abierto; 3°) indicador de transparencia del mercado; y 4°) normas de desintegración vertical. Este último aspecto será objeto de especial análisis atento a que la presente operación tiene repercusión sobre el mismo.

V.4.1 Reglamentación de las Tarifas de Transporte

77. Las tarifas máximas del servicio que cobra TGN 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.

78. De acuerdo con lo dispuesto por la Ley del Gas Natural, las tarifas que cobrará TGN 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 también razonable a las Licenciatarias (art. 38 a) de la Ley del Gas Natural).

8

Ministerio de Economía
Secretaría de Defensa de la Competencia y del Consumidor
Comisión Nacional de Defensa de la Competencia

Dr. Eduardo R. Núñez
Secretario
Comisión Nacional de Defensa de la Competencia

4331

79. La Ley del Gas Natural 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. 2° Ley del Gas Natural).

80. De acuerdo con lo dispuesto en la Ley del Gas Natural y su Decreto Reglamentario, TGN podría pactar libremente tarifas menores que las máximas establecidas por el ENARGAS (excepto para el servicio interrumpible), pero en ningún caso podrá cobrar por igual Servicio tarifas preferenciales entre usuarios análogos situados en zonas geográficas no diferenciadas. Así, el art. 43 de la Ley del Gas Natural 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 distingo equivalente que pueda aprobar el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS".

81. En el caso de TGM y GASANDES, se aplican las tarifas de los contratos de transporte firme de largo plazo celebrados con los respectivos cargadores que implican compromisos firmes del 100 % en el caso de TGM, y del 92 % en el caso de GASANDES ARGENTINA, de la capacidad de transporte disponible en dichos ductos hasta los años 2017 y 2022, respectivamente. Las tarifas que TGM cobra a sus clientes brasileños y las que GASANDES cobra a sus clientes chilenos, en principio, no se encuentran reguladas.

V. 4.2 <u>Acceso Abierto</u>

82. 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.

83. 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.

84. 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, no pudiendo otorgar ventajas o preferencias en el acceso.

85. Entre los objetivos de la Ley del Gas Natural se destacan 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. En tal sentido, el artículo 26 de dicha Ley establece que: "[...] 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".

86. Asimismo, el artículo 2 inc. (5) del Decreto Nº 1738/92 establece que:" [...] a fin de aplicar la política de libre acceso, el Ente emitirá normas 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".

87. 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 del Gas Natural:

(2) "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";

(3) "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";

(4) "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

(5) "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".

88. El libre acceso al sistema de transporte quedaría pues garantizado por la normativa vigente. Los cargadores del gas producido por las empresas que compiten con TOTAL AUSTRAL, tendrían pues acceso abierto al sistema de transporte en un marco de no-discriminación. Asimismo, cuando no llegaren a una 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.

89. De acuerdo con las facultades otorgadas por el artículo 26 inciso 5) del Decreto Reglamentario de la Ley del Gas Natural, el procedimiento para la asignación de capacidad de transporte firme fue establecido por la Resolución ENARGAS Nº 1483/2000 bajo el título de "Lineamientos para la Asignación de la Capacidad de Transporte Firme".

90. Los Lineamientos son de aplicación para toda la capacidad regida por el principio de acceso abierto, incluidas: (i) la capacidad de transporte firme de las Licenciatarias de

transporte de gas natural, tales como TGN; (ii) las conexiones al sistema licenciado de transporte regidos por Acuerdos entre terceros interesados y Licenciatarias de transporte, conforme lo dispuesto en el articulo 16, inc. (b) de la Ley del Gas Natural, tales como GASANDES y TGM; (iii) la capacidad disponible de las concesiones de transporte de la Ley de Hidrocarburos; y (iv) las cesiones de capacidad de transporte conforme articulo 4 Resolución ENARGAS Nº 419/97.

91. Conforme los mencionados Lineamientos, toda oferta de capacidad de transporte debe ser comunicada, para su aprobación, a la Autoridad Regulatoria antes de la fecha de publicación junto con las Bases del Concurso - incluyendo un modelo de contrato -. Dichas ofertas deben ser publicadas al menos 3 días, cada día en 2 diarios de difusión nacional. Adicionalmente, la misma información y las Bases del Concurso deben estar disponibles en la página de Internet del ENARGAS y de la propia transportista.

92. Los mencionada 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 del Gas Natural y su decreto reglamentario, dándole seguridad, y publicidad al proceso de asignación de capacidad de transporte.

93. En resumen, TGN, TGM y GASANDES ARGENTINA están obligadas 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 del Gas Natural) 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 de la Ley del Gas Natural); y (iii) 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.

V. 4.3 Indicador de Transparencia del Mercado

94. El ENARGAS mediante Resolución Nº 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.

95. 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.

96. 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 del Gas Natural, su reglamentación, las Licencias de Transporte, y demás normas aplicables a la prestación del servicio.

97. 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").

98. Mediante el Indicador de Transparencia, el ENARGAS establece como práctica habitual que las transportistas difundan masivamente a través de medios electrónicos, la información relativa a cada día operativo de sus sistemas.

99. 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.

100. Para esto, cada Transportista deberá informar los datos del día operativo inmediato anterior, detallando los puntos de inyección, los puntos de entrega identificando cada

uno de los cargadores con su capacidad autorizada agrupados por subzona tarifaria detallando dentro de la misma los volúmenes entregados y los tipos de contratos que utiliza.

101. 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.

102. Para cumplir con el indicador de transparencia, la entrega por las transportistas de la información en tiempo y forma deberá verificarse en un 92 % para el año 2000, y 95 % para el año 2001 en adelante.

103. 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.

104. 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.

V.4.4 <u>Normas de Desintegración Vertical</u>

105. El marco regulatorio procura limitar la integración vertical de sus agentes, como medio para incrementar la competencia entre éstos y estimular su eficiencia. A tales efectos, 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 del Gas Natural establece ciertas restricciones para la integración vertical de la producción, transporte, y distribución de gas en la Argentina. Dichas restricciones son dos: una apunta a la relación Productor/Transportista, y la otra a la relación Grupo de Productores/Transportista. También existe una medida adicional a las restricciones mencionadas, por la cual los contratos entre sociedades vinculadas que comprenden diferentes etapas en la industria del gas, deben ser aprobados por el ENARGAS, el cual

podrá rechazarlos sólo en caso de alejarse de contratos similares entre sociedades no vinculadas. A continuación se desarrollará en qué consisten las mencionadas restricciones y la aludida medida adicional.

106. Las presentantes sostienen que la presente operación no infringe ninguna de las mencionadas restricciones. Más allá de que no corresponde a esta COMISION sino al ENARGAS, como órgano competente en la aplicación del Marco Regulatorio del Gas Natural, evaluar el mérito de estas afirmaciones de las presentantes, se repasarán las mismas puesto que ayudan a una mejor comprensión del funcionamiento de esta industria. Por otra parte, del informe efectuado por el ENARGAS en cumplimiento del artículo 16 de la Ley 25.156 se desprende que dicho organismo no ha formulado objeción alguna a la presente operación.

107. Restricción Productor/Transportista. Conforme a lo dispuesto por el primer párrafo del art. 34 de la Ley del Gas Natural, y su decreto reglamentario: "Ningún productor [...], ni empresa controlada o controlante [del productor,] [ni empresa a la que el productor esté sujeta a control común], podrá tener una participación controlante, de acuerdo con lo definido en el art. 33 de la Ley N° 19550, en una sociedad habilitada como transportista".

108. Las presentantes ofrecen varios argumentos para sostener que la adquisición de acciones de GASINVEST por TGPV no se encuentra alcanzada por la mencionada restricción. Además, también sostienen que la restricción bajo análisis tampoco alcanza la adquisición por TOTAL GAS & POWER VENTURES a través de la compra de NISA de: un 21,792% de TGM; y (ii) un 46,5 % de GASANDES ARGENTINA.

109. Restricción Grupo de Productores/Transportista. Adicionalmente a la restricción señalada anteriormente, el art. 34 de la Ley del Gas Natural y de su Decreto Reglamentario también restringen la participación de grupos de productores en empresas Licenciatarias de transporte: "ningún productor, [...] grupo de ellos, ni empresa controlada o controlante de los mismos, ni empresa a la que el productor este sujeta a control común, podrá tener una participación controlante, de acuerdo con lo definido en el art. 33 de la Ley N° 19550, en una sociedad habilitada como transportista [...]".

110. Esta restricción es aclarada por el art. 34, párrafo tercero, del Decreto Reglamentario Nº 1738/92: "[...] no se considerarán incluidos en la restricción allí prevista los grupos de productores [...] aunque posean en conjunto, más del 50 % del capital o de los votos en la sociedad inversora controlante de un transportista [...], si no suministran [...] en conjunto mas del 20 % del gas transportado del transportista controlado por la sociedad inversora en la que dicho grupo participa [...] siempre que ninguno de los miembros de dicho grupo posea por sí solo una participación controlante y que el transportista [...] no incurra en trato preferencial a favor de dicho grupo o de cualquiera de sus integrantes. A los efectos de dicho veinte por ciento (20 %) se computarán tanto los suministros directos de los productores al distribuidor respectivo, como aquellos efectuados indirectamente a través de otros productores o comercializadores".

111. Es necesario pues, detallar la composición accionaria de GASINVEST para verificar la aplicación de la restricción mencionada. Luego de efectuado el cierre de la transacción bajo análisis, la composición accionaria de GASINVEST sería la siguiente:

Accionista	Número de Acciones	Porcentaje
Transcogas Inversora S.A.	50.609.767	22,28 %
Compañía General de Combustibles S.A.	11.264.327	4,96 %
NISA (TGPV)	46.808.251	20,60 %
Nova Gas Arg (TGPV)	15.066.069	6,63 %
Petroliam Nasional Berhad	41.536.506	18,30 %
TecGas N.V.	61.874.094	27,23 %
TOTAL	**227.159.014**	**100,00 %**

112. Como se señalara anteriormente TGPV, propietaria de NISA y NOVA GAS ARG, se encuentra bajo control común con TOTAL AUSTRAL productora de gas natural bajo la Ley del Gas Natural. De los restantes accionistas, los siguientes serían relevantes a efectos de la restricción bajo análisis:

(i) TECGAS N.V.: es una empresa del GRUPO TECHINT, y está bajo control común con TECPETROL S.A. TECPETROL S.A. es productor de gas natural bajo la Ley del Gas Natural ya que tiene intereses en concesiones de explotación de gas natural en la Argentina.

(ii) TRANSCOGAS INVERSORA S.A. y CGC:_CGC es productor de gas en los términos arriba señalados. TRANSCOGAS es una subsidiaria de CGC.

113. En adelante, a los efectos del análisis de la presente restricción se hará referencia a NISA, NOVA GAS ARG, TRANSCOGAS, CGC, y TECGAS como "los Productores". De la suma de sus participaciones accionarias, surge que los Productores tienen un interés mayoritario (81.7 %) en GASINVEST, e indirectamente también controlan TGN.

114. Las presentantes afirman que los Productores no tienen entre sí ninguna vinculación societaria o económica, ni comercializan conjuntamente su producción, sosteniendo que las empresas productoras de gas vinculadas a TECGAS N.V. (TECPETROL S.A.), TRANSCOGAS INVERSORA (CGC) y a TGPV (TOTAL AUSTRAL) compiten agresivamente entre sí para colocar su producción de gas natural.

115. Las presentantes aportaron datos de los que se desprende que el gas producido y cargado por los Productores en porcentaje del total de gas cargado en TGN no supera el límite del 20%. También se desprende de los mencionados datos que ese límite tampoco es superado cuando lo que se computa es el gas producido por los Productores y cargado por los Productores y sus clientes.

116. No obstante lo mencionado en el párrafo anterior, debe destacarse que una interpretación de la mencionada restricción que contabilice el gas cargado por los Productores y sus clientes a los efectos del límite del 20%, constituiría un elemento significativo para atenuar las preocupaciones que una relación vertical como la analizada pueda generar con un enfoque de defensa de la competencia. Esta interpretación, a diferencia de la sostenida por las presentantes -que dice que sólo debe computarse el gas cargado por los Productores- limita la posibilidad de que se ejerzan prácticas exclusorias, ya que el grupo de productores controlante de la transportista no podría incrementar su participación en el mercado de producción y comercialización de gas más allá de lo que le permita la restricción de transportar su gas por sus gasoductos, sin tener que modificar la composición accionaria de la transportista.

117. Además de las dos restricciones explicadas precedentemente, existe una medida adicional destinada también a salvaguardar la competitividad del mercado de gas natural. La misma consiste en que todo contrato de transporte de gas entre TOTAL AUSTRAL y TGN deberá ser sometido a la aprobación del ENARGAS. En efecto, en su último párrafo, el art. 34 de la Ley del Gas Natural establece que todos los contratos entre sociedades vinculadas que comprenden diferentes etapas en la industria del gas natural (por ejemplo, producción y transporte) deberán ser aprobados por el ENARGAS, que controlará que hayan sido celebrados en condiciones de no-discriminación, es decir, no alejados de contratos similares entre sociedades no vinculadas.

V.5 ANALISIS DE LOS EFECTOS SOBRE LA COMPETENCIA

118. En el caso de la operación de concentración económica aquí analizada, de naturaleza vertical, la preocupación por los potenciales efectos anticompetitivos se centra fundamentalmente en la posible extensión del poder de mercado en el transporte de gas hacia la etapa de producción y comercialización de gas natural en boca de pozo.

119. Con respecto a la etapa del transporte, en principio, no es objeto de preocupación atento a la fuerte regulación a la que está sujeta y a que el gas natural no es un insumo que incida en el costo del servicio del transporte, por lo cual la integración vertical no puede ser usada como mecanismo para solicitar incrementos las tarifas reguladas. En consecuencia, el análisis a efectuarse en el presente dictamen se referirá a los posibles efectos que, una operación de concentración vertical entre empresas que actúan en un segmento competitivo y un segmento monopólico regulado, puede tener sobre el primero de dichos segmentos.

120. En línea con lo expresado en el párrafo anterior el análisis se focalizará en las posibles conductas anticompetitivas que tendrían su manifestación, no en la etapa del transporte, sino en la de producción y comercialización.

121. Estas prácticas podrían presentarse bajo distintas modalidades. Una de estas modalidades podría ocurrir vía discriminación en el precio, el acceso, la calidad o la

ES COPIA FIEL DEL ORIGINAL

Ministerio de Economía
Secretaría de Defensa de la Competencia y del Consumidor
Comisión Nacional de Defensa de la Competencia

8

Dr. Edgardo R. Núñez
Secretario
Comisión Nacional de Defensa de la Competencia

continuidad del servicio de transporte a favor de las empresas productoras o comercializadoras vinculadas y de sus clientes. Sin embargo, se entiende que las normas regulatorias son lo suficientemente restrictivas como para que su aplicación sirva para prevenir este tipo de prácticas.

122. Otra modalidad de conducta anticompetitiva que podría verificarse es la hipótesis en la cual, en el segmento desregulado, la empresa verticalmente integrada comprima su rentabilidad cobrando a sus clientes precios bajos a fin de debilitar la posición financiera de sus competidores, desplazándolos o excluyéndolos, y posteriormente elevando los precios.

123. Por las razones que a continuación se señalarán, no resulta probable que, como consecuencia de la operación notificada, se verifique en los hechos la hipótesis mencionada en el párrafo anterior. En primer lugar, la participación de TOTAL AUSTRAL en el mercado es poco significativa, ya que posee el 5,07% del gas producido y comercializa en forma directa menos del 3%. Por otra parte, es destacable, tal como fuera indicado cuando se describió el mercado de producción y comercialización de gas, la posición de mercado de REPSOL-YPF, quien cuenta con una participación de mercado notoriamente superior a la de TOTAL AUSTRAL y a la del resto de las empresas. En consecuencia, no se presenta una situación propicia para que tenga visos de prosperar una eventual conducta exclusoria por parte de TOTAL AUSTRAL.

124. En segundo lugar, la operación bajo análisis no le otorga a la adquirente un control exclusivo sobre TGN, por lo cual cualquier conducta unilateral que involucre a dicha empresa podría frustrarse sin el acuerdo de los demás socios.

125. En tercer lugar, deben tenerse en cuenta las características propias de la producción de gas natural. Es común que la extracción de este hidrocarburo se haga en forma conjunta con la extracción de petróleo. Esta circunstancia torna dificultosa la factibilidad de una acción exclusoria ejecutada vía precios del gas natural, puesto que la misma debería tener suficiente entidad como para afectar no sólo el negocio de extracción de gas sino también el de petróleo.

126. Además, la restricción regulatoria referida a la separación vertical entre un grupo de Productores y una empresa Transportista, según la cual esta última no puede transportar más del 20% del gas suministrado por aquellos, constituye un elemento significativo para atenuar las preocupaciones que una relación vertical como la analizada pueda generar respecto del potencial ejercicio de conductas exclusorias, en la medida en que se compute tanto el gas cargado por los Productores como por sus clientes a los efectos de calcular el límite del 20%.

127. Adicionalmente, debe tenerse presente que TOTAL AUSTRAL tiene emprendimientos conjuntos o relaciones asociativas con otras empresas productoras de hidrocarburos, por ejemplo a través de la conformación de diversas UTEs de exploración y explotación de hidrocarburos. Esta circunstancia, junto con la existencia de importantes costos hundidos asociados a la exploración y extracción de gas, hace presumir como poco probable la posibilidad de conductas de tipo exclusorio.

128. En síntesis, tomando en cuenta la poca significación de la participación de TOTAL AUSTRAL en la oferta de gas natural, la presencia de REPSOL-YPF en la producción y comercialización del mismo con una posición de liderazgo, el hecho de que la adquirente no obtendrá un control exclusivo sobre TGN, y la existencia de las disposiciones del marco regulatorio vigente para el transporte del gas natural, la operación bajo análisis no reviste preocupación desde el punto de vista de la defensa de la competencia.

VI. CLAUSULAS ACCESORIAS

129. No se observan en el contrato que instrumenta la presente operación cláusulas accesorias que restrinjan la competencia entre las partes.

VII. CONCLUSIONES

130. De acuerdo a lo expuesto precedentemente, esta COMISION NACIONAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA concluye que la operación de concentración económica que se notifica, con incidencia en la industria del gas natural, no infringe el

ES COPIA FIEL DEL ORIGINAL

Ministerio de Economía
Secretaría de Defensa de la Competencia y del Consumidor
Comisión Nacional de Defensa de la Competencia

8

Dr. Eduardo R. Núñez
Secretario
Comisión Nacional de Defensa de la Competencia

4343

artículo 7º de la Ley Nº 25.156 al no disminuir, restringir o distorsionar la competencia de modo que pueda resultar perjuicio al interés económico general.

131. Por ello, la COMISION NACIONAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA aconseja al SEÑOR SECRETARIO DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA Y DEL CONSUMIDOR autorizar la operación de concentración económica que se notifica, por la cual TRANSCANADA PIPELINES LIMITED, NOVA GAS INTERNATIONAL HOLDINGS (CAYMAN) LTD. y TCPL INTERNATIONAL HOLDINGS LTD, venden a TOTAL GAS & POWER VENTURES S.A. el 100% de las acciones de las sociedades holding NOVA GAS INTERNACIONAL S.A., NOVA GAS TRANSMISSION (ARGENTINA) LTD, NOVA GAS TRANSMISSION (CHILE) S.A. y TCP PROJECT LTD, las cuales tienen participación en las sociedades operativas TRANSPORTADORA GAS DEL NORTE S.A., GASODUCTO GASANDES (ARGENTINA), TRANSPORTADORA DE GAS DEL MERCOSUR S.A., y GASINVEST S.A., en los términos del art. 13 inciso a) de la Ley 25.156.

EDUARDO MONTAGNE

Dr. DIEGO PETRECCOLLA
Comisión Nacional de Defensa de la Competencia
PRESIDENTE

Lic. MAURICIO EUTERA
VOCAL